

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Развитие электрических сетей напряжением 35 кВ филиала АО «ДРСК»  
«Приморские электрические сети» в связи с подключением нагрузок ООО «СЗ  
Залив»

Исполнитель

студент группы 942-об2

\_\_\_\_\_

подпись, дата

С.К. Колесников

Руководитель

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.А. Казакул

Консультант по

безопасности и

экологичности,

канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст.преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Колесникова Степана Константиновича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие электрических сетей напряжением 35 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением нагрузок ООО «СЗ Залив

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПЭС; расчет режима ПЭС в ПВК Rastr Win 3; технические условия на технологическое присоединение ПС Нептун

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): анализ электрического режима до и после реконструкции сети, технико-экономический расчет, разработка схемы и плана ПС, заземления, молниезащиты, релейной защиты, оценка экологичности проекта.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 10 рисунков, 39 таблиц, 22 источника, 6 листов графической части

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

7. Дата выдачи задания 05.04.2023

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

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

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.2023

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 127 страниц, 10 рисунков, 39 таблиц, 86 формул, 3 приложения, 22 источника.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ПРОВОДНИК, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе разработан вариант развития сетей напряжением 35 кВ Приморского края в связи с подключением нагрузок ООО «СЗ Залив».

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, устанавливаемого на подстанции; выбраны коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы тока и напряжения, токоведущие части и шины распределительных устройств; разработано заземление и молниезащита подстанции. Выполнен расчет уставок релейной защиты.

Описаны правила пожарной безопасности и электробезопасности для проектируемой подстанции.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика реконструируемой сети	10
1.1 Географическая и климатическая характеристика района реконструкции	10
1.2 Анализ электрической сети	12
1.2.1 Анализ источников питания	14
1.2.2 Анализ линий электропередачи	17
1.2.3 Анализ подстанций	18
1.3 Характеристика потребителя	19
1.4 Анализ режима существующей сети	20
2 Разработка вариантов развития электрической сети	36
2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	36
2.2 Разработка вариантов подключения объекта	39
2.3 Технико-экономическое сравнение вариантов	40
3 Реконструкция сети в связи с подключением ПС Нептун	46
3.1 Разработка однолинейной схемы подключаемой ПС	46
3.2 Выбор сечения линий электропередачи	46
3.3 Выбор трансформаторной мощности	48
3.4 Выбор компенсирующих устройств	50
3.5 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети	51
4 Расчёт токов короткого замыкания	63
5 Выбор оборудования РУ ВН	69
5.1 Конструктивное исполнение РУ ПС	69
5.2 Выбор и проверка выключателей	69
5.3 Выбор и проверка разъединителей	71
5.4 Выбор ячеек КРУ	72

5.5	Выбор и проверка трансформаторов тока	73
5.6	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	76
5.7	Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ	77
5.8	Выбор высокочастотных заградителей	79
6	Разработка заземления и молниезащиты РУ ВН ПС	81
6.1	Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления	81
6.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	87
6.3	Выбор и проверка ОПН	88
7	Релейная защита и автоматика, сигнализация	98
7.1	Выбор системы оперативного тока	98
7.2	Расстановка средств релейной защиты	101
7.3	Релейная защита силового трансформатора	102
7.3.1	Расчет уставок защит ШЭ2607 148 трансформатора	102
7.3.2	Максимальная токовая защита трансформатора	105
7.3.3	Газовая защита трансформатора	107
7.4	Автоматика	109
7.5	Сигнализация	112
8	Безопасность и экологичность	114
8.1	Безопасность	114
8.1.1	Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок	114
8.1.2	Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ	115
8.1.3	Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ	116
8.2	Экологичность	116
8.3	Чрезвычайные ситуации	122
	Заключение	124
	Библиографический список	125
	Приложение А – Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	128

Приложение Б – Экономический расчет	128
Приложение В – Технические условия на технологическое присоединение	131
ПС Нептун	

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВН – высокое напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КЛ – кабельная линия;

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.

## ВВЕДЕНИЕ

В России Дальний Восток является важным геополитическим регионом, который имеет выход к Тихому океану и довольно широкие возможности для развития торговли на международном рынке Азиатско-Тихоокеанского региона. Однако, по сравнению с другими регионами России, Дальний Восток имеет свои специфические особенности, включая состояние электроэнергетики. Регион богат энергоресурсами, такими как уголь, газ, нефть и гидроэнергия. Однако, из-за удаленности от основных промышленных зон и суровых климатических условий, строительство объектов энергетики в Дальнем Востоке обходится в 2-3 раза дороже, чем в европейских регионах России.

Приморский край, который расположен в самой южной части Дальнего Востока, входит в состав Дальневосточного Федерального округа и граничит со странами Северо-Восточной Азии в пограничной зоне. Важность Дальнего Востока для России и мира заключается в его геополитическом положении и возможностях для развития торговли на международном рынке Азиатско-Тихоокеанского региона. Однако, необходимо учитывать специфические особенности региона, включая состояние электроэнергетики, которые могут влиять на экономическое развитие региона и страны в целом.

В городе Владивосток запланировано строительство судостроительного завода «Залив» и жилого комплекса для работников завода с предполагаемой нагрузкой 4,965 МВт 1 и 2 категории надежности (строительство ПС Нептун).

Цель работы – разработка наиболее экономичного варианта развития сетей Приморского края в городе Владивосток в связи с подключением нового потребителя – ООО «СЗ Залив» (Приложение В).

Для реализации поставленной цели необходимо решить ряд задач:

1. Анализ сети в районе проектирования;
2. Прогнозирование нагрузок;
3. Разработка вариантов развития электрической сети в связи с подключением нового потребителя и выбор наиболее оптимального;

4. Анализ нормальных и послеаварийных режимов до и после развития электрической сети.
5. Выбор схемы распределительного устройства проектируемой ПС;
6. Выбор основного оборудования на проектируемой ПС;
7. Разработка заземления и молниезащиты ПС;
8. Выбор и расчет уставок релейной защиты.
9. Оценка безопасности и экологичности проекта.

Для выполнения выпускной квалификационной работы используются программные комплексы: MSWord, ПК РаstrWin 3, ПК MathCad 15.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ СЕТИ

## 1.1 Географическая и климатическая характеристика района реконструкции

Город Владивосток служит административным центром Приморского края [2]. В данном регионе главными областями промышленности являются: пищевая промышленность, производство электроэнергии и добыча угля, машиностроение, судоремонт, обработка древесины, горнодобывающая и рыболовная промышленности. Производственная деятельность проводится на всей территории Приморского края, с особенной активностью на юге и юго-западе края. Климатические условия позволяют выращивать почти все виды сельскохозяйственных культур [1].

Основными факторами, определяющими курс развития экономического и территориальной организации Приморского края, являются экономическое и географическое положение, включая транспортную инфраструктуру и геополитические соображения, потенциал природных ресурсов и совершенствование транспортно-энергетических средств.

Атмосферные условия Приморского района характеризуются умеренно-муссонным климатом с выраженными континентальными особенностями. Зимой город находится под влиянием сибирской зоны высокого давления, которая приносит холодный воздух с континента, в результате чего зима долгая, сухая и морозная, и имеет много ясных дней. Лишь 13% общего годового количества осадков выпадает в холодный период. Минимальный месячный объем осадков приходится на январь-февраль. Снежный покров появляется в начале декабря и полностью тает к началу апреля, сохраняясь в среднем на протяжении 98 дней. Зимняя Арктика угнетает температуру, которая колеблется от  $-10^{\circ}\text{C}$  в декабре до  $-12^{\circ}\text{C}$  в феврале.

Гололед - редкое явление, встречающееся 1 день в 10 лет. Нормативная толщина ледяной стенки на высоте 10 м составляет 20 мм.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические показатели

Наименование	Показатели
Район по гололеду	III
Район по ветровому давлению	III
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	10-20 мм
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 20 до 40
Степень загрязнения атмосферы	I
Минимальная температура, °С	-31,4
Максимальная температура, °С	+33,6
Среднегодовая температура, °С	+4,9

Город Владивосток находится на полуострове Муравьева-Амурского и имеет площадь 325,99 км<sup>2</sup>. Границы города составляют приблизительно 30 км с юга на север и около 10 км с запада на восток (кроме полуострова Песчаный), а также омываются водами Амурского и Уссурийского заливов, которые входят в состав вод Японского залива Петра Великого. Владивосток включает в себя пять прилегающих сельских населенных пунктов и приблизительно 50 островов залива Петра Великого, образуя муниципальное образование общей площадью 590,14 км<sup>2</sup>, которое включает территорию шести населенных пунктов площадью 441,05 км<sup>2</sup>.

Речная сеть в этом районе развита слабо, сильно регулируется и представлена в основном небольшими реками и ручьями. Наиболее крупные и важные реки, текущие с востока на запад - Декларация, Первая, Вторая, Седанка и Богатая - в основном впадают в Амурский залив, за исключением реки Декларация. На реках Седанка и Богатая есть водохранилища.

Наиболее высокой точкой исторического центра города является холм Орлиное гнездо, который имеет высоту 199 метров над уровнем моря (по другим данным - 214 метров). Части города, в том числе холмы Варгина (458 метров) и

Холодильник (257 метров), имеют вершины, в то время как гора Русский (291 м) на острове Русский является значительной вершиной в подчиненных районах Владивостока, относящихся к городскому округу.

## **1.2 Анализ электрической сети**

В России используются сложные электросетевые системы, включающие питающие, распределительные и системообразующие. Их разнообразная структура связана с историческим развитием.

Для анализа электрических сетей необходимо их систематизировать по различным признакам:

- класс номинального напряжения,
- количество и тип схемы каждого распределительного устройства подстанции,
- количество и мощность трансформаторов,
- характеристики линий электропередачи.

Особое внимание должно быть уделено атрибутам линий электропередачи, таким как название линии, класс номинального напряжения, длина, марка и поперечное сечение проводника и конструкция.

Энергосистема Приморского края функционирует в составе ОЭС Востока и находится в зоне действия филиала "СО ЕЭС" Приморское региональное диспетчерское управление. Чтобы удовлетворить потребности регионов в генерирующих мощностях, используются собственные электростанции на юге Приморского края и перетоки электроэнергии с ГРЭС Приморская и от ЕЭС Востока.

Установленная и доступная мощность электростанции в энергосистеме Приморского края превышает максимальное потребление, однако баланс электрической мощности в энергосистеме формируется за счет превышения потребления над выработкой электрической энергии.

Для дальнейшего планирования проекта необходимо провести анализ режимной ситуации на участке энергосистемы Приморского края.

Рассматриваемый участок сети представлен на рисунке 1.

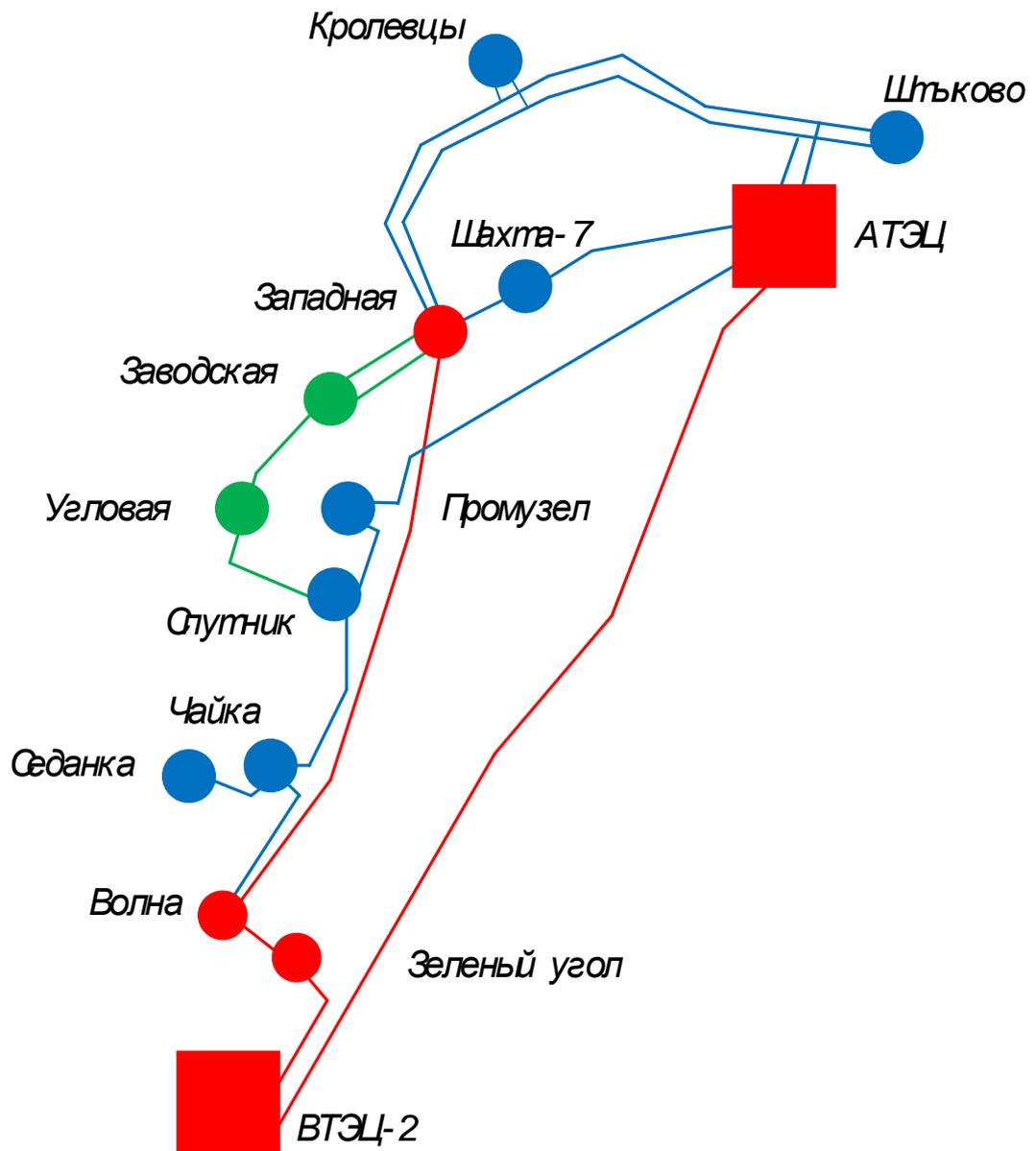


Рисунок 1 – Карта-схема рассматриваемого участка сети

### 1.2.1 Анализ источников питания

Артемовская теплоэлектростанция находится в городе Артем Приморского края. Ее строительство началось в 1931 году, а первый турбогенератор введен в эксплуатацию 7 ноября 1936 года [4].

Текущая установленная электрическая мощность составляет 400 МВт, а тепловая мощность - 300 Гкал/час. Система теплоснабжения используется для снабжения подключенных потребителей АТЭЦ водопроводной водой для

отопления и горячего водоснабжения (п. Артемовский). Годовая наработка установленной электрической мощности составляет 5500-6000 часов.

Основное энергетическое оборудование АТЭЦ включает в себя:

- турбоагрегат № 5 в составе которого турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100, был введён в 2000 году;
- турбоагрегат № 6 в составе которого турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100, был введён в 2004 году;
- турбоагрегат № 7 в составе которого турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-100, был введён в 1966 году;
- турбоагрегат № 8 в составе которого турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-100, был введён в 1967 году [4].

Для производства пара для турбин (давление 100 кгс/см<sup>2</sup>, температура 540°С) используется 8 котлоагрегатов БКЗ-220-100ф производительностью 220 т/ч каждый. Система охлаждения циркулирует с помощью градирен; вода подается из водозабора на реке Артемовка и из водохранилища на реке Кучелиновая Падь. Энергия и мощность станции передаются в сеть через открытые распределительные устройства напряжением 220, 110 и 35 кВ по соответствующим линиям передачи электроэнергии.

- КВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Аэропорт;
- ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — Владивостокская ТЭЦ-2;
- ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Береговая-2;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Уссурийск-1;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Смоляниново-тяговая;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Муравейка;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шахта-7;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Промузел;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Западная — ПС Кролевцы — ПС Штыково (2 цепи);
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шахтовая;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Птицефабрика;

- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Мебельная фабрика;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шкотово;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Суражевка.

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме – 13Н-Две рабочие и обходная системы шин, ОРУ 110 кВ выполнено по схеме – 13-Две рабочие системы шин. Связь между двумя ОРУ осуществляется с помощью двух АТ связи.

На Артемовской ТЭЦ предусмотрена оборотная схема технического водоснабжения с башенными градирнями.

Подпитка системы технического водоснабжения осуществляется от двух источников (гидроузлов) - р. Кучелинова падь и р. Артемовка.

ТЭЦ-2 во Владивостоке, Приморском крае, входит в состав ОАО "Дальневосточная генерирующая компания" (входит в группу "РусГидро"), филиала "Приморской генерации". Она является крупнейшей электростанцией Владивостока и играет важную роль в поддержании поставок электроэнергии и тепла для города [5].

