

**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

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Развитие электрических сетей 110 кВ филиала АО «ДРСК»  
«Хабаровские электрические сети» в связи с подключением микрорайона  
«Ореховая сопка» в городе Хабаровск

Исполнитель

студент группы 842-об2

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.А. Ковшун

Руководитель

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.А. Казакул

Консультант по

безопасности и

экологичности,

канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Ковшун Алексей Алексеевича.

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие электрических сетей 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Хабаровские электрические сети» в связи с подключением микрорайона «Ореховая сопка» в городе Хабаровск  
(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 27.06.2022

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: характеристики потребителей, параметры схемы и ее конфигурация, нормативно справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования электрической сети. 2 Характеристика электрических режимов рассматриваемого района. 3 Выбор варианта сети. 4 Расчет режимов. 5 Выбор оптимального варианта конфигурации электрической сети. 6 Расчет токов КЗ. 7 Выбор электрического оборудования. 8 Релейная защита и автоматика. 9 Молниезащита и заземление. 10 Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Выпускная квалификационная работа содержит 122 стр., 18 рисунков, 35 таблицы, , 35 источников, 7 листов графической части.

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

7. Дата выдачи задания: 16.03.2022.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Алексей Александрович Казакул  
доцент, кандт.техн.наук

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

Задание принял к исполнению (дата): : 16.03.2022

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 122 страниц, 18 рисунков, 35 таблиц, 63 формулы, 4 приложения, 35 источник.

ЭНЕРГОСИСТЕМА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, РЕЖИМ СЕТИ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, МОЛНИЕЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе разработан вариант подключения микрорайона «Ореховая сопка» в Хабаровском крае.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы выполнены расчеты нормальных и послеаварийных режимов работы рассматриваемого участка сети; проведен анализ токовой загрузки линий электропередач в каждом из режимов. Для подключаемой подстанции был проведен выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов; рассчитаны токи короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования; разработано заземление и молниезащита подстанции. Выполнен расчет уставок релейной защиты. Описаны правила пожарной безопасности и электробезопасности для реконструируемой подстанции.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика реконструируемой сети	9
1.1 Климатическая характеристика района строительства	9
1.2 Анализ электрической сети	10
1.3 Характеристика потребителя	16
1.4 Анализ режима существующей сети	27
2 Разработка вариантов развития электрической сети	32
2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	32
2.2 Разработка вариантов подключения объекта	33
2.3 Технико-экономическое сравнение вариантов	38
3 Реконструкция сети в связи с подключением ПС Ореховая сопка	44
3.1 Разработка однолинейной схемы подключаемой ПС	44
3.2 Выбор сечения линий электропередачи	45
3.3 Выбор трансформаторной мощности	47
3.4 Выбор компенсирующих устройств	54
3.5 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети	55
4 Расчёт токов короткого замыкания	65
5 Выбор и проверка электрооборудования	68
5.1 Конструктивное исполнение РУ ПС	68
5.2 Выбор и проверка выключателей	68
5.3 Выбор и проверка разъединителей	71
5.4 Выбор ячеек КРУ	73
5.5 Выбор и проверка трансформаторов тока	75
5.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	79
5.7 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ	81
5.8 Выбор высокочастотных заградителей	83

6	Разработка заземления и молниезащиты РУ ВН ПС	85
6.1	Расчет заземлителя ОРУ 110 кВ	85
6.2	Расчет молниезащиты ПС Ореховая сопка	86
6.3	Анализ грозоупорности ОРУ 110 кВ	87
6.4	Выбор и проверка ОПН	88
7	Релейная защита и автоматика, сигнализация	92
7.1	Выбор системы оперативного тока	92
7.2	Расстановка средств релейной защиты	95
7.3	Релейная защита силового трансформатора ПС Ореховая сопка	96
7.3.1	Расчет уставок защит ШЭ2607 148 трансформатора	96
7.3.2	Максимальная токовая защита трансформатора	99
7.3.3	Газовая защита трансформатора	101
7.4	Автоматика	103
7.5	Сигнализация	106
8	Безопасность и экологичность	108
8.1	Безопасность	108
8.1.1	Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок	108
8.1.2	Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ	109
8.1.3	Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ	109
8.2	Экологичность	110
8.3	Чрезвычайные ситуации	115
	Заключение	118
	Библиографический список	119
	Приложение А – Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	123
	Приложение Б – Экономический расчет в ПВК MathCad 15	128
	Приложение В – Расчет молниезащиты	131
	Приложение Г – Расчет токов короткого замыкания в ПВК RastrWin3	137

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередач;

НН – низшее напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ТЭЦ – теплоэлектростанция;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

## ВВЕДЕНИЕ

Город Хабаровск - административный центр Хабаровского края, один из крупнейших политических, образовательных и культурных центров Дальнего Востока России. По состоянию на 2022 год является крупнейшим городом Дальнего Востока с населением 613 480 человек.

С ростом численности населения города требуется увеличение темпов и объемов строительства жилья. Одним из подобных проектов является размещение новых объектов жилой застройки на территории, прилегающей к микрорайону Ореховая сопка.

Новыми объектами городской инфраструктуры по проекту комплексного освоения территории в целях жилищного и капитального строительства являются 5 детских садов, 1 поликлиника, 1 школа, жилые кварталы, склад, логистический центр с суммарной нагрузкой 55,5 МВт.

Для написания выпускной квалификационной работы выбрана тема: «Развитие электрических сетей 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Хабаровские электрические сети» в связи с подключением микрорайона «Ореховая сопка».

Данная тема актуальна, поскольку с развитием крупных городов и ростом их населения происходит увеличение мощности, требуемой для электроснабжения объектов городской инфраструктуры.

Практическая значимость работы состоит в возможности применения её результатов в проектной деятельности энергетических организаций.

Цель выпускной квалификационной работы – разработка наиболее экономичного варианта реконструкции электрической сети Хабаровского края сети для подключения микрорайона «Ореховая сопка».

Для реализации поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- Осуществить анализ сети в районе проектирования;
- Провести прогнозирование нагрузок;
- Разработать варианты развития электрической сети и произвести выбор наиболее оптимального;

- Рассчитать нормальные и послеаварийные режимы до и после развития электрической сети.
- Выбрать схему распределительного устройства ПС;
- Выбрать основное оборудование на проектируемой ПС;
- Спроектировать план ПС;
- Разработать заземление и молниезащиту;
- Повести выбор и расчет уставок релейной защиты.
- Оценить безопасность и экологичность проекта.

Для выполнения выпускной квалификационной работы используются программные комплексы: MSWord, ПБК RastrWin 3, ПБК MathCad 15.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА

## 1.1 Характеристика района строительства

Хабаровский край расположен в восточной части Российской Федерации, в Дальневосточном федеральном округе [1]. На севере граничит с Магаданской Областью и Республикой Саха (Якутия), на западе с Еврейской автономной областью, Амурской областью, а также Китаем, на юге с Приморским краем, с севера-востока и востока омывается Охотским морем, с юго-востока – Японским морем. От острова Сахалин отделяется проливами Татарский и Невельского. Помимо основной, континентальной части, в состав края входят несколько островов, среди них самые крупные – Шантарские. Общая протяженность береговой линии – около 2500 км, включая острова – 3390 км.

Территория края простирается с юга на север на 1800 км, с запада на восток – на 125-750 км. Общая площадь территории края составляет 787 633 км<sup>2</sup>, это 4,5 % всей территории страны (4-е место среди субъектов Российской Федерации). Основные горные хребты – Сихоте-Алинь, Сунтар-Хаята, Джугджур, Буреинский, Дуссе-Алинь, Ям-Алинь. Высочайшая точка – гора Берилл (2933 м), самая низкая соответствует уровню моря. От Москвы до Хабаровска по железной дороге – 8533 км, по воздуху – 6075 км.

Около трех четвертей площади края занимают горы и плоскогорья, которые образуют обширные системы и хребты Сихотэ-Алинь, Джугджур, Баджал, Хинган и другие. Максимальная высота гор – 2933 м. Самое большое равнинное пространство – Среднеамурская равнина, расположенная в бассейне Амура между городами Хабаровск и Комсомольск-на-Амуре. Равнинные пространства сильно заболочены. В целом по краю болота занимают 10,6 % земельного фонда.

Климатические условия меняются при движении с севера на юг, зависят также от близости к морю и от формы и характера рельефа. Средняя температура января от -22 °С на юге и до -40 °С на севере, на побережье от -18 °С до -24 °С. Средняя температура июля на юге +20 °С, на севере около +15 °С.

Годовая сумма осадков колеблется от 400 – 600 мм на севере и до 600 – 800 мм на равнинах и восточных склонах хребтов. На юге края до 90 % осадков выпадает с апреля по октябрь, особенно много их в июле и августе.

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
Район по гололеду	IV
Район по ветру	III
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Интенсивность пляски проводов и тросов	Умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 40 до 60
Степень загрязнения атмосферы	I

Таблица 2 – Температуры воздуха в рассматриваемом районе

Наименование	Показатели, °С
Среднегодовая	2,7
Минимальная	-41,1
Максимальная	36,7

## 1.2 Анализ электрической сети

Используемые в России электрические сети: системообразующие, питающие и распределительные, являются сложными системами и зачастую имеют самые разнообразные структуры, обусловленные их «историческим» развитием.

В большинстве случаев развитие сетей происходит «хаотически» - при возникновении потребности в электроснабжении нового объекта либо изменении мощностных показателей нагрузки. Традиционно в этих случаях может меняться мощность подстанций, строятся соответствующие линии электропередачи без увязки с соседними линиями, т.е. при отсутствии должного технического обоснования изменений самой системы как самостоятельного объекта. При большой разнообразии структур электрических

сетей (особенно питающих сетей на напряжение 110-220 кВ) отсутствуют показатели технической оценки эффективности использования этих сетей (в том числе структурной оценки) – существует лишь ряд экономико-эксплуатационных показателей.

Структурный анализ электрических сетей полагает их систематизацию по следующим признакам [20]:

- класс номинального напряжения,
- количество и тип схемы каждого РУ подстанции,
- число и мощность трансформаторов с указанием их основных характеристик,
- суммарная протяженность линий электропередачи на каждом классе номинального напряжения,
- характеристика линий электропередачи.

Характеристика линий электропередачи должна включать следующую информацию: наименование линии, класс номинального напряжения, протяженность, марка и сечение проводника, конструктивное исполнение.

Для дальнейшего проектирования необходимо произвести анализ схемно-режимной ситуации электрической сети, к которой будет подключена ПС Ореховая сопка.

Подключение ПС Ореховая сопка осуществляется на территории Хабаровского края. Энергосистема Хабаровского края входит в состав Объединенной энергосистемы (ОЭС) Востока. Значительная часть территории региона (в основном на севере края) входит в зону децентрализованного электроснабжения. Изолированно от ОЭС Востока функционирует Николаевский энергоузел [1].

На территории энергосистемы Хабаровского края основной генерирующей компанией является филиал АО «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК») «Хабаровская генерация». Филиал АО «Дальневосточная генерирующая компания» «Хабаровская генерация» эксплуатирует следующие электрические станции: Хабаровскую ТЭЦ-1,

Хабаровскую ТЭЦ-3, Комсомольскую ТЭЦ-1, Комсомольскую ТЭЦ-2, Комсомольскую ТЭЦ-3, Амурскую ТЭЦ-1, Майскую ГРЭС.

Рассматриваемый участок сети представлен на рисунке 1.

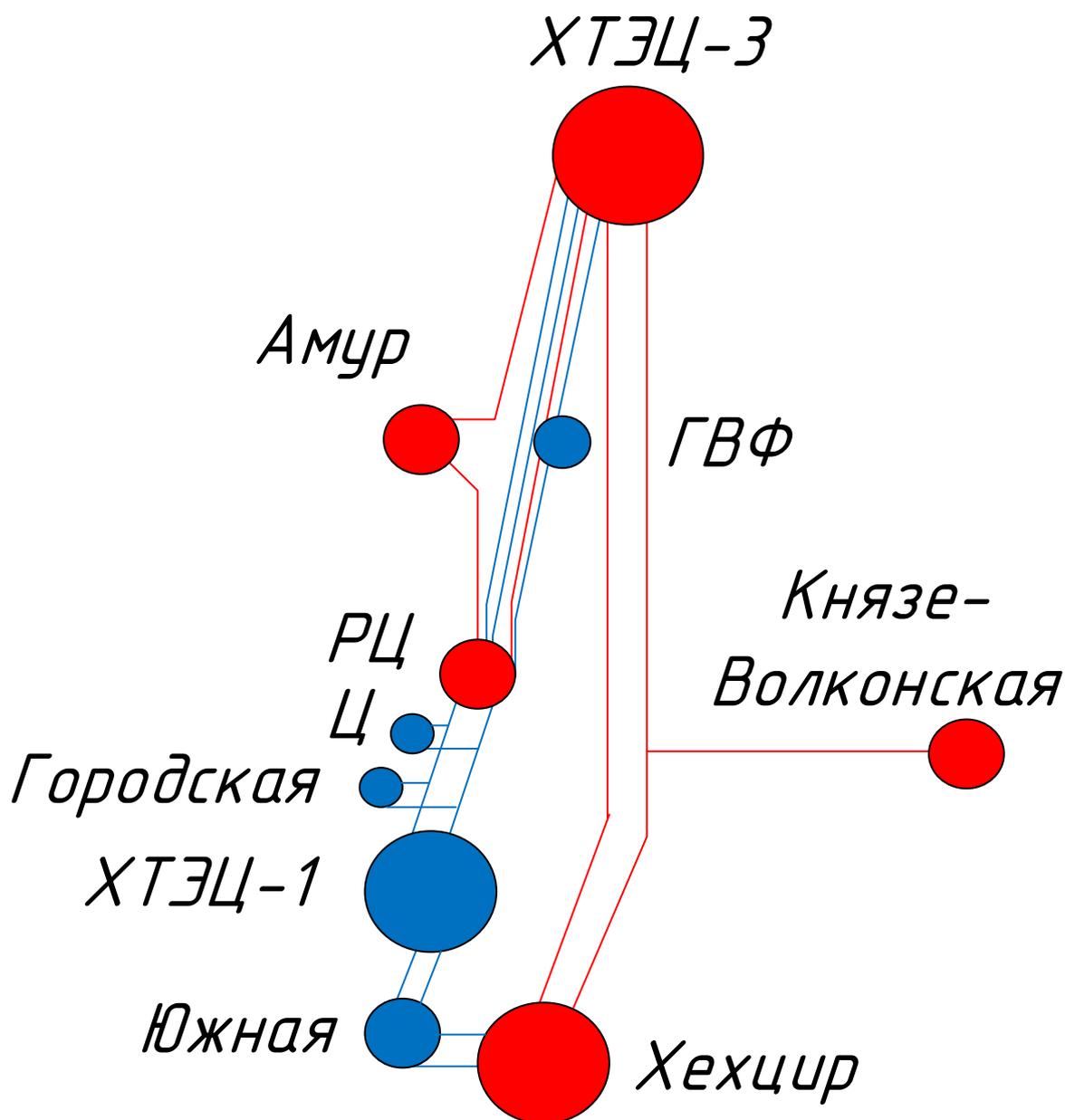


Рисунок 1 – Карта-схема рассматриваемого участка сети

Для того чтобы выполнить структурный анализ сети, необходимо провести анализ отдельных её частей: источников питания, линий электропередачи, подстанций.

По состоянию на 2022 год рассматриваемый участок сети состоит из следующих элементов: 17 ЛЭП и 10 подстанций.

Таблица 3 – Воздушные линии [5]

№	ЛЭП	Марка провода	Длина, км
1	2	3	4
220 кВ			
1.	РЦ – Амур	АС-400	5,528
2.	Хабаровская ТЭЦ-3 – Амур	АС-400	11
3.	Хабаровская ТЭЦ-3 – РЦ	АС-300	13
4.	Хабаровская ТЭЦ-3 – Хехцир	АС-400	88,5
5.	Хабаровская ТЭЦ-3 – отп.Князе-Волконская	АС-400	29,5
6.	отп.Князе-Волконская – Хехцир	АСО-400	58,9
7.	отп.Князе-Волконская	АС-300	0,685
110 кВ			
8.	Хабаровская ТЭЦ-1 – Южная	АС-300х2	5,5х2
9.	Хабаровская ТЭЦ-1 – отп. Городская	АС-120х2	7,8х2
10.	отп. Городская – отп. Ц	АС-120х2	1,4х2
11.	РЦ – отп.Ц	АС-120х2	7,8х2
12.	отп. Городская	АС-185х2	1,3х2
13.	отп. Ц	АС-120х2	0,02х2
14.	Южная - Хехцир	АСО-300х2	21,7х2
15.	Хабаровская ТЭЦ-3 - РЦ	АС-300х2	15х2
16.	ГВФ – Хабаровская ТЭЦ-3	АС-150	7,52
17.	ГВФ - РЦ	АС-150	6,1

Таблица 4 – Подстанции и трансформаторы

№	Место установки	Трансформаторы
	1	2
1.	Хабаровская ТЭЦ-1	4хТДЦ-125000/110 3х ТДТН-63000/110 3хТРДНС-25000/35
2.	Хабаровская ТЭЦ-3	2х ТДЦ-250000/220 1хАТДЦТН-200000/220/110 1х ТДЦ-250000/110
3.	РЦ	2хТДТН-63000/220
4.	ГВФ	2хТДТН-25000/110 1хТДН-25000/110
5.	Ц	2хТДТН-40000/110
6.	Городская	2хТРДН-40000/110
7.	Южная	2хТДТН-25000/110
8.	Хехцир	1хАТДЦТН-63000/220/110 1хАТДЦТН-125000/220/110
9.	Князе-Волконская	1хАТДЦТН-63000/220/110
10.	Амур	2хАТДЦТН-125000/220/110

На рассматриваемом участке сети в роли источников питания выступают Хабаровская ТЭЦ-1 и Хабаровская ТЭЦ-3. Проведем их обзорную характеристику.

Хабаровская ТЭЦ-1 представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию (теплоэлектроцентраль) с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 435 МВт, установленная тепловая мощность — 1200,2 Гкал/час, располагаемая тепловая мощность — 900,2 [2]. В качестве топлива используется природный газ сахалинских месторождений, а также каменный и бурый уголь различных месторождений. Основное оборудование станции включает в себя:

- Турбоагрегат № 1 мощностью 25 МВт, в составе турбины ПР-25/30-90/10/0,9 с генератором ТВ-2-30-2, введен в 1974 году;
- Турбоагрегат № 2 мощностью 30 МВт, в составе турбины ПТ-25/30-90 с генератором ТВ-2-30-2, введен в 1955 году;
- Турбоагрегат № 3 мощностью 25 МВт, в составе турбины ПР-25/30-90/10/0,9 с генератором ТВ-2-30-2, введен в 1976 году;
- Турбоагрегат № 6 мощностью 50 МВт, в составе турбины ПТ-50-90/13 с генератором ТВ-60-2, введен в 1964 году;
- Турбоагрегат № 7 мощностью 100 МВт, в составе турбины Т-100-130 с генератором ТВФ-100-2, введен в 1967 году;
- Турбоагрегат № 8 мощностью 100 МВт, в составе турбины Т-100-130 с генератором ТВФ-100-2, введен в 1969 году;
- Турбоагрегат № 9 мощностью 105 МВт, в составе турбины Т-100/120-130 с генератором ТВФ-120-2, введен в 1972 году [2].

Пар для турбоагрегатов вырабатывают 15 энергетических котлов: три ТП-170-100, два БКЗ-160-100, два БКЗ-220-100 и восемь БКЗ-210-140. Также имеются три водогрейных котла ПТВМ-100, работающих на мазуте. В связи с дороговизной топлива, эти котлы не эксплуатируются и находятся на консервации с 1996—1998 годов, по своему техническому состоянию котлы пришли в негодность и не могут быть введены в работу. Система технического

водоснабжения Хабаровской ТЭЦ-1 обратная, охладителями воды являются брызгальный бассейн емкостью 7280 м<sup>3</sup> и пять градирен площадью орошения по 1600 м<sup>2</sup> каждая. Исходная вода подается из р. Амур насосами береговой насосной станции. Выдача электроэнергии в энергосистему производится с закрытых распределительных устройств (ЗРУ) по линиям электропередачи напряжением 110 и 35 кВ:

- ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 — ПС Южная, 2 цепи;
- ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 — ПС Горький, 2 цепи;
- ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 — ПС Корфовская, 2 цепи;
- ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 — ПС РЦ, 2 цепи;
- ВЛ 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 — ПС СМ, 2 цепи;
- ВЛ 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 — ПС БН, 2 цепи;
- ВЛ 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 — ПС Трампарк, 2 цепи;
- КЛ 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 — ПС Индустриальная, 2 цепи.

Хабаровская ТЭЦ-3 представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию (теплоэлектроцентраль). Установленная мощность электростанции — 720 МВт, установленная тепловая мощность — 1040 Гкал/час [2]. Тепловая схема станции — блочная. В качестве топлива используется каменный уголь различных месторождений, природный газ сахалинских месторождений, мазут. Основное оборудование станции включает в себя:

- четыре энергоблока мощностью по 180 МВт, каждый из которых включает в себя паровую турбину Т-180/210-130, генератор ТГВ-200-2М и котлоагрегат ТПЕ-215;
- пиковую водогрейную котельную в составе трёх водогрейных котлов ПТВМ-180 и двух паровых котлов ГМ-50/14. Паровые котлы используются только для выработки пара на собственные нужды электростанции в период проведения пусковых операций после полного останова станции.

Система охлаждения обратная с тремя градирнями, техническая вода подается из реки Амур береговой насосной станцией. Выдача электроэнергии станции в энергосистему производится с открытых распределительных устройств напряжением 110 кВ и 220 кВ по следующим линиям электропередачи:

- ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 — РЦ;
- КВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 — Амур;
- ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 — Хехцир-2, 1 цепь с отпайкой на ПС Князе-Волконка;
- ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 — Хехцир-2, 2 цепь с отпайкой на ПС НПС-34;
- ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 — Хехцир-2, 3 цепь;
- ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 — Хехцир-2, 4 цепь с отпайкой на ПС НПС-34;
- ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 - Восток;
- КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 — НПЗ с отпайкой на ПС НПЗ-2;
- ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 — РЦ, 1 цепь с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 — РЦ, 2 цепь с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 — РЦ, 3 цепь;
- ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 — Водозабор, 1 цепь с отпайкой на ПС Племярепродуктор;
- ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 — Водозабор, 2 цепь с отпайкой на ПС Племярепродуктор;
- ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 — ГВФ [3].