ТЭЦ-2 это тепловая паротурбинная электростанция с комбинированным производством электроэнергии и тепла, установленная мощность которой составляет 497 МВт, а тепловая мощность - 1051 Гкал/час. В качестве топлива для 10 котлоагрегатов наиболее часто используются природный газ из сахалинских месторождений, а для оставшихся четырех котлоагрегатов используется бурый уголь Павловского карьера. Схема отопления установки выполнена с перекрестными соединениями вдоль основных потоков пара и воды. Основное оборудование установки включает в себя [5]:

В 2015 году был разработан проект строительства двух парогазовых электростанций на ВЭС-2, общая электрическая мощность которых составит около 400 МВт, а тепловая мощность - около 290 Гкал/ч. Основное оборудование завода включает в себя:

- Турбоагрегат № 1 мощностью 80 МВт, в составе которого турбины Р-80-115 с генератором ТВФ-100-2, был введен в 1970 году;

- Турбоагрегат № 2 мощностью 98 МВт, в составе которого турбины Т-98-115 с генератором ТВФ-120-2, был введен в 1970 году;
- Турбоагрегат № 3 мощностью 105 МВт, в составе которого турбины Т-105-115 с генератором ТВФ-120-2, был введен в 1972 году;
- Турбоагрегат № 4 мощностью 109 МВт, в составе которого турбины Т-109-116 с генератором ТВФ-120-2УЗ, был введен в 1975 году;
- Турбоагрегат № 5 мощностью 50 МВт, в составе которого турбины ПР-50(60)-115/13/1,2 с генератором ТВФ-120-2УЗ, был введен в 1978 году;
- Турбоагрегат № 6 мощностью 55 МВт, в составе которого турбины ПТ-155-115/13 с генератором ТВФ-120-2УЗ, был введен в 1984 году.

Пар для турбин вырабатывают 14 котлоагрегатов Е-210-140, температура перегретого пара 545°С. Система технического водоснабжения — прямоточная, с использованием морской воды, поступающей с береговой насосной станции по трём металлическим водоводам и тоннелям, её используют для охлаждения конденсаторов турбоагрегатов и промышленных контуров турбинного оборудования, а также для золо- и шлакоудаления. Выдача электроэнергии в энергосистему производится с открытого распределительного устройства (ОРУ) 220 кВ и закрытого распределительного устройства (ЗРУ) напряжением 110 кВ по следующим линиям электропередачи [5]:

- ВЛ-220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — Артёмовская ТЭЦ;
- КВЛ-220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Зелёный угол;
- ВЛ-110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Голдобин с отпайками на ПС Загородная и ПС Улисс;
- ВЛ-110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Патрокл;
- ВЛ-110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС А, 2 цепи;
- КВЛ-110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Орлиная с отпайкой на ПС Голубинка;
- КВЛ-110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Залив с отпайкой на ПС Голубинка.

ОРУ выполнены по схеме 13Н-Две рабочие и обходная система шин.

## 1.2.2 Анализ линий электропередачи

Для выбранного участка произведен анализ линий электропередачи напряжением 35-220 кВ [6].

Таблица 2 – Анализ линий электропередачи

Участок	Длина, км	Марка провода	Тип
1	2	3	4
АТЭЦ – ВТЭЦ-2	69,9	АС-300/39	ВЛ
ВТЭЦ-2 – Зеленый угол	2,127 2,093	АСК-300/39 А1/XLPE/CWC/HDPE	КВЛ
Волна – Зеленый угол	11,41	АСК-300/39	КВЛ
Волна – Западная	53,634 0,013	АСО-300/39	ВЛ
АТЭЦ – Промузел	19,8	М-70	ВЛ
Промузел – Спутник	2,56 3,585	АС-120/19 М-70	ВЛ
Спутник – Чайка	1,8 4,35	АС-120/19 М-70	ВЛ
Чайка – Волна	0,45 0,19 4,35 2,5	АС-120/19 АС-300/39 АС-240/32 М-70	ВЛ
АТЭЦ – Шахта-7	14,4	АССС-150/24	ВЛ
Шахта-7 – Западная	0,6 5,4	АС-120/19 М-70	ВЛ
Западная – Штыково	2*2,718 2*7,848 2*28,293	АС-150/24 АС-150/24 АС-150/24	ВЛ
Отп. Кролевцы	2*1,626	АС-150/24	ВЛ
Отп. АТЭЦ	2*2,571	АС-150/24	ВЛ
Спутник – Угловая	0,35 5,09 3,4	АС-120/19 М-50 АС-70/11	ВЛ
Угловая - Заводская	0,54 2,48	АС-240/32 М-70	ВЛ
Заводская - Западная	2*3	АС-240/32	ВЛ

ВЛ напряжением 220 кВ выполнены большей частью в воздушном исполнении проводом марки АС-300/39. ЛЭП 110 кВ выполнены в воздушном исполнении медными и алюминиевыми проводами. Рекомендуется замена части воздушных линий, выполненных медными проводами в связи с их моральным и техническим устареванием.

### 1.2.3. Анализ подстанций

Таблица 3 – Анализ подстанций

Наименование ПС	Тип ПС	Схема РУ ВН	Количество и мощность трансформаторов
1	2	3	4
Зеленый угол 220/110/10	Узловая	9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин	АТ-1 63 МВА АТ-2 63 МВА
Волна 220/110/6	Узловая	12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	АТ-1 125 МВА АТ-2 125 МВА Т-3 15МВА Т-4 15 МВА
Штыково 110/6	Проходная	12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	Т-1 16 МВА Т-2 16 МВА
Кролевцы 110/35/6	Тупиковая	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной переемычкой со стороны линий	Т-1 25 МВА Т-2 25 МВА
Шахта-7 110/6	Проходная	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линии	Т-1 16 МВА Т-2 16 МВА
Западная 110/35/6	Узловая	12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	Т-1 40 МВА Т-2 40 МВА Т-3 63 МВА
Промузел 110/6	Проходная	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной переемычкой со стороны ВЛ	Т-1 16 МВА Т-2 16 МВА
Спутник 110/35/6	Проходная	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линии	Т-1 25 МВА Т-2 25 МВА

1	2	3	4
Чайка 110/35/6	Узловая	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	T-1 16 МВА T-2 16 МВА
Угловая 35/6	Проходная	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии	T-1 16 МВА T-2 16 МВА
Заводская 35/6	Проходная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	T-1 6,3 МВА T-2 6,3 МВА

На рассматриваемом участке энергосистемы проходные ПС в основном являются двухтрансформаторными подстанциями с суммарной трансформаторной мощностью 32 МВА.

В данном разделе был проведен анализ рассматриваемой сети (анализ ЛЭП, трансформаторов ПС и анализ источников питания).

### 1.3 Характеристика потребителя

В Приморском крае основными потребителями электроэнергии являются различные отрасли экономики, включая добычу полезных ископаемых, производство, подачу электроэнергии, газа и пара, кондиционирование воздуха, водоснабжение, водоотведение, организацию сбора и утилизации отходов, а также население [1].

Из них промышленный комплекс является наиболее развитой отраслью экономики, занимая около трети валового регионального продукта и концентрируя 30% основных производственных фондов и 27% трудоспособного населения региона. Среди основных отраслей промышленности можно выделить рыбопереработку, электроэнергетику и добычу угля, машиностроение и судоремонт, горнодобывающую промышленность, лесное хозяйство и деревообработку.

Структура потребителей электроэнергии отображена на рисунке 2.



Рисунок 2 – Структура потребителей электроэнергии Приморского края

На основании представленных данных на диаграмме на рисунке 2 можно сделать вывод, что большинство потребителей электроэнергии в Приморском крае являются бытовыми.

Таким образом, в данном разделе была дана обзорная характеристика района проектирования и потребителя.

#### **1.4 Анализ режима существующей сети**

Для анализа существующего режима необходимо выполнить расчет в ПК RastrWin3.

Программный комплекс RastrWin3 широко используется в России для решения задач по расчету, анализу и оптимизации работы электрических сетей и системы, и им пользуются системные операторы Единой энергетической системы, ее филиалы, Федеральная сетевая компания, МРСК и проектные/научно-исследовательские институты, такие как Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и другие [7].

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 [7].

Для части электросети Приморского края был проведен расчет нормального режима работы, который характеризуется показателями, близкими к номинальным значениям, и обеспечивает плавное регулирование работы электростанций, минимизирует потери электроэнергии в сети, удобно выполняет

оперативные переключения и обеспечивает бесперебойное электроснабжение потребителей с достаточным уровнем напряжения. Режим также является нормальным при включении и выключении линии трансформатора большой мощности и при коротковременных моментах колебаний напряжения высокой амплитуды.

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 установки определяются в данном проекте активной мощностью, заданным модулем напряжения и пределами выработки и потребления реактивной мощности.

Балансировочный узел, в свою очередь, определяется модулем напряжения

Расчет параметров ветвей производится по [6].

Таблица 4 – 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
АТЭЦ 220 - г1	1,4	51,5	10,6	2,31	0,066
АТЭЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт - АТЭЦ 110	0,48				0,5
нейт - г2	3,2	131			0,07
АТЭЦ 110 - г3	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
АТЭЦ 110 - г4	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
АТЭЦ 220 - ВТЭЦ-2	6,86	30,3	-184	7,8	
ВТЭЦ-2 - г1	1,4	51,5	10,6	2,31	0,07
ВТЭЦ-2 - г2	1,4	51,5	10,6	2,31	0,07
ВТЭЦ-2 - Зеленый угол	0,41	1,8	-11	0,2	
Зеленый угол - Волна 220	1,11	4,89	-30,1	1,4	
Волна 220 - нейт1	0,55	59,2	11,81	1,23	1
Волна 220 - нейт2	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт1 - Волна 110	0,48				0,5
нейт2 - Волна 110	0,48				0,5
нейт1 - нн	3,2	131			0,045
нейт2 - нн	3,2	131			0,045
Волна 110 - Чайка	1,86	3,1	-19,9		
Чайка - Спутник	4,5	2,5	-16,2		
Спутник - Промузел	1,494	2,484	-15,96		
Промузел - АТЭЦ 110	4,93	8,19	-52,6		
АТЭЦ 110 - отп1	0,5	1,07	-6,9		
АТЭЦ 110 - отп2	0,5	1,07	-6,9		
отп1 - Штыково	0,53	1,14	-7,33		
отп2 - Штыково	0,53	1,14	-7,33		
отп1 - отп3	1,55	3,29	-21,1		
отп2 - отп4	1,55	3,29	-21,1		
отп3 - Кролевцы	0,32	0,62	-4,32		
отп4 - Кролевцы	0,32	0,62	-4,32		
отп3 - Западная	5,58	11,8	-76,38		
отп4 - Западная	5,58	11,8	-76,38		
Западная - Шахта-7	1,44	2,484	-15,96		
Шахта-7 - АТЭЦ 110	3,5	4,71	-38,3		

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
Спутник - нейт	0,8	35,5	18,15	3,25	1
Спутник - нейт	0,8	35,5	18,18	3,25	1
нейт - сн	0,8				0,32
нейт - сн	0,8	23,3			0,32
нейт - нн	0,8	23,3			0,06
нейт - нн	0,8				0,06
сн - Угловая	0,1	3,6	-0,3		
Угловая - Заводская	0,036	1,2	-0,1		
Заводская - сн	0,036	1,2	-0,1		
Заводская - сн	0,04	1,2	-0,1		
Западная - нейт	3,6	165	8,32	1,04	1
Западная - нейт	3,6	165	8,32	1,04	1
нейт - сн	3,6				0,36
нейт - сн	3,6				0,36
нейт - нн	3,6	125			0,069
нейт - нн	3,6	125			0,069
вн Западная - нейт	3,6	165	8,32	1,04	1
нейт - сн	3,6				0,15
нейт - нн	3,6	125	1,04		0,45
вн Западная - Волна 220	5,2	22,7	-139,92	5,6	

Таблица 5 – 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
АТЭЦ 220	220					
г1	16			49,2	47	16
г2	16			20	3,3	16
АТЭЦ 110	110					
г3	16			30	8,8	16
г4	16			30	8,8	16
нейт	220					
ВТЭЦ-2	220					
г1	16			40	-0,1	16
г2	16			40	-0,1	16
Зеленый угол	220	3,4	1,8			
Волна 220	220					
нейт1	220					
нейт2	220					
нн	10					
нн	10					
Волна 110	110	42,8	9,3			

1	2	3	4	5	6	7
Чайка	110	20,5	7,2			
Спутник	110					
Промузел	110	27,9	6,3			
отп1	110					
отп2	110					
отп3	110					
отп4	110					
Штыково	110	8,9	2,9			
Кролевцы	110	10,6	2,6			
Западная	110					
Шахта-7	110	20,2	6,6			
нейт	110					
нейт	110					
сн	35					
нн	10	23,5	7			
Угловая	35	17,5	2,5			
Заводская	35	7,8	1,3			
сн	35					
нейт	110					
нейт	110					
нн	10	24,5	3,8			
нейт	220					
вн Западная	220					
нн	10					

Анализ режимов в ПВК Rastr Win 3 включает в себя оценку текущей нагрузки на линии электропередачи и анализ потерь активной мощности на участке сети. Нагрузку на линии электропередачи можно оценить на основе долгосрочных токов.

Допустимый ток, который основывается на зимних максимальных испытательных нагрузках и зависит от поперечного сечения проводника [16], является током, который нагревает проводник до допустимой температуры в течение длительного периода времени. Пропускная способность сети была преобразована в среднюю зимнюю температуру окружающей среды минус 25°С.

Таблица 6 – Токовая нагрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно- допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая нагрузка $I/I_{доп}$ , %
АТЭЦ 220 - ВТЭЦ-2	77,8	94,0	680,0	13,8
ВТЭЦ-2 - Зеленый угол	269,3	269,6	680,0	39,6
Зеленый угол - Волна 220	260,2	260,9	680,0	38,4
Волна 110 - Чайка	144,3	145,1	375,0	38,7
Чайка - Спутник	51,9	52,9	375,0	14,1
Спутник - Промузел	116,1	116,1	375,0	31,0
Промузел - АТЭЦ 110	246,6	246,3	440,0	56,1
АТЭЦ 110 - отп1	92,4	92,6	440,0	21,0
АТЭЦ 110 - отп2	92,4	92,6	440,0	21,0
отп1 - Штыково	23,7	23,9	440,0	5,4
отп2 - Штыково	23,7	23,9	440,0	5,4
отп1 - отп3	69,7	70,5	440,0	16,0
отп2 - отп4	69,7	70,5	440,0	16,0
отп3 - Кролевцы	27,9	27,9	440,0	6,4
отп4 - Кролевцы	27,9	27,9	440,0	6,4
отп3 - Западная	46,1	50,0	440,0	11,4
отп4 - Западная	46,1	50,0	440,0	11,4
Западная - Шахта-7	47,2	46,3	375,0	12,6
Шахта-7 - АТЭЦ 110	146,6	145,4	375,0	39,1
сн - Угловая			380,0	
Угловая - Заводская	299,8	299,8	590,0	50,8
Заводская - сн	216,7	216,7	440,0	49,3
Заводская - сн	216,7	216,7	440,0	49,3
вн Западная - Волна 220	88,0	90,9	680,0	13,4



В данном режиме наблюдается большая нагрузка ЛЭП АТЭЦ – Промузел и Угловая – Западная. Напряжения во всех узлах сети соответствуют ГОСТ 32144-2013, согласно которому отклонение напряжения в узлах сети не должно превышать  $\pm 10\%$ . Уровень потерь активной мощности является одним из показателей эффективности работы электросети (таблица 7).

Таблица 7 – Потери активной мощности на участке

Уном	$\Delta P$ , МВт	$dP_{лэп}$ , МВт	$dP_{тр}$ , МВт	$P_{хх}$ , МВт	$P_{кор.}$ , МВт
220	2,46	0,59	0,47	0,61	0,79
110	2,2	1,5	0,38	0,32	-
35	0,02	0,02			

Общие потери активной мощности на участке составляют 4,68 МВт, что составляет 2,2% от общей пропускной способности сети (209 МВт). Большая часть потерь - это условные постоянные потери, состоящие из потерь холостого хода в трансформаторах, потерь на коронный разряд и потерь оборудования, которые не зависят от нагрузки.

Давайте рассмотрим режим после аварии: отключение одной цепи линии Западная – Угловая, поскольку это источник питания для подключаемой подстанции Нептун.

Режим после сбоя - это режим, в котором находится потребитель электроэнергии в результате сбоя в его системе электроснабжения до тех пор, пока после локализации сбоя не будет восстановлена нормальная работа. Режим после сбоя возникает после выхода из строя одного или нескольких элементов в результате неисправности. В этом случае параметры системы отклоняются от заданных параметров и характеристики источника питания ухудшаются. Режим восстановления после сбоя продолжается до тех пор, пока проблема не будет полностью устранена.

В послеаварийных режимах допустимо уменьшать или даже прерывать транзитные потоки электроэнергии и ограничивать подачу электроэнергии на нагрузки при условии сохранения стабильности поперечных сечений и обеспечения допустимых токовых нагрузок оборудования, а также наличия

технико-экономического обоснования, в котором сравниваются экономические последствия отказов элементов системы (например, повреждение потребителей) с затратами на увеличение пропускной способности системы без ограничения подачи электроэнергии на нагрузки.

Таблица 8 – Параметры ветвей в послеаварийном режиме

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
АТЭЦ 220 - г1	1,4	51,5	10,6	2,31	0,066
АТЭЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт - АТЭЦ 110	0,48				0,5
нейт - г2	3,2	131			0,07
АТЭЦ 110 - г3	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
АТЭЦ 110 - г4	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
АТЭЦ 220 - ВТЭЦ-2	6,86	30,3	-184	7,8	
ВТЭЦ-2 - г1	1,4	51,5	10,6	2,31	0,07
ВТЭЦ-2 - г2	1,4	51,5	10,6	2,31	0,07
ВТЭЦ-2 - Зеленый угол	0,41	1,8	-11	0,2	
Зеленый угол - Волна 220	1,11	4,89	-30,1	1,4	
Волна 220 - нейт1	0,55	59,2	11,81	1,23	1
Волна 220 - нейт2	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт1 - Волна 110	0,48				0,5
нейт2 - Волна 110	0,48				0,5
нейт1 - нн	3,2	131			0,045
нейт2 - нн	3,2	131			0,045
Волна 110 - Чайка	1,86	3,1	-19,9		
Чайка - Спутник	4,5	2,5	-16,2		
Спутник - Промузел	1,494	2,484	-15,96		
Промузел - АТЭЦ 110	4,93	8,19	-52,6		
АТЭЦ 110 - отп1	0,5	1,07	-6,9		
АТЭЦ 110 - отп2	0,5	1,07	-6,9		
отп1 - Штыково	0,53	1,14	-7,33		
отп2 - Штыково	0,53	1,14	-7,33		
отп1 - отп3	1,55	3,29	-21,1		
отп2 - отп4	1,55	3,29	-21,1		
отп3 - Кролевцы	0,32	0,62	-4,32		
отп4 - Кролевцы	0,32	0,62	-4,32		
отп3 - Западная	5,58	11,8	-76,38		
отп4 - Западная	5,58	11,8	-76,38		
Западная - Шахта-7	1,44	2,484	-15,96		

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6
Шахта-7 - АТЭЦ 110	3,5	4,71	-38,3		
Спутник - нейт	0,8	35,5	18,15	3,25	1
Спутник - нейт	0,8	35,5	18,15	3,25	1
нейт - сн	0,8				0,32
нейт - сн	0,8	23,3			0,32
нейт - нн	0,8	23,3			0,06
нейт - нн	0,8				0,06
сн - Угловая	0,1	3,6	-0,3		
Угловая - Заводская	0,036	1,2	-0,1		
Заводская - сн	0,036	1,2	-0,1		
Заводская - сн	0,04	1,2	-0,1		
Западная - нейт	3,6	165	8,32	1,04	1
Западная - нейт	3,6	165	8,32	1,04	1
нейт - сн	3,6				0,36
нейт - сн	3,6				0,36
нейт - нн	3,6	125			0,069
нейт - нн	3,6	125			0,069
вн Западная - нейт	3,6	165	8,32	1,04	1
нейт - сн	3,6				0,15
нейт - нн	3,6	125	1,04		0,45
вн Западная - Волна 220	5,2	22,7	-139,92	5,6	

Таблица 9 – 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
АТЭЦ 220	220					
г1	16			49,3	47	16
г2	16			20	3,4	16
АТЭЦ 110	110					
г3	16			30	8,8	16
г4	16			30	8,8	16
нейт	220					
ВТЭЦ-2	220					
г1	16			40		16
г2	16			40		16
Зеленый угол	220	3,4	1,8			
Волна 220	220					
нейт1	220					

1	2	3	4	5	6	7
нейт2	220					
нн	10					
нн	10					
Волна 110	110	42,8	9,3			
Чайка	110	20,5	7,2			
Спутник	110					
Промузел	110	27,9	6,3			
отп1	110					
отп2	110					
отп3	110					
отп4	110					
Штыково	110	8,9	2,9			
Кролевцы	110	10,6	2,6			
Западная	110					
Шахта-7	110	20,2	6,6			
нейт	110					
нейт	110					
сн	35					
нн	10	23,5	7			
Угловая	35	17,5	2,5			
Заводская	35					
сн	35	7,8	1,3			
нейт	110					
нейт	110					
нн	10	24,5	3,8			
нейт	220					
вн Западная	220					
нн	10					

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 4.

Таблица 10 – 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
АТЭЦ 220 - ВТЭЦ-2	77,9	94,1	680,0	13,8
ВТЭЦ-2 - Зеленый угол	269,5	269,8	680,0	39,7
Зеленый угол - Волна 220	260,4	261,1	680,0	38,4
Волна 110 - Чайка	144,2	144,9	375,0	38,7
Чайка - Спутник	51,8	52,8	375,0	14,1

1	2	3	4	5
Спутник - Промузел	116,1	116,2	375,0	31,0
Промузел - АТЭЦ 110	246,7	246,3	440,0	56,1
АТЭЦ 110 - отп1	92,4	92,7	440,0	21,1
АТЭЦ 110 - отп2	92,4	92,7	440,0	21,1
отп1 - Штыково	23,7	23,9	440,0	5,4
отп2 - Штыково	23,7	23,9	440,0	5,4
отп1 - отп3	69,8	70,6	440,0	16,1
отп2 - отп4	69,8	70,6	440,0	16,1
отп3 - Кролевцы	27,9	28,0	440,0	6,4
отп4 - Кролевцы	27,9	28,0	440,0	6,4
отп3 - Западная	46,2	50,1	440,0	11,4
отп4 - Западная	46,2	50,1	440,0	11,4
Западная - Шахта-7	47,5	46,6	375,0	12,7
Шахта-7 - АТЭЦ 110	146,8	145,6	375,0	39,2
сн - Угловая	0,0	0,0	380,0	0,0
Угловая - Заводская	301,0	301,0	590,0	51,0
Заводская - сн	0,0	0,0	440,0	0,0
Заводская - сн	435,1	435,1	440,0	98,9
вн Западная - Волна 220	88,0	90,8	680,0	13,4

В соответствии со стандартами ГОСТ 32144-2013, напряжения в узлах сети должны соответствовать отклонению не более чем на  $\pm 10\%$ .

Наблюдается перегрузка ВЛ Западная - Заводская.

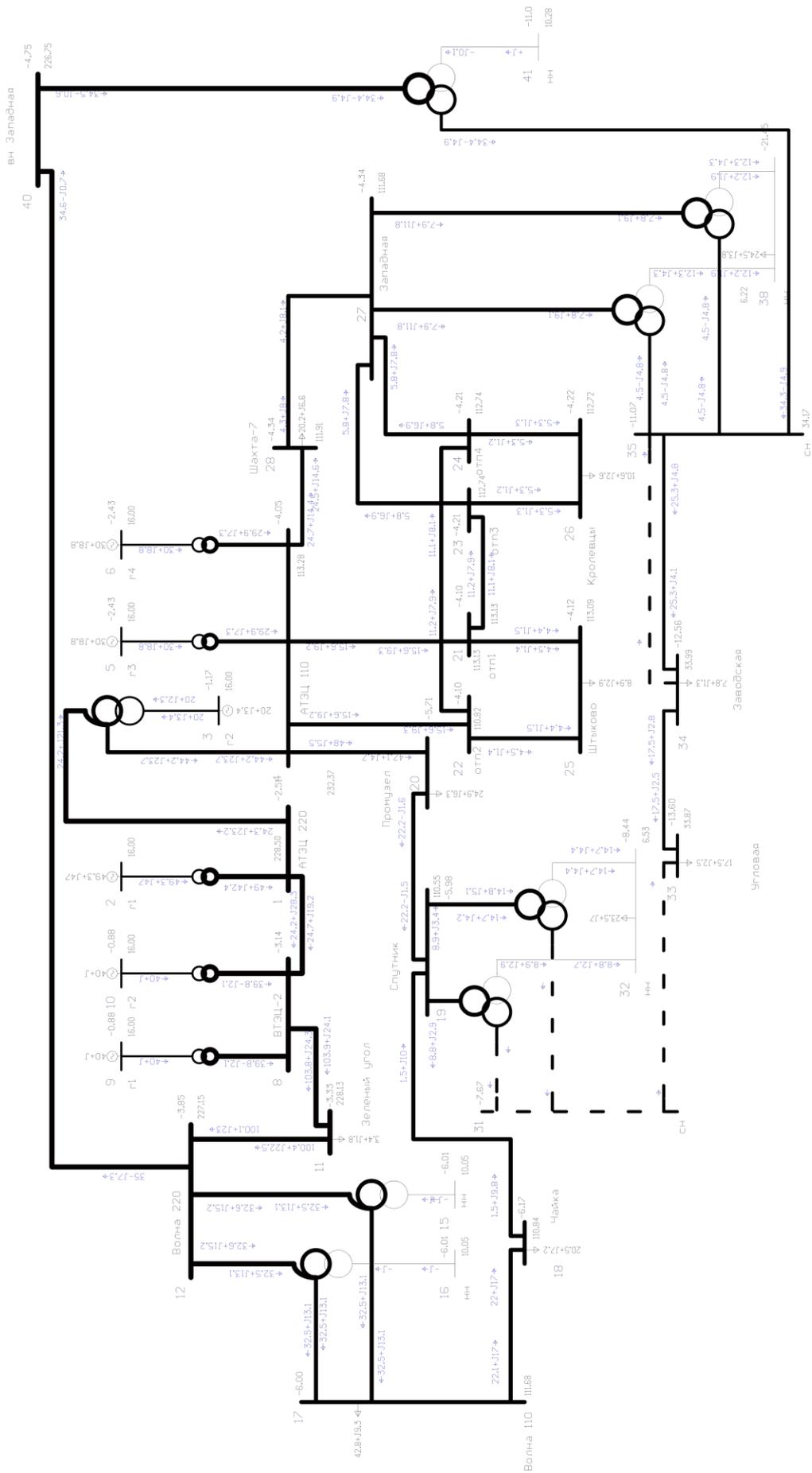


Рисунок 4 – Схема потокораспределения действующей сети

Уровень потерь активной мощности является одним из показателей эффективности работы энергосистемы (таблица 11).

Таблица 11 – Потери активной мощности на участке сети

Уном	$\Delta P$ , МВт	$dP_{лэп}$ , МВт	$dP_{тр}$ , МВт	$P_{хх}$ , МВт	$P_{кор.}$ , МВт
220	2,46	0,59	0,47	0,61	0,79
110	2,2	1,5	0,38	0,32	-
35	0,03	0,03			

Общие потери активной мощности на участке составляют 4,69 МВт, что соответствует 2,2% от общей мощности сети. Большая часть потерь - это условно постоянные потери, состоящие из потерь холостого хода в трансформаторах, потерь на коронный разряд и потерь в оборудовании, которое не зависит от нагрузки.

Раздел анализирует эксплуатационную ситуацию и схему части энергосистемы Приморского края, где проектируется подстанция Нептун для подключения нагрузки ООО "СЗ Залив". Целью анализа является сравнение двух вариантов развития электросетевого комплекса и основывается на техническом и экономическом обосновании для определения более перспективного направления развития.

## 2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Данный раздел имеет целью проведение сравнительного анализа двух возможных вариантов развития электросетевого комплекса Приморского края. Для этого необходимо обосновать данные варианты, определить их преимущества и недостатки, а также проверить их практическую осуществимость. Выбор оптимального варианта основан на технико-экономическом сравнении данных вариантов.

Для того, чтобы осуществить подключение нагрузки ООО "СЗ Залив" в соответствии с техническими условиями технологического присоединения ОАО "Дальневосточная распределительная сетевая компания" (Приложение В), необходимо разработать проект подстанции Нептун. При этом необходимо выбрать оптимальное напряжение:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (10)$$

где  $L$  – суммарная длина линии, км;

$P$  – предельно – передаваемая мощность, МВт.

$$U_{\text{рац}} = 37 \text{ кВ.}$$

Для дальнейшего проектирования ПС Нептун выбираем напряжение 35 кВ.

### 2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Для прогнозирования нагрузки и расчета вероятностных характеристик на рассматриваемом участке электросети используются сравнительные данные соответствующих подстанций в Приморском крае на 2022 год. Расчет прогнозирования нагрузок приведен в Приложении А.

Таблица 12 – Нагрузка на ПС

ПС	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	$tg\varphi$
Зеленый угол	3,4	1,8	0,52
Волна	42,8	9,3	0,21
Штыково	8,9	2,9	0,32
Кролевцы	10,6	2,6	0,24
Шахта-7	20,2	6,6	0,32
Западная НН	24,5	7,4	0,3
Промузел	24,9	6,3	0,24
Спутник НН	23,5	7	0,29
Чайка	20,5	7,2	0,35
Угловая	17,5	2,5	0,14
Заводская	7,8	1,3	0,16

Средняя и эффективная мощности определяются выражениями:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}}, \quad (11)$$

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (12)$$

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:

$$P_{cp.прогн} = P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (13)$$

где  $\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки [1];

$t_{\text{прогн}}$  – 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:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (14)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  – коэффициент реактивной мощности.

В таблицу 13 сведём рассчитанные нагрузки.

Таблица 13 – Спрогнозированная нагрузка существующих ПС до 2034 г.

ПС	Активная нагрузка, МВт		
	$P_{\text{CP}}, \text{MВт}$	$P_{\text{ЭФ}}, \text{MВт}$	$P_{\text{ПРОГ}}, \text{MВт}$
Зеленый угол	3,9	4,3	4,7
Волна	50,3	55,3	60,3
Штыково	10,4	11,5	12,5
Кролевцы	12,3	13,2	14,8
Шахта-7	23,7	26,1	28,4
Западная НН	28,7	31,6	34,5
Промузел	29,2	32,1	35,1
Спутник НН	27,6	30,3	33,1
Чайка	21,7	26,5	28,9
Угловая	20,5	22,6	24,6
Заводская	9,1	10,08	11

Согласно техническим условиями на технологическое присоединение от АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» строительство ПС Нептун несет увеличение нагрузки на 4,965 МВт.

## 2.2 Разработка вариантов подключения объекта

При выполнении выпускной квалификационной работы разработано два экономически выгодных варианта развития электрической сети в связи с подключением нагрузки ООО «СЗ Залив»:

1. Подключение ПС 35 кВ Нептун к шинам 35 кВ ПС 110/35/6 Спутник.
2. Подключение ПС 35 кВ Нептун в рассечку ЛЭП 35 кВ Спутник - Угловая.

На схеме № 1 ПС Нептун подключается двухцепной кабельной линией к шинам 35 кВ ПС Спутник. Длина КЛ для подключения равна 2,9 км.

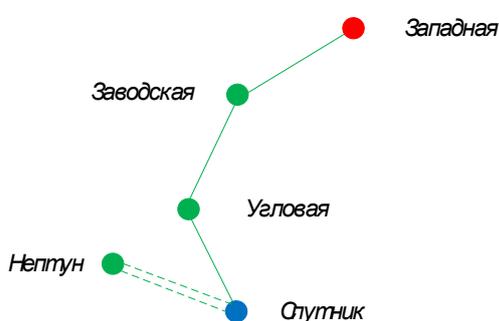


Рисунок 5 – Схема подключения № 1

По схеме № 2 подключение ПС Нептун производится двухцепной кабельной линией длиной 2 км в рассечку воздушной линии 35 кВ Спутник - Угловая.

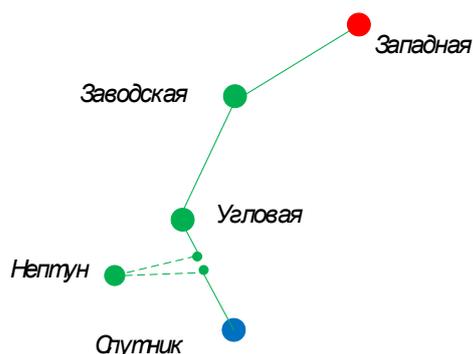


Рисунок 6 – Схема подключения № 2

В таблице приведено сравнение предложенного к установке оборудования для каждого из предложенных вариантов.

Таблица 14 – Сравнение оборудования для разрабатываемых вариантов

Номер варианта	1	2
Количество трансформаторов, шт	2	2
Длина кабельной линии, км	2,9	2
Количество цепей КЛ	2	2
Схема ОРУ	4Н - Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	5АН - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов
Дополнительные ячейки	2 ячейки 35 кВ на ПС Спутник	-

Для определения оптимального варианта подключения требуется провести технико-экономическое сравнение предложенных вариантов.

### 2.3 Технико-экономическое сравнение вариантов

Капитальные затраты представляют собой денежные затраты на физические, технические и трудовые ресурсы, необходимые для воспроизводства основных фондов. Они включают в себя новое строительство, расширение, переоборудование и техническое перевооружение существующих предприятий. При строительстве создаются новые производственные мощности в виде самостоятельных предприятий, филиалов и отдельных производств.

Кроме того, к новому строительству относится строительство на новых площадках взаимно ликвидируемых предприятий, деятельность которых по техническим или санитарным требованиям достигает лучших экономических показателей, чем деятельность ликвидируемого предприятия[15].