### **1.3 Характеристика потребителя**

За период с 2015 по 2022 годы спрос на электроэнергию по энергосистеме Хабаровского края вырос на 6,9% (по отношению к показателю 2014 года) при среднегодовых темпах прироста 1,34%.

Наиболее значительные приросты отмечаются в 2018-2019 годы, что обусловлено, главным образом, ростом производства в металлургическом

секторе (завод «Амурсталь» (ООО «Торэкс-Хабаровск»)), а также увеличением объёмов перекачки нефти по трубопроводу ВСТО.

В структуре потребления электроэнергии более 40% приходится на сферу услуг и население, в т.ч. 23% - сфера услуг, 18% - население [1]. Структура энергопотребления представлена на рисунке 2.

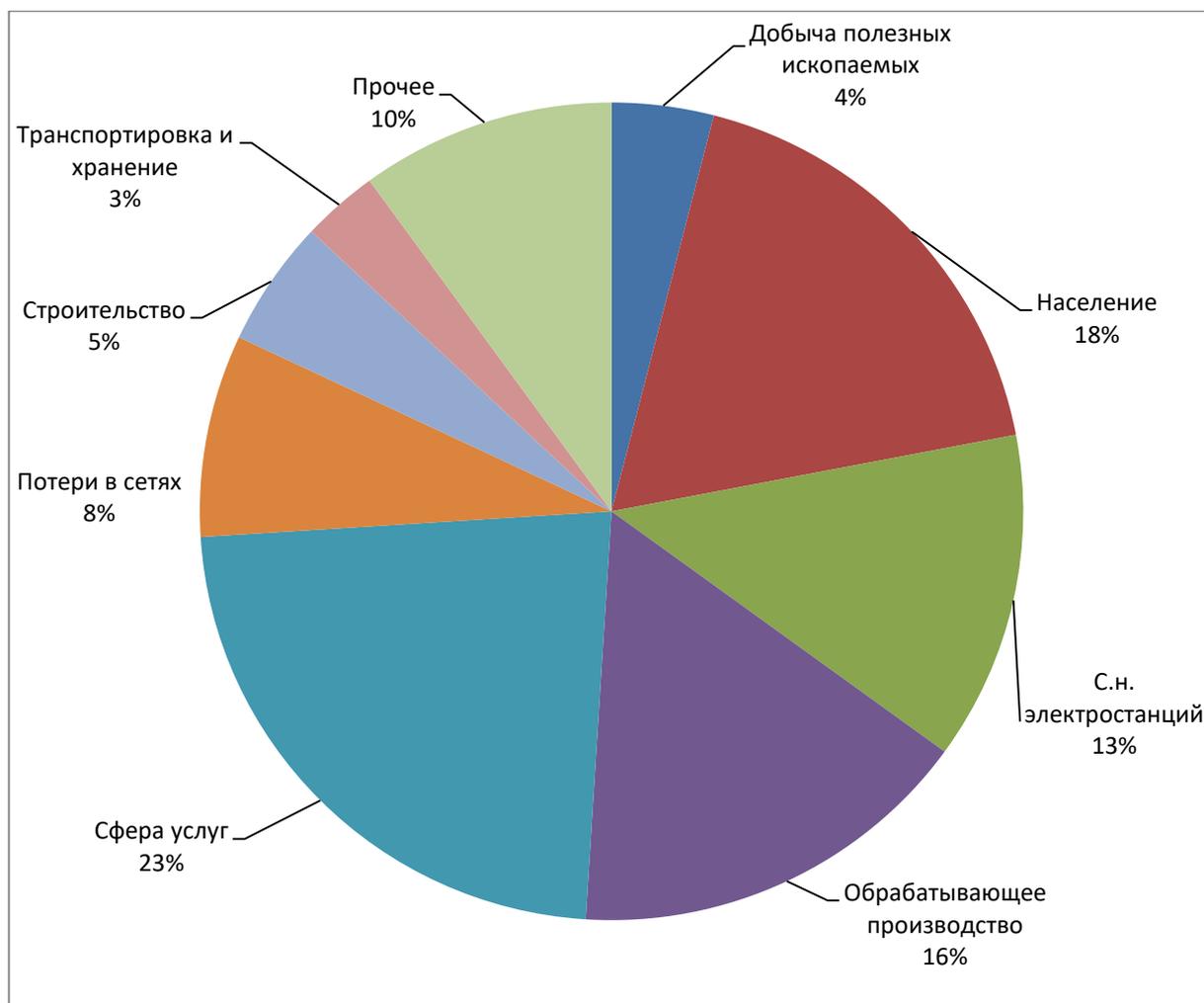


Рисунок 2 – Структура энергопотребления Хабаровского края

#### 1.4 Анализ режима существующей сети

Для анализа существующего режима необходимо выполнить расчет в ПВК RastrWin3.

Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. В России основными пользователями RastrWin3 являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная

Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.) [4].

С помощью данной программы можно производить:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;
- расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот,

проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров [4].

Расчет производится для части энергосистемы Хабаровского края.

Произведем расчет нормального режима электрической сети. Нормальный режим характеризуется показателями, близкими к номинальным. В таком режиме обеспечивается плавное регулирование работы электростанций, минимизируются потери электрической энергии в сети, удобно осуществляются оперативные переключения. Нормальный режим электрической сети обеспечивает снабжение электроэнергией потребителей без перебоев и с достаточным уровнем напряжения. Нормальным является также режим, когда происходит включение-отключение линии высокой мощности трансформатора и моменты высоко амплитудных перепадов напряжения, длящихся доли секунд.

Для расчета режима в ПВК RastrWin 3 необходимо рассчитать параметры линий, трансформаторов, генераторов.

Активное сопротивление линии:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (1)$$

где  $r_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (2)$$

где  $x_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП моделируется для расчета реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (3)$$

где  $b_0$  – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Потери на коронный разряд моделируются для расчета активной проводимостью ВЛ:

$$G = g_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (4)$$

где  $g_0$  – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ находим по формулам:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}; \quad (5)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}; \quad (6)$$

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1. \quad (7)$$

где  $K_{TH}, K_{TC}, K_{TB}$  – коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой сторон соответственно;

$U_{HH}, U_{CH}, U_{BH}$  – соответственно напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трехобмоточного трансформатора.

Реактивные проводимости трансформаторов вычисляются по формулам:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (8)$$

где  $\Delta Q_{XX}$  – реактивные потери холостого хода, кВар.

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (9)$$

где  $\Delta P_{XX}$  – активные потери холостого хода, кВт.

Генераторные узлы можно задать несколькими способами. В данном проекте они задаются активной мощностью, заданным модулем напряжения, а также пределами выработки и потребления реактивной мощности. Балансирующий узел задается модулем напряжения.

Расчет параметров ветвей производится по [5].

Параметры ветвей и узлов приведены в таблицах 5,6.

Таблица 5 – Параметры ветвей

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
1	2	3	4	5	6
ХТЭЦ-3 220 - ген1	0,6	25,7	19,21	4,1	0,072
ХТЭЦ-3 220 - ген2	0,6	25,7	19,21	4,1	0,072
нейт - нн	0,6	54,2			0,045
нейт - ХТЭЦ-3 110	0,3				0,5
ХТЭЦ-3 110 - РЦ 110	1,8	6,2	-41		
ХТЭЦ-3 220 - нейт	0,3	30,4	18,9	2,36	1
РЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
РЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт - РЦ 110	0,48				0,5
нейт - РЦ 110	0,48				0,5
нейт - нн	32	131			0,045
нейт - нн	32	131			0,045
нн - нн					
РЦ 110 - отп1	1,9	3,2	-21		
РЦ 110 - отп2	1,9	3,2	-21		
отп1 - Ц	0,01	0,01	-0,1		
отп2 - Ц	0,01	0,01	-0,1		
отп1 - отп3	0,34	0,5	-3,8		
отп2 - отп4	0,34	0,5	-3,8		
отп3 - Городская	0,156	0,4	-3,5		
отп4 - Городская	0,16	0,4	-3,5		

1	2	3	4	5	6
отп3 - ХТЭЦ-1	1,9	3,2	-21		
отп4 - ХТЭЦ-1	1,9	3,2	-21		
ХТЭЦ-1 - Южная	0,66	2,2	-14		
ХТЭЦ-1 - Южная	0,66	2,2	-14		
Южная - Хехцир 110	2,6	8,9	-58,6		
Южная - Хехцир 110	2,6	8,9	-58,6		
Хехцир 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
Хехцир 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт - Хехцир 110	0,48				0,5
нейт - Хехцир 110	0,48				0,5
нейт - нн	32	131			0,045
нейт - нн	32	131			0,045
Хехцир 220 - ХТЭЦ-3 220	6,6	37	-232	5	
Хехцир 220 - отп Князе-Волконская	4,4	25	-155	2,4	
отп Князе-Волконская - ХТЭЦ-3 220	2,25	12,6	-79,2	1,6	
отп Князе-Волконская - Князе-Волконская	0,01	0,429	-2,64	0,1	
ХТЭЦ-3 220 - Амур	1,2	6	-38	0,8	
Амур - РЦ 220	0,4	2,31	-14,5	0,4	
РЦ 220 - ХТЭЦ-3 220	0,6	2,5	-15	0,4	
ХТЭЦ-3 110 - ген3	0,15	6,1	85,4	33,66	0,14
ХТЭЦ-1 - ген1	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
ХТЭЦ-1 - ген2	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
ХТЭЦ-1 - ген3	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
ХТЭЦ-1 - ген4	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
РЦ 110 - ГВФ	1,48	3,15	-20,3		
ГВФ - ХТЭЦ-3 110	1,2	2,5	-16,47		
нн - нн					

Таблица 6 – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$ , кВ
		$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВар	$P_g$ , МВт	$Q_g$ , МВар	
1	2	3	4	5	6	7
ХТЭЦ-3 220	220					
ген1	16			21,7	-3,42	16
ген2	16			30	-3,51	16

1	2	3	4	5	6	7
ХТЭЦ-3 110	110					
нейт	220					
нн	10					
отп Князе- Волконская	220					
Князе-Волконская	220	10,5	20			
Хехцир 220	220					
Хехцир 110	110					
нейт	220					
нейт	220					
нн	10					
нн	10					
Южная	110	14,5	4,9			
ХТЭЦ-1	110					
ген1	16			10	12,32	16
ген2	16			10	12,32	16
ген3	16			20	12,16	16
ген4	16			20	12,16	16
отп1	110					
отп2	110					
отп3	110					
отп4	110					
РЦ 110	110	50,2	55,2			
РЦ 220	220					
нн	10					
нн	10					
нейт	220					
нейт	220					
ГВФ	110	14,6	2,4			
ген3	16			20	40,69	16
Ц	110	9,1	2,7			
Городская	110	19,1	3,6			
Амур	220	30	15			

Анализ режима в ПВК Rastr Win 3 подразумевает анализ токовой загрузки линий электропередачи и анализ потерь активной мощности на участке сети. Оценку загрузки линий можно осуществить по длительно допустимым токам.

Допустимый ток – это такой ток, при длительном протекании которого проводник нагревается до допустимой температуры. Величина данного

параметра зависит от сечения проводника. Поскольку данный нормальный режим рассчитан с нагрузками контрольного замера зимнего максимума, был произведен пересчет длительно допустимого тока, для средней температуры окружающей среды в зимний период, равной минус 25 °С.

Схема потокораспределения представлена на рисунке 3.

Таблица 7 – Токовая нагрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая нагрузка $I/I_{доп}$ , %
ХТЭЦ-3 110 - РЦ 110	63,0	65,1	680,0	9,6
ХТЭЦ-3 110 - РЦ 110	63,0	65,1	680,0	9,6
РЦ 110 - отп1	88,9	87,7	375,0	23,7
РЦ 110 - отп2	88,9	87,7	375,0	23,7
отп1 - Ц	24,4	24,4	375,0	6,5
отп2 - Ц	24,5	24,5	375,0	6,5
отп1 - отп3	107,7	107,5	375,0	28,7
отп2 - отп4	107,9	107,7	375,0	28,8
отп3 - Городская	50,1	50,2	375,0	13,4
отп4 - Городская	50,0	50,1	375,0	13,3
отп3 - ХТЭЦ-1	150,6	149,8	375,0	40,2
отп4 - ХТЭЦ-1	150,6	149,8	375,0	40,2
ХТЭЦ-1 - Южная	44,6	45,2	680,0	6,7
ХТЭЦ-1 - Южная	44,6	45,2	680,0	6,7
Южная - Хехцир 110	21,6	25,3	680,0	3,7
Южная - Хехцир 110	21,6	25,3	680,0	3,7
Хехцир 220 - ХТЭЦ-3 220	8,3	33,2	815,0	4,1
Хехцир 220 - отп Князе-Волконская	19,2	39,1	815,0	4,8
отп Князе-Волконская - ХТЭЦ-3 220	29,2	26,7	815,0	3,6
отп Князе-Волконская - Князе-Волконская	58,4	58,7	815,0	7,2
ХТЭЦ-3 220 - Амур	45,3	46,8	815,0	5,7
Амур - РЦ 220	40,6	39,7	815,0	5,0
РЦ 220 - ХТЭЦ-3 220	73,8	73,4	680,0	10,8
РЦ 110 - ГВФ	44,2	43,0	440,0	10,0
ГВФ - ХТЭЦ-3 110	103,7	103,2	440,0	23,6

Большая часть ВЛ на рассматриваемом участке являются ненагруженными (менее или близко к 30%).

Напряжения во всех узлах сети соответствуют ГОСТ 32144-2013, по которому отклонение напряжения в узлах сети не должно быть больше  $\pm 10\%$ .

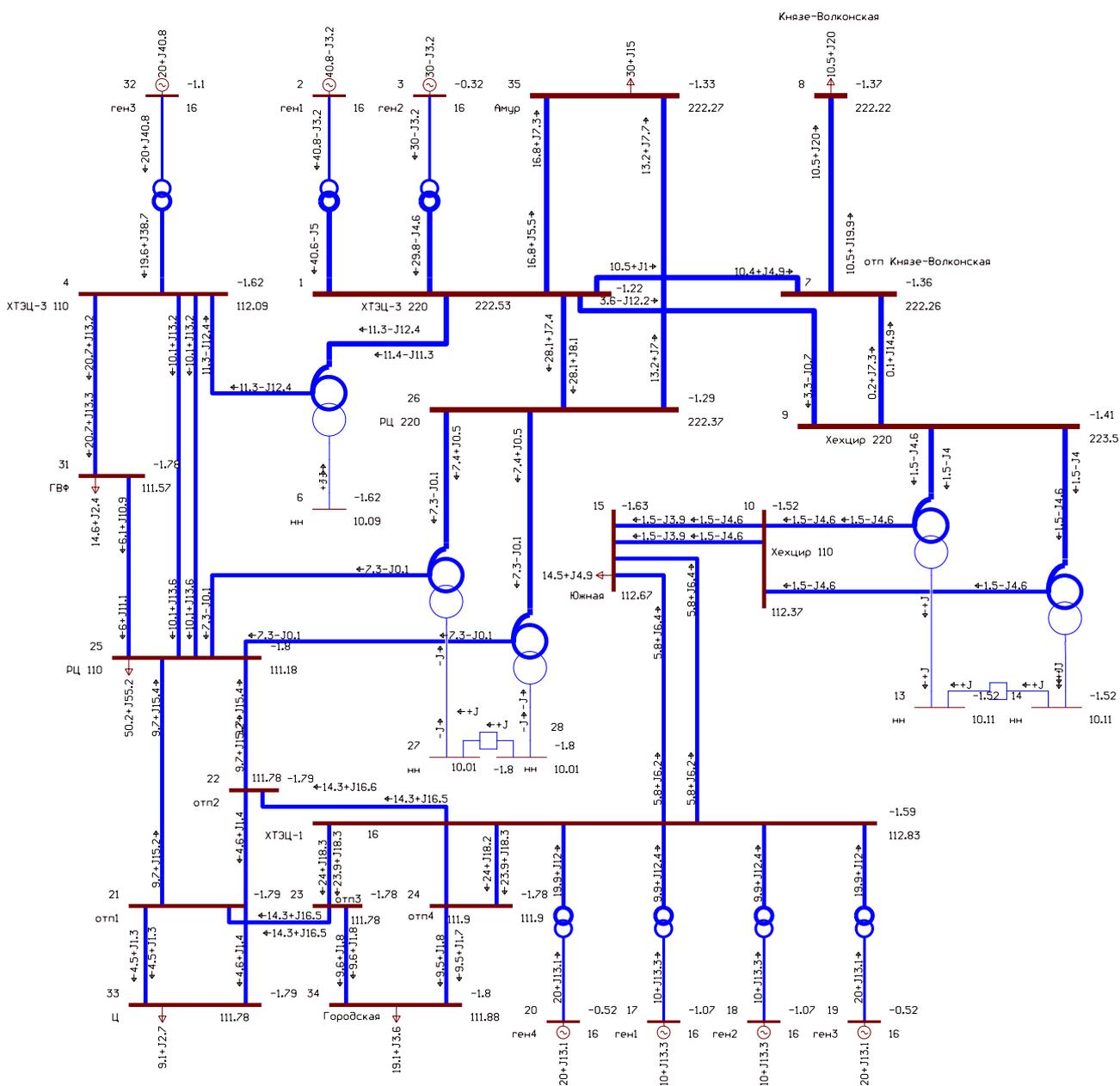


Рисунок 3 – Схема потокораспределения действующей сети

Величина потерь активной мощности является одним из показателей эффективности работы энергосистемы (таблица 8).

Таблица 8 – Потери активной мощности на участке

ΔP, МВт	dPлэп, МВт	dPтр, МВт	Pхх, МВт	P кор., МВт
2,77	0,52	0,11	1,61	0,53

Суммарные потери активной мощности на участке составляют 2,77 МВт, что составляет 2,1 % от генерируемой мощности - 132 МВт. Большая часть потерь – условно-постоянные потери, которые складываются из потерь холостого хода в трансформаторах, на коронный заряд, потерь в оборудовании, не зависящие от нагрузки.

Рассмотрим послеаварийный режим – отключение автотрансформатора на ПС РЦ.

Послеаварийный режим — режим, в котором находится потребитель электрической энергии в результате нарушения в системе его электроснабжения до установления нормального режима после локализации отказа. Послеаварийный режим наступает после выхода одного или нескольких элементов в результате аварии.

В послеаварийных режимах допускается снижение или даже перерыв транзитных потоков мощности, а также ограничение электроснабжения потребителей при условии сохранения устойчивости в сечениях и обеспечения допустимых токовых нагрузок оборудования и при наличии технико-экономического обоснования, которое является сопоставлением экономических последствий отказов элементов схемы (например, ущерб потребителей) с затратами на увеличение пропускной способности схемы, исключающей ограничение электроснабжения потребителей.

Таблица 9 – Параметры ветвей в послеаварийном режиме (отключение автотрансформатора на ПС РЦ)

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
1	2	3	4	5	6
ХТЭЦ-3 220 - ген1	0,6	25,7	19,21	4,1	0,072
ХТЭЦ-3 220 - ген2	0,6	25,7	19,21	4,1	0,072
нейт - нн	0,6	54,2			0,045
нейт - ХТЭЦ-3 110	0,3				0,5
ХТЭЦ-3 110 - РЦ 110	1,8	6,2	-41		
ХТЭЦ-3 220 - нейт	0,3	30,4	18,9	2,36	1

1	2	3	4	5	6
РЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
РЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт - РЦ 110	0,48				0,5
нейт - РЦ 110	0,48				0,5
нейт - нн	32	131			0,045
нейт - нн	32	131			0,045
нн - нн					
РЦ 110 - отп1	1,9	3,2	-21		
РЦ 110 - отп2	1,9	3,2	-21		
отп1 - Ц	0,01	0,01	-0,1		
отп2 - Ц	0,01	0,01	-0,1		
отп1 - отп3	0,34	0,5	-3,8		
отп2 - отп4	0,34	0,5	-3,8		
отп3 - Городская	0,156	0,4	-3,5		
отп4 - Городская	0,16	0,4	-3,5		
отп3 - ХТЭЦ-1	1,9	3,2	-21		
отп4 - ХТЭЦ-1	1,9	3,2	-21		
ХТЭЦ-1 - Южная	0,66	2,2	-14		
ХТЭЦ-1 - Южная	0,66	2,2	-14		
Южная - Хехцир 110	2,6	8,9	-58,6		
Южная - Хехцир 110	2,6	8,9	-58,6		
Хехцир 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
Хехцир 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт - Хехцир 110	0,48				0,5
нейт - Хехцир 110	0,48				0,5
нейт - нн	32	131			0,045
нейт - нн	32	131			0,045
Хехцир 220 - ХТЭЦ-3 220	6,6	37	-232	5	
Хехцир 220 - отп Князе-Волконская	4,4	25	-155	2,4	
отп Князе- Волконская - ХТЭЦ-3 220	2,25	12,6	-79,2	1,6	
отп Князе- Волконская - Князе- Волконская	0,01	0,429	-2,64	0,1	
ХТЭЦ-3 220 - Амур	1,2	6	-38	0,8	
Амур - РЦ 220	0,4	2,31	-14,5	0,4	
РЦ 220 - ХТЭЦ-3 220	0,6	2,5	-15	0,4	
ХТЭЦ-3 110 - ген3	0,15	6,1	85,4	33,66	0,14
ХТЭЦ-1 - ген1	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
ХТЭЦ-1 - ген2	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
ХТЭЦ-1 - ген3	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
ХТЭЦ-1 - ген4	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
РЦ 110 - ГВФ	1,48	3,15	-20,3		
ГВФ - ХТЭЦ-3 110	1,2	2,5	-16,47		
нн - нн					

Таблица 10 – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$ , кВ
		$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВар	$P_g$ , МВт	$Q_g$ , МВар	
ХТЭЦ-3 220	220					
ген1	16			40,7	-3,4	16,0
ген2	16			30,0	-3,4	16,0
ХТЭЦ-3 110	110					
нейт	220					
нн	10					
отп Князе-Волконская	220					
Князе-Волконская	220	10,5	20,0			
Хехцир 220	220					
Хехцир 110	110					
нейт	220					
нейт	220					
нн	10					
нн	10					
Южная	110	14,5	4,9			
ХТЭЦ-1	110					
ген1	16			10,0	12,7	16,0
ген2	16			10,0	12,7	16,0
ген3	16			20,0	12,6	16,0
ген4	16			20,0	12,6	16,0
отп1	110					
отп2	110					
отп3	110					
отп4	110					
РЦ 110	110	50,2	55,2			
РЦ 220	220					
нн	10					
нн	10					
нейт	220					
нейт	220					
ГВФ	110	14,6	2,4			
ген3	16			20,0	42,4	16,0
Ц	110	9,1	2,7			
Городская	110	19,1	3,6			
Амур	220	30,0	15,0			

Анализ режима в ПВК Rastr Win 3 подразумевает анализ токовой загрузки линий электропередачи и анализ потерь активной мощности на участке сети. Схема потокораспределения представлена на рисунке

Таблица 11 – Токовая нагрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая нагрузка $I/I_{доп}$ , %
ХТЭЦ-3 110 - РЦ 110	66,2	68,2	680,0	10,0
ХТЭЦ-3 110 - РЦ 110	66,2	68,2	680,0	10,0
РЦ 110 - отп1	89,9	88,8	375,0	24,0
РЦ 110 - отп2	89,9	88,8	375,0	24,0
отп1 - Ц	24,4	24,4	375,0	6,5
отп2 - Ц	24,5	24,5	375,0	6,5
отп1 - отп3	109,3	109,1	375,0	29,1
отп2 - отп4	109,4	109,3	375,0	29,2
отп3 - Городская	50,1	50,2	375,0	13,4
отп4 - Городская	50,0	50,1	375,0	13,3
отп3 - ХТЭЦ-1	152,8	152,1	375,0	40,8
отп4 - ХТЭЦ-1	152,8	152,0	375,0	40,8
ХТЭЦ-1 - Южная	42,6	43,3	680,0	6,4
ХТЭЦ-1 - Южная	42,6	43,3	680,0	6,4
Южная - Хехцир 110	23,6	27,1	680,0	4,0
Южная - Хехцир 110	23,6	27,1	680,0	4,0
Хехцир 220 - ХТЭЦ-3 220	10,2	34,1	815,0	4,2
Хехцир 220 - отп Князе-Волконская	19,5	39,4	815,0	4,8
отп Князе-Волконская - ХТЭЦ-3 220	30,8	28,6	815,0	3,8
отп Князе-Волконская - Князе-Волконская	58,4	58,7	815,0	7,2
ХТЭЦ-3 220 - Амур	42,5	44,2	815,0	5,4
Амур - РЦ 220	43,0	42,2	815,0	5,3
РЦ 220 - ХТЭЦ-3 220	64,7	64,3	680,0	9,5
РЦ 110 - ГВФ	45,0	43,8	440,0	10,2
ГВФ - ХТЭЦ-3 110	108,0	107,5	440,0	24,5

Перегрузки линий электропередач в послеаварийном режиме не произошло. Напряжения во всех узлах сети соответствуют ГОСТ 32144-2013, по которому отклонение напряжения в узлах сети не должно быть больше  $\pm 10\%$ .

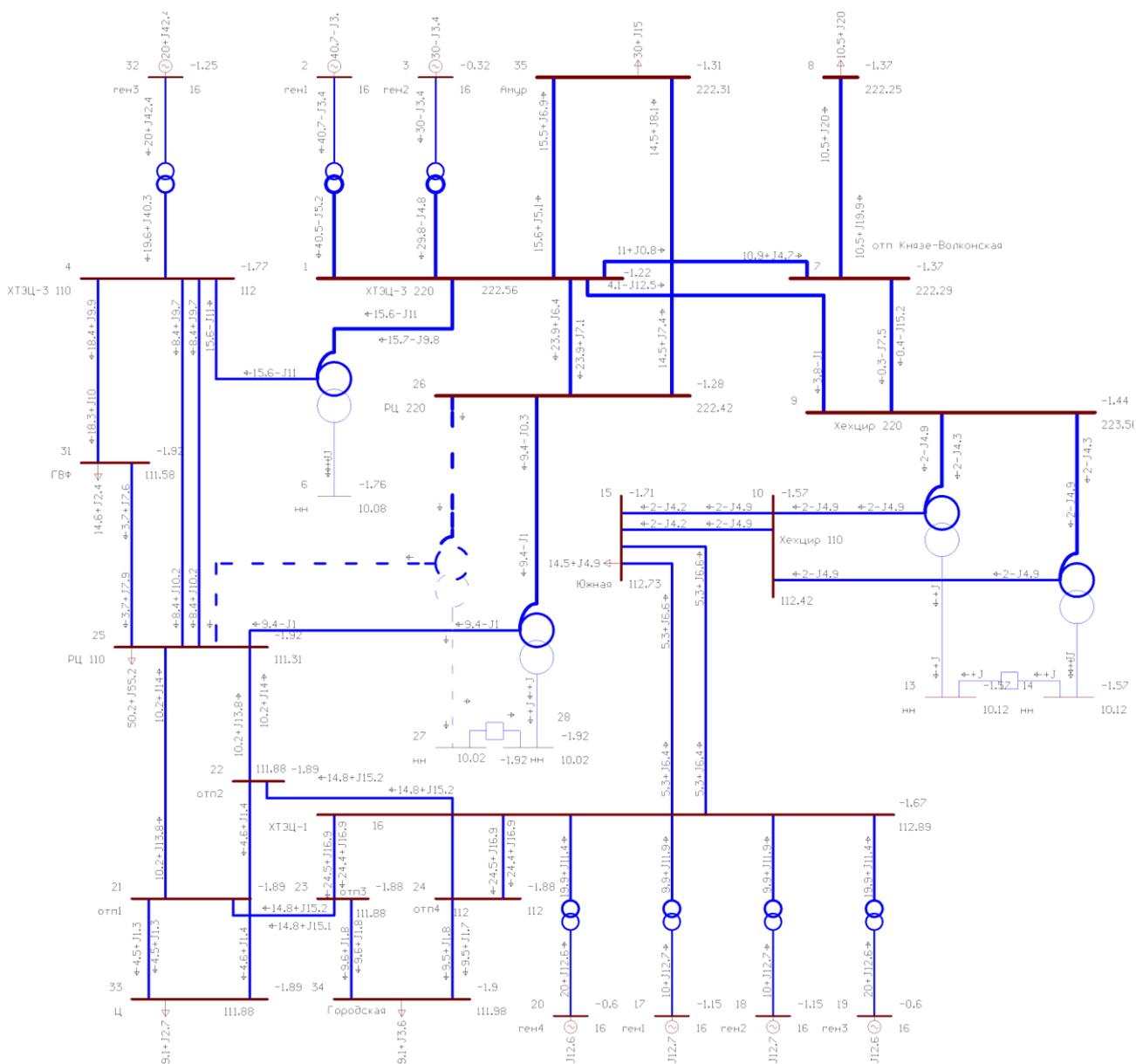


Рисунок 4 – Схема потокораспределения действующей сети в послеаварийном режиме

Величина потерь активной мощности является одним из показателей эффективности работы энергосистемы (таблица 12).

Таблица 12 – Потери активной мощности на участке сети

$\Delta P$ , МВт	$dP_{лэп}$ , МВт	$dP_{тр}$ , МВт	$P_{хх}$ , МВт	$P_{кор.}$ , МВт
2,72	0,54	0,11	1,55	0,53

Суммарные потери активной мощности на участке составляют 2,72 МВт, что составляет 2,2 %. Большая часть потерь – условно-постоянные потери,

которые складываются из потерь холостого хода в трансформаторах, на коронный заряд, потерь в оборудовании, не зависящие от нагрузки.

В данном разделе был проведен структурный анализ участка сети Хабаровского края и анализ режима рассматриваемой сети. На основе результатов анализа режима можно сделать вывод о возможности подключения нового потребителя без существенного изменения параметров режима.

## 2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Рассчитаем прогнозирование нагрузок на рассматриваемом участке сети. Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров соответствующих ПС на 2022 г. Расчет прогнозирования нагрузок приведен в Приложении А.

Таблица 13 – Нагрузка на ПС

ПС	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар
РЦ	50,2	55,2
ГВФ	14,6	2,4
Ц	9,1	2,7
Городская	19,1	3,6
Южная	14,5	4,9
Хехцир	15	7
Князе-Волконская	10,5	20
Амур	30	15
Ореховая сопка	55,5	22,2

Средняя и эффективная мощности определяются выражениями:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}}, \quad (10)$$

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (11)$$

где  $P_{max}$  – максимальная мощность ПС за текущий год;

$k_{max}$  – коэффициент максимума, равный 1,2;

$k_{\phi}$  – коэффициент формы, равный 1,1.

По формуле сложных процентов определяем максимальную, среднюю и эффективную прогнозируемую мощность для рассматриваемых подстанций:

$$P_{cp.прогн} = P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (12)$$

где  $\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки [17];

$t_{прогн}$  – год, к которому приводится электрическая нагрузка;

$t_0$  – год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Вероятностные характеристики для реактивной мощности определяются посредством умножения характеристик активной мощности на коэффициент реактивной мощности:

$$Q = P \cdot tg\varphi, \quad (13)$$

где  $tg\varphi$  – коэффициент реактивной мощности.

В таблицу 14 сведём рассчитанные нагрузки.

Таблица 14 – Спрогнозированная нагрузка на ПС до 2032 г.

ПС	Активная нагрузка, МВт		
	$P_{CP}, MВт$	$P_{ЭФ}, MВт$	$P_{ПРОГ}, MВт$
РЦ	59	64,9	70,8
ГВФ	17,1	18,8	20,5
Ц	10,6	11,7	12,8
Городская	22,4	24,6	26,9
Южная	17	18,7	20,4
Хехцир	17,6	19,3	21,1
Князе-Волконская	12,3	13,5	14,8
Амур	35,2	38,7	42,3
Ореховая сопка	65,2	71,7	78,2

## 2.2 Разработка вариантов подключения объекта.

Целью раздела является сравнение и отбор наиболее экономически целесообразных вариантов электрической сети заданного района потребителей. Эти варианты необходимо обосновать, подчеркнуть их достоинства и недостатки, проверить на практическую осуществимость. Если все они могут быть реализованы, то, в конечном счёте, выбирается два варианта, один из которых имеет минимальную суммарную длину линий в одноцепном исполнении, а другой минимальным количеством выключателей.

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надёжность электроснабжения, требуемое качество энергии у приёмников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность её дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

В проектной практике для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший. Намечаемые варианты не должны быть случайными - каждый основывается на ведущем принципе построения сети (радиальная сеть, кольцевая и т.д.) [20].

При разработке конфигурации вариантов сети используют следующие принципы:

- Нагрузки I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, по не менее двум независимым линиям и перерыв в их электроснабжении допускается лишь на период автоматического включения резервного питания.

- Для потребителей II категории в большинстве случаев также предусматривают питание по двум отдельным линиям либо по двухцепной линии.

- Для электроприемника III категории достаточно питания по одной линии [17].

- Разветвление электрической сети целесообразно осуществлять в узле нагрузки.

- В кольцевых сетях должен быть один уровень номинального напряжения.

- Применение простых электрических схем распределительных устройств с минимальным количеством трансформации.

- Вариант сети должен предусматривать обеспечение требуемого уровня надёжности электроснабжения.

- Магистральные сети имеют по сравнению с кольцевыми имеют большую протяжённость ВЛ в одноцепном исполнении, менее сложные схемы РУ меньшую стоимость потерь электроэнергии; кольцевые сети более надёжны и удобны при оперативном использовании.

- Необходимо предусмотреть развитие электрических нагрузок в пунктах потребления.

- Вариант электрической сети должен быть технически осуществим, т. е. должны существовать трансформаторы, выполненные на рассматриваемую нагрузку и сечения линий на рассматриваемое напряжение.

Схемы РУ ПС при конкретном проектировании разрабатываются на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей и должны:

1. Обеспечивать коммутацию заданного числа высоковольтных линий, трансформаторов и автотрансформаторов и компенсирующих устройств с учетом перспективы развития ПС;

2. Обеспечивать требуемую надёжность работы РУ исходя из условий электроснабжения потребителей в соответствии с категориями электроприемников и транзитных перетоков мощности по межсистемным и магистральным связям в нормальном режиме без ограничения мощности и в

послеаварийном режиме при отключенных нескольких присоединениях с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе оборудования;

3. Учитывать требование секционирования сети и обеспечить работу РУ при расчетных значениях токов короткого замыкания;

4. Обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы.

5. Обеспечивать требования наглядности, удобства эксплуатации, компактности и экономичности.

6. Схемы РУ должны позволять вывод отдельных выключателей и других аппаратов в ремонт [20].

В зависимости от взаимного расположения подстанций и источников питания, разрабатываются к рассмотрению три варианта конфигурации электрической сети с учетом принципов проектирования.

На схеме № 1 подключение ПС Ореховая сопка производится к шинам 110 кВ ПС Амур с добавлением двух дополнительных ячеек.

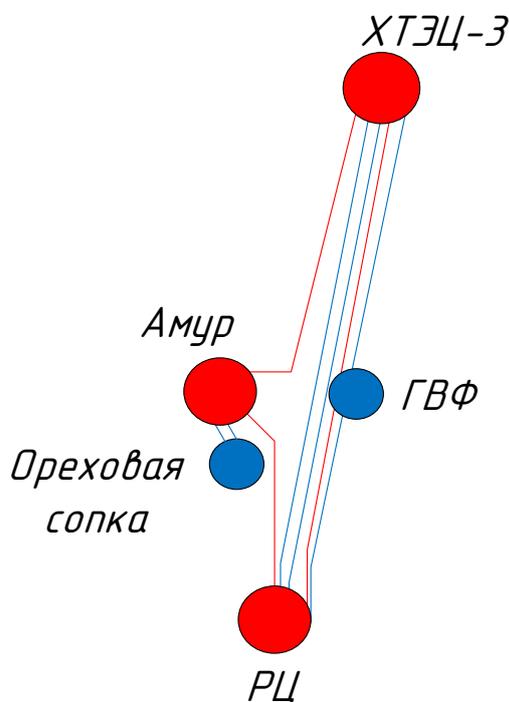


Рисунок 5 – Схема подключения № 1

По схеме № 2 подключение ПС Ореховая сопка производится в рассечку ВЛ РЦ - Хабаровская ТЭЦ-3.

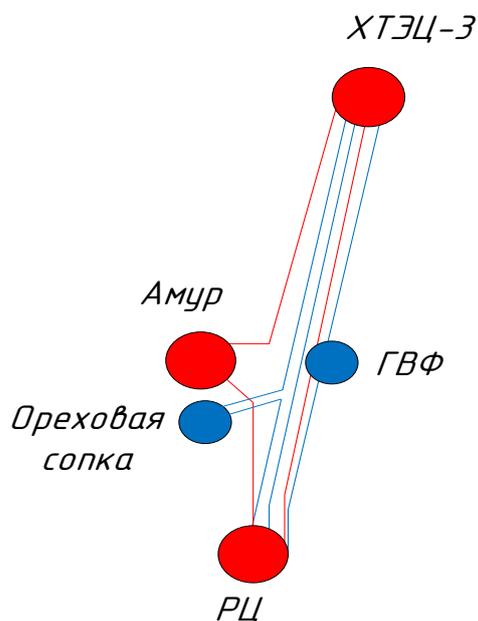


Рисунок 6 – Схема подключения № 2

По схеме № 3 подключение ПС Ореховая сопка производится в отпайку двухцепной ВЛ РЦ - Хабаровская ТЭЦ-3.

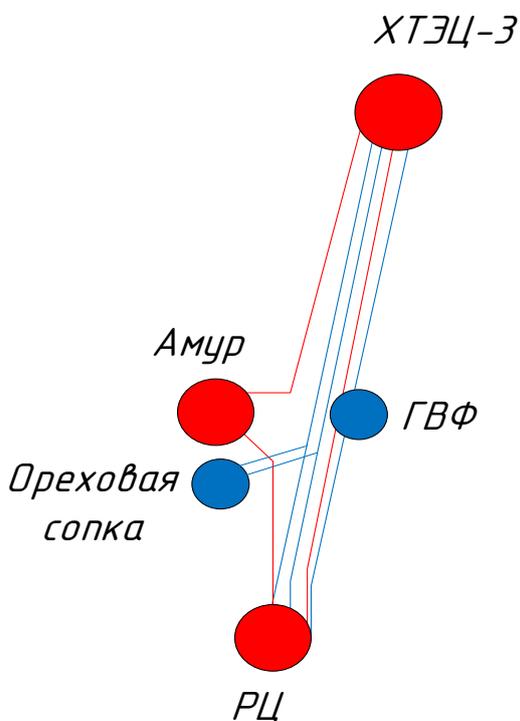


Рисунок 7 – Схема подключения № 3

Однолинейные схемы предложенных вариантов представлены на листе 2 графической части работы. Для определения оптимального варианта подключения требуется провести технико-экономическое сравнение предложенных вариантов.

### **2.3 Технико-экономическое сравнение вариантов**

Капитальные вложения представляют собой затраты материальных, технических и трудовых ресурсов в денежной форме, направленные на воспроизводство основных фондов. Это затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий. При строительстве создаются новые производственные мощности в виде самостоятельных предприятий, филиалов и отдельных производств. Кроме того, к новому строительству относится строительство на новой площади объекта взаимоликвидируемого предприятия, при эксплуатации которого достигаются лучшие по сравнению с ликвидируемым предприятием экономические показатели по техническим или санитарно-техническим требованиям.

Расширение действующих предприятий, строительство дополнительных зданий и сооружений на действующих предприятиях осуществляются в целях увеличения мощности или пропускной способности зон технического обслуживания и ремонта.

Капитальные вложения (К), как и все экономические показатели сравниваемых вариантов должны определяться в прогнозных ценах одного уровня и по источникам равной достоверности.

Расчеты капитальных вложений при отсутствии сметных данных могут приниматься по аналогам или укрупненным показателям стоимости линий и ПС с применением индексов пересчета на дату разработки проектных материалов.

Одни и те же элементы, повторяющиеся во всех вариантах, не учитываются.

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

В настоящее время при разработке проектной документации технико-экономическое сравнение вариантов конструктивного исполнения РУ ПС на этапе разработки основных технических решений проводится на основании сопоставления капитальных вложений в строительство и не учитывает издержки, которые несет хозяйствующий субъект в процессе эксплуатации ПС. При этом, зачастую, вариант с минимальными капитальными вложениями характеризуется впоследствии завышенными эксплуатационными издержками, что негативно отражается на финансовых показателях собственника объекта. Для корректного анализа экономической эффективности проектов необходимо проводить сопоставление дисконтированных затрат по каждому варианту, учитывающих финансовые вложения в объект в течение всего срока его службы.

Расчет капитальных вложений производят по укрупненным стоимостным показателям. Расчет производится на год выполнения проекта, т. е. с учетом коэффициентов инфляции ( $K_{инфл}=5,52$ ) [6]. Определяют капитальные вложения по подстанциям, учитывая постоянную часть затрат, стоимость силовых трансформаторов, стоимость РУ ВН и РУ СН, стоимость компенсирующих устройств.

$$K = K_{ПС} + K_{вл} \quad (14)$$

Капиталовложения на сооружения ПС и станций состоят из: капиталовложений необходимых для приобретения трансформаторов, компенсирующих устройств, сооружения открытого распределительного устройства и постоянных затрат включающих в себя затраты на благоустройство территории, подвода коммуникаций, покупку земли, млн.руб:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (15)$$

где  $K_{ТР}$  – стоимость трансформатора, которая пропорционально зависит от мощности и номинального напряжения;

$K_{КУ}$  – стоимость компенсирующих устройств, установленных на подстанциях, которая зависит этих мощностей;

$K_{ОРУ}$  – стоимость открытого распределительного устройства, которая зависит от номинального напряжения и от схемы РУ;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат, которая зависящая от тех же показателей что и стоимость ОРУ.

Стоимость электрооборудования, которое необходимо установить приводится к текущему году при помощи коэффициента инфляции.

Капиталовложения для строительства ВЛЭП рассчитываются по формуле, млрд.руб:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot L_{\Sigma}, \quad (16)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость одного километра линии;

$L_{\Sigma}$  – длина ВЛЭП.

Для дальнейшего расчета необходимо определить потери в линиях и трансформаторах. Расчет нагрузочных потерь производится по среднеквадратичной мощности с учетом компенсации реактивной мощности. Потери холостого хода являются условно-постоянными для трансформаторов в течение всего года. Потери на коронный разряд являются условно-постоянными для воздушных линий (учитываются для линий напряжением 220 кВ и выше).

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям, состоят из потерь в трансформаторах и в воздушных линиях:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР}, \quad (17)$$

Потери в воздушных линиях:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{\text{эф}}^3)^2 + (Q_{\text{эф}}^3)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{эф}}^Л)^2 + (Q_{\text{эф}}^Л)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_Л + \Delta W_K, \quad (18)$$

где  $T_3, T_Л$  – количество зимних и летних часов (5900 и 2860 часов соответственно);

$\Delta W_K$  – потери на корону, которые учитываются в ВЛ 220 кВ и выше.

Расчет потоков эффективных мощностей по линиям выполняется аналогично расчету потоков максимальных активных мощностей.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{ТР} = \frac{(P_{\text{эф}}^3)^2 + (Q_{\text{эф}}^3)^2}{2 \times U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{эф}}^Л)^2 + (Q_{\text{эф}}^Л)^2}{2 \times U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_Л + 2 \cdot \Delta P_{ХХ} \cdot T_Г, \quad (19)$$

где  $P_{\text{эф}}, Q_{\text{эф}}$  – реактивная и активная эффективные мощности ПС (нагрузка);

$R_{ТР}$  – активное сопротивление установленного трансформатора;

$\Delta P_{ХХ}$  – потери активной мощности в установленном трансформаторе в режиме холостого хода;

$T_Г$  – годовое количество часов.