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.

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанций.

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные,

трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями [15].

Для определения капитальных вложений в строительство линий электропередачи и подстанций проводятся расчеты. Однако, для правильного анализа экономики проекта необходимо учитывать не только капитальные затраты, но также и затраты, понесенные хозяйствующим субъектом при эксплуатации подстанции. Вариант минимальных капиталовложений не всегда является наиболее оптимальным, так как он может характеризоваться чрезмерными эксплуатационными расходами, что отрицательно сказывается на финансовых показателях владельца актива. Для определения дисконтированных затрат по каждому варианту с учетом финансовых вложений в актив на протяжении всего срока его полезного использования необходимо проводить анализ экономики проекта.

Расчет капитальных вложений производят по укрупненным стоимостным показателям. Расчет производится на год выполнения проекта, т. е. с учетом коэффициентов инфляции ( $K_{инфл}=9,1\%$ ) [9]. Определяют капитальные вложения по подстанциям, учитывая постоянную часть затрат, стоимость силовых трансформаторов, стоимость РУ ВН и РУ СН, стоимость компенсирующих устройств.

$$K = K_{ПС} + K_{ЛЭП} \quad (15)$$

Капитальные вложения в строительство подстанций и станций включают затраты на приобретение трансформаторов, компенсационных устройств и строительство открытого распределительного устройства, а также на осуществление постоянных расходов, таких как благоустройство территории, подключение инженерных сетей и приобретение земли, млн.руб:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (16)$$

где  $K_{\text{ТР}}$  – стоимость трансформаторов определяется пропорционально их мощности и номинальному напряжению;

$K_{\text{КУ}}$  – затраты на компенсационные устройства зависят от мощности;

$K_{\text{ОРУ}}$  – стоимость открытого распределительного устройства - от напряжения и компоновки;

$K_{\text{ПОСТ}}$  – постоянная часть затрат, также зависит от тех же показателей что и стоимость ОРУ.

Для корректировки стоимости электрооборудования на текущий год используется коэффициент инфляции в соответствии с [8].

Капиталовложения для строительства ЛЭП рассчитываются по формуле:

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_0 \cdot L_{\Sigma}, \quad (17)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость одного километра линии;

$L_{\Sigma}$  – длина ЛЭП.

Результаты расчета капиталовложений сведем в таблицу 15.

Таблица 15 – Капиталовложения для двух вариантов развития сети

К, млн.руб	Вариант 1	Вариант 2
$K_{\text{КЛ}}$	475	327,6
$K_{\text{ОРУ}}$	236	200,2
$K_{\text{ТР}}$	36	36
$K_{\text{ПОСТ}}$	100,1	100,1
$K_{\text{ПС}}$	372,7	336,3
$K$	877,4	663,9

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:

$$\Delta W = \Delta W_{ЛЭП} + \Delta W_{ТР}, \quad (18)$$

Потери в воздушных линиях:

$$\Delta W_{ЛЭП} = \frac{(P_{ЭФ}^3)^2 + (Q_{неск}^3)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ЛЭП} \cdot T_3 + \frac{(P_{ЭФ}^Л)^2 + (Q_{неск}^Л)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ЛЭП} \cdot T_Л + \Delta W_К, \quad (19)$$

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

$\Delta W_К$  – 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:

$$\Delta W_{ТР} = \frac{(P_{ЭФ}^3)^2 + (Q_{неск}^3)^2}{2 \times U_{НОМ}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_3 + \frac{(P_{ЭФ}^Л)^2 + (Q_{неск}^Л)^2}{2 \times U_{НОМ}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_Л + 2 \cdot \Delta P_{ХХ} \cdot T_Г, \quad (20)$$

где  $P_{ЭФ}$ ,  $Q_{ЭФ}$  – 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:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоЛЭП} \cdot K_{ЛЭП} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (21)$$

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

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

$$I_{АМ} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (22)$$

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (23)$$

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

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

$C_{\Delta W} = 3$  руб/кВт·ч [10].

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

$$I = I_{РЭО} + I_{АМ} + I_{\Delta W} \quad (24)$$

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат.

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (25)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования;

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

$I$  – издержки.

Таблица 16 – Издержки на строительство и приведенные затраты

Издержки, млн.руб	Вариант 1	Вариант 2
$I_{РЭО}$	22,67	19,6
$I_{AM}$	46,58	35,290
$I_{\Delta W}$	2,669	2,669
$I_{общие}$	71,92	57,56
$Z$	156,41	124

Найдем погрешность:

$$\varepsilon = \frac{156,41 - 124}{156,41} \cdot 100 = 9,1 \%$$

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 Нептун в рассечку ВЛ 35 кВ Спутник - Угловая.

Расчеты капиталовложений приведены в приложении Б.

**3 РЕКОНСТРУКЦИЯ СЕТИ В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ПС НЕПТУН**

### 3.1 Разработка однолинейной схемы подключаемой ПС

В данной выпускной квалификационной работе за основной разрабатываемый вариант подключения ПС Нептун принимается подключение ее в рассечку ВЛ 35 кВ Спутник - Угловая.

Примем схему 5АН - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов в соответствии с [11]. Данная схема представлена на рисунке 7.

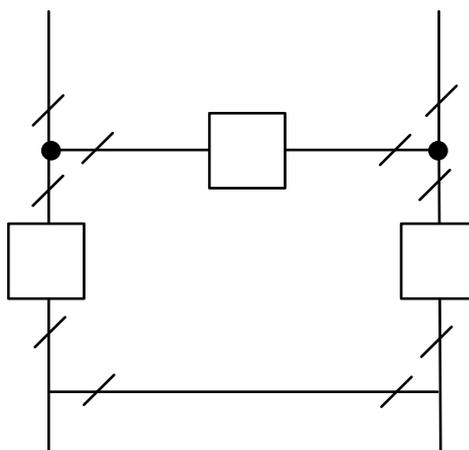


Рисунок 7 – 5АН - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

Этот метод используется на проходных двухтрансформаторных подстанциях с двусторонним питанием, когда происходит короткое замыкание трансформатора, когда один трансформатор должен быть отключен в течение дня, и когда необходимо поддерживать транзит[11].

### 3.2 Выбор сечения линии электропередачи

Размер сечения проводника является одним из ключевых параметров линии. Чем больше площадь сечения проводника, тем выше затраты на строительство ЛЭП и амортизацию.

Для подключения ПС Нептун необходимо провести строительство одной двухцепной кабельной линии длиной 2 км.

В соответствии с разными условиями монтажа, кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена подходят для прокладки как в воздухе, земле, железобетонных желобах, трубах, так и в кабельных помещениях. Выбор марки кабеля зависит от условий монтажа, а номинальное сечение жил выбирается по длительно допустимому току.

Допустимый ток кабеля в режиме перегрузки при прокладке в земле рассчитывается следующим образом:

$$I_{ДП} = I_{max} \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (26)$$

где  $I_{max}$  – расчётный ток, А;

$I_{ДП}$  – расчетный длительно допустимый ток, А;

$K_1$  – поправочный коэффициент на глубину прокладки 1,5м ( $K_1=1,0$ );

$K_2$  – поправочный коэффициент при прокладке кабеля в трубах в земле при длине трубы более 10 м ( $K_2=0,94$ );

Максимальный ток в кабельных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{неск}^2}}{n_{\phi} \cdot U_{ном} \cdot \sqrt{3}}, \quad (27)$$

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

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

$n_{\phi}$  – количество цепей;

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

Рассчитаем максимальный и расчетный ток на участке сети

$$I_{max} = \frac{\sqrt{4,965^2 + 1,986^2}}{2 \cdot 35 \cdot \sqrt{3}} = 0,044 \text{ кА.}$$

$$I_{дп} = 0,044 \cdot 1 \cdot 0,94 = 0,041 \text{ кА.};$$

В аварийном режиме по линии потечет ток, в два раза превышающий ток, протекающий по линии в нормальном режиме (82 А). Исходя из полученных результатов, примем к использованию кабель АПвВ 1х95-35 сечением 95 мм<sup>2</sup>.

Расшифровка марки кабеля:

А – алюминиевая токопроводящая жила;

Пв – изоляция жил из сшитого полиэтилена;

В – наружная оболочка из поливинилхлоридного пластика;

### 3.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Мощность силовых трансформаторов определяется исходя из средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности, и их количество на подстанции зависит от категории надежности электроснабжения. Для категорий надежности 1 и 2 подстанция должна быть оснащена как минимум двумя трансформаторами, чтобы при неисправности одного из них другой мог обеспечить потребителя полной мощностью.

Определим расчетную мощность трансформаторов для выбора из каталога, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (28)$$

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.

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{4,965^2 + 1,986^2}}{2 \cdot 0,7} = 3,81 \text{ МВт.}$$

Выбираем трансформатор ТМН-6300/35 [6].

Номенклатура трансформатора:

Т – трехфазный;

М – охлаждение с естественной циркуляцией воздуха и масла;

Н – с регулированием напряжения под нагрузкой;

6300 – номинальная мощность трансформатора;

35 – номинальное напряжение верхней обмотки.

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

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{P_{ср(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТРном}}. \quad (29)$$

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

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{4,965^2 + 1,986^2}}{2 \cdot 6,3} = 0,42.$$

Проверку трансформаторов осуществляем в послеаварийном режиме на подстанциях:

$$K_{3.ПА} = \frac{\sqrt{P_{ср(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{S_{ТРном}}, \quad (30)$$

$$K_{3.ПА} = \frac{\sqrt{4,965^2 + 1,986^2}}{6,3} = 0,847.$$

Коэффициент загрузки трансформатора в аварийном режиме не должен превышать значения 1,4. Утверждаем трансформатор ТМН-6300/35 в соответствии с проверкой в послеаварийном режиме.

### 3.4 Выбор компенсирующих устройств

Введение КРМ в сеть является необходимым для уменьшения потоков реактивной мощности, обеспечения высокого качества электроэнергии и надежности электроснабжения потребителей, ограничения повышения тарифов, уменьшения потерь и повышения управляемости сетевыми режимами.

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

$$Q_{KV_i} = P_{\max} \cdot (tg\varphi_{зadи} - tg\varphi_p), \quad (31)$$

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

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

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

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 [17].

В связи с тем, что на этапе проектирования неизвестна реактивная мощность на ПС Нептун, принимаем  $tg\varphi_p = 0,4$ .

$$Q_{KV_i} = 4,956 \cdot (0,4 - 0,4) = 0.$$

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: ПС Нептун подключена в рассечку ВЛ Угловая – Западная.

Параметры ветвей и узлов приведены в нижеуказанных таблицах. Графическая часть расчета представлена на рисунке 8.

Таблица 17 – 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
АТЭЦ 220 - г1	1,4	51,5	10,6	2,31	0,066
АТЭЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт - АТЭЦ 110	0,48				0,5
нейт - г2	3,2	131			0,066
АТЭЦ 110 - г3	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
АТЭЦ 110 - г4	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
АТЭЦ 220 - ВТЭЦ-2	6,86	30,3	-184	7,8	
ВТЭЦ-2 - г1	1,4	51,5	10,6	2,31	0,066
ВТЭЦ-2 - г2	1,4	51,5	10,6	2,31	0,066
ВТЭЦ-2 - Зеленый угол	0,41	1,8	-11	0,2	
Зеленый угол - Волна 220	1,11	4,89	-30,1	1,4	
Волна 220 - нейт1	0,55	59,2	11,81	1,23	1
Волна 220 - нейт2	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт1 - Волна 110	0,48				0,5
нейт2 - Волна 110	0,48				0,5
нейт1 - нн	3,2	131			0,047
нейт2 - нн	3,2	131			0,047
Волна 110 - Чайка	1,86	3,1	-19,9		

1	2	3	4	5	6
Чайка - Спутник	4,5	2,5	-16,2		
Спутник - Промузел	1,494	2,484	-15,96		
Промузел - АТЭЦ 110	4,93	8,19	-52,6		
АТЭЦ 110 - отп1	0,5	1,07	-6,9		
АТЭЦ 110 - отп2	0,5	1,07	-6,9		
отп1 - Штыково	0,53	1,14	-7,33		
отп2 - Штыково	0,53	1,14	-7,33		
отп1 - отп3	1,55	3,29	-21,1		
отп2 - отп4	1,55	3,29	-21,1		
отп3 - Кролевцы	0,32	0,62	-4,32		
отп4 - Кролевцы	0,32	0,62	-4,32		
отп3 - Западная	5,58	11,8	-76,38		
отп4 - Западная	5,58	11,8	-76,38		
Западная - Шахта-7	1,44	2,484	-15,96		
Шахта-7 - АТЭЦ 110	3,5	4,71	-38,3		
Спутник - нейт	0,8	35,5	18,2	3,3	1
Спутник - нейт	0,8	35,5	18,2	3,3	1
нейт - сн	0,8				0,32
нейт - сн	0,8	23,3			0,32
нейт - нн	0,8	23,3			0,055
нейт - нн	0,8				0,055
Заводская - сн	0,036	1,2	-0,1		
Заводская - сн	0,04	1,2	-0,1		
Западная - нейт	3,6	165	8,32	1,04	1
Западная - нейт	3,6	165	8,32	1,04	1
нейт - сн	3,6				0,39
нейт - сн	3,6				0,39
нейт - нн	3,6	125			0,08
нейт - нн	3,6	125			0,08
вн Западная - нейт	3,6	165	8,32	1,04	1
нейт - сн	3,6				0,15
нейт - нн	3,6	125	1,04		0,045
вн Западная - Волна 220	5,2	22,7	-139,92	5,6	
сн - Н1	0,1	3,6	-0,4		
Угловая - Заводская	0,04	1,2	-0,2		
Н1 - Нептун	1,4	14,6	46,29	7,6	0,18
Н2 - Нептун	1,4	14,6	46,29	7,6	0,18
Угловая - Н2	0,04	1,2	-0,2		
Н1 - Н2					

Таблица 18 – 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
АТЭС 220	220					
г1	16			65,2	27,9	16
г2	16			30	25,2	16
АТЭС 110	110					
г3	16			50	-1,6	16
г4	16			40	-1,7	16
нейт	220					
ВТЭС-2	220					
г1	16			60	31	16
г2	16			50	30,8	16
Зеленый угол	220	4,7	1,8			
Волна 220	220					
нейт1	220					
нейт2	220					
нн	10					
нн	10					
Волна 110	110	60,3	9,3			
Чайка	110	28,9	7,2			
Спутник	110					
Промузел	110	35,1	6,3			
отп1	110					
отп2	110					
отп3	110					
отп4	110					
Штыково	110	8,9	2,9			
Кролевцы	110	12,5	2,6			
Западная	110					
Шахта-7	110	28,4	6,6			
нейт	110					
нейт	110					
сн	35					
нн	10	33,1	7			
Угловая	35	24,6	2,5			
Заводская	35	11	1,2			
сн	35					
нейт	110					
нейт	110					
нн	10	34,5	7,4			

1	2	3	4	5	6	7
нейт	220					
вн Западная	220					
нн	10					
Н1	35					
Нептун	6	5	1,9			
Н2	35					

Проведем анализ потерь и токовой загрузки сети.

Таблица 19 – Токовая загрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно- допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая загрузка $I/I_{доп}$ , %
АТЭЦ 220 - ВТЭЦ-2	98,0	94,8	680,0	14,4
ВТЭЦ-2 - Зеленый угол	387,7	388,2	680,0	57,1
Зеленый угол - Волна 220	376,0	377,2	680,0	55,5
Волна 110 - Чайка	239,5	240,4	375,0	64,1
Чайка - Спутник	135,6	136,7	375,0	36,4
Спутник - Промузел	197,3	197,7	375,0	52,7
Промузел - АТЭЦ 110	369,4	369,6	440,0	84,0
АТЭЦ 110 - отп1	115,4	115,7	440,0	26,3
АТЭЦ 110 - отп2	115,4	115,7	440,0	26,3
отп1 - Штыково	23,5	23,7	440,0	5,4
отп2 - Штыково	23,5	23,7	440,0	5,4
отп1 - отп3	93,4	94,2	440,0	21,4
отп2 - отп4	93,4	94,2	440,0	21,4
отп3 - Кролевцы	32,4	32,4	440,0	7,4
отп4 - Кролевцы	32,4	32,4	440,0	7,4
отп3 - Западная	67,1	71,0	440,0	16,1
отп4 - Западная	67,1	71,0	440,0	16,1
Западная - Шахта-7	76,0	75,0	375,0	20,3
Шахта-7 - АТЭЦ 110	201,4	200,1	375,0	53,7
Заводская - сн	295,2	295,2	440,0	67,1
Заводская - сн	295,2	295,2	440,0	67,1
вн Западная - Волна 220	123,4	121,9	680,0	18,1
сн - Н1	110,7	110,7	510,0	21,7
Угловая - Заводская	402,7	402,7	440,0	91,5
Угловая - Н2	20,3	20,3	375,0	5,4

С учетом прироста нагрузки наблюдается перегрузка линий АТЭЦ – Промузел, Угловая – Заводская.