Ежегодные издержки на эксплуатацию электрической сети включают в себя:

- 1) издержки на эксплуатацию и ремонт ( $I_{РЭО}$ );
- 2) амортизационные издержки ( $I_{АМ}$ );

3) стоимость потерь электроэнергии ( $I_{\Delta W}$ ).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (20)$$

где  $\alpha_{тэоВЛ}$ ,  $\alpha_{тэоПС}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ( $\alpha_{тэоВЛ} = 0,008$ ;  $\alpha_{тэоПС} = 0,059$ ).

Амортизационные издержки за рассматриваемый период службы ( $T_{СЛ} = 20$  лет) вычисляются по формуле:

$$I_{АМ} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (21)$$

Издержки на потери электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (22)$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии. На данный момент

$$C_{\Delta W} = 2,71 \text{ руб/кВт}\times\text{ч} [8].$$

По формуле (25) найдем издержки для трех вариантов, тыс.руб:

$$I = I_{РЭО} + I_{АМ} + I_{\Delta W} \quad (23)$$

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а

не чистого дисконтированного дохода по причине того что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (24)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования;

$K$  – капиталовложения, требуемы на сооружение или реконструкцию электрической сети;

$I$  – издержки.

Результаты расчета приведенных затрат по формуле (24) и потерь электроэнергии сведем в таблицу 15.

Таблица 15 – Сравнение вариантов

Варианты развития	Капиталовложения, К, млн.руб	Приведенные затраты З, млн.руб	Издержки на потери электроэнергии $I_{\Delta W}$ , млн.руб
1	716100	154100	82460
2	707700	152500	81700
3	691100	143000	80210

Если приведенные затраты отличаются больше, чем на 5 %, то выбираем вариант, где  $Z$  меньше. Если нет, то выбираем вариант где  $I_{\Delta W}$  меньше. К разработке принимаем вариант подключения ПС к отпайке двучепной ВЛ Хабаровская ТЭЦ-3 - РЦ. Расчеты капиталовложений приведены в приложении Б.

### 3 РЕКОНСТРУКЦИЯ СЕТИ В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ПС ОРЕХОВАЯ СОПКА

#### 3.1 Разработка однолинейной схемы подключаемой ПС

В данной выпускной квалификационной работе за основной разрабатываемый вариант подключения ПС Ореховая сопка принимается подключение ее в отпайку ВЛ РЦ – Хабаровская ТЭЦ-3.

Примем схему два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий в соответствии с [7]. Данная схема представлена на рисунке 8.

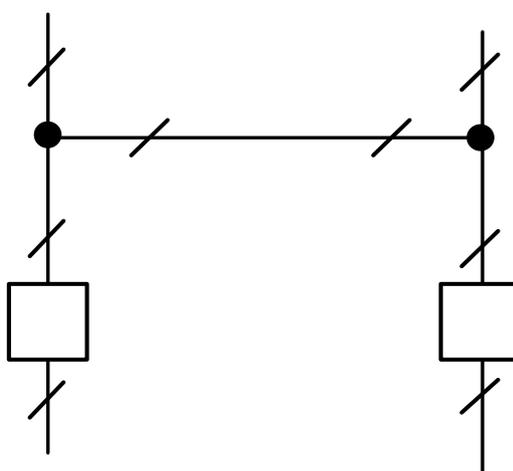


Рисунок 8 – 4Н - Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий

Блочные схемы применяются на стороне ВН тупиковых, в основном потребительских ПС или ответвительных ПС до 500 кВ включительно. Это упрощенные, экономичные схемы ПС территориально недалеко расположенных от питающих ПС или проходящих ВЛ [7].

Схема 1-блок (линия-трансформатор) с разъединителем применяется на напряжении 35-220 кВ при питании линией, не имеющей ответвлений, одного трансформатора и наличием надежной линии связи для передачи сигналов релейной защиты.

Схема 3Н-блок (линия-трансформатор) с выключателем применяется на напряжении до 500 кВ включительно при необходимости автоматического отключения поврежденного трансформатора от линии, питающей несколько ПС. Схема может быть дополнена другим параллельно установленным выключателем. В таком виде схема рекомендуется и для пускового этапа РУ 750кВ.

РУ по схемам 1 и 3Н могут развиваться за счет установки, при необходимости, другого аналогичного блока без перемычки на ВН. Такое решение рекомендуется применять при ограниченной площади застройки.

Применение однострансформаторных ПС допускается при обеспечении требуемой надежности электроснабжения потребителей [7].

Схема 4Н-Два блока (линия-трансформатор) с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий применяется на напряжении 35-220 кВ. для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций.

В зависимости от схем сети начальным этапом развития данной схемы возможна схема укрупненного блока (линия + 2 трансформатора). При одной линии и двух трансформаторах разъединители в «перемычке» допускается не устанавливать.

Однолинейная схема проектируемой ПС 110 кВ Ореховая сопка представлена на листе 3.

### **3.2 Выбор сечения линии электропередачи**

Размер сечения проводника является одним из важных параметров линии. Чем больше принимаемое к эксплуатации сечение, тем больше затраты на сооружение ЛЭП и амортизационные отчисления.

Выбор сечения проводов производится несколькими методами. В данной работе выбор сечения осуществляется методом экономических токовых интервалов. Пригодность выбранных сечений проводов проверяется расчетом послеаварийного режима.

Для подключения ПС Ореховая сопка необходимо провести строительство двух кабельных линий электропередачи длиной 1 км.

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{pij} = I_{maxij} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (25)$$

где  $I_{pij}$  – расчётный ток, А;

$I_{maxij}$  – максимальный ток, А;

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

$\alpha_t$  – коэффициент, учитывающий число часов использования наибольшей нагрузки и коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы ( $T_M$ ).

Максимальный ток между подстанциями рассчитывается по формуле:

$$I_{maxij} = \frac{\sqrt{P_{maxij}^2 + Q_{нескij}^2}}{n_y \cdot U_{ном} \cdot \sqrt{3}}, \quad (26)$$

где  $I_{maxij}$  – максимальный ток, кА;

$P_{maxij}$ ,  $Q_{нескij}$  – потоки активной максимальной и максимальной некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии, МВт, Мвар;

$n_y$  – количество цепей;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение, кВ.

Рассчитаем максимальный и расчетный ток на участке.

$$I_{maxij} = \frac{\sqrt{55,5^2 + 27,7^2}}{2 \cdot 110 \cdot \sqrt{3}} = 0,156 \text{ кА.}$$

$$I_{pij} = 0,156 \cdot 1,05 \cdot I = 0,163 \text{ кА};$$

В аварийном режиме по линии потечет ток, в два раза превышающий ток, протекающий по линии в нормальном режиме. Исходя из полученных результатов, примем к использованию проводник АПвПу2Г-1х300/120-110 [5].

Расшифровка марки кабеля:

А – алюминиевая токопроводящая жила;

Пв - изоляция жилы из сшитого полиэтилена;

Пу - усиленная оболочка из полиэтилена;

2Г - двойная герметизация: алюмополимерная лента, сваренная с оболочкой, для защиты от проникновения влаги в сочетании с продольной герметизацией водонепроницаемыми лентами;

1 – количество жил;

300 – площадь поперечного сечения жилы;

120 – сечение экрана;

110 – рабочее напряжение.

### 3.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Мощность силовых трансформаторов определяется исходя их значений средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности и вычисляется по формуле, приведенной ниже. Количество трансформаторов на подстанции определяется согласно категории по надежности электроснабжения. Для 1 и 2 категории на подстанции, питающей потребителя, должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителя полной мощностью.

Определим расчетную мощность трансформаторов для выбора из каталога, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{cpi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (27)$$

где  $n$  – число трансформаторов, установка которых требуется на ПС;

$K_3$  – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7);

$P_{срi}$  – среднее значение активной мощности;

$Q_{нескi}$  – некомпенсированная мощность.

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{55,5^2 + 27,7^2}}{2 \cdot 0,7} = 44,3 \text{ MВт.}$$

Выбираем трансформатор ТРДН-63000/110/6 [5].

Номенклатура трансформатора:

Т – трехфазный;

Р – с расщепленной обмоткой низшего напряжения;

ДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла;

Н – с регулированием напряжения под нагрузкой;

63000 – номинальная мощность трансформатора;

110 – номинальное напряжение верхней обмотки;

6 – номинальное напряжение верхней обмотки.

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{P_{ср(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТРном}}. \quad (28)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки не должно выходить за границы интервала 0,5 – 0,8.

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{55,5^2 + 27,7^2}}{2 \cdot 63} = 0,49.$$

Проверку трансформаторов осуществляем в послеаварийном режиме на подстанциях:

$$K_{3.ПА} = \frac{\sqrt{P_{ср(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{S_{ТРном}}, \quad (29)$$

$$K_{3.ПА} = \frac{\sqrt{55,5^2 + 27,7^2}}{63} = 0,98.$$

Коэффициент загрузки трансформатора в аварийном режиме не должен превышать значения 1,4. Утверждаем трансформатор ТРДЦН-63000/110 в соответствии с проверкой в послеаварийном режиме.

Силовые трансформаторы, установленные на электростанциях и подстанциях, предназначены для преобразования электроэнергии с одного напряжения на другое. Наибольшее распространение получили трехфазные трансформаторы, так как потери в них на 12-15% ниже, а расход активных материалов и стоимость на 20-25% меньше, чем в группе трех однофазных трансформаторов такой же суммарной мощности.

К основным параметрам трансформатора относятся номинальные мощность, напряжение, ток, напряжение КЗ; ток ХХ; потери ХХ и КЗ.

Номинальной мощностью трансформатора называется указанное в заводском паспорте значение полной мощности, на которую непрерывно может быть нагружен трансформатор в номинальных условиях места установки и охлаждающей среды при номинальных частоте и напряжении.

Магнитопровод, один из самых важнейших узлов трансформатора, является его магнитной системой, а также служит конструктивным основанием для установки и крепления обмоток, отводов и других деталей. Магнитопровод должен обладать жесткостью конструкции, достаточной для восприятия механических усилий, возникающих в процессе производства, транспортировки и эксплуатации трансформатора.

Указанные функции магнитопровода определяют его конструкцию состоящую из: активной части, непосредственно проводящей магнитный поток, предназначенной для усиления электромагнитной связи между обмотками трансформатора и неактивной части, придающей магнитопроводу механическую жесткость и являющейся основанием для установки крепления деталей узлов трансформатора.

Активную часть магнитопровода выполняют из электротехнической стали. Отдельные участки активной части магнитопровода в зависимости от их расположения относительно обмоток трансформатора условно названы стержнями и ярами.

Стержнями называют часть магнитной системы, на которой располагаются обмотки трансформатора. Часть магнитной системы, не несущей обмоток и служащей для замыкания магнитной цепи, называют ярами.

По взаимному расположению стержней и ярем магнитопроводы могут иметь плоское или пространственное исполнение.

К плоским относятся магнитопроводы, у которых продольные оси расположены в одной плоскости. Эта конструкция получила самое широкое распространение и долгие годы являлась основной [15].

Наиболее широко распространен магнитопровод стержневого типа. Стержни такого магнитопровода располагаются в трансформаторе, как правило, вертикально. Обмотки стержневого магнитопровода имеют в основном цилиндрическую форму, в связи с чем поперечное сечение стержней стремятся приблизить к кругу, образуемого внутренними витками обмотки. Из-за больших технологических трудностей набора круглого сечения его выполняют ступенчатой формы, набирая из пакетов различной ширины.

Форма сечения яра стержневого магнитопровода, как правило, повторяет форму сечения стержня, за исключением нескольких крайних пакетов, ширина которых с целью улучшения условий фиксации яра увеличена до ширины соседнего внутреннего пакета.

Обмотка трансформатора представляет собой часть электрической цепи (первичной и вторичной), в связи с чем она состоит из:

- проводникового материала (обмоточный провод, медный или алюминиевый);
- изоляционных деталей.

В комплект обмотки входят также вводные концы, ответвления для регулирования напряжения, емкостные кольца и электростатические экраны емкостной защиты от перенапряжений.

Непрерывная обмотка применяется главным образом для крупных трансформаторов. Непрерывная обмотка состоит из катушек, соединенных между собой последовательно. Катушки наматываются прямоугольным проводом.

Характерной особенностью непрерывной обмотки является выполнение так называемых перекладных катушек.

Перекладные катушки сначала наматываются как обычно, начиная от цилиндра, а затем витки этих катушек перекладываются в обратном порядке. Для облегчения перекладки натяжку провода несколько ослабляют, а затем, после перекладки, провод, идущий с барабана, опять натягивают. Благодаря такому способу намотки соединение катушек между собой получается без обрыва провода, т.е. без применения паяк. Вся обмотка при этом получается более компактной и благодаря хорошей натяжке проводов механически более прочной.

Непрерывная обмотка наматывается на рейки и на бакелитовые цилиндры. Между катушками ставятся прокладки из электрокартона, создающие каналы для охлаждения обмотки. Эти прокладки укрепляются на рейках посредством выреза в виде "ласточкина хвоста".

В трансформаторах с масляным охлаждением магнитопровод с обмотками помещен в бак, наполненный трансформаторным маслом.

Омывая обмотки и магнитопровод, трансформаторное масло отбирает от них тепло и, обладая более высокой теплопроводностью, чем воздух, через

стенки бака и трубы радиатора отдает ее в окружающую среду. Наличие трансформаторного масла обеспечивает более надежную работу высоковольтных трансформаторов, так как электрическая прочность масла намного выше, чем воздуха. Масляное охлаждение интенсивнее воздушного, поэтому габариты и вес масляных трансформаторов меньше, чем у сухих трансформаторов такой же мощности.

В трансформаторах мощностью до 20-30 кВ\*А применяют баки с гладкими стенками. У более мощных трансформаторов для увеличения охлаждаемой поверхности стенки бака делают ребристыми или же применяют трубчатые баки.

Масло, нагреваясь, поднимается вверх и, охлаждаясь, опускается вниз. При этом масло циркулирует в трубах, что способствует более быстрому его охлаждению.

Вводы предназначены для присоединения обмоток к сборным шинам подстанции. Ввод состоит из трех основных элементов:

- токоведущей части (в виде стержня или кабеля); к ее нижнему концу, находящемуся в масле в баке трансформатора, присоединяют соответствующий отвод, соединенный с обмоткой, к ее верхнему концу, находящемуся в воздухе, присоединяют ошиновку;

- металлического фланца, служащего для крепления к крышке бака;

- фарфорового изолятора, представляющего собой основу изоляционной конструкции ввода. В такой конструкции присоединение ввода к отводу обмотки производится через люки в баке трансформатора, что не вполне удобно. В этом отношении более удобны так называемые "съёмные вводы", так как их установку, так же как и снятие с бака трансформатора, можно производить, не имея люков в баке. Масло, заполняющее внутреннюю полость вводов напряжением до 35 кВ включительно, сообщается с маслом трансформатора.

Маслонаполненные вводы 110 кВ и выше (кроме вводов с твердой изоляцией) имеют собственный объем масла, который не сообщается с маслом

в баке трансформатора. Такие вводы имеют внутреннюю довольно сложную бумажно-масляную или маслбарьерную в старых конструкциях изоляцию. Верхняя и нижняя фарфоровые крышки, стянутые втулкой, образуют изолированный объем масла и обеспечивают внешнюю изоляцию.

Вводы 110 кВ изготавливают также с твердой изоляцией. Для компенсации температурных изменений у негерметичных вводов применяется расширитель с указателем уровня масла, а у герметичных вводов - компенсирующее сильфонное устройство, помещенное в верхней части ввода или же в отдельном выносном баке, соединенном трубкой с вводом. Давление во внутренней полости герметичных вводов контролируется манометром. Расширители негерметичных вводов имеют воздухоосушители с масляным затвором.

Конструктивно расширитель представляет собой стальной цилиндрический бак, расположенный горизонтально над баком и соединенный с ним трубой.

Расширитель имеет указатель уровня масла в нем с отметками уровня, соответствующими температуре масла  $-45$ ,  $+15$ ,  $+40^{\circ}$  С при неработающем трансформаторе [15].

Расширители с пленочной защитой отличаются большим объемом подготовительных работ. Эластичную емкость перед установкой в расширитель проверяют на маслоплотность путем заполнения емкости воздухом до избыточного давления 3 кПА, при этом внешнюю поверхность покрывают раствором мыльной пены для обнаружения мест утечек. После проверки внешняя поверхность должна быть тщательно промыта.

Одновременно проверяют на герметичность расширитель избыточным давлением воздуха 25 кПА. Пленку в расширитель устанавливают на монтажной (ремонтной) площадке до установки расширителя на трансформатор.

Расширители снабжаются воздухоосушителями с масляным затвором. Назначение воздухоосушителя заключается в извлечении влаги из воздуха, поступающего в расширитель при понижении в нем уровня масла. Воздух при

этом проходит через адсорбент (силикагель) и уже осушенный поступает в расширитель. Масляный затвор служит для очистки воздуха и пыли и предохранения адсорбента от увлажнения окружающим воздухом.

### 3.4 Выбор компенсирующих устройств

Так как отсутствие КРМ приводит к увеличению потоков реактивной мощности в сети, а также к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей, росту тарифов (что невыгодно для потребителя), росту потерь (что невыгодно для энергетических предприятий), снижению управляемости режимами работы сетей, в сети необходимо проводить КРМ.

Компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого либо среднего напряжения. Определим требуемую мощность КУ:

$$Q_{KV_i} = P_{\max} \cdot (tg\varphi_{зad_i} - tg\varphi_p),$$

(30)

где  $P_{\max}$  – максимальная мощность, МВт;

$tg\varphi_{зad_i}$  – фактический коэффициент реактивной мощности;

$tg\varphi_p$  – предельный коэффициент реактивной мощности, установленный

Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии [9].

Принимаем  $tg\varphi_p = 0,4$ .

$$Q_{KV_i} = 55,5 \cdot (0,4 - 0,4) = 0.$$

Компенсация реактивной мощности на данной подстанции не требуется.

### 3.5 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети

Воспользуемся рассчитанным режимом сети, приведенным выше. В данном режиме проведены изменения. Параметры ветвей и узлов приведены в нижеуказанных таблицах.

Графическая часть расчета представлена на рисунке 9.

Таблица 16 – Параметры ветвей

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
1	2	3	4	5	6
ХТЭЦ-3 220 - ген1	0,6	25,7	19,21	4,1	0,072
ХТЭЦ-3 220 - ген2	0,6	25,7	19,21	4,1	0,072
нейт - нн	0,6	54,2			0,05
нейт - ХТЭЦ-3 110	0,3				0,5
ХТЭЦ-3 220 - нейт	0,3	30,4	18,9	2,36	1
РЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
РЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт - РЦ 110	0,48				0,5
нейт - РЦ 110	0,48				0,5
нейт - нн	32	131			0,045
нейт - нн	32	131			0,045
нн - нн					
РЦ 110 - отп1	1,9	3,2	-21		
РЦ 110 - отп2	1,9	3,2	-21		
отп1 - Ц	0,01	0,01	-0,1		
отп2 - Ц	0,01	0,01	-0,1		
отп1 - отп3	0,34	0,5	-3,8		
отп2 - отп4	0,34	0,5	-3,8		
отп3 - Городская	0,156	0,4	-3,5		
отп4 - Городская	0,16	0,4	-3,5		
отп3 - ХТЭЦ-1	1,9	3,2	-21		
отп4 - ХТЭЦ-1	1,9	3,2	-21		
ХТЭЦ-1 - Южная	0,66	2,2	-14		
ХТЭЦ-1 - Южная	0,66	2,2	-14		
Южная - Хехцир 110	2,6	8,9	-58,6		
Южная - Хехцир 110	2,6	8,9	-58,6		
Хехцир 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
Хехцир 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1

1	2	3	4	5	6
нейт - Хехцир 110	0,48				0,5
нейт - Хехцир 110	0,48				0,5
нейт - нн	32	131			0,05
нейт - нн	32	131			0,05
Хехцир 220 - ХТЭЦ-3 220	6,6	37	-232	5	0
Хехцир 220 - отп Князе-Волконская	4,4	25	-155	2,4	0
отп Князе- Волконская - ХТЭЦ-3 220	2,25	12,6	-79,2	1,6	0
отп Князе- Волконская - Князе- Волконская	0,01	0,429	-2,64	0,1	0
ХТЭЦ-3 220 - Амур	1,2	6	-38	0,8	0
Амур - РЦ 220	0,4	2,31	-14,5	0,4	0
РЦ 220 - ХТЭЦ-3 220	0,6	2,5	-15	0,4	0
ХТЭЦ-3 110 - ген3	0,15	6,1	85,4	33,66	0,14
ХТЭЦ-1 - ген1	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
ХТЭЦ-1 - ген2	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
ХТЭЦ-1 - ген3	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
ХТЭЦ-1 - ген4	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
РЦ 110 - ГВФ	1,48	3,15	-20,3		
ГВФ - ХТЭЦ-3 110	1,2	2,5	-16,47		
нн - нн					
ХТЭЦ-3 110 - отп	0,9	3,1	-22		
отп - РЦ 110	0,9	3,1	-22		
ХТЭЦ-3 110 - отп	0,9	3,1	-22		
отп - РЦ 110	0,9	3,1	-22		
отп - Ореховая сопка	0,1	0,5	-5		
отп - Ореховая сопка	0,1	0,5	-5		
Ореховая сопка - нейт	3,9	100,7	9,53	1,55	1
Ореховая сопка - нейт	3,9	100,7	9,53	1,55	1
нейт - нн	3,9				0,065
нейт - нн	3,9				0,065
нейт - нн	3,9				0,065
нейт - нн	3,9				0,065
нн - нн	0				
нн - нн	0				

Таблица 17 – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$ , кВ
		$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВар	$P_g$ , МВт	$Q_g$ , МВар	
1	2	3	4	5	6	7
ХТЭЦ-3 220	220					
ген1	16			1,0	10,0	16,0
ген2	16			50,0	9,5	16,0
ХТЭЦ-3 110	110					
нейт	220					
нн	10					
отп Князе-Волконская	220					
Князе-Волконская	220	14,8	20			
Хехцир 220	220					
Хехцир 110	110					
нейт	220					
нейт	220					
нн	10					
нн	10					
Южная	110	20,4	4,9			
ХТЭЦ-1	110					
ген1	16			50,0	13,6	16,0
ген2	16			50,0	13,6	16,0
ген3	16			50,0	13,6	16,0
ген4	16			50,0	13,6	16,0
отп1	110					
отп2	110					
отп3	110					
отп4	110					
РЦ 110	110	70,8	55,2			
РЦ 220	220					
нн	10					
нн	10					
нейт	220					
нейт	220					
ГВФ	110	20,5	2,4			
ген3	16			20,0	72,1	16,0
Ц	110	12,8	2,7			
Городская	110	26,9	3,6			
Амур	220	42,3	15			
Ореховая сопка	110					
нейт	110					

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7
---	---	---	---	---	---	---

нейт	110				
нн	6	13,8	5,55		
нн	6	13,8	5,6		
нн	6	13,8	5,6		
нн	6	13,8	5,6		
отп	110				
отп	110				

Проведем анализ потерь и токовой загрузки сети.

Таблица 18 – Токовая загрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая загрузка $I/I_{доп}$ , %
1	2	3	4	5
РЦ 110 - отп1	301,0	300,8	440,0	68,4
РЦ 110 - отп2	301,0	300,8	440,0	68,4
отп1 - Ц	34,0	34,0	375,0	9,1
отп2 - Ц	34,1	34,1	375,0	9,1
отп1 - отп3	334,8	334,7	680,0	49,2
отп2 - отп4	334,9	334,9	680,0	49,2
отп3 - Городская	70,6	70,6	375,0	18,8
отп4 - Городская	70,4	70,5	375,0	18,8
отп3 - ХТЭЦ-1	405,2	405,0	815,0	49,7
отп4 - ХТЭЦ-1	405,2	405,0	815,0	49,7
ХТЭЦ-1 - Южная	116,7	117,0	680,0	17,2
ХТЭЦ-1 - Южная	116,7	117,0	680,0	17,2
Южная - Хехцир 110	63,4	64,8	680,0	9,5
Южная - Хехцир 110	63,4	64,8	680,0	9,5
Хехцир 220 - ХТЭЦ-3 220	23,8	39,4	815,0	4,8
Хехцир 220 - отп Князе-Волконская	41,0	53,2	815,0	6,5
отп Князе-Волконская - ХТЭЦ-3 220	13,0	4,0	815,0	1,6
отп Князе-Волконская - Князе-Волконская	64,8	65,0	815,0	8,0
ХТЭЦ-3 220 - Амур	55,6	57,6	815,0	7,1
Амур - РЦ 220	60,8	60,5	815,0	7,5
РЦ 220 - ХТЭЦ-3 220	82,9	81,9	680,0	12,2
РЦ 110 - ГВФ	97,6	96,6	440,0	22,2
ГВФ - ХТЭЦ-3 110	107,5	106,6	440,0	24,4
ХТЭЦ-3 110 - отп	147,6	148,9	375,0	39,7
отп - РЦ 110	96,6	96,9	375,0	25,9
ХТЭЦ-3 110 - отп	147,6	148,9	375,0	39,7

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5
---	---	---	---	---

отп - РЦ 110	96,6	96,9	375,0	25,9
отп - Ореховая сопка	187,0	187,2	375,0	49,9
отп - Ореховая сопка	187,0	187,2	375,0	49,9

Перегрузки линий не наблюдается.

Напряжения во всех узлах сети соответствуют ГОСТ 32144-2013, по которому отклонение напряжения в узлах сети не должно быть больше  $\pm 10\%$ .

Таблица 19 – Потери активной мощности

ΔР, МВт	ΔРлэп, МВт	ΔРтр, МВт	Рхх, МВт	Р кор., МВт
7,39	3,6	1,64	1,62	0,52

Суммарные потери активной мощности на участке составляют 7,39МВт. При подключении нового потребителя произошло увеличение количества потерь.

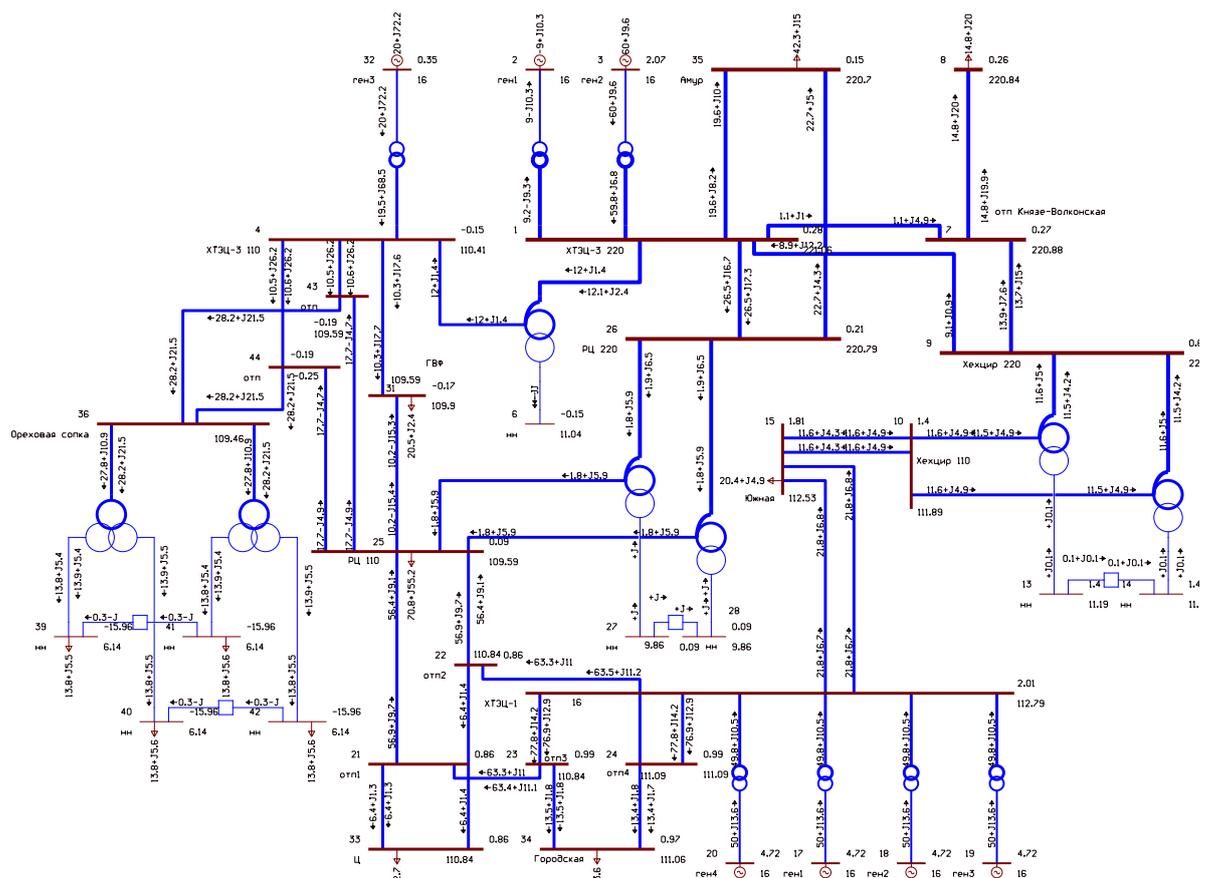


Рисунок 9 – Графика нормального режима при подключении ПС Ореховая сопка

Проведем расчет послеаварийного режима: отключение автотрансформатора на ПС, а также анализ токовой загрузки и потерь в аварийном режиме.

Таблица 20 – Параметры ветвей

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
1	2	3	4	5	6
ХТЭЦ-3 220 - ген1	0,6	25,7	19,21	4,1	0,072
ХТЭЦ-3 220 - ген2	0,6	25,7	19,21	4,1	0,072
нейт - нн	0,6	54,2			0,05
нейт - ХТЭЦ-3 110	0,3				0,5
ХТЭЦ-3 220 - нейт	0,3	30,4	18,9	2,36	1
РЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
РЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт - РЦ 110	0,48				0,5
нейт - РЦ 110	0,48				0,5
нейт - нн	32	131			0,045
нейт - нн	32	131			0,045
нн - нн					
РЦ 110 - отп1	1,9	3,2	-21		
РЦ 110 - отп2	1,9	3,2	-21		
отп1 - Ц	0,01	0,01	-0,1		
отп2 - Ц	0,01	0,01	-0,1		
отп1 - отп3	0,34	0,5	-3,8		
отп2 - отп4	0,34	0,5	-3,8		
отп3 - Городская	0,156	0,4	-3,5		
отп4 - Городская	0,16	0,4	-3,5		
отп3 - ХТЭЦ-1	1,9	3,2	-21		
отп4 - ХТЭЦ-1	1,9	3,2	-21		
ХТЭЦ-1 - Южная	0,66	2,2	-14		
ХТЭЦ-1 - Южная	0,66	2,2	-14		
Южная - Хехцир 110	2,6	8,9	-58,6		
Южная - Хехцир 110	2,6	8,9	-58,6		
Хехцир 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
Хехцир 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт - Хехцир 110	0,48				0,5
нейт - Хехцир 110	0,48				0,5
нейт - нн	32	131			0,05
нейт - нн	32	131			0,05
Хехцир 220 - ХТЭЦ-3 220	6,6	37	-232	5	0
Хехцир 220 - отп Князе-Волконская	4,4	25	-155	2,4	0

1	2	3	4	5	6
отп Князе-Волконская - ХТЭЦ-3 220	2,25	12,6	-79,2	1,6	0
отп Князе-Волконская - Князе-Волконская	0,01	0,429	-2,64	0,1	0
ХТЭЦ-3 220 - Амур	1,2	6	-38	0,8	0
Амур - РЦ 220	0,4	2,31	-14,5	0,4	0
РЦ 220 - ХТЭЦ-3 220	0,6	2,5	-15	0,4	0
ХТЭЦ-3 110 - ген3	0,15	6,1	85,4	33,66	0,14
ХТЭЦ-1 - ген1	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
ХТЭЦ-1 - ген2	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
ХТЭЦ-1 - ген3	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
ХТЭЦ-1 - ген4	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
РЦ 110 - ГВФ	1,48	3,15	-20,3		
ГВФ - ХТЭЦ-3 110	1,2	2,5	-16,47		
нн - нн					
ХТЭЦ-3 110 - отп	0,9	3,1	-22		
отп - РЦ 110	0,9	3,1	-22		
ХТЭЦ-3 110 - отп	0,9	3,1	-22		
отп - РЦ 110	0,9	3,1	-22		
отп - Ореховая сопка	0,1	0,5	-5		
отп - Ореховая сопка	0,1	0,5	-5		
Ореховая сопка - нейт	3,9	100,7	9,53	1,55	1
Ореховая сопка - нейт	3,9	100,7	9,53	1,55	1
нейт - нн	3,9				0,065
нейт - нн	3,9				0,065
нейт - нн	3,9				0,065
нейт - нн	3,9				0,065
нн - нн	0				
нн - нн	0				

Таблица 21 – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$ , кВ
		$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВар	$P_g$ , МВт	$Q_g$ , МВар	
1	2	3	4	5	6	7
ХТЭЦ-3 220	220					
ген1	16			1,0	8,6	16
ген2	16			50	8,1	16
ХТЭЦ-3 110	110					
нейт	220					
нн	10					

1	2	3	4	5	6	7
отп Князе-Волконская	220					
Князе-Волконская	220	14,8	20			
Хехцир 220	220					
Хехцир 110	110					
нейт	220					
нейт	220					
нн	10					
нн	10					
Южная	110	20,4	4,9			
ХТЭЦ-1	110					
ген1	16			50	13,8	16
ген2	16			50	13,8	16
ген3	16			50	13,85	16
ген4	16			50	13,85	16
отп1	110					
отп2	110					
отп3	110					
отп4	110					
РЦ 110	110	70,8	55,2			
РЦ 220	220					
нн	10					
нн	10					
нейт	220					
нейт	220					
ГВФ	110	20,5	2,4			
ген3	16			20	73	16
Ц	110	12,8	2,7			
Городская	110	26,9	3,6			
Амур	220	42,3	15			
Ореховая сопка	110					
нейт	110					
нейт	110					
нн	6	13,8	5,55			
нн	6	13,8	5,6			
нн	6	13,8	5,6			
нн	6	13,8	5,6			
отп	110					
отп	110					

Таблица 22 – Токовая нагрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая нагрузка $I/I_{доп}$ , %
РЦ 110 - отп1	303,4	303,2	440,0	69,0
РЦ 110 - отп2	303,4	303,2	440,0	69,0
отп1 - Ц	34,0	34,0	375,0	9,1
отп2 - Ц	34,2	34,2	375,0	9,1
отп1 - отп3	337,2	337,1	680,0	49,6
отп2 - отп4	337,3	337,3	680,0	49,6
отп3 - Городская	70,6	70,7	375,0	18,8
отп4 - Городская	70,5	70,5	375,0	18,8
отп3 - ХТЭЦ-1	407,6	407,4	815,0	50,0
отп4 - ХТЭЦ-1	407,6	407,4	815,0	50,0
ХТЭЦ-1 - Южная	115,0	115,2	680,0	16,9
ХТЭЦ-1 - Южная	115,0	115,2	680,0	16,9
Южная - Хехцир 110	61,5	62,9	680,0	9,3
Южная - Хехцир 110	61,5	62,9	680,0	9,3
Хехцир 220 - ХТЭЦ-3 220	23,0	38,4	815,0	4,7
Хехцир 220 - отп Князе-Волконская	40,0	52,1	815,0	6,4
отп Князе-Волконская - ХТЭЦ-3 220	13,9	5,0	815,0	1,7
отп Князе-Волконская - Князе-Волконская	64,7	65,0	815,0	8,0
ХТЭЦ-3 220 - Амур	53,7	55,5	815,0	6,8
Амур - РЦ 220	62,2	61,8	815,0	7,6
РЦ 220 - ХТЭЦ-3 220	75,1	74,3	680,0	11,0
РЦ 110 - ГВФ	100,4	99,3	440,0	22,8
ГВФ - ХТЭЦ-3 110	112,6	111,7	440,0	25,6
ХТЭЦ-3 110 - отп	152,6	153,9	375,0	41,0
отп - РЦ 110	96,7	97,2	375,0	25,9
ХТЭЦ-3 110 - отп	152,6	153,9	375,0	41,0
отп - РЦ 110	96,7	97,2	375,0	25,9
отп - Ореховая сопка	187,2	187,4	375,0	50,0
отп - Ореховая сопка	187,2	187,4	375,0	50,0

Таблица 23 – Потери активной мощности

$\Delta P$ , МВт	$\Delta P_{лэп}$ , МВт	$\Delta P_{тр}$ , МВт	$P_{хх}$ , МВт	$P_{кор.}$ , МВт
7,38	3,65	1,64	1,56	0,53

В данном режиме линии электропередачи не перегружены. Суммарные потери активной мощности на участке составляют 7,38 МВт. В послеаварийном

режиме произошло уменьшение количества потерь за счет отключения трансформатора.

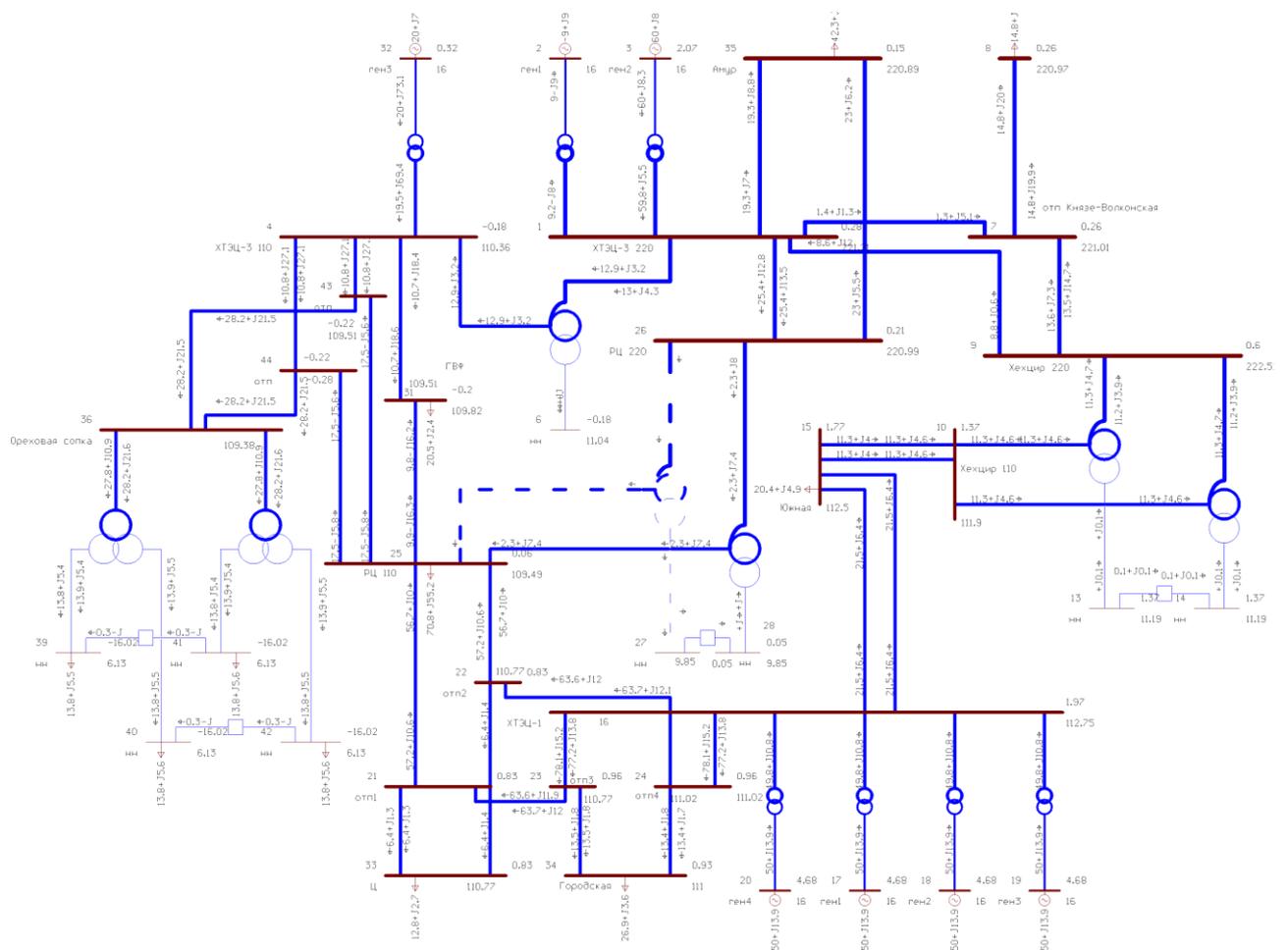


Рисунок 10 – Графика послеаварийного режима при подключении ПС Ореховая сопка

В данном разделе была произведена разработка варианта подключения ПС Ореховая сопка: выбор сечения провода ЛЭП, трансформатора, проверка режима при подключении нового потребителя.

#### 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для проверки уставок релейной защиты и автоматики. Основная цель расчета состоит в определении периодической составляющей тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет аperiodической составляющей производится приближенно, исходя из допущения, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе.

Расчет токов КЗ как при проектировании систем и элементов электроснабжения, так и при анализе работы существующих систем преследует две цели:

- определение максимально возможных токов КЗ для проверки проводников и аппаратов на термическую и динамическую стойкость к токам КЗ, для выбора мер по ограничению токов КЗ или времени их действия;

- определение минимально возможных токов КЗ для проверки чувствительности защиты, правильного выбора систем и параметров срабатывания защиты и определения максимально возможного времени срабатывания защиты.

Для выбора и проверки электрооборудования, устанавливаемого на проектируемой ПС 110 кВ Ореховая сопка, по условиям КЗ необходимо предварительно определить:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);

- начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;

- ударный ток к.з.

Для расчета токов короткого замыкания воспользуемся RastrKZ в составе ПК «RastrWin3». Программный комплекс предназначен для расчета токов коротких замыканий и несимметричных режимов.

Исходные данные задаются с помощью стандартного табличного ввода ПК «RastrWin3». Основной является схема замещения прямой последовательности. Необходимые данные были получены и внесены в ПК в предыдущем пункте. Все исходные данные сохраняются в шаблоне «динамика.rst». Формы для работы с несимметрией собраны в коллекцию «несимметрия» [4].

Несимметрия рассчитывается по данным шаблона «динамика.rst» с заданной информацией по параметрам схем прямой последовательности.

Исходные данные генераторов приведены в таблице 24.

Таблица 24 - Паспортные данные генераторов

Название величины	ТГВ-200-2М
Активная мощность, P (МВт)	210
Косинус угла $\varphi$ , $\cos\varphi$	0,85
Полная мощность, S (МВА)	247
Номинальное напряжение, $U_{ном}$ (кВ)	15,75
Номинальный ток, $I_{ном}$ (А)	9,06
Продольное сверхпереходное реактивное сопротивление, $x''_{d*}$ (о.е.)	0,225

Для расчета токов КЗ в ПК RastrWin 3 необходимо определить реактивное сопротивление прямой последовательности генератора и его ЭДС.

$$x = \frac{x''_d \cdot U_{ном}^2}{S_n}, \quad (31)$$

$$E = E''_d \cdot U_{ном}. \quad (32)$$

Определим реактивное сопротивление прямой последовательности генератора по формуле 24:

$$x_{n.n.} = \frac{0,225 \cdot 15,75^2}{247} = 0,233$$

Реактивное сопротивление обратной последовательности рассчитывается по формуле:

$$x_{o.n.} = 1,22 \cdot x_{n.n.}, \quad (33)$$

$$x_{o.n.} = 1,22 \cdot 0,233 = 0,284.$$

Аналогично проводятся расчеты для оставшихся генераторов.