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

Таблица 20 – Потери активной мощности

Uном	$\Delta P$ , МВт	$dP_{лэп}$ , МВт	$dP_{тр}$ , МВт	$P_{хх}$ , МВт	$P_{кор.}$ , МВт
220	3,44	1,08	0,89	0,64	0,83
110	4,72	3,5	0,9	0,32	-
35	0,14	0,07	0,05	0,02	

Суммарные потери активной мощности на участке составляют 8,31 МВт, что составляет 2,8% от генерируемой мощности (295 МВт).



Проведем расчет послеаварийного режима: отключение одной цепи линии  
Западная - Заводская, а также анализ токовой загрузки и потерь в аварийном  
режиме.

Таблица 21 – 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
АТЭЦ 220 - г1	1,4	51,5	10,6	2,31	0,066
АТЭЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт - АТЭЦ 110	0,48				0,5
нейт - г2	3,2	131			0,066
АТЭЦ 110 - г3	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
АТЭЦ 110 - г4	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
АТЭЦ 220 - ВТЭЦ-2	6,86	30,3	-184	7,8	
ВТЭЦ-2 - г1	1,4	51,5	10,6	2,31	0,066
ВТЭЦ-2 - г2	1,4	51,5	10,6	2,31	0,066
ВТЭЦ-2 - Зеленый угол	0,41	1,8	-11	0,2	
Зеленый угол - Волна 220	1,11	4,89	-30,1	1,4	
Волна 220 - нейт1	0,55	59,2	11,81	1,23	1
Волна 220 - нейт2	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт1 - Волна 110	0,48				0,5
нейт2 - Волна 110	0,48				0,5
нейт1 - нн	3,2	131			0,047
нейт2 - нн	3,2	131			0,047
Волна 110 - Чайка	1,86	3,1	-19,9		
Чайка - Спутник	4,5	2,5	-16,2		
Спутник - Промузел	1,494	2,484	-15,96		
Промузел - АТЭЦ 110	4,93	8,19	-52,6		
АТЭЦ 110 - отп1	0,5	1,07	-6,9		
АТЭЦ 110 - отп2	0,5	1,07	-6,9		
отп1 - Штыково	0,53	1,14	-7,33		
отп2 - Штыково	0,53	1,14	-7,33		
отп1 - отп3	1,55	3,29	-21,1		
отп2 - отп4	1,55	3,29	-21,1		
отп3 - Кролевцы	0,32	0,62	-4,32		
отп4 - Кролевцы	0,32	0,62	-4,32		
отп3 - Западная	5,58	11,8	-76,38		
отп4 - Западная	5,58	11,8	-76,38		
Западная - Шахта-7	1,44	2,484	-15,96		
Шахта-7 - АТЭЦ 110	3,5	4,71	-38,3		
Спутник - нейт	0,8	35,5	18,15	3,25	1

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6
Спутник - нейт	0,8	35,5	18,2	3,3	1
нейт - сн	0,8				0,32
нейт - сн	0,8	23,3			0,32
нейт - нн	0,8	23,3			0,055
нейт - нн	0,8				0,055
Заводская - сн	0,036	1,2	-0,1		
Заводская - сн	0,04	1,2	-0,1		
Западная - нейт	3,6	165	8,32	1,04	1
Западная - нейт	3,6	165	8,32	1,04	1
нейт - сн	3,6				0,39
нейт - сн	3,6				0,39
нейт - нн	3,6	125			0,08
нейт - нн	3,6	125			0,08
вн Западная - нейт	3,6	165	8,32	1,04	1
нейт - сн	3,6				0,15
нейт - нн	3,6	125	1,04		0,045
вн Западная - Волна 220	5,2	22,7	-139,92	5,6	
сн - Нептун	0,1	3,6	-0,4		
Угловая - Заводская	0,04	1,2	-0,2		
Н1 - Нептун	1,4	14,6	46,29	7,56	0,18
Н2 - Нептун	1,4	14,6	46,29	7,6	0,18
Угловая - Н2	0,04	1,2	-0,2		
Н1 - Н2					

Таблица 22 – 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
АТЭЦ 220	220					
г1	16			65,2	27,9	16
г2	16			30	25,2	16
АТЭЦ 110	110					
г3	16			50	-1,6	16
г4	16			40	-1,7	16
нейт	220					
ВТЭЦ-2	220					
г1	16			60	31,1	16
г2	16			50	30,8	16
Зеленый угол	220	4,7	1,8			
Волна 220	220					

1	2	4	5	6	7	8
нейт1	220					
нейт2	220					
нн	10					
нн	10					
Волна 110	110	60,3	9,3			
Чайка	110	28,9	7,2			
Спутник	110					
Промузел	110	35,1	6,3			
отп1	110					
отп2	110					
отп3	110					
отп4	110					
Штыково	110	8,9	2,9			
Кролевцы	110	12,5	2,6			
Западная	110					
Шахта-7	110	28,4	6,6			
нейт	110					
нейт	110					
сн	35					
нн	10	33,1	7			
Угловая	35	5,6	1,6			
Заводская	35	11	1,2			
сн	35					
нейт	110					
нейт	110					
нн	10	34,5	7,4			
нейт	220					
вн Западная	220					
нн	10					
Н1	35					
Нептун	6	5	1,9			
Н2	35					

Таблица 23 – 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
АТЭЦ 220 - ВТЭЦ-2	97,8	94,7	680,0	14,4
ВТЭЦ-2 - Зеленый угол	388,1	388,6	680,0	57,1
Зеленый угол - Волна 220	376,4	377,6	680,0	55,5
Волна 110 - Чайка	240,7	241,6	375,0	64,4
Чайка - Спутник	136,1	137,1	375,0	36,6
Спутник - Промузел	198,2	198,5	375,0	52,9

1	2	3	4	5
Промузел - АТЭЦ 110	370,6	370,9	440,0	84,3
АТЭЦ 110 - отп1	115,4	115,6	440,0	26,3
АТЭЦ 110 - отп2	115,4	115,6	440,0	26,3
отп1 - Штыково	23,5	23,7	440,0	5,4
отп2 - Штыково	23,5	23,7	440,0	5,4
отп1 - отп3	93,3	94,2	440,0	21,4
отп2 - отп4	93,3	94,2	440,0	21,4
отп3 - Кролевцы	32,4	32,4	440,0	7,4
отп4 - Кролевцы	32,4	32,4	440,0	7,4
отп3 - Западная	67,1	71,1	440,0	16,2
отп4 - Западная	67,1	71,1	440,0	16,2
Западная - Шахта-7	76,3	75,3	375,0	20,3
Шахта-7 - АТЭЦ 110	201,3	200,0	375,0	53,7
Заводская - сн	0,0	0,0	440,0	0,0
Заводская - сн	584,5	584,5	440,0	132,8
вн Западная - Волна 220	122,9	121,1	680,0	18,1
сн – Н2	119,7	119,7	510,0	23,5
Угловая - Заводская	396,0	396,0	440,0	90,0
Угловая - Н1	28,7	28,7	375,0	7,7

Таблица 24 – Потери активной мощности

Уном	$\Delta P$ , МВт	$dP_{лэп}$ , МВт	$dP_{тр}$ , МВт	$P_{хх}$ , МВт	$P_{кор.}$ , МВт
220	3,44	1,08	0,89	0,64	0,83
110	4,75	3,52	0,91	0,32	
35	0,17	0,09	0,06	0,02	

В данном режиме наблюдается перегрузка ЛЭП АТЭЦ – Промузел, Заводская – Западная, Угловая – Заводская. Рекомендуется замена проводников на данных ЛЭП. Суммарные потери активной мощности на участке составляют 8,36 МВт, что составляет 2,8% от генерируемой мощности (295 МВт).

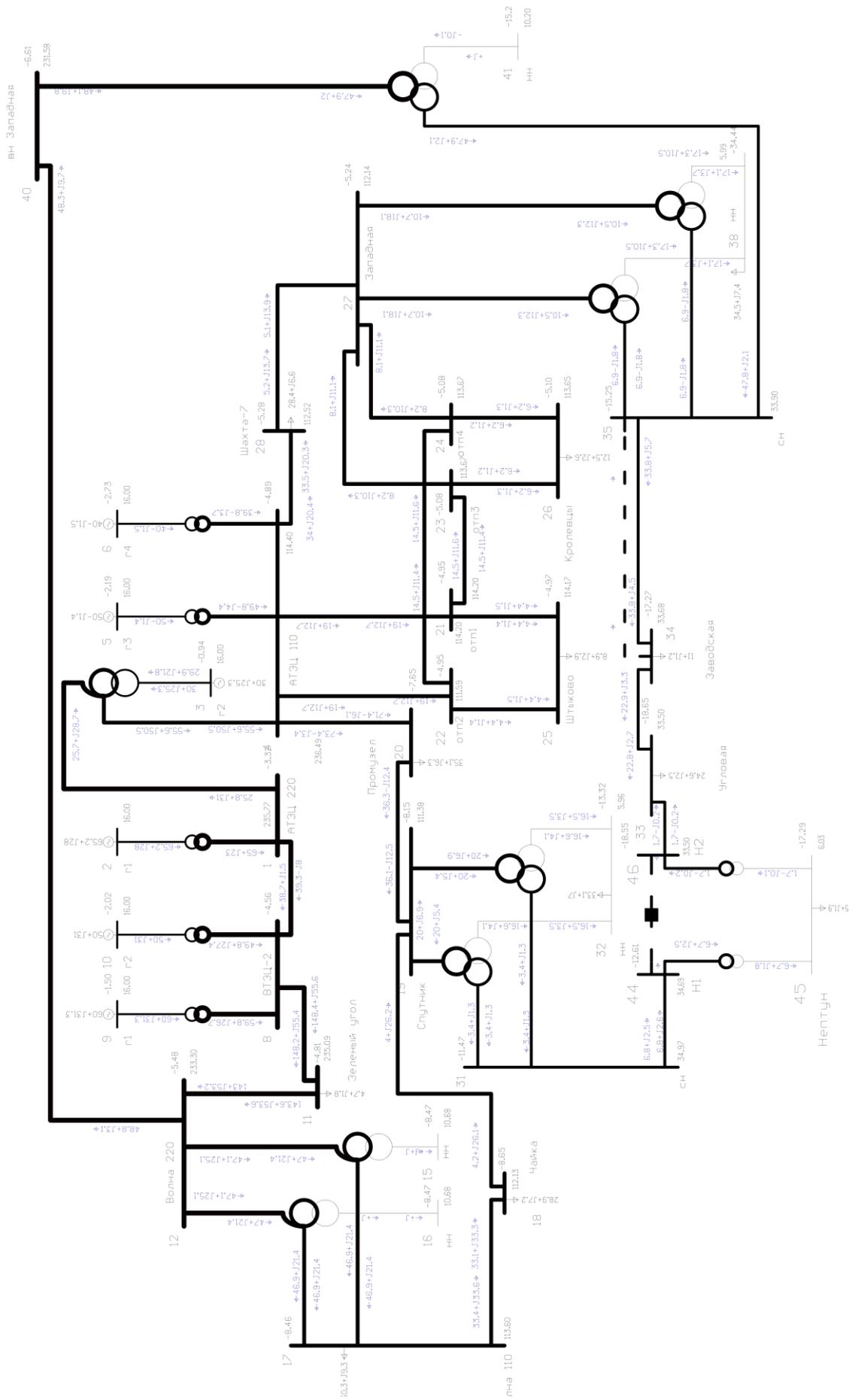


Рисунок 9 – Графика послеаварийного режима при подключении ПС Нептун

В данном разделе были описаны варианты подключения ПС Нептун в рассечку ВЛ: выбор сечения проводника кабельной ЛЭП, трансформатора и проверку режима при подключении новых потребителей.

#### 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Целью расчетов тока короткого замыкания является определение периодической составляющей тока короткого замыкания для оптимизации работы сети, а апериодическая составляющая аппроксимируется на основе предположения о ее максимальном значении в соответствующей фазе.

Расчеты выполняются для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для проверки настроек релейной защиты и автоматического управления. Они позволяют определить максимальные и минимальные возможные токи короткого замыкания, выбрать меры по ограничению их продолжительности и проверить чувствительность защиты, а также правильный выбор систем защиты и рабочих параметров.

Особенностью расчета токов короткого замыкания в сельских сетях является необходимость учета активного и индуктивного сопротивлений всех элементов схемы короткого замыкания. Если питание осуществляется от электросети, то ослабление периодической составляющей тока короткого замыкания не учитывается из-за большого электрического расстояния генераторов. При питании от местных генераторов малой мощности и напряжением выше 1000 В затухание периодической составляющей тока короткого замыкания не учитывается, если мощность генератора превышает мощность питающего трансформатора в пять и более раз. Кроме того, при подаче питания от автономных или аварийных генераторов напряжением 0,4 кВ затухание учитывается независимо от их мощности.

Для выбора и проверки электрооборудования, устанавливаемого на проектируемой ПС 35 кВ Нептун, 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 апериодической 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 ПВК «RastrWin3». Программный комплекс предназначен для расчета токов коротких замыканий и несимметричных режимов [7].

Исходные данные задаются с помощью стандартного табличного ввода ПК «RastrWin3». Основной является схема замещения прямой последовательности. Необходимые данные были получены и внесены в ПВК в предыдущем пункте. Все исходные данные сохраняются в шаблоне «динамика.rst». Формы для работы с несимметрией собраны в коллекцию «несимметрия» [16].

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

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

$$x = \frac{x''_d \cdot U_{ном}^2}{S_n}, \quad (32)$$

$$E = E''_d \cdot U_{ном}. \quad (33)$$

Определим реактивное сопротивление прямой последовательности генератора ТВФ-120-2УЗ по формуле 24:

$$x_{n.n.} = \frac{0,192 \cdot 16^2}{100} = 0,491$$

Реактивное сопротивление обратной последовательности рассчитывается по формуле:

$$x_{o.n.} = 1,22 \cdot x_{n.n.}, \quad (34)$$

$$x_{o.n.} = 1,22 \cdot 0,491 = 0,599.$$

Аналогично проводятся расчеты для оставшихся генераторов.

Расчеты ТКЗ представлены в таблицах 25, 26.

Таблица 25 – Узлы/Несим/ИД

Название	Номинальное напряжение
2	3
АТЭЦ 220	220
г1	16
г2	16
АТЭЦ 110	110
г3	16
г4	16
нейт	220
ВТЭЦ-2	220
г1	16
г2	16
Зеленый угол	220
Волна 220	220
нейт1	220
нейт2	220
нн	10
нн	10
Волна 110	110

1	2
Чайка	110
Спутник	110
Промузел	110
отп1	110
отп2	110
отп3	110
отп4	110
Штыково	110
Кролевцы	110
Западная	110
Шахта-7	110
нейт	110
нейт	110
сн	35
нн	10
Угловая	35
Заводская	35
сн	35
нейт	110
нейт	110
нн	6
нейт	220
вн Западная	220
нн	6
Н1	35
Нептун	6
Н2	35

Таблица 26 – Ветви/Несим/ИД

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
АТЭЦ 220 - г1	1,4	51,5	10,6	2,31	0,066
АТЭЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт - АТЭЦ 110	0,48				0,5
нейт - г2	3,2	131			0,066
АТЭЦ 110 - г3	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
АТЭЦ 110 - г4	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
АТЭЦ 220 - ВТЭЦ-2	6,86	30,3	-184	7,8	
ВТЭЦ-2 - г1	1,4	51,5	10,6	2,31	0,066

1	2	3	4	5	6
ВТЭЦ-2 - г2	1,4	51,5	10,6	2,31	0,066
ВТЭЦ-2 - Зеленый угол	0,41	1,8	-11	0,2	
Зеленый угол - Волна 220	1,11	4,89	-30,1	1,4	
Волна 220 - нейт1	0,55	59,2	11,81	1,23	1
Волна 220 - нейт2	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт1 - Волна 110	0,48				0,5
нейт2 - Волна 110	0,48				0,5
нейт1 - нн	3,2	131			0,047
нейт2 - нн	3,2	131			0,047
Волна 110 - Чайка	1,86	3,1	-19,9		
Чайка - Спутник	4,5	2,5	-16,2		
Спутник - Промузел	1,494	2,484	-15,96		
Промузел - АТЭЦ 110	4,93	8,19	-52,6		
АТЭЦ 110 - отп1	0,5	1,07	-6,9		
АТЭЦ 110 - отп2	0,5	1,07	-6,9		
отп1 - Штыково	0,53	1,14	-7,33		
отп2 - Штыково	0,53	1,14	-7,33		
отп1 - отп3	1,55	3,29	-21,1		
отп2 - отп4	1,55	3,29	-21,1		
отп3 - Кролевцы	0,32	0,62	-4,32		
отп4 - Кролевцы	0,32	0,62	-4,32		
отп3 - Западная	5,58	11,8	-76,38		
отп4 - Западная	5,58	11,8	-76,38		
Западная - Шахта-7	1,44	2,484	-15,96		
Шахта-7 - АТЭЦ 110	3,5	4,71	-38,3		
Спутник - нейт	0,8	35,5	18,2	3,3	1
Спутник - нейт	0,8	35,5	18,2	3,3	1
нейт - сн	0,8				0,32
нейт - сн	0,8	23,3			0,32
нейт - нн	0,8	23,3			0,055
нейт - нн	0,8				0,055
Заводская - сн	0,036	1,2	-0,1		
Заводская - сн	0,04	1,2	-0,1		
Западная - нейт	3,6	165	8,32	1,04	1
Западная - нейт	3,6	165	8,32	1,04	1
нейт - сн	3,6				0,39
нейт - сн	3,6				0,39
нейт - нн	3,6	125			0,08
нейт - нн	3,6	125			0,08
вн Западная - нейт	3,6	165	8,32	1,04	1
нейт - сн	3,6				0,15
нейт - нн	3,6	125	1,04		0,045

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6
вн Западная - Волна 220	5,2	22,7	-139,92	5,6	
сн – Н1	0,1	3,6	-0,4		
Угловая - Заводская	0,04	1,2	-0,2		
Нептун - Нептун нн	1,4	14,6	46,29	7,6	0,18
Нептун - Нептун нн	1,4	14,6	46,29	7,6	0,18
Угловая - Н2	0,04	1,2	-0,2		

Полученные результаты расчета ТКЗ приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Токи трехфазного КЗ на шинах ПС Нептун

Напряжение, кВ	Значение ТКЗ, кА
6	9,6
35	6,5

В данном разделе был проведен расчет токов короткого замыкания на шинах ВН/НН проектируемой ПС 35/6 кВ Нептун в ПВК RastrWin 3.

## 5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ВН

В рамках выполнения выпускной квалификационной работы следует выбирать токоведущие части и устройства, такие как распределительные устройства высокого напряжения, трансформаторы тока и напряжения, шины на все напряжения, и шинопроводы, соединяющие основное оборудование с распределительным устройством и основной аппаратурой.

Электрооборудование и токоведущие части, установленные в ходе данной работы, должны обеспечивать безопасную работу электрооборудования в нормальных и аварийных условиях. В процессе выбора электрооборудования следует учитывать такие факторы:

- географическое расположение оборудования;
- климатические условия ;
- тип установки.

### 5.1 Конструктивное исполнение РУ ПС

Тип распределительного устройства ВН ПС 35 кВ Нептун – 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 26, кА:

$$I_{\max_{вн}} = \frac{S_{нн}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}}, \quad (35)$$

$$I_{\max_{вн}} = \frac{4,965}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,083 \text{ кА.}$$

Аналогично считается ток для низкой стороны.

$$I_{\max_{нн}} = \frac{4,965}{\sqrt{3} \cdot 6} = 0,468 \text{ кА.}$$

Так же для выбора выключателя необходимо проверить его по термической устойчивости,  $\text{кА}^2\text{с}$ :

$$B_K = I_{по}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (36)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения;

$T_a$  - постоянная времени.

Время отключения находится следующим образом, с:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{ос}, \quad (37)$$

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

$t_{ос}$  - 0,055 с.

Используя формулу 27, получим требуемую величину:

$$B_K = 6,5^2 \cdot (0,3 + 0,055) = 13,94 \text{ кА}^2 \text{ с.}$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем выключатели РУ 35 кВ, а также на выходе трансформаторов 35 кВ. Данные расчетов сведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Выключатель ВГБ-35-12,5/630-УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 83 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 6,5 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 35 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{вкл}$
$I_{по} = 6,5 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл.н}$
$B_k = 13,94 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{mn}^2 \cdot t_{mn} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{mn}^2 \cdot t_{mn}$

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.

ВГ - выключатель элегазовый;

Б - баковый;

35 - номинальное напряжение, кВ;

12,5 - номинальный ток отключения, кА;

630 - номинальный ток, А;

УХЛ1 - климатическое исполнение и категория размещения.

### 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 [13].

Разъединители выбираются по конструктивному исполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ. Данные расчетов сведены в таблицу 29.

Таблица 29 – Разъединитель РДЗ-35/1000 УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 6,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} < I_{ном}$
$B_k = 13,94 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн}=31,5 \text{ кА}, \quad t_{тн}=3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 31,5^2 \cdot 3 = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Расшифровка марки выбранного разъединителя:

Р - разъединитель;

Д - двухколонковый;

З - наличие заземлителей;

35 - номинальное напряжение;

1000 - номинальный ток;

УХЛ - климатическое исполнение;

1- категория размещения.

#### 5.4 Выбор ячеек КРУ

Распределительное устройство, в свою очередь, является закрытым распределительным шкафом, содержащим электрооборудование, измерительные и защитные устройства, а также вспомогательные устройства.

Рекомендуется использовать распределительное устройство серии К - 104, которое имеет жесткий металлический корпус с отсеками, разделенными металлическими перегородками и автоматически закрывающимися металлическими заслонками. Автоматический выключатель с приводами установлен на выдвижной тележке, что облегчает его ремонт и обслуживание. Выдвижная тележка имеет три рабочих положения: эксплуатация, проверка и ремонт, а съемная тележка используется для монтажа дополнительного оборудования.

Таким образом, такое распределительное устройство обеспечивает компактность и безопасность работы всего электрооборудования. На низкой стороне подстанции выбираем комплектное распределительное устройство внутренней установки 10 кВ марки К-104 со встроенными выключателями марки

ВВЭ-6 с электромагнитным приводом. Основные параметры шкафа КРУ серии К-104 приведены в таблице 30.

Таблица 30 – 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	НАМИ-6
Ограничители перенапряжения	ОПН – 6(10)У

Проверка выключателя осуществляется по формулам, которые приведены выше. Данные расчетов сведены в таблицу 31.

Таблица 31 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{H, \text{MAX}} = 1000 \text{ А}$	$I_{p \text{MAX}} = 692 \text{ А}$	$I_{p \text{MAX}} \leq I_{H \text{MAX}}$
$I_{H, \text{МИН}} = 600 \text{ А}$	$I_{p \text{МИН}} = 69 \text{ А}$	$I_{p \text{МИН}} \leq I_{H \text{МИН}}$
$B_K = 85 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 13,94 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_K$
$I_{\text{ВКЛ}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 9,6 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$

## 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 [13]. Для ОРУ 35 кВ выбираем ТРГ-35-УХЛ1 Данные расчетов сведены в таблицу 32.

Таблица 32 – Трансформатор тока ТРГ-35-УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 69 \text{ А}$	$I_{1ном} = 200 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 1,46 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 6,875 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 40 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 13,94 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 16 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

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

$$Z_{2р} = r_{приб} + r_{пр} + r_k, \quad (38)$$

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).

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2}. \quad (39)$$

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

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

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:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{s_{пр}} \quad (40)$$

$$r_{пр} = \frac{0,0283 \cdot 30}{4} = 1,06 \text{ Ом}$$

где  $l_{расч} = 30$  – расчётная длина провода для РУ 35 кВ;

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

$s_{пр}$  – сечение проводов, принимаем  $s_{пр} = 4$  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, cosφ, углов между фазными напряжениями;
- Передачу результатов измерений по интерфейсам CAN, RS485, IrDA, фазными напряжениями; частоту сети; текущее время и дату.

Для обеспечения индивидуального подключения РЗА, АИИС, КУЭ, ПА и других устройств необходимо иметь достаточное количество трансформаторов

тока и вторичных обмоток. Для подключения АИИС КУЭ необходимо, чтобы трансформаторы тока с напряжением 220 кВ и выше имели измерительную обмотку 0,2 с, а для 150 кВ и ниже - измерительную обмотку 0,5 с.

С целью обеспечения необходимой надежности и резервирования требуется подключение различных наборов релейной защиты к различным вторичным обмоткам класса "Р". В случае, если в другие устройства встроены КТ недостаточной точности или вообще отсутствуют, следует использовать отдельностоящие ТТ [13].

Допустима установка трансформаторов тока на воздушной линии между разъединителем воздушной линии и разъединителем с виловым выключателем в схемах подключения воздушных линий через разъединитель с виловым выключателем.

### 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 35 кВ выберем трансформатор напряжения НАМИ-35-УХЛ1.

Таблица 33 – Трансформатор напряжения НАМИ-35-УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 69 \text{ А}$	$I_{1ном} = 10 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 30 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 1,46 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 6,875 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 40 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 13,94 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 16 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Расшифровка маркировки ТН:

Н – трансформатор напряжения;

А – антирезонансный;

М – с масляной системой охлаждения и естественной циркуляцией воздуха;

И – для контроля изоляции сети;

35 – номинальное напряжение сети;

УХЛ1 – климатическое исполнение.

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

В ОРУ 35 кВ и выше обычно применяют гибкие шины, выполненные сталеалюминевыми проводами [13].

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.

35 кВ – АС-70/11, так как  $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$  больше  $I_{\text{макс}} = 82 \text{ А}$ , 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 [12], 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 [12].

Проверка по экономической плотности тока не производится, так как шины расположены на ОРУ [12].

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

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

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (41)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (42)$$

Выбор опорных изоляторов 35 кВ:

Выбираем опорные изоляторы ОСК 10-35-А-2 УХЛ1 с  $F_{разр}=10000$  Н.

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{yd}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \text{ Н}. \quad (43)$$

Рассчитаем нагрузку на головку изолятора по формуле (43):

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

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 34.

Таблица 34 – Выбор опорных изоляторов 35 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p=35$ кВ	$U_n=35$ кВ	$U_n \geq U_p$
$F_{расч}=7$ Н	$F_{доп}=6000$ Н	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Таким образом, был проведен выбор изоляторов.

### 5.8 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные защитные устройства являются важной частью систем защиты линейных проводов от влияния высокочастотной обработки воздушных линий. Они выполняют функцию высокочастотного блокирующего фильтра, чтобы предотвратить обход высоковольтного оборудования подстанций и ответвлений воздушных линий на линейных трактах высокочастотных каналов связи диспетчерского и технологического управления энергосистемами.

Устройства работают с естественным воздушным охлаждением и состоят из настраиваемого элемента и силового реактора, соединенных параллельно. ВЧ заградители чаще всего подвешивают на линейных порталах [13].

Выбор ВЧ-заградителей производим по следующим условиям:

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

Для КЛ 35 кВ - рассечка к ПС Нептун к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-400-0,5 У1.

Таблица 35 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ВЗ-400-0,5 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_n = 400$ А	$I_{p,max} = 69$ А	$I_p \leq I_{ном.}$
$I^2_T \cdot t_T = 768$ кА <sup>2</sup> с	$B_k = 12,2$ кА <sup>2</sup> с	$B_k \leq I^2_T \cdot t_T$
$I^2_T \cdot t_T = 768$ кА <sup>2</sup> с	$B_k = 12,2$ кА <sup>2</sup> с	$B_k \leq I^2_T \cdot t_T$

В данном разделе произведен выбор и проверка основного электрического оборудования ПС 35 кВ Нептун.

## 6 РАЗРАБОТКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ РУ ВН ПС

В процессе эксплуатации электрооборудования на станциях и подстанциях возможны перенапряжения, которые превышают максимальное рабочее напряжение. Данные перенапряжения могут быть внутренними или вызванными грозowymi разрядами.

Удары молнии в электрическую систему под напряжением или рядом с ней провоцируют грозвые перенапряжения, которые являются индуцированными перенапряжениями. Так как молния представляет собой электрический источник тока, ее разряды подвержены статистическим колебаниям.

Открытие распределительного устройства зачастую защищено несколькими молниеотводами, причем тросовые ограничители служат для защиты длинных шинопроводных перемычек и гибких соединений.

В данном случае, на каждую пару молниеотводов приходится внешняя часть защиты. Громоотводы для наружных распределительных устройств обычно заземляются путем подключения к заземляющему электроду подстанции, который образован горизонтальными полосами, объединяющими вертикальные электроды[18].

При установке отдельно стоящих громоотводов в наружном распределительном устройстве необходимо соблюдать безопасные расстояния в воздухе и в земле от громоотводов и их заземляющих электродов до частей распределительного устройства.

### **6.1 Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления**

В зависимости от предназначения заземления выделяются три его типа: защитное, молниезащитное, и рабочее заземление.

Защитное заземление необходимо для обеспечения безопасности персонала от напряжения прикосновения.

Сервисное заземление требуется для обеспечения нормального технического обслуживания электроустановки.

Заземление молниезащиты выполняется для отвода токов молнии в землю.[18]

Конструктивно заземление подстанции формируется в виде сетки, состоящей из горизонтальных заземляющих электродов, имеющих размеры кратные 6 м, а также вертикальных заземляющих электродов длиной, расположенных в узлах сетки. Заземляющая сетка обычно закладывается на глубину от 0,5 до 0,7 м и не должна проходить под фундаментами электроустановок а вертикальные заземлители должны иметь диаметр не менее 10 мм.

В расчет заземления станции включаются стационарное и импульсное сопротивление заземляющего электрода, значения геометрических конструктивных параметров заземляющей сетки, а также проверка электродов на термостойкость и коррозионную стойкость.

Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования, чтобы человек при прикосновении к аппарату не мог находиться за его пределами.

Площадь использования под заземлитель, м<sup>2</sup>:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (44)$$

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

$$S = (68,3 + 2 \cdot 1,5) \cdot (29,5 + 2 \cdot 1,5) = 2302 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков диаметром, равным  $d=12$  мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{m.n} = \pi \cdot R^2, \quad (45)$$

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

$$F_{m.n} = \pi \cdot 6^2 = 113,097 \text{ м}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (46)$$

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

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

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{6500^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 42,94 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}), \quad (47)$$

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (48)$$

где  $a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта.

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,0092 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,784.$$

$$F_{кор} = \pi \cdot 0,784 \cdot (12 + 0,784) = 31,477 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{м.п} \geq F_{\min} \geq F_{кор} + F_{м.с}; \quad (49)$$

$$F_{м.п} = 113,097^3 \cdot F_{\min} = 48,21 \text{ мм}^2$$

Условие выполняется, поэтому оставляем выбранный диаметр прутков.

Принимаем расстояние между полосами сетки:  $l_{п-п} = 6$  м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{п-п}}; \quad (50)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 2302}{6} = 767 \text{ м.}$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (51)$$

$$m = \frac{767}{2 \cdot \sqrt{2302}} - 1 = 7,31.$$

Принимаем:  $m = 8$ .

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 5,99 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1); \quad (52)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2303} \cdot (8 + 1) = 862 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (53)$$

где  $a$  – расстояние между вертикальными электродами, равное 35 м.

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{2303}}{35} = 4,9.$$

Принимаем  $n_g = 5$ .

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_g \cdot l_g} \right), \quad (54)$$

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

$A$  – параметр, зависящий от соотношения  $l_g / \sqrt{S_1}$ .

$$l_g / \sqrt{S_1} = 5 / \sqrt{2303};$$

$$1_6 / \sqrt{S_1} = 0,104.$$

Принимаем  $A=0,2$ .

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 50 \cdot \left( \frac{0,2}{\sqrt{2303}} + \frac{1}{862+30 \cdot 5} \right) = 0,118 \text{ Ом}.$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (55)$$

где  $I_m$  – ток молнии, кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2303}}{(50+320) \cdot (40+45)}} = 2,392.$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом}; \quad (56)$$

$$R_u = 0,118 \cdot 2,392 = 0,281;$$

$$R_u \leq 0,5 \text{ Ом}.$$

Полученное значение не выше допустимого, что соответствует требованиям, предъявляемым к заземлителям согласно ПУЭ.

## 6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Громоотводы, как средство защиты от прямых ударов молнии, обладают способностью состояться за счет особенности молнии поражать объекты, находящиеся на высоком уровне по сравнению с другими объектами.

Это значит, что если объект, который необходимо защитить, находится ниже громоотвода по высоте и его размеры полностью покрываются громоотводом, то вероятность прямого удара молнии будет крайне мала. Кроме того, часть пространства вокруг громоотвода имеет коническую форму и обеспечивает определенную степень защиты от прямых ударов молнии [18].

Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах подстанций, прожекторных мачтах, на крышах зданий в селитебных зонах, а также на отдельно стоящих конструкциях, защиту которых нужно обеспечить.

Молниеотводы, установленные в том числе на опорах подстанций, крышах зданий и других конструкциях, подлежащих защите, позволяют определить границы зоны молниезащиты, которая имеет геометрический вид основания конуса. Произведем расчет параметров защиты молниеотводов.

Высота молниеотвода  $h=17$  м. Эффективную высоту молниеотвода найдем по формуле:

$$h_{эф} = 0,92 \cdot h, \quad (57)$$

$$h_{эф} = 0,92 \cdot 17 = 15,64 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = 1,5 \cdot h; \quad (58)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 17 = 25,5 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта (линейного портала, высотой 14 м):

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right), \quad (49)$$

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

$$r_x = 25,5 \cdot \left( 1 - \frac{14}{15,64} \right) = 2,8 \text{ м.}$$

Система молниеотводов образована стержневыми молниеотводами, имеющими одинаковую высоту. На уровне земли территория ОРУ полностью защищается от прямых ударов молнии, на высоте равной высоте шинного портала все элементы на ОРУ находятся внутри соответствующей зоны защиты.

### **6.3 Выбор и проверка ОПН**

Когда рассчитываются параметры защиты молниеотводов и их расположение, на всех схемах показываются ограничители перенапряжений (ОПН), которые являются высоковольтными устройствами для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

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

- При выборе ограничителей перенапряжения необходимо учитывать конкретную конструкцию в соответствии с нормативными актами, а их установка на схемах показывается условно.