Полученные результаты расчета ТКЗ приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Токи трехфазного КЗ на шинах ПС Ореховая сопка

Напряжение, кВ	Значение ТКЗ, кА
6	17,5
110	12,3

В данном разделе был проведен расчет токов короткого замыкания на шинах ВН/НН проектируемой ПС 110 кВ Ореховая сопка в ПВК RastrWin 3 (представлен в Приложении Г).

## 5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ВН

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы производится выбор следующих токоведущих частей и аппаратов:

- высоковольтных коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей);
- измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения;
- сборных шин на всех напряжениях;
- токоведущих частей (шин), связывающих основное оборудование с распределительными устройствами и основными аппаратами.

Выбранные для установки токоведущие части и электрические аппараты должны обеспечивать надёжную работу электроустановок, находящихся под напряжением, не только в нормальном режиме, но так же и в аварийном. При выборе следует учитывать конкретные условия, такие как географическое расположение электростанции или подстанции, т.е. климатические условия, в которых будет находиться оборудование, род установки (наружный или внутренний).

### 5.1 Конструктивное исполнение РУ ПС

Тип распределительного устройства ВН ПС 110 кВ Ореховая сопка – открытое распределительное устройство. На РУ НН принимаем к установке комплектное распределительное устройство.

### 5.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя (предварительно);
- номинальное напряжение выключателя;
- номинальный ток выключателя.

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам КЗ.

Максимальные рабочие токи для обоих классов напряжения рассчитываются по формуле 34, кА:

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{S_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (34)$$

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{55,5}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,291 \text{ кА.}$$

Аналогично считается ток для низкой стороны.

$$I_{\max \text{ нн}} = \frac{55,5}{\sqrt{3} \cdot 6} = 3,204 \text{ кА.}$$

Так же для выбора выключателя необходимо проверить его по термической устойчивости, кА<sup>2</sup>с:

$$B_K = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (35)$$

где  $t_{\text{откл}}$  - время отключения;

$T_a$  - постоянная времени.

Время отключения находится следующим образом, с:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ос}}, \quad (36)$$

где  $t_{\text{рз}}$  - время релейной защиты, равное 0,3 с;

$t_{\text{ос}}$  - 0,055 с.

Используя формулу 35, получим требуемую величину:

$$B_k = 12,3^2 \cdot (0,3 + 0,03) = 49,92 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем выключатели РУ 110 кВ, а также на выходе трансформаторов 110 кВ. Данные расчетов сведены в таблицу 26.

Таблица 26 – Выключатель ВГТ-110-П-40/2000У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 291 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 12,3 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{вкл}$
$I_{по} = 12,3 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл.н}$
$B_k = 49,92 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Выключатель подходит для установки по требуемым параметрам. Ниже приведена расшифровка марки выбранного выключателя.

Выключатель подходит для установки по требуемым параметрам. Ниже приведена расшифровка марки выбранного выключателя. Изображение выбранного выключателя приведено на рисунке.

ВГ - выключатель элегазовый;

Т - условное обозначение конструктивного исполнения;

110 - номинальное напряжение, кВ;

П - категория по длине пути утечки по внешней изоляции в соответствии с ГОСТ 9920-89;

40 - номинальный ток отключения, кА;

2000 - номинальный ток, А;

У1 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89. привода ППрК-1800С:

П - привод;

Пр - пружинный;

К - кулачковый;

1800 - работа статического включения, Дж;

С - специальный.

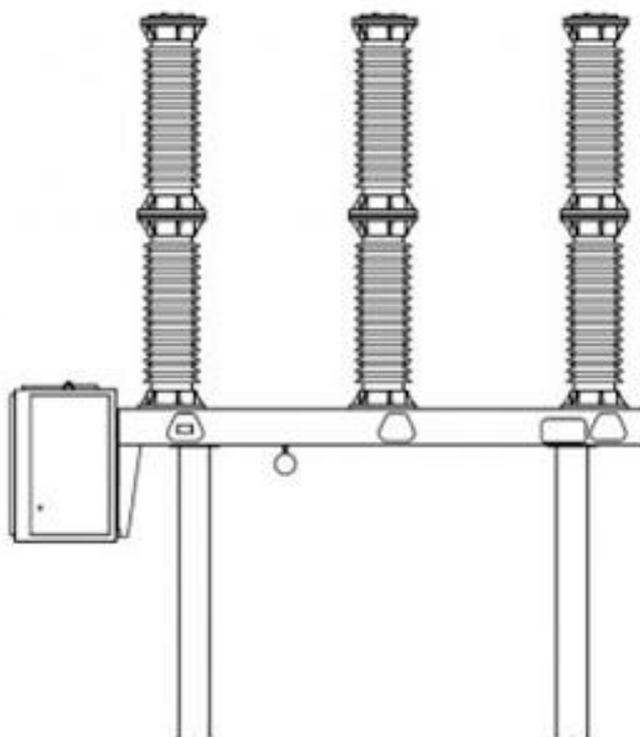


Рисунок 11 – Выключатель ВГТ-110-II-40/2000У1

### 5.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта [5].

Разъединители выбираются по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ. Данные расчетов сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Разъединитель РДЗ-110/1000 НУХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 291 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} < I_{ном}$
$B_k = 49,92 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 31,5 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 31,5^2 \cdot 3 = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Расшифровка марки выбранного разъединителя:

Р - разъединитель;

Д - двухколонковый;

З - наличие заземлителей;

110 - номинальное напряжение;

1000 - номинальный ток;

НУХЛ - климатическое исполнение;

1- категория размещения.

Изображение выбранного разъединителя приведено на рисунке 12.

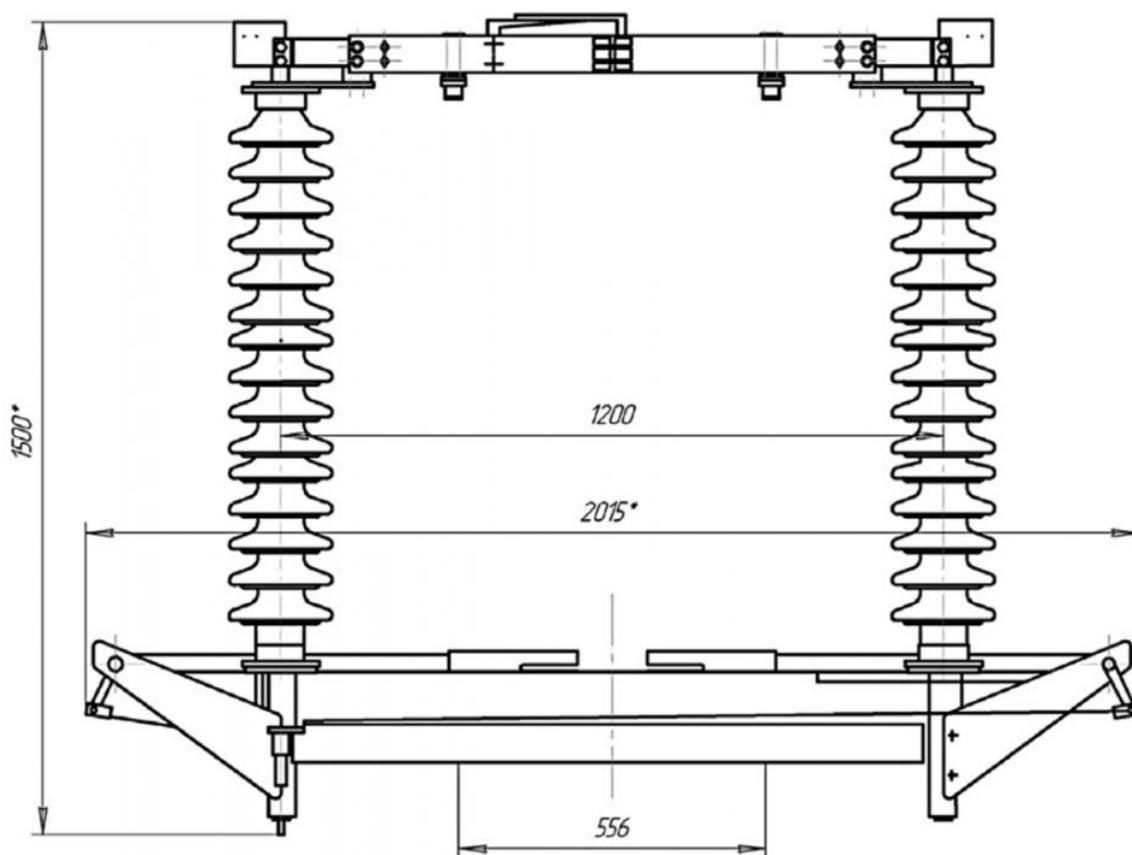


Рисунок 12 – Разъединитель РДЗ-110/1000 НУХЛ1

## 5.4 Выбор ячеек КРУ

Комплектное распределительное устройство – это распределительное устройство, которое представляет собой закрытые шкафы с наличием встроенных в них электрических аппаратов, измерительных и защитных приборов и вспомогательных устройств.

Шкафы с оборудованием, полностью собранным и готовым к работе, поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины, имеющиеся на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ увеличивает скорость монтажа распределительного устройства, позволяет уменьшить размер территории, отводимой под КРУ. КРУ безопасно в обслуживании, потому как все части, находящиеся в нормальном режиме под напряжением, закрыты от проникновения металлическим кожухом.

Для КРУ 6–10 кВ вместо разъединителей применяются втычные контакты, используются выключатели обычной конструкции.

В данном дипломном проекте целесообразно принять КРУ серии К – 104. Шкаф КРУ представляет собой жесткий металлический корпус, внутри которого размещена вся аппаратура. Для безопасного обслуживания, эксплуатации и локализации аварий корпус КРУ разделен на отсеки с помощью металлических перегородок и автоматически закрывающихся металлических шторок. Выключатель с приводами установлен на выкатной тележке. Когда тележка находится вне корпуса шкафа, обеспечивается удобный доступ к выключателю и его приводу для ремонта. Размещение выключателя на выкатной тележке позволяет значительно уменьшить габариты шкафа по сравнению со сборными РУ, где камера выключателя должна предусматривать возможность доступа к аппаратам и ремонт их на месте.

Выкатная тележка в процессе эксплуатации может занимать три положения: рабочее, испытательное, и ремонтное. На выкатной тележке монтируется оборудование такое как трансформаторы напряжения, разрядники, силовые предохранители, разъемные контакты соединений главной цепи.

На низкой стороне подстанции выбираем комплектное распределительное устройство внутренней установки 10 кВ марки К-104 со встроенными выключателями марки ВВЭ-10 с электромагнитным приводом. Основные параметры шкафа КРУ серии К-104 приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Основные параметры шкафа КРУ серии К -104

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 1000, 1600
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Параметры	Значения
Электродинамическая стойкость, кА	81
Тип выключателя	ВК/ВВЭ – 10
Тип привода к выключателю	Электромагнитный и пружинный
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 1000, 1600
Габариты шкафа, мм: Ширина / глубина /высота	750/1200/2100
Масса шкафа отходящей линии, кг	600-880
Трансформатор тока	ТЛМ-10
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.09-10Т2
Ограничители перенапряжения	ОПН – 6(10)У

Проверка выключателя осуществляется по формулам, которые приведены выше. Данные расчетов сведены в таблицу 29.

Таблица 29 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{H, \text{MAX}} = 1000 \text{ А}$	$I_{p \text{MAX}} = 320 \text{ А}$	$I_{p \text{MAX}} \leq I_{H \text{MAX}}$
$I_{H, \text{МИН}} = 600 \text{ А}$	$I_{p \text{МИН}} = 69 \text{ А}$	$I_{p \text{МИН}} \leq I_{H \text{МИН}}$
$B_K = 85 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_K = 80 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{Kp} \leq B_K$
$I_{\text{ВКЛ}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 8,8 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$

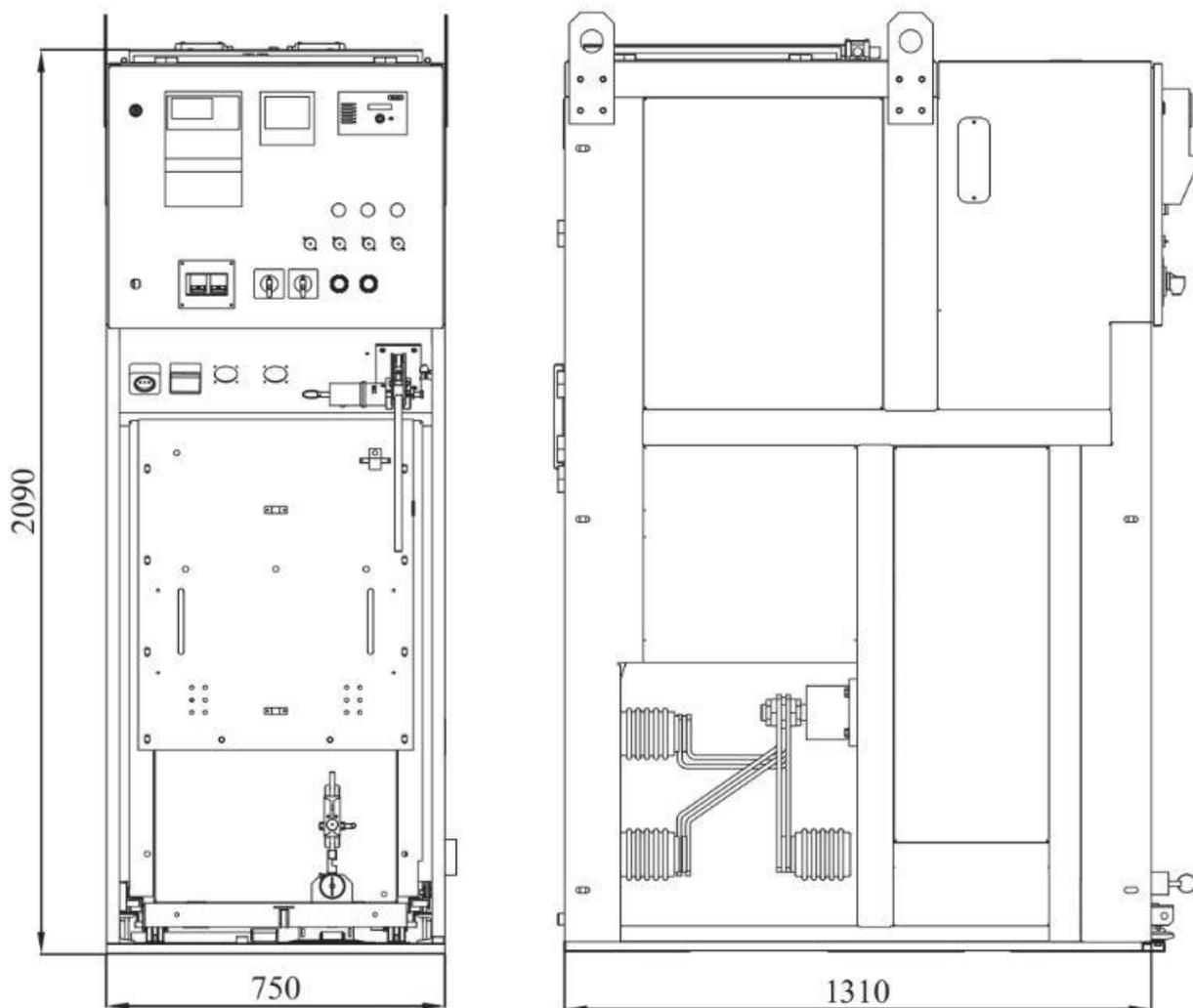


Рисунок 13 – КРУ К-104

### 5.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, которое предназначено для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока бывают масляными, элегазовыми, оптическими.

ТТ подбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности, а также проверяют на термическую и электродинамическую

стойкость при КЗ. Для ОРУ 110 кВ выбираем ТОГФ-110-УХЛ1 Данные расчетов сведены в таблицу 30.

Таблица 30 – Трансформатор тока ТОГФ-110-УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 291 \text{ А}$	$I_{1ном} = 300 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 1,46 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 6,875 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 40 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 49,92 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{ТН} = 16 \text{ кА}, \quad t_{ТН} = 3 \text{ с}$ $I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{ТН}^2 \cdot t_{ТН}$

Т.к. индуктивное сопротивление вторичных цепей мало, то можно считать  $Z_2 = r_2$ . Тогда сопротивление вторичных цепей рассчитывается по формуле, Ом:

$$Z_{2р} = r_{приб} + r_{пр} + r_k, \quad (37)$$

где  $r_{приб}$  – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток приборов;

$r_{пр}$  – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$r_k$  – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом).

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2}. \quad (38)$$

Для определения  $S_{приб}$  составим таблицу приборов, подключённых к данному ТТ.

$$r_{приб} = \frac{7,5}{5^2} = 0,3 \text{ Ом}$$

Выберем кабель марки АКРВБ четырехжильный с сечением 4 мм<sup>2</sup>. Контрольный кабель с резиновой изоляцией; оболочка – ПВХ пластикат; броня - две стальные ленты; защитный покров – пропитанная кабельная пряжа, Ом:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{s_{np}} \quad (39)$$

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 150}{4} = 1,06 \text{ Ом}$$

где  $l_{расч} = 100$  м – расчётная длина провода для РУ 110 кВ;

$\rho = 0,0283$  Ом·мм/м – удельное сопротивление для меди;

$s_{np}$  – сечение проводов, принимаем  $s_{np} = 4$  мм<sup>2</sup>.

$$Z_{2p} = 0,3 + 1,06 + 0,1 = 1,46 \text{ Ом}$$

В качестве основных приборов измерения и учета принимаем счётчики электрической энергии трёхфазные, активно/реактивные, многофункциональные Меркурий 230 ART. Счетчики подобного типа обеспечивают:

- Учет активной и реактивной электроэнергии в одном или двух направлениях в одно- или многотарифном режимах;
- Измерение пофазно тока, напряжения, частоты,  $\cos\phi$ , углов между фазными напряжениями;
- Передачу результатов измерений по интерфейсам CAN, RS485, IrDA, фазными напряжениями; частоту сети; текущее время и дату.

Изображение выбранного трансформатора тока приведено на рисунке 15.

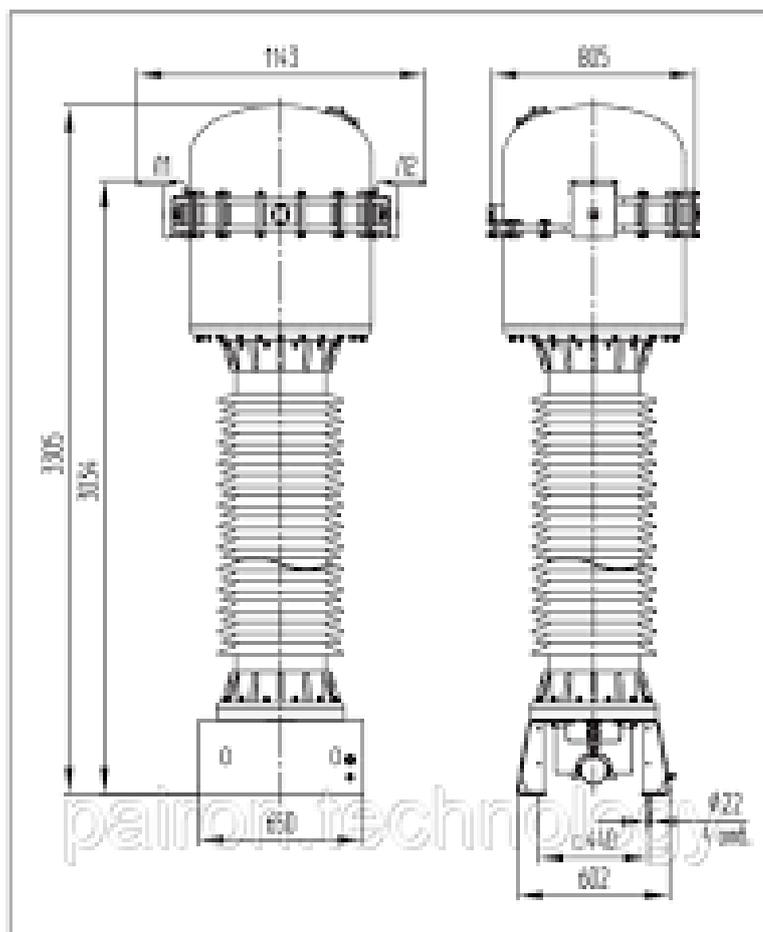


Рисунок 15 – Трансформатор тока ТОГФ-110-УХЛ1

Количество ТТ и их вторичных обмоток должно обеспечивать отдельное подключение средств РЗА, АИИС КУЭ, ПА и других приборов. Для подключения АИИС КУЭ трансформаторы тока напряжением 220 кВ и выше должны иметь измерительную обмотку класса точности 0,2 S, для напряжения 150 кВ и ниже - 0,5 S.

Разные комплекты устройств РЗА должны подключаться к разным вторичным обмоткам класса «Р» с целью резервирования и обеспечения необходимой надежности. При отсутствии встроенных в другие аппараты ТТ или несоответствии класса точности встроенных в другие аппараты ТТ требуемому классу, применяются отдельностоящие ТТ.

В схемах присоединения ВЛ через развилку выключателей допускается установка ТТ на ВЛ между линейным разъединителем ВЛ и развилкой ошиновки на разъединители выключателей.

## 5.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

Для ОРУ 110 кВ выберем трансформатор напряжения НАМИ-110-УХЛ.

Трехфазные антирезонансные масляные трансформаторы напряжения серии НАМИ предназначены для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с изолированной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Данные расчета приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Трансформатор напряжения НАМИ-110-0,5–УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 291 \text{ А}$	$I_{1ном} = 300 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 1,46 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 6,875 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 40 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 49,92 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 16 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Расшифровка маркировки ТН:

Н – трансформатор напряжения;

А – антирезонансный;

М – охлаждение – естественная циркуляция воздуха и масла;

И - для контроля изоляции сети;

110 – номинальное напряжение сети;

УХЛ1 – климатическое исполнение;

0,5 – класс точности.