Необходимость и место установки ОПН определяется при конкретном проектировании в соответствии с ПУЭ.

- ОПН должны быть установлены в цепях трансформаторов и шунтирующих реакторов для всех классов напряжения.

- Ограничители перенапряжения должны быть установлены в цепях трансформаторов и шунтирующих реакторов для всех классов напряжения. В случае шин напряжением 110-220 кВ необходимость и количество разрядников определяются сравнением расстояний между ними и наиболее удаленными соединениями с максимально допустимым расстоянием их установки в соответствии с правилами устройства электроустановок (ПУЭ), а также характеристиками ОПН

- Цель установки ограничителей перенапряжения для защиты оборудования от коммутационных скачков напряжения в ячейках воздушных линий с напряжением 330 кВ и выше определяется расчетным путем.

- В целях обеспечения защиты КРУЭ от воздействия ударов молнии, ОПН устанавливается между входом воздушной линии распределительного устройства и последним столбом.

В то же время, ОПН на стороне трансформатора может быть как наружным, так и встроенным в КРУЭ, при подключении указанного трансформатора к распределительному устройству.

- Необходимость установки дополнительных ограничителей перенапряжения на шинах распределительного устройства определяется путем расчета, учитывающего расположение, расстояния до защищаемого оборудования, параметры и количество ограничителей перенапряжения, а также отходящих ответвлений шинпровода.

- 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 [18].

Выбор ОПН производится в два этапа:

- 1) предварительный выбор;
- 2) после изучения влияющих факторов, окончательный выбор.

Главным обстоятельством, определяющим безаварийную работу ограничителей, является длительное допустимое рабочее напряжение на аппарате.

Надлежащий выбор основывается на исследовании ряда факторов, среди которых допустимое рабочее напряжение устройства в течение длительного периода времени. Одним из ключевых параметров, который определяет электрические характеристики разрядников, является величина тока перенапряжения  $I_p$ , допустимого для варисторов. Однако, при превышении данного тока, варисторы могут перекрываться на боковой поверхности, что представляет собой неприемлемый исход.

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

- 1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети:

$$U_{н.д.р.} \geq 1,05 \cdot \frac{U_{н.р.с}}{\sqrt{3}}, \quad (60)$$

По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.p}}{K_B}, \quad (61)$$

где  $K_B$  – коэффициент зависимости от времени  $\tau$ .

- 2) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_k \leq I_{\text{разр}}, \quad (62)$$

$$\text{где } I_K = \frac{U - U_{ост}}{Z_B};$$

$U$  – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

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

$Z_B$  – волновое сопротивление провода относительно земли.

Определим энергию, поглощаемую ОПН:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{(U_{max} - U_{ост})}{Z_B} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (63)$$

где  $U_{max}$  – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ограничителе, кВ [18];

$Z_B$  – волновое сопротивление линии, Ом [18];

$T$  – время распространения волны, мкс;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

$$T = \frac{L}{V}, \quad (64)$$

где  $L$  – длина линии, км;

$V$  – скорость распространения волны.

$$U_{max} = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (65)$$

где  $U_0$  – напряжение волны перенапряжений в месте её возникновения, кВ;

$k$  – коэффициент полярности, равный  $0,2 \cdot 10^{-3}$  [12];

$l$  – длина защищенного подхода питающей линии.

$$U_0 = U_{50\% \text{ разр}}, \quad (66)$$

где  $U_{50\% \text{ разр}}$  – 50 % разрядное напряжение изоляции при стандартном грозовом импульсе, кВ;

Энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (67)$$

По зависимости  $\mathcal{E}^*$  от отношения  $\frac{U_{ост}}{U_{ном}}$  (обозначают  $K_V$  или  $T$ ) определяют класс энергоемкости ОПН.

Энергия, поглощаемая ОПН-35 кВ:

$$W = 0.5 \cdot C \cdot [(K_n \cdot 0,82 \cdot U_{н.р})^2 - (1,77 \cdot U_{н.д})^2], \quad (137)$$

где  $C$  – емкость кабеля или конденсаторной батареи, Ф;

$K_n$  – кратность ПН, равная 4;

$U_{н.р}$  – наибольшее рабочее напряжение сети или оборудования, кВ;

$U_{н.д}$  – наибольшее допустимое напряжение ОПН, кВ.

Для ОПН 35 кВ:

$$W = 0.5 \cdot 0,000253 \cdot [(4 \cdot 0,82 \cdot 38,5)^2 - (1,77 \cdot 40,5)^2] = 1,37 \text{ кДж}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{1,37}{35} = 0,04 \text{ кДж/кВ}$$

Выбираем ОПН с классом энергоемкости 1.

Для ОПН 6 кВ:

$$W = 0.5 \cdot 0,00076 \cdot [(4 \cdot 0,82 \cdot 11)^2 - (1,77 \cdot 12)^2] = 0,32 \text{ кДж}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{0,32}{6} = 0,053 \text{ кДж/кВ}$$

Выбираем ОПН с классом энергоемкости 1.

На стороне СН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-РК-35/40,5-10-680 УХЛ 1 с классом напряжения 35 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Основные характеристики ОПН на стороне 35 кВ

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	35
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	40,5
Остающееся напряжение при коммут. токе $U_{ост}$ , кВ	92,5
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$ , кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	680
Полная энергоемкость $W_c$ , кДж	299,7
Длина пути утечки внешней изоляции, см	125

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-КР/TEL-6/12 УХЛ 2 с классом напряжения 6 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Основные характеристики ОПН на стороне 6 кВ.

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	6
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	12
Остающееся напряжение при коммут. токе $U_{ост}$ , кВ	31,3
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$ , кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	250
Полная энергоемкость $W_c$ , кДж	36
Длина пути утечки внешней изоляции, см	18

Произведем проверку выбранных ОПН (предварительный выбор).

Для ОПН 35 кВ:

$$U_{н.д.р.} \geq 1,05 \cdot \frac{35}{\sqrt{3}} \rightarrow 40,5 \geq 21,21$$

Для ОПН 6 кВ:

$$U_{н.р.о} \geq 1,05 \cdot \frac{6}{\sqrt{3}} \rightarrow 12 \geq 6,1 \text{ кВ}$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

Для ОПН 35 кВ:

$$40,5 \leq \frac{50}{1,23} \rightarrow 40,5 \leq 40,65 \text{ кВ}$$

Для ОПН 6 кВ:

$$12 \leq \frac{15}{1,23} \rightarrow 12 \leq 12,2 \text{ кВ}$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

Для ОПН 35 кВ:

$$I_K = \frac{130 - 92,5}{510} = 0,07 \text{ кА}$$

$$0,07 \leq 10 \text{ кА}$$

Для ОПН 6 кВ:

$$I_K = \frac{80 - 31,3}{10} = 4,87 \text{ кА}$$

$$4,87 \leq 10 \text{ кА}$$

ОПН проходят предварительную проверку.

Далее осуществляется окончательный выбор, чтобы убедиться в надежности выбранных ОПН.

Окончательный выбор ОПН производится с учетом требований ПУЭ, ПТЭ, руководящих указаний по защите от перенапряжений, а также неэлектрических воздействий. К последним весьма условно можно отнести:

- взрывобезопасность, длину пути утечки внешней изоляции ОПН, механические воздействия, климатическое исполнение и категорию размещения, температуру окружающей среды, а также вибрации, допустимый уровень частичных разрядов.

Для сетей до 220 кВ наиболее опасными являются грозовые перенапряжения, поэтому проверку характеристик по квазистационарным перенапряжениям проводить не обязательно.

1) Поглощаемая ограничителем энергия не должна превосходить энергоемкость ОПН:

$$W_{уд} \cdot U_{нд} \geq W_c, \quad (68)$$

Для ОПН 35 кВ с 1 классом энергоемкости:

$$1,1 \cdot 50 \geq 1,37 \text{ кДж} \rightarrow 55 \geq 1,37 \text{ кДж}$$

Для ОПН 10 кВ с 1 классом энергоемкости:

$$1,1 \cdot 15 \geq 0,32 \text{ кДж} \rightarrow 16,5 \geq 0,32 \text{ кДж}$$

2) Ограничитель должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям [18]:

$$A_{гр35} = \frac{U_{исп} - U_{ост.гр}}{U_{исп}} = \frac{130 - 92,5}{130} = 0,29 \geq 0,25 \text{ - для ОПН 35 кВ}$$

$$A_{гр6} = \frac{U_{исп} - U_{ост.гр}}{U_{исп}} = \frac{80 - 31,3}{80} = 0,6 \geq 0,25 \text{ - для ОПН 6 кВ}$$

3) Ограничитель должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям [18]:

$$A_{вн35} = \frac{U_{дон} - U_{ост.к}}{U_{дон}} = \frac{120 - 92,5}{120} = 0,23 \geq 0,15 \text{ - для ОПН 35 кВ}$$

$$A_{вн10} = \frac{U_{дон} - U_{ост.к}}{U_{дон}} = \frac{46 - 31,3}{36} = 0,41 \geq 0,15 \text{ - для ОПН 6 кВ}$$

Ток короткого замыкания сети должен быть меньше тока взрывобезопасности ОПН:

$$I_{кз} \leq I_{вз.без.}, \quad (69)$$

4,148 ≤ 40 кА - для 35 кВ

10,6 ≤ 20 кА - для 10 кВ

Таким образом, в результате окончательной проверки выбранные ОПН соответствуют предъявленным условиям.

## 7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, СИГНАЛИЗАЦИЯ

Устройства релейной защиты предназначены для обнаружения короткого замыкания в сети и автоматического отключения неисправного элемента от неповрежденной части сети. Кроме того, при возникновении ненормальных режимов работы сети (перегрузки, замыкания на землю с малым током и т.д.) функция релейной защиты заключается в подаче сигнала о возникшей неисправности [19].

Релейная защита охраняемого объекта осуществляется с помощью микропроцессорных устройств (терминалов). Клеммы РЗА должны запитываться от действующей энергосистемы подстанции.

Для силовых трансформаторов предусмотрена релейная защита от неисправностей 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 обеспечения работы коммутационного оборудования, управления им и устройств релейной защиты в подстанциях необходим вспомогательный источник оперативного тока.

В зависимости от напряжения используются различные типы рабочих токов:

1) На подстанциях напряжением 110-220 кВ и выше применяется постоянный ток.

В качестве источников используются 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.

Аккумуляторы подбираются в соответствии с емкостью и уровнями аварийного напряжения.

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 35 кВ питаются на переменном токе 220 В [18].

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 тиристорозвонять в широких пределах среднее значение выходного напряжения. Питание осуществляется от трехфазной сети напряжением 380/220 В [20].

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 [18].

- 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 [18].

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 [18]. На дверях шкафов ЩПТ должны размещаться измерительные приборы и устройства световой сигнализации [20].

## **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 [20].

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 [12].

Защита от перегрузок, обусловленных технологическими причинами, действует на сигнал, который передается на пост управления двигателем, если дежурный персонал может разгрузить двигатель, не останавливая его [12].

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 [12].

Для облегчения условий восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска электродвигателей наиболее ответственных механизмов следует предусматривать отключение защитой минимального напряжения электродвигателей неответственных механизмов [12]. На электродвигателях ответственных механизмов для обеспечения их самозапуска может устанавливаться вторая ступень защиты минимального напряжения [12].

### **7.3 Релейная защита силового трансформатора ПС Нептун**

Силовой трансформатор ТМН-6300/35 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[20].

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

Данные трансформатора:

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

Напряжение обмотки ВН:  $U_{ном.вн} = 35 \text{ кВ}$ ;

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:

$$I_{ном.вн} = \frac{10000,1}{\sqrt{3} \cdot 35} = 50,2 \text{ А.}$$

Номинальный ток стороны низшего напряжения:

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

Цифровое выравнивание токов плеч ВН.

Номинальный вторичный ток стороны ВН:

$$I_{НОМ.ВТ.ВН} = \frac{I_{НОМ.ВН}}{K_{ТТ.ВН}}, \quad (70)$$

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

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

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:

$$I_{НОМ.ВТ.НН} = \frac{I_{НОМ.НН}}{K_{ТТ.НН}}, \quad (71)$$

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

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

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:

$$I_{ном.опорное} = 50,2 \text{ A.}$$

### 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:

$$I_{сз.ВН} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{сзп}}{K_B} I_{нагр.макс.ВН}, \quad (72)$$

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

$K_{сзп}$  – 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;

$K_B$  – коэффициент возврата, 0,95;

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

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

Согласование с МТЗ НН:

$$I_{C3.BH} \geq K_{OTC} \cdot K_{ТОК} \cdot I_{C3.ПРЕД}, \quad (73)$$

где  $I_{C3.ПРЕД}$  – ток срабатывания МТЗ НН, принимаем 4900 А;

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

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

$$K_{ТОК} = \frac{I_{УСТАН.ЗАЩ}}{I_{СМЕЖ}}, \quad (74)$$

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

$$I_{C3.BH} \geq 1,1 \cdot 0,076 \cdot 4900 = 409,64 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ТОК} = \frac{I_{КЗ.МИН.ВН-НН}}{I_{C3.ВН}}, \quad (75)$$

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

Значение уставки срабатывания МТЗ стороны ВН принимается  $I_{C3.ВН} = 500$

А.

МТЗ НН без пуска по напряжению:

$$I_{НАГР.МАХ.НН} = K_{mm.ВН-НН} \cdot I_{НАГР.МАХ.ВН}, \quad (76)$$

где  $K_{т.ВН-НН}$  – коэффициент трансформации ВН-НН.

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

$$I_{СЗ.НН} \geq \frac{K_{ОТС} \cdot K_{СЗП}}{K_B} I_{НАГР.МАХ.НН} \quad (77)$$

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

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{КЗ.МИН.НН}}{I_{СЗ.НН}}, \quad (78)$$

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

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

### 7.3.3 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформатора – это наиболее чувствительная и универсальная защита от внутренних повреждений. Она устанавливается в трансформаторах с масляным охлаждением и масляными расширителями.

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 [20].

Работа газовой защиты сопровождается выделением газа, так как тепло в баке трансформатора (автоматического трансформатора) повышается, вызывая разложение масла и органических изоляторов, даже при незначительных повреждениях.

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 сопровождается местным увеличением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака [20].

Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и величины повреждения. Защита устроена таким образом, что в случае медленного газообразования звучит предупредительный сигнал, а в случае быстрого газообразования, характерного для короткого замыкания, неисправный трансформатор отключается. При опасном снижении уровня масла в баке трансформатора газовая защита срабатывает с сигналом и отключением или только с сигналом. 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.

Преимуществами газовой защиты являются высокая чувствительность и быстрота реакции практически на все виды повреждений в баке, короткое время реакции, низкая сложность реализации и возможность защиты трансформатора в случае критического падения уровня масла по различным 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 [20].

#### **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 [12].

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 [12].

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 [12].

При использовании двух источников питания может быть желательно работать в разомкнутой цепи. Все источники питания включены, но не соединены между собой, каждый из них подает питание на назначенный ему потребитель. Это делается для того, чтобы уменьшить токи короткого замыкания, упростить релейную защиту, создать необходимые режимы напряжения и снизить потери электроэнергии. Однако надежность электроснабжения в открытых сетях ниже, чем в закрытых, так как выход из строя одного источника питания приводит к прекращению электроснабжения 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 [20].

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.

Работа АВР имеет смысл при наличии напряжения на резервном источнике питания. Поэтому пусковой орган АВР оснащен реле максимального напряжения, которое контролирует наличие или отсутствие напряжения на резервном источнике питания.

АВР, работающие с минимальной выдержкой времени, должны быть отделены от работы защитных устройств, когда остаточное напряжение падает до значения, меньшего, чем уставка реленизшего напряжения пускового двигателя.

### **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.).

Зеленая (выключена) и красная (включена) лампы используются для индикаторов положения. Желтые лампы используются для предупредительных и аварийных цепей. В нормальном режиме переключения эти лампы светят ровным светом. При аварийном останове, автоматическом режиме и в положениях "несоответствие" лампы мигают, включаясь и выключаясь.

Сигнальные лампы подключаются к сигнальной шине через ключ управления, контакты реле защиты и автоматики и вспомогательные контакты выключателей и разъединителей. Помимо световых сигналов, при работе устройств защиты и автоматики используются звуковые сигналы, такие как 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 [20].

Поскольку проектируемая подстанция является постоянно действующей, предусмотрена установка сирен и тревожных/предупредительных звонков для оповещения соответствующего персонала.

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Энергетика является основой промышленности во всем мире. Объекты энергетики оказывают одно из самых интенсивных воздействий на биосферу с точки зрения экологических последствий в процессе эксплуатации. Тенденция и темпы развития энергетики зависят от надежности электроснабжения и безопасности, в том числе экологической, различных типов электростанций, а также от уровня защиты от аварийных ситуаций на электростанциях и подстанциях.