Рисунок 16 – НАМИ-110-0,5-УХ1

При выборе типа и количества ТН следует руководствоваться следующим:

- Нагрузка на обмотки ТН не должна превышать допустимую. ТН должны иметь отдельную вторичную обмотку для подключения средств АИИС КУЭ и измерительных приборов класса точности не ниже 0,2 (для ВЛ 220 и выше) и не хуже 0,5 для остальных напряжений.

- Необходимо обеспечить работу ТН в требуемом классе точности при нормальных, послеаварийных и ремонтных режимах работы сети.

- Следует предотвращать возможный феррорезонанс напряжений в РУ 110-500 кВ с ТН индуктивного типа и делительными конденсаторами, включенными параллельно гасительным камерам выключателей, а также при отсутствии конденсаторов и наличии большого числа присоединений. При наличии ТН разных типов применение ТН индуктивного типа определяется на основании технико-экономического сравнения, учитывающего возможные

мероприятия по устранению феррорезонанса, количества и стоимости примененного оборудования. Предпочтение следует отдавать антирезонансным ТН.

### **5.7 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ ВН**

В ОРУ 35 кВ и выше обычно применяют гибкие шины, выполненные сталеалюминевыми проводами.

Гибкие шины и токопроводы крепят на гирляндах подвесных изоляторов с соблюдением достаточно большого расстояния между фазами.

Выбор сечения по нагреву:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}}$$

Принимаем сечение по допустимому току.

110 кВ – АС-70/11, так как  $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$  больше  $I_{\text{макс}} = 291 \text{ А}$ , то условие выполняется.

Проверка на термическое действие КЗ не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования не производится, т. к. согласно [7], минимально допустимое сечение проводов по условию коронирования на 35-110 кВ составляет  $70 \text{ мм}^2$ .

Проверка гибких шин по условиям схлестывания не проводится, так как периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах 110-35 кВ ПС меньше 20 кА [7].

Проверка по экономической плотности тока не производится, так как шины расположены на ОРУ [7].

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{\text{расч}}$  в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки

$F_{разр}$ , приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (40)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (41)$$

Выбор опорных изоляторов 110 кВ:

Выбираем опорные изоляторы ОСК 10-110-А-2 УХЛ1 с  $F_{разр}=10000$  Н.

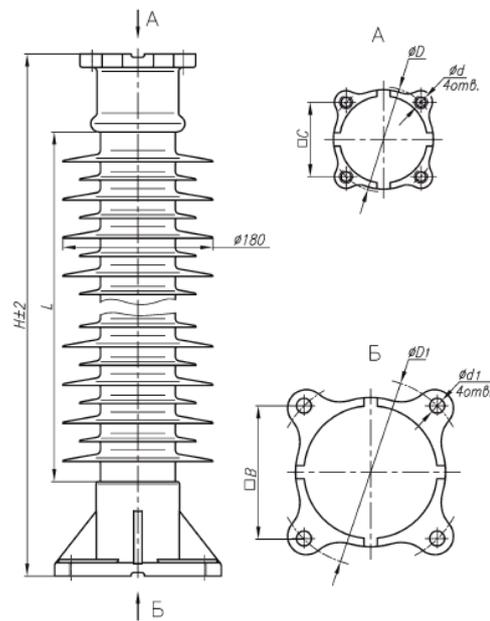


Рисунок 17 – Опорный изолятор ОСК 10-110-А-2 УХЛ1

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \text{ Н}. \quad (42)$$

Рассчитаем нагрузку на головку изолятора по формуле (40):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{6872^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7} = 7 \text{ Н}.$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр} = 0.6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

Данные расчетов сведены в таблицу 32.

Таблица 32 – Выбор опорных изоляторов 110 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 7 \text{ Н}$	$F_{ДОП} = 6000 \text{ Н}$	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$

Таким образом, был проведен выбор изоляторов на все классы номинального напряжения.

### 5.7 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители чаще всего подвешивают на линейных порталах [17].

Выбор ВЧ-заградителей производим по следующим условиям:

- по номинальному току;
- по току электродинамической стойкости;
- по току термической стойкости.

Для ВЛ 110 кВ к ПС Ореховая сопка к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-400-0,5 У1.

Таблица 33 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ВЗ-400-0,5 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_H = 400 \text{ A}$	$I_{p.\max} = 291 \text{ A}$	$I_p \leq I_{\text{ном.}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 49,92 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_T^2 \cdot t_T = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 49,92 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Таким образом, в данном разделе был проведен выбор электрооборудования для ПС Ореховая сопка.

## 6 РАЗРАБОТКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ РУ ВН ПС

Распределительные устройства (РУ) электрических станций и подстанций выполняются наружной установки основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ).

В процессе эксплуатации возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего – внутренние и грозовые перенапряжения.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее в землю (индуктированные перенапряжения). Молния в электрическом отношении представляет собой источник тока. Поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам, то и грозовые перенапряжения являются статистической величиной.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются стержневыми молниеотводами. Для защиты шинных мостов и гибких связей большой протяженности могут применяться тросовые молниеотводы.

ОРУ обычно защищаются несколькими молниеотводами.

При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку [10].

При установке на ОРУ отдельно стоящих молниеотводов должны соблюдаться безопасные расстояния по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей распределительного устройства.

### 6.1 Расчет заземлителя ОРУ 110 кВ

Заземление какой-либо части электрической установки – это преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью

сохранения на ней достаточно низкого потенциала и обеспечение нормальной работы элементов в выбранном режиме. Различают три вида заземлений:

- рабочее
- защитное (для обеспечения безопасности людей)
- заземление молниезащиты

Рабочее заземление – это соединение с землей некоторых точек сети (обычно нейтрали обмоток части силовых трансформаторов и генераторов), со следующей целью:

- снижения уровня изоляции элементов электроустановки;
- эффективная защита сети ОПН от атмосферных перенапряжений;
- снижения коммутационных перенапряжений

Защитное заземление – это заземление всех металлических частей установки, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под ним при повреждении изоляции. Защитное заземление выполняется для того, чтобы повысить безопасность эксплуатации, уменьшить вероятность поражения людей и животных электрическим током.

Требования предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки - заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

Заземление выполняется в виде сетки с вертикальными и горизонтальными электродами [10]. Расчет приведен в приложении В.

## **6.2 Расчет молниезащиты ПС Ореховая сопка**

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто используются стержневые молниеотводы [10].

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Расчет молниезащиты зданий сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов. Которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой  $h \leq 150$  м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

Нормируется два вида зон:

Зона А - с надежностью не менее 0,995 и  $U \leq 500$  кВ;

Зона Б - с надежностью не менее 0,95 и  $U > 500$  кВ.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотвода.

В данном дипломном проекте проведен расчет зоны защиты типа – А - с надежностью не менее 0,995 и  $U \leq 500$  кВ, ОРУ-110 кВ. Расчет приведен в приложении В.

### **6.3 Анализ грозоупорности ОРУ 110 кВ**

Каждая электроустановка, предназначенная для генерации, передачи или распределении электроэнергии, имеет изоляцию соответствующую ее

номинальному напряжению. Рабочее напряжение, приложенное к установке может отличаться от номинального.

Превышение напряжения сверх наибольшего рабочего называется перенапряжением. Перенапряжения подразделяются на внутренние и внешние (грозовые).

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее [10].

Подробный расчет молниезащиты ПС Ореховая сопка приведен в приложении В.

#### **6.4 Выбор и проверка ОПН**

Ограничитель перенапряжений нелинейный является это один из основных устройств системы защиты от перенапряжений.

Выбор ОПН производится в два этапа: предварительно выбирается марка устройства, а после изучения влияющих факторов, подтверждения.

Предварительно выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-110 УХЛ1 (П – в полимерной крышке).

Таблица 34 – Основные характеристики ОПН-П1-110/73/10/2УХЛ1

Характеристика ОПН	Значение
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	73
Остающееся напряжение при ком. токе $U_{ост}$ , кВ	177
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$ , кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	650
Полная энергоемкость $W_c$ , кДж	365
Длина пути утечки внешней изоляции, см	315

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению, которое используется в электрической сети:

$$U_{н.д.р.} \geq (1,02 \div 1,05) \cdot \frac{U_{н.р.с.}}{\sqrt{3}}, \quad (43)$$

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

$$U_{НР} = \frac{121 \cdot (1,02 \div 1,05)}{\sqrt{3}} = 67,8 \text{ кВ.}$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.p.}}{K_B}, \quad (44)$$

где  $K_B$  – коэффициент зависимости от времени  $\tau$  (ГОСТ Р 53735.5).

$$U \leq \frac{67,8}{1,3};$$

$$52,2 \leq 73.$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_K \leq I_{разр},$$

$$\text{где } I_K = \frac{U - U_{ост}}{Z_B}; \quad (45)$$

$U$  – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ОПН;

$Z_B$  – волновое сопротивление провода относительно земли.

$$I_K = \frac{U - U_{ост}}{Z_B}, \quad (46)$$

$$I_K = \frac{308 - 232}{506} = 0,15 \text{ кА}.$$

$$0,15 \leq 10 \text{ кА}.$$

ОПН прошел предварительную проверку.

При выборе ограничителей перенапряжений (ОПН) необходимо иметь в виду следующее:

- Для защиты от перенапряжений на всех схемах показаны ограничители перенапряжений (ОПН). Установка ОПН на приведенных схемах показана условно. Необходимость и место установки ОПН определяется при конкретном проектировании в соответствии с ПУЭ.

- Для всех классов напряжений в цепях трансформаторов и шунтирующих реакторов должны быть установлены ОПН.

- Необходимость установки ОПН на шинах 110-220 кВ и их количество определяются сравнением расстояний по ошиновке от ОПН у силовых трансформаторов до самого удаленного присоединения, с наибольшим допустимым расстоянием по ПУЭ и характеристиками ОПН.

- Необходимость установки ОПН для защиты оборудования от коммутационных перенапряжений в ячейках ВЛ 330 кВ и выше определяется расчетом.

- Для защиты оборудования КРУЭ от грозовых перенапряжений ОПН устанавливается снаружи КРУЭ между вводом воздушной линии в КРУЭ и последней опорой. Установка ОПН со стороны трансформаторов (автотрансформаторов, ШР) может осуществляться как снаружи, так и внутри КРУЭ в цепи присоединения трансформатора до коммутационного аппарата.

- Необходимость установки дополнительных ОПН на шинах КРУЭ определяется расчетом в зависимости от мест расположения и расстояний от остальных ОПН до защищаемого оборудования, параметров ОПН и количества отходящих от шин присоединений.

- При устройстве кабельных вставок, соединенных с воздушными линиями, ОПН устанавливаются в местах перехода кабельных линий в ВЛ. При наличии в месте перехода коммутационного аппарата ОПН устанавливается между коммутационным аппаратом и кабельной вставкой. Необходимость установки ОПН по обоим концам вставки определяется ее длиной, параметрами ОПН и наличием других ОПН на ПС.

Неиспользуемые обмотки низшего и среднего напряжений силовых трансформаторов (автотрансформаторов), а также обмотки, временно отключенные от шин РУ в грозовой период, должны быть соединены в звезду или треугольник и защищены ОПН, включенными между вводами каждой фазы и землей. Защита неиспользуемых обмоток не требуется, если к ним постоянно присоединена кабельная линия длиной не менее 30 м, имеющая заземленную оболочку или броню.

## 7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, СИГНАЛИЗАЦИЯ

Устройства релейной защиты предназначены для определения в сети короткого замыкания и автоматического отключения поврежденного элемента от неповрежденной части сети. Также, при возникновении ненормальных режимов работы сети (перегрузки, замыкания на землю в сети с малыми токами замыкания на землю и др.) задачей релейной защиты является сигнализация о возникшей неисправности.

РЗА защищаемого объекта выполняется с использованием микропроцессорных устройств (терминалов). Питание терминалов РЗА должно осуществляться от системы оперативного тока подстанции.

Для силовых трансформаторов предусматривается релейная защита от повреждений и ненормальных режимов работы.

К повреждениям относят:

- многофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформатора;
- однофазные КЗ на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковые замыкания в обмотках.

К ненормальным режимам относят:

- прохождение сверхтоков в обмотках при внешних КЗ;
- прохождение сверхтоков при перегрузках трансформатора;
- понижение уровня масла в маслонаполненных трансформаторах.

### 7.1 Выбор системы оперативного тока

Для производства оперативных переключений с помощью коммутационных и регулирующих аппаратов и для работы устройств РЗА необходим вспомогательный источник энергии источник оперативного тока.

На ПС применяют оперативный ток следующих видов:

- 1) Постоянный – применяют на электростанциях и крупных подстанциях 110-220 кВ и выше.

Источниками постоянного оперативного тока на ПС служат аккумуляторные батареи. Аккумуляторные батареи (АБ) являются независимыми (автономными) источниками тока. Они обеспечивают надежное питание оперативных цепей во всех режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий, когда исчезает напряжение переменного тока. При исчезновении переменного тока батарея принимает нагрузки электроприемников постоянного тока, обеспечивая работу релейной защиты, устройств автоматики, телемеханики и связи и возможность включения и отключения выключателей.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Для надёжности питания оперативных цепей защиты, управления и сигнализации на проектируемой ПС 110 кВ применяем систему постоянного оперативного тока, которая не зависит от режима работы силовой сети. В качестве источников постоянного оперативного тока используем аккумуляторные батареи (АБ).

Питание цепей оперативного тока устройств релейной защиты и автоматики предусматривается на постоянном токе 220 В.

2) Переменный оперативный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже, а также на сравнительно небольших ПС 110—220 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения и с выключателями с пружинными приводами на стороне среднего и низшего напряжений.

В качестве источников переменного оперативного тока используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд.

Цепи освещения и обогрева проектируемой ПС 110 кВ питаются на переменном токе 220 В.

3) Выпрямленный используется на подстанциях 35 кВ и ниже с выключателями, оборудованными электромагнитными приводами, а также на подстанциях 110/220 кВ с числом выключателей на стороне высшего

напряжения не более двух с электромагнитным приводом либо не более трех с пружинным или пневматическим приводом.

В качестве источников выпрямленного тока применяются полупроводниковые выпрямительные устройства и специальные блоки питания. К источникам выпрямленного тока также относятся предварительно заряженные конденсаторы, которые заряжаются через выпрямительные устройства, питаемые от источников переменного тока.

В качестве подзарядно-зарядных агрегатов на проектируемой ПС могут быть использованы полупроводниковые выпрямительные устройства типа ВАЗП.

Зарядно-подзарядный выпрямительный агрегат типа ВАЗП состоит из силового трансформатора, выпрямительного моста, блока управления тиристорами и блока обратной связи по току и напряжению. Принцип работы агрегата основан на способности тиристорозменять в широких пределах среднее значение выходного напряжения. Питание осуществляется от трехфазной сети напряжением 380/220 В.

Типовой состав комплекта системы оперативного тока ПС может включать в себя:

- ПС напряжением 220 кВ и выше и ПС 110 кВ с более чем 3-мя выключателями в распределительном устройстве высшего напряжения должен содержать следующие компоненты:

- а) две АБ;
- б) четыре ЗУ, по два на каждую АБ;
- в) два щита постоянного тока (ЩПТ), при этом для каждой АБ предусматривается отдельный ЩПТ с числом секций не менее двух;
- г) шкафы распределения оперативного тока [11].

- ПС напряжением 35 кВ и остальных ПС 110 кВ должен содержать следующие компоненты:

- а) одну АБ;
- б) два ЗУ;

- в) один ЩПТ с числом секций не менее двух;
- г) шкафы распределения оперативного тока [17].

Щит постоянного тока (ЩПТ) представляет собой комплектное низковольтное устройство шкафного исполнения, поставляемое на место монтажа в виде отдельных шкафов (ящиков, панелей), собираемых в щит, представляющий собой функционально завершённое изделие [11]. На дверях шкафов ЩПТ должны размещаться измерительные приборы и устройства световой сигнализации [11].

## **7.2 Расстановка средств релейной защиты**

В схеме электроснабжения для производства, распределения и потребления электрической энергии применяются электрические двигатели, генераторы, трансформаторы, воздушные линии электропередачи, кабели, нагревательные приборы и т.д. Для защиты оборудования от повреждений используют РЗ, которая устанавливается для каждого объекта.

В результате эксплуатации электрических двигателей возможны:

- повреждения, связанные с ненормальным режимом работы (перегрузка, затянутый и слишком частый пуск, блокировка или сброс нагрузки);
- нарушение питания;
- внутренние повреждения двигателя (междуфазное КЗ, замыкание на корпус обмотки статора/ ротора, перегрев подшипников, потеря возбуждения, потеря синхронизма).

На электродвигателях должны предусматриваться: защита от токов перегрузки, защита от междуфазных и однофазных КЗ, защита от понижения напряжения. Для синхронных двигателей устанавливается защита от асинхронного хода.

Согласно ПУЭ защита от перегрузок должна предусматриваться для двигателей, подверженных перегрузке по технологическим причинам, и для двигателей с особо тяжелыми условиями пуска и самозапуска [17].

Защита от перегрузок, обусловленных технологическими причинами, действует на сигнал, который передается на пост управления двигателем, если дежурный персонал может разгрузить двигатель, не останавливая его [17].

Защита от многофазных замыканий в обмотке статора должна быть наиболее простой, надёжной и экономичной. Защита выполняется реагирующей на значение тока, протекающего к месту повреждения со стороны питающей сети, и действует без выдержки времени на отключение двигателя от сети, а у синхронных двигателей еще и на гашение поля [17].

Для облегчения условий восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска электродвигателей наиболее ответственных механизмов следует предусматривать отключение защитой минимального напряжения электродвигателей неответственных механизмов [17]. На электродвигателях ответственных механизмов для обеспечения их самозапуска может устанавливаться вторая ступень защиты минимального напряжения [17].

### **7.3 Релейная защита силового трансформатора ПС Ореховая сопка**

Силовой трансформатор ТРДЦН-63000/110 защищается шкафом защиты и автоматики трансформатора типа ШЭ2607 148, производитель ООО «НПП «ЭКРА».

На базе микропроцессорных терминалов серии БЭ2502 и реализован БЭ2704.ШЭ2607 148. Он необходим для выполнения функций резервной и основной защитой, автоматика двухобмоточных трансформаторов с наибольшим напряжением ВН до 35 кВ, управления выключателем ВН трансформатора, регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой, а также функций защиты, автоматики и управления вводным выключателем 6-10 кВ[11].

#### **7.3.1 Расчет уставок защит ШЭ2607 148 трансформатора**

Данные трансформатора:

Напряжение обмотки НН:  $U_{ном.нн} = 6,3 \text{ кВ}$ .

Напряжение обмотки ВН:  $U_{ном.вн} = 115 \text{ кВ}$ ;

Токи первичных обмоток номинального защищаемого трансформатора тока для ВН и НН – 300 и 1500 А соответственно.

Коэффициент трансформации обмотки ВН:

$$K_{ТТ.ВН} = \frac{300}{5} = 60.$$

Коэффициент трансформации обмотки НН:

$$K_{ТТ.НН} = \frac{1500}{5} = 300.$$

Номинальная мощность стороны ВН принимается на 0,1 больше, тогда:

$$S_{ном.вн} = 10000,1;$$

$$S_{ном.нн} = 10000.$$

Со стороны высшего напряжения номинальный ток:

$$I_{ном.вн} = \frac{10000,1}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ А.}$$

Номинальный ток стороны низшего напряжения:

$$I_{ном.нн} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 675,4 \text{ А. А.}$$

Цифровое выравнивание токов плеч ВН.

Номинальный вторичный ток стороны ВН:

$$I_{НОМ.ВТ.ВН} = \frac{I_{НОМ.ВН}}{K_{ТТ.ВН}}, \quad (47)$$

$$I_{НОМ.ВТ.ВН} = \frac{50,2}{60} = 0,83 \text{ A};$$

$$0,1 \leq \frac{I_{НОМ.ВТ.ВН}}{I_{НОМ.Т.ВН}} \leq 4$$

где  $I_{НОМ.Т.ВН}$  – номинальный ток входа устройства, принимаем 5 А;

$$0,1 \leq \frac{0,83}{5} \leq 4$$

Цифровое выравнивание токов плеч НН.

Номинальный вторичный ток стороны НН:

$$I_{НОМ.ВТ.НН} = \frac{I_{НОМ.НН}}{K_{ТТ.НН}}, \quad (48)$$

$$I_{НОМ.ВТ.НН} = \frac{675,4}{300} = 2,25 \text{ A};$$

$$0,1 \leq \frac{I_{НОМ.ВТ.НН}}{I_{НОМ.Т.НН}} \leq 4$$

где  $I_{НОМ.Т.НН}$  – номинальный ток входа устройства, принимаем 5 А;

$$0,1 \leq \frac{2,25}{5} \leq 4$$

В качестве базисной стороны принимается сторона ВН:

$$I_{\text{ном.опорное}} = 291 \text{ A.}$$

### 7.3.2 Максимальная токовая защита трансформатора

МТЗ ВН без пуска по напряжению:

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки при учете, что происходит самозапуска двигательной нагрузки и определяется по выражению:

$$I_{\text{сз.вн}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{сзп}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{нагр.макс.вн}}, \quad (49)$$

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

$K_{\text{сзп}}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки; зависит от удаленности, процентного содержания в нагрузке и порядка отключения двигателей. В первоначальных расчетах, а также приотсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят равным (1,5 ÷ 2,5), принимаем равным 2;

$K_{\text{в}}$  – коэффициент возврата, 0,95;

$$I_{\text{нагр.макс.вн}} = 50,2 \text{ A.}$$

$$I_{\text{сз.вн}} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 50,2 = 126,8 \text{ A.}$$

Согласование с МТЗ НН:

$$I_{СЗ.ВН} \geq K_{ОТС} \cdot K_{ТОК} \cdot I_{СЗ.ПРЕД}, \quad (50)$$

где  $I_{СЗ.ПРЕД}$  – ток срабатывания МТЗ НН, принимаем 4900 А;

$K_{ОТС}$  – коэффициент отстройки, 1,1;

$K_{ТОК}$  – коэффициент токараспределения, который равный отношению тока в месте установки рассматриваемой защиты к току в смежном элементе, с защитой которого производится согласования;

$$K_{ТОК} = \frac{I_{УСТАН.ЗАЩ}}{I_{СМЕЖ}},$$

(51)

$$K_{ТОК} = \frac{571}{7558,5} = 0,076;$$

$$I_{СЗ.ВН} \geq 1,1 \cdot 0,076 \cdot 4900 = 409,64 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ТОК} = \frac{I_{КЗ.МИН.ВН-НН}}{I_{СЗ.ВН}}, \quad (52)$$

$$K_{ТОК} = \frac{571}{409,64} = 1,393 > 1,2 \text{ – чувствительность обеспечивается.}$$

Значение уставки срабатывания МТЗ стороны ВН принимается  $I_{СЗ.ВН} = 500 \text{ А.}$

МТЗ НН без пуска по напряжению:

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = K_{\text{тт.ВН-НН}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}, \quad (53)$$

где  $K_{\text{тт.ВН-НН}}$ —коэффициент трансформации ВН-НН.

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = 5,833 \cdot 50,2 = 292,8 \text{ А.}$$

$$I_{\text{СЗ.НН}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{В}}} I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} \quad (54)$$

$$I_{\text{СЗ.НН}} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 675,4 = 1706,2 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.НН}}}{I_{\text{СЗ.НН}}}, \quad (55)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{7558,5}{1706,2} = 4,43 > 1,2 \text{—чувствительность обеспечивается}$$

Принятое значение уставки срабатывания МТЗ стороны низшего напряжения 1706,2 А.

### 7.3.3 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформаторов является самой чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Применяется газовая защита является обязательной на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты. На трансформаторах мощностью 1000

– 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным.

Действие газовой защиты заключается в том, что всякие, даже малые повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора (автотрансформатора) провоцируют разложение масла и органической изоляции, что способствует выделению газа. Химический состав газа и интенсивность газообразования зависят от размеров и характера повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при замедленном газообразовании был предупредительный сигнал, а при быстром газообразовании, что соответствовало коротким замыканиям, происходило отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора). Газовая защита срабатывает на сигнал и на отключение или только на сигнал при понижении уровня масла в баке автотрансформатора или трансформатора.

Газовая защита является универсальной и самой чувствительной защитой трансформаторов (автотрансформаторов) от внутренних повреждений, а при некоторых критических повреждениях срабатывает только она, так как другие защиты, контролирующие электрические параметры, ощутить эти режимы не могут. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, поломки переключателей устройств РПН и многие другие, которые будут сопровождаться местным увеличением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака [21].

От характера и размеров повреждения зависят интенсивность газообразования и химический состав газа. Защита выполнена так, чтобы при замедленном газообразовании звучал предупредительный сигнал, а при быстром газообразовании, что характерно при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. При опасном понижении уровня масла в баке трансформатора, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал.

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

При большом выделении газасрабатывает вторая ступень ГЗ, уменьшении уровня масла в газовом реле, или при быстром движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Плюсы газовой защиты заключаются в ее высокой чувствительности и срабатывание практически на все виды повреждения внутри бака, маленькое время срабатывания, низкая сложность выполнения, способность защищать трансформатор при критическом понижении уровня масла по разным причинам.

Так же защита имеет ряд существенных минусов. Самым важным является то, что эта защита не срабатывает на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может сработать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, например, после ремонта системы охлаждения, при доливке масла и др. Ложные срабатывания защиты так же возможны на трансформаторах, установленных в районах, где случаются землетрясения. В вышеописанных случаях разрешается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. Из-за этого газовую защиту запрещено использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

#### **7.4 Автоматика**

К средствам автоматики на проектируемой ПС относятся автоматическое повторное включение (АПВ) и автоматическое включение резерва (АВР).

Устройствами АПВ оборудуются:

- все воздушные и кабельно-воздушные линии напряжением выше 1000 В;
- КЛ напряжением 35 кВ и ниже в случаях, когда линия питает несколько подстанций;

- понижающие трансформаторы, когда их отключение приводит к прекращению электроснабжения потребителей.

Устройства АПВ необходимо выполнять с соблюдением следующих требований:

- при отключении линии вручную АПВ должно автоматически выводиться из действия;

- должна обеспечиваться однократность (или двухкратность) действия АПВ;

- после успешного действия устройства АПВ должно автоматически приходиться в состояние готовности к повторному действию;

- должна обеспечиваться блокировка от многократных включений выключателя [11].

АПВ должно приводиться в действие после аварийного отключения выключателя, за исключением случаев отключения от релейной защиты присоединения, на котором установлено АПВ, непосредственно после включения выключателя персоналом или с помощью телеуправления, а также после отключения выключателя защитами от внутренних повреждений трансформаторов [11].

Выдержка времени работы АПВ должна быть минимальной, но не менее  $(0,15 \div 0,2)$  сек.

Устройства АВР предусматриваются на подстанциях, от отдельно работающих секций шин которых получают питание потребители I и II категории по степени надежности электроснабжения [11].

При наличии двух источников питания часто целесообразно работать по разомкнутой схеме. При этом все источники включены, но не связаны между собой, каждый из них обеспечивает питание выделенных потребителей. Такой режим работы сети объясняется необходимостью уменьшить ток короткого замыкания, упростить релейную защиту, создать необходимый режим по напряжению, уменьшить потери электроэнергии. Однако при этом надежность электроснабжения в разомкнутых сетях оказывается более низкой, чем в

замкнутых, так как отключение единственного источника приводит к прекращению питания всех его потребителей.

Электроснабжение потребителей, потерявших питание можно восстановить автоматическим подключением к другому источнику с помощью устройства автоматического включения резервного источника (АВР).

Схемы УАВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Нахождение в состоянии постоянной готовности к действию и срабатывать при прекращении питания потребителей, и наличии напряжения на другом, резервном источнике питания для данных потребителей.

2) Минимально возможное время срабатывания. Это необходимо для сокращения времени перерыва питания потребителей и обеспечения самозапуска электродвигателей.

3) Однократность действия требуется для предотвращения многократного включения резервного источника на устойчивое короткое замыкание.

4) Обеспечение быстрого отключения резервного источника питания и его потребителей от поврежденной резервируемой секции шин, и, тем самым, сохранение их нормальную работу. Для этого предусматривается ускорение защиты после АВР.

5) Не допускать опасных несинхронных включений синхронных электродвигателей и перегрузок оборудования.

Выдержка времени АВР  $t_{авр}$  выбирается таким образом, чтобы обеспечить недействие устройства при кратковременном исчезновении или снижении напряжения на резервируемом элементе при возникновении КЗ в сети, до отключения этих КЗ, а также в случае отключения и повторного включения от АПВ основного источника питания.

Устройство АВР прежде всего должно отключить выключатель, если он остается включенным при исчезновении напряжения на резервируемой секции шин. Для этой цели в схему АВР вводят пусковой орган, в котором обычно применяют минимальное реле напряжения. Пусковой орган не должен срабатывать при пониженных напряжениях на шинах до  $U_{остк}$ , вызванных

короткими замыканиями, или до  $U_{остсз}$ , обусловленных самозапуском электродвигателей.

Действие устройства АВР имеет смысл при наличии напряжения на резервном источнике питания. Поэтому в пусковой орган АВР включают максимальное реле напряжения, контролирующее наличие напряжения на резервном источнике питания.

Устройство АВР, действующее с минимальной выдержкой времени, должно быть отстроено от действия защит, при которых остаточное напряжение снижается до значения, меньшего уставки срабатывания минимального реле напряжения пускового органа.

### **7.5 Сигнализация**

Для получения оперативной информации о состоянии электрооборудования на подстанциях используют сигнализацию. Сигнализация бывает следующих типов:

- сигнализация положения коммутационных аппаратов (включено отключено);
- аварийная сигнализация (о непредусмотренных планом отключениях);
- предупредительная сигнализация (о ненормальных режимах и условиях, например, о нагреве выше нормы, повреждениях, не приводящих к немедленному отключению оборудования и т.д.).

Для световой сигнализации положения используют зеленые («отключено») и красные («включено») лампы. В цепях предупредительной или аварийной сигнализации применяют желтые лампы. При нормальных оперативных переключениях эти лампы горят ровным светом. При аварийных отключениях, работе автоматики или положениях «несоответствие» лампы горят мигающим светом.

Лампы сигнализации подключают к шинам сигнализации через ключи управления, контакты реле защиты и автоматики, блок-контакты выключателей и разъединителей. При работе устройств защиты и автоматики световая

сигнализация дублируется звуковой, для чего используются электрические сирены, гудки и звонки.

Аварийная сигнализация оповещает об аварийном отключении выключателя. Предупредительная сигнализация сообщает о ненормальных режимах работы, которые могут привести к аварии. Поэтому электрические цепи аварийной и предупреждающей сигнализации и их звуковые сигналы различны (сирена и звонок). При срабатывании звукового сигнального устройства дежурный сначала прекращает его работу, квитирует сигнал, а затем по индивидуальным световым сигналам определяет причину срабатывания сигнализации.

На проектируемой ПС предполагается установка световой и звуковой предупредительной и аварийной сигнализации отклонения от нормального режима работы оборудования, неисправности и работе защит.

Так как, проектируемая подстанция с постоянным пребыванием оперативного персонала, то для привлечения внимания персонала предусматривается установка сирены и звонка сигналов аварийной и предупредительной сигнализации.

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Энергетика – это основа промышленности Российской Федерации. Энергетические объекты по степени влияния на окружающую среду являются одними из наиболее интенсивно воздействующих на биосферу в процессе эксплуатации. Тенденции и темпы развития энергетики зависят от уровня надежности электроснабжения и безопасности, в том числе экологической, электростанций разного типа, а так же защитой от возникновения чрезвычайных ситуаций на электростанциях и подстанциях. В виду этого, для данного проекта будут рассмотрены следующие пункты:

- безопасность персонала при работе с электрооборудования;
- экологичность, которая связана с работой силовых трансформаторов ПС 110 кВ ПС Ореховая сопка после реконструкции;
- возникновение чрезвычайных ситуаций в процессе эксплуатации электрооборудования.

### **8.1 Безопасность персонала при работе на ПС Ореховая сопка**

8.1.1 Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотра электроустановок

Оперативные переключения должен выполнять оперативный или оперативно-ремонтный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя организации. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [14]:

- 1) вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем организации или структурного подразделения и закрепляется соответствующим распоряжением;
- 2) единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу не ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве;

3) отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

8.1.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

При выполнении работ в электроустановках работники должны иметь профессиональную подготовку соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала. При монтаже так же должны осуществляться нижеуказанные требования:

1) профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

2) проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр.

3) электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

4) работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником[19].

8.1.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам [16]:

1) работа связана с подъемом на опоры на большую высоту;  
2) рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день;  
3) электромонтажники рассредоточиваются по рабочим местам вдоль воздушной линии, находясь друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда;

4) работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях воздушных линий, работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор [19].

Работы по монтажу и ремонту ВЛ связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту. Наиболее производительным и более безопасным способом подъема рабочих для выполнения работ на высоте является подъем с помощью специальных подъемных устройств, автовышки, автогидроподъемника и т.п.

Для обеспечения безопасности работающих на опорах, гирляндах, проводах и грозозащитных тросах необходимо строго выполнять правила техники безопасности, так как все работы на опорах воздушных линий относятся к верхолазным [14].

Подвеска проводов и тросов на участках пересечений должна выполняться только после отключения и надежного заземления рабочего пролета действующей ВЛ.

## **8.2 Экологичность**

Трансформаторное масло это очищенная фракция нефти, получаемая при перегонке, кипящая при температуре от 300 °С до 400 °С. В зависимости от происхождения нефти обладают различными свойствами и эти отличительные свойства исходного сырья отражаются на свойствах масла.

Существует большой разрыв между сроком службы трансформатора и сроком службы масла. Трансформатор может работать без ремонта 10-15 лет, а масло уже через год требует очистки, а через 4-5 лет - регенерации. Мерами, позволяющими продлить срок эксплуатации масла, являются:

- 1) защита масла от соприкосновения с наружным воздухом путем установки расширителей с фильтрами, поглощающими кислород и воду, а также вытеснение из масла воздуха;
- 2) снижение перегрева масла в условиях эксплуатации;
- 3) регулярные очистки от воды и шлака;

4) применение для снижения кислотности непрерывной фильтрации масла;

5) повышение стабильности масла путем введения антиокислителей.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых автотрансформаторов с массой масла более 1 т в одном баке должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований [17]:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты автотрансформатора не менее чем на 1,5 м при массе от 10 до 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от автотрансформатора на расстоянии менее 2 м.

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в автотрансформатор.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла автотрансформаторов, а также 80% (с учетом 30- и минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды, с выводом сигнала на щит управления.

Ниже будут произведены расчеты маслоприемника трансформатора на ПС 110 кВ Стройплощадка.

На ОРУ ПС 110 кВ Ореховая сопка установлены два маслонаполненных силовых трансформатора ТРДЦН-63000/110 производителя ООО «Тольяттинский трансформатор». Исходные данные для расчета приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Исходные данные для расчета маслоприемника трансформатора

Марка трансформатора	Масса трансформаторного масла в трансформаторе М, кг	Габариты трансформатора		
		Высота Н, мм	Длина А, мм	Ширина В, мм
ТРДЦН - 63000/110/10	18980	6200	7070	3800

Согласно [17], так как масса трансформаторного масла меньше 20 т, то можно использовать маслоприёмник без отвода масла.

Маслоприёмники без отвода масла выполняются заглублённой конструкцией, и закрепляются металлической решёткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Величина  $\Delta$ , на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, для данной массы трансформаторного масла, согласно [17], равна 1,5 м. Схема заглублённого маслоприёмника без отвода масла изображена на рисунке 18.

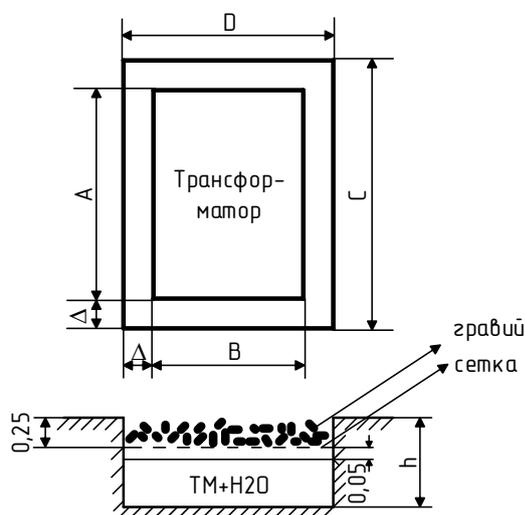


Рисунок 18 – Схема заглублённого маслоприёмника без отвода масла

1. Определим габариты маслоприёмника.

Длина, м:

$$C = (A + 2 \cdot \Delta), \quad (56)$$

где  $A$  - габаритная длина трансформатора, м;

$\Delta$  - величина, на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, м.

$$C = (6,2 + 2 \cdot 1,5) = 9,2 \text{ м.}$$

Ширина, м:

$$D = (B + 2 \cdot \Delta), \quad (57)$$

где  $B$  - габаритная ширина трансформатора, м;

$\Delta$  - величина, на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, м.

$$D = (3,8 + 2 \cdot 1,5) = 6,8 \text{ м.}$$

Площадь маслоприёмника,  $\text{м}^2$ :

$$S_{МП} = C \cdot D, \quad (58)$$

где  $C$  - длина маслоприёмника, м;

$D$  - ширина маслоприёмника, м.

$$S_{МП} = 9,2 \cdot 6,8 = 62,5 \text{ м}^2.$$

2. Определим объём маслоприёмника.

Согласно [17] объём маслоприёмника без отвода масла следует рассчитывать на приём 100% объёма масла залитого в трансформатор и 80% воды от средств пожаротушения из расчёта орошения площадей маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью  $0,2 \frac{\text{л}}{\text{с} \cdot \text{м}^2}$  в течение 30 минут.

3. Определим объём трансформаторного масла,  $\text{м}^3$ :

$$V_{тм} = \frac{M}{\rho} \quad (59)$$

где  $M$  - масса трансформаторного масла, кг;

$\rho$  - плотность трансформаторного масла, равная  $0,88 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup> [11],

$$V_{тм} = \frac{18950}{880} = 21,5 \text{ м}^3.$$

4. Определим объём воды от средств пожаротушения, м<sup>3</sup>:

$$V_{воды} = I_n \cdot t \cdot (S_{мп} + S_{бнг}), \quad (60)$$

где  $I_n$  - величина интенсивности пожаротушения, равная  $0,2 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup> / с · м<sup>2</sup> [17];

$t$  - время пожаротушения, равное 1800 с [2];

$S_{бнг}$  – площадь боковых поверхностей трансформатора, м<sup>2</sup>.

Площадь боковых поверхностей трансформатора, м<sup>2</sup>:

$$S_{бнг} = 2 \cdot (A + B) \cdot H \quad (61)$$

где  $A$  – длина трансформатора, м;

$B$  – ширина трансформатора, м;

$H$  – высота трансформатора, м.

$$S_{бнг} = 2 \cdot (7,07 + 3,8) \cdot 6,2 = 134,7 \text{ м}^2;$$

$$V_{воды} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (62,5 + 134,7) = 71,02 \text{ м}^3.$$

5. Определим глубину маслоприёмника, м:

$$h_{mn} = \frac{V_{mm}}{S_{mn}} + \frac{0,8 \cdot V_{воды}}{S_{mn}} + h_6 + h_2, \quad (62)$$

где  $V_{mm}$  - объём трансформаторного масла, м<sup>3</sup>;

$S_{mn}$  - площадь основания маслоприёмника, м<sup>2</sup>;

$h_6$  - величина воздушного канала согласно [11] равна 0,05 м;

$h_2$  - высота слоя гранитного щебня или гравия согласно [11] равна 0,25

м.

$$h_{mn} = \frac{21,5}{62,5} + \frac{0,8 \cdot 71,02}{62,5} + 0,05 + 0,25 = 1,55 \text{ м.}$$

6. Определим объём маслоприёмника, м<sup>3</sup>:

$$V_{mn} = S_{mn} \cdot h_{mn}, \quad (63)$$

$$V_{mn} = 62,5 \cdot 1,55 = 97,06 \text{ м}^3.$$

Вывод: в ходе решения задачи для заданного трансформатора марки ТРДН-63000/110/6 рассчитаны габариты маслоприёмника и получены результаты: объём маслоприёмника равен 97,06 м<sup>3</sup>, площадь маслоприёмника равна 62,5 м<sup>2</sup>, высота маслоприёмника 1,55 м.

### 8.3 Чрезвычайные ситуации на ПС Ореховая сопка

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.

К чрезвычайной ситуации относят в частности пожар. Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Противопожарная защита обеспечивается [13]:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается [13]:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;

- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены все поставленные задачи.

Определён наиболее экономически и технически целесообразный вариант реконструкции сети для подключения ПС Ореховая сопка.

Произведён расчёт рабочих токов для выбора сечения проводника и токов короткого замыкания для выбора современного электрооборудования высокого напряжения, выбор требуемой для предприятия трансформаторной мощности.

Выполнен расчёт молниезащиты и анализ грозоупорности ОРУ ПС 110 Ореховая сопка. Осуществлен выбор параметров устройств релейной защиты и автоматики на базе нового автоматизированного оборудования.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации оборудования, а также вопросы охраны окружающей среды и противопожарные меры на подстанции.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения– М: Высшая школа, 2007.- 693с
- 2 Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, С.Н. Шелюг. Екатеринбург: УрФУ, 2012. — 86 с.
- 3 Ананичева С.С. Проектирование электрических сетей/ С. С. Ананичева, Е. Н. Котова. Екатеринбург: УрФУ, 2017. — 168 с
- 4 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 5 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008
- 6 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2006. – 430 с.
- 7 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 8 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 9 Ершов А.М. Релейная защита и автоматика в системах электро-снабжения. Часть 4 : Защита электрических сетей и электроустановок напряжением 6-10-110-220 кВ : учеб.пособие / А.М. Ершов. – Челябинск : Издательский центр ЮУрГУ, 2015. – 152 с.
- 10 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003
- 11 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных

характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.

12 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.

13 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.

14 Инструкция по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций: Приказ МЧС РФ № 630 от 31.12.2002.

15 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.

16 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.

17 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.

18 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2003.

19 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

20 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

21 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование:

Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин

– Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.

22 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.:Энергоатомиздат, 2016.

23 Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н “Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок”.

24 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии»

25 Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. – спб.: ДЕАН, 2013. – 52 с. Руководство пользователя.

26 Принцип действия газовой защиты трансформатора [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://pue8.ru/relejnaya-zashchita/492-printsip-dejstviya-gazovoj-zashchity-transformatora.html> . Дата обращения: 09.05.2022.

27 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых ивнутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010

28 Силовые трансформаторы [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://electricalschool.info/spravochnik/maschiny/1644-silovye-transformatory-ustrojstvo-i.html> . Дата обращения: 09.05.2022..

29 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

30 Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на 2020-2024 годы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/561697846>. Дата обращения: 09.04.2022.

31 Таблицы инфляции. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://bankirsha.com/uroven-inflyacii-v-rossiyskoy-federacii-po-godam.html>. Дата обращения: 09.05.2022.

32 Тарифы на компенсацию потерь. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.dvec.ru/khabsbyt/>. Дата обращения: 10.04.2022.

33 Хабаровская ТЭЦ-1 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%92%D0%B8%D0%BB%D1%8E%D0%B9%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F\\_%D0%93%D0%AD%D0%A1](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%92%D0%B8%D0%BB%D1%8E%D0%B9%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%93%D0%AD%D0%A1). Дата обращения: 09.04.2022.

34 Хабаровская ТЭЦ-3 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D0%B2%D0%B5%D1%82%D0%BB%D0%B8%D0%BD%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F\\_%D0%93%D0%AD%D0%A1](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D0%B2%D0%B5%D1%82%D0%BB%D0%B8%D0%BD%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%93%D0%AD%D0%A1). Дата обращения: 09.04.2022.

35 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических

сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.