В виду этого, для данного проекта будут рассмотрены следующие пункты:

- безопасность персонала при работе с электрооборудования;
- экологичность, связанная со строительством новой ПС Нептун;
- чрезвычайные ситуации в процессе эксплуатации электрооборудования.

### **8.1 Безопасность**

8.1.1 Требования к персоналу, допускаемому к выполнению работ в электроустановках [22]:

1) Работники обязаны проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ в электроустановках.

2) Работники, занятые на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными условиями труда (включая подземные работы) и работах, связанных с перемещением перевозимых грузов, обязаны проходить предварительные (при поступлении на работу) и периодические (ежегодные для лиц моложе 21 года) медицинские осмотры (обследования) в целях определения пригодности этих работников к выполнению поручаемых им работ и предупреждения профессиональных заболеваний.

3) Перед допуском к самостоятельной работе работники должны пройти обучение по оказанию первой помощи пострадавшим на производстве. Помимо обучения оказанию первой помощи пострадавшим на производстве, электротехнический персонал должен быть обучен приемам освобождения

пострадавших от действия электрического тока с учетом особенностей обслуживаемого (эксплуатируемого) электрооборудования.

4) Электромонтеры, работники по профессии электромонтера, государственные инспекторы, осуществляющие надзор и контроль за соблюдением требований безопасности при эксплуатации электроустановок, и специалисты по охране труда, осуществляющие надзор за эксплуатацией электроустановок, обязаны пройти проверку знаний правил охраны труда при работе на электроустановках и других требований безопасности при эксплуатации электроустановок.

5) Работник обязан соблюдать требования инструкций по охране труда, указания, полученные при целевом инструктаже [20].

8.1.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

1) При работе на электроустановках работники должны получить профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны проходить обучение в специальных учебных центрах. Кроме того, при выполнении монтажных работ должны соблюдаться следующие требования

2) 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.

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

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

5) работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником [12].

### 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 [12]:

- 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 [12].

Работы по строительству и ремонту воздушных линий связаны с подъемом людей и предметов на значительную высоту. Наиболее производительным и безопасным способом подъема рабочих для работы на высоте является использование специального подъемного оборудования, автоподъемников, гидравлических подъемников и т.д.

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 [12].

Подвешивание проводов и кабелей на перекрестках должно производиться только после отключения и надежного заземления действующих воздушных линий.

## 8.2 Экологичность

В данной работе рассматривается развитие сетей напряжением 35 кВ Приморского края в связи с подключением объектов ООО «СЗ Залив». На проектируемой ПС Нептун планируется установка трансформаторов ТМН-6300/35/6. Необходимо рассчитать объем маслоприемника и объема трансформаторного масла на подстанции.

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 маслonaполненных силовых автотрансформаторов с массой масла более 1 тонны в одном баке должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований [12]:

- 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.

Маслоприемник должен проверяться не реже двух раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара.

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.

На ОРУ ПС 35 кВ Нептун установлены два маслonaполненных силовых трансформатора ТМН - 6300/35. Исходные данные для расчета приведены в таблице 39.

Таблица 39 – 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
ТМН –6300/35/6	4600	3901	3663	3316

Согласно [12], 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 массы трансформаторного масла от 2 до 10 тонн согласно [12], равна 1 м. Схема заглублённого маслоприёмника без отвода масла изображена на рисунке 10.

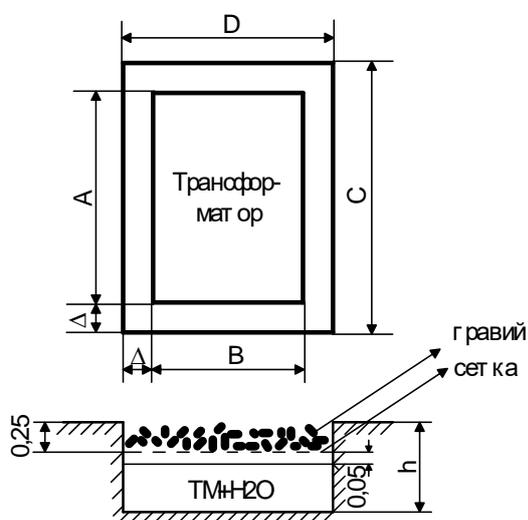


Рисунок 10 – Схема заглублённого маслоприёмника без отвода масла

1. Определим габариты маслоприёмника.

Длина, м:

$$C = (A + 2 \cdot \Delta), \quad (79)$$

где  $A$  - габаритная длина трансформатора, м;

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

$$C = (3,363 + 2 \cdot 1) = 5,363 \text{ м.}$$

Ширина, м:

$$D = (B + 2 \cdot \Delta), \quad (80)$$

где  $B$  - габаритная ширина трансформатора, м;

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

$$D = (3,316 + 2 \cdot 1) = 5,316 \text{ м.}$$

Площадь маслоприёмника, м<sup>2</sup>:

$$S_{МП} = C \cdot D, \quad (81)$$

где  $C$  - длина маслоприёмника, м;

$D$  - ширина маслоприёмника, м.

$$S_{МП} = 5,363 \cdot 5,316 = 28,509 \text{ м}^2.$$

2. Определим объём маслоприёмника.

Согласно [12] 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, м<sup>3</sup>:

$$V_{\text{тм}} = \frac{M}{\rho} \quad (82)$$

где  $M$  - масса трансформаторного масла, кг;

$\rho$  - плотность трансформаторного масла, равная  $0,88 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup> [12],

$$V_{\text{тм}} = \frac{4600}{880} = 5,22 \text{ м}^3.$$

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

$$V_{\text{воды}} = I_n \cdot t \cdot (S_{\text{мн}} + S_{\text{бнз}}), \quad (83)$$

где  $I_n$  - величина интенсивности пожаротушения, равная  $0,2 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>/с·м<sup>2</sup> [12];

$t$  - время пожаротушения, равное 1800 с [12];

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

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

$$S_{\text{бнз}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H \quad (84)$$

где  $A$  – длина трансформатора, м;

$B$  – ширина трансформатора, м;

$H$  – высота трансформатора, м.

$$S_{\text{баз}} = 2 \cdot (3,663 + 3,316) \cdot 3,901 = 54,45 \text{ м}^2;$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (28,509 + 54,45) = 29,865 \text{ м}^3.$$

5. Определим глубину маслоприёмника, м:

$$h_{\text{мп}} = \frac{V_{\text{тм}}}{S_{\text{мп}}} + \frac{0,8 \cdot V_{\text{воды}}}{S_{\text{мп}}} + h_{\text{г}} + h_{\text{з}}, \quad (85)$$

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

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

$h_{\text{г}}$  - величина воздушного канала согласно [11] равна 0,05 м;

$h_{\text{з}}$  - высота слоя гранитного щебня или гравия согласно [11] равна 0,25 м.

$$h_{\text{мп}} = \frac{5,22}{28,509} + \frac{0,8 \cdot 29,865}{28,509} + 0,05 + 0,25 = 1,771 \text{ м}.$$

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

$$V_{\text{мп}} = S_{\text{мп}} \cdot h_{\text{мп}}, \quad (86)$$

$$V_{\text{мп}} = 28,509 \cdot 1,771 = 50,489 \text{ м}^3.$$

Вывод: в ходе решения для заданного трансформатора марки ТМН-6300/35 рассчитаны габариты маслоприёмника и получены результаты: объём маслоприёмника равен 50,489 м<sup>3</sup>, площадь маслоприёмника равна 28,509 м<sup>2</sup>, глубина маслоприёмника 1,299 м.

### 8.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайные ситуации возникают в определенных географических зонах в результате различных аварий, природных катаклизмов, стихийных бедствий или других чрезвычайных обстоятельств. Такие ситуации зачастую приводят к опасности для жизни людей, наносят ущерб здоровью и окружающей природной среде, а также сопровождаются серьезными материальными потерями и нарушением обычного ритма жизни людей.

Среди примеров чрезвычайных ситуаций можно выделить пожарную безопасность, которая направлена на обеспечение безопасности людей и сохранение материальных ценностей на всех этапах функционирования объекта – от научной разработки до эксплуатации.

Противопожарная защита обеспечивается [21]:

- 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.

Противопожарные стены и зазоры важны для обеспечения пожарной безопасности. Противопожарные стены предназначены для ограничения распространения огня внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, потолки и двери.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается [21]:

- 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

Успешное выполнение выпускной квалификационной работы позволило достичь всех поставленных целей.

В частности, был определен и реализован наиболее экономически и технически целесообразный вариант реконструкции сети в связи с интеграцией нового потребителя, а именно ООО "СЗ Залив". Кроме того, был разработан вариант подключения ПС 35 кВ "Нептун" в рассечку ВЛЭП Спутник – Угловая.

Расчет рабочих токов был проведен для того, чтобы определить площадь поперечного сечения проводника, а также определить токи короткого замыкания для выбора современного высоковольтного электрооборудования, также была выбрана требуемая, трансформаторной мощности (нагрузка на ПС Нептун - 4,965 МВт).

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

Были предприняты важные шаги в области технической безопасности и воздействия на окружающую среду, учитывая установку масляных трансформаторов ТМН-6300/35, а также меры для обеспечения защиты окружающей территории и предотвращения риска пожара на подстанции.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2022-2026 годы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/561697846>. Дата обращения: 09.04.2023.
- 2 Приморский край. [Электронный ресурс]. – [https://ru.wikipedia.org/wiki/Приморский\\_край](https://ru.wikipedia.org/wiki/Приморский_край). Дата обращения: 09.04.2023.
- 3 Владивосток – город в России. [Электронный ресурс]. – <https://ru.wikipedia.org/wiki/Владивосток>. Дата обращения: 09.04.2023.
- 4 Артемовская ТЭЦ (Приморский край). [Электронный ресурс]. – [https://ru.wikipedia.org/wiki/Артемовская\\_ТЭЦ](https://ru.wikipedia.org/wiki/Артемовская_ТЭЦ). Дата обращения: 09.04.2023.
- 5 Владивостокская ТЭЦ-2 (Приморский край). [Электронный ресурс]. – [https://ru.wikipedia.org/wiki/Владивостокская\\_ТЭЦ-2](https://ru.wikipedia.org/wiki/Владивостокская_ТЭЦ-2). Дата обращения: 09.04.2023.
- 6 Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, С.Н. Шелюг. Екатеринбург: УрФУ, 2012. — 86 с.
- 7 Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. – спб.: ДЕАН, 2013. – 52 с. Руководство пользователя.
- 8 Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели сетей 35 –1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 9 Таблицы инфляции. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://bankirsha.com/uroven-inflyacii-v-rossiyskoy-federacii-po-godam.html>. Дата обращения: 09.05.2023.
- 10 Тарифы на компенсацию потерь. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.mrsk-1.ru/customers/additional-info/losses/>. Дата обращения: 10.05.2023.
- 11 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. СТО 56947007-29.240.30.010-2008.

12 Правила устройства электроустановок: нормативно-технич. материал. – 7-е изд. – М. : Энергосервис, 2013. – 280с.

13 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов - 2-е изд.- М.: Энергоатомиздат, 2013. - 608 с.

14 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2002. — 964 с.

15 Судаков, Г. В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству и модернизации систем электроснабжения объектов: учеб.–метод. пособие / Г. В. Судаков, Т. А. Галушко. – Благовещенск : АмГУ, 2006. – 190 с.

16 Казакул, А.А. Промышленные программно-вычислительные комплексы в электроэнергетике. Методические указания для самостоятельной работы студентов / А.А. Казакул – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2013.-49 с.

17 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»

18 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 487 с.

19 Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: Высшая школа, 2007. – 639 с.

20 Ершов А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. 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.

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

22 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок"  
(Зарегистрировано в Минюсте России 12.12.2013 N 30593)

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

$$E_{2023.2028} := 0.03 \quad K_M := 1.2$$

$$E_{2029.2034} := 0.04 \quad K_\phi := 1.1$$

ПС ЗЕЛЕНЬ УГОЛ

$$P_{\text{макс}} := 3.4$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{P_{\text{макс}}}{K_M} = 2.833$$

$$P_{\text{эф}} := P_{\text{ср}} \cdot K_\phi = 3.117$$

$$P_{\text{макс.прогн.2028}} := P_{\text{макс}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 3.942 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{макс.прогн.2034}} := P_{\text{макс.прогн.2028}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 4.795 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.2028}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 3.285 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.2034}} := P_{\text{ср.прогн.2028}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 3.996 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.2028}} := P_{\text{эф}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 3.613 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.2034}} := P_{\text{эф.прогн.2028}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 4.396 \text{ МВт}$$

ПС ВОЛНА

$$P_{\text{макс1}} := 42.8$$

$$P_{\text{ср1}} := \frac{P_{\text{макс1}}}{K_M} = 35.667$$

$$P_{\text{эф1}} := P_{\text{ср1}} \cdot K_\phi = 39.233$$

$$P_{\text{макс.прогн.20281}} := P_{\text{макс1}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 49.617 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{макс.прогн.20341}} := P_{\text{макс.прогн.20281}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 60.367 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20281}} := P_{\text{ср1}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 41.347 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20341}} := P_{\text{ср.прогн.20281}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 50.305 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20281}} := P_{\text{эф1}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 45.482 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20341}} := P_{\text{эф.прогн.20281}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 55.336 \text{ МВт}$$

ПС ШТЫКОВО

$$P_{\text{макс2}} := 8.9$$

$$P_{\text{ср2}} := \frac{P_{\text{макс2}}}{K_M} = 7.417$$

$$P_{\text{эф2}} := P_{\text{ср2}} \cdot K_\phi = 8.158$$

$$P_{\text{макс.прогн.20282}} := P_{\text{макс2}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 10.318 \text{ МВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

$$P_{\text{Макс.прогн.20342}} := P_{\text{Макс.прогн.20282}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 12.553 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Ср.прогн.20282}} := P_{\text{Ср2}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 8.598 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Ср.прогн.20342}} := P_{\text{Ср.прогн.20282}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 10.46 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Эф.прогн.20282}} := P_{\text{Эф2}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 9.458 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Эф.прогн.20342}} := P_{\text{Эф.прогн.20282}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 11.507 \text{ МВт}$$

ПС КРОЛЕВЦЫ

$$P_{\text{Макс3}} := 10.5$$

$$P_{\text{Ср3}} := \frac{P_{\text{Макс3}}}{K_M} = 8.75$$

$$P_{\text{Эф3}} := P_{\text{Ср3}} \cdot K_{\phi} = 9.625$$

$$P_{\text{Макс.прогн.20283}} := P_{\text{Макс3}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 12.172 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Макс.прогн.20343}} := P_{\text{Макс.прогн.20283}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 14.81 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Ср.прогн.20283}} := P_{\text{Ср3}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 10.144 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Ср.прогн.20343}} := P_{\text{Ср.прогн.20283}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 12.341 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Эф.прогн.20283}} := P_{\text{Эф3}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 11.158 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Эф.прогн.20343}} := P_{\text{Эф.прогн.20283}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 13.575 \text{ МВт}$$

ПС ЗАВОЛСКАЯ

$$P_{\text{Макс4}} := 7.8$$

$$P_{\text{Ср4}} := \frac{P_{\text{Макс4}}}{K_M} = 6.5$$

$$P_{\text{Эф4}} := P_{\text{Ср4}} \cdot K_{\phi} = 7.15$$

$$P_{\text{Макс.прогн.20284}} := P_{\text{Макс4}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 9.042 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Макс.прогн.20344}} := P_{\text{Макс.прогн.20284}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 11.00 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Ср.прогн.20284}} := P_{\text{Ср4}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 7.535 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Ср.прогн.20344}} := P_{\text{Ср.прогн.20284}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 9.168 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Эф.прогн.20284}} := P_{\text{Эф4}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 8.289 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Эф.прогн.20344}} := P_{\text{Эф.прогн.20284}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 10.08 \text{ МВт}$$

ПС ШАХТА-7

$$P_{\text{Макс5}} := 20.2$$

$$P_{\text{Ср5}} := \frac{P_{\text{Макс5}}}{K_M} = 16.833$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

$$P_{\text{эф5}} := P_{\text{ср5}} \cdot K_{\text{ф}} = 18.517$$

$$P_{\text{макс.прогн.20285}} := P_{\text{макс5}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 23.417 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{макс.прогн.20345}} := P_{\text{макс.прогн.20285}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 28.491 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20285}} := P_{\text{ср5}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 19.514 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20345}} := P_{\text{ср.прогн.20285}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 23.74 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20285}} := P_{\text{эф5}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 21.466 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20345}} := P_{\text{эф.прогн.20285}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 26.117 \text{ МВт}$$

### ПС ЗАПАДНАЯ НН

$$P_{\text{макс6}} := 24.5$$

$$P_{\text{ср6}} := \frac{P_{\text{макс6}}}{K_{\text{м}}} = 20.417$$

$$P_{\text{эф6}} := P_{\text{ср6}} \cdot K_{\text{ф}} = 22.458$$

$$P_{\text{макс.прогн.20286}} := P_{\text{макс6}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 28.402 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{макс.прогн.20346}} := P_{\text{макс.прогн.20286}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 34.556 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20286}} := P_{\text{ср6}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 23.669 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20346}} := P_{\text{ср.прогн.20286}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 28.796 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20286}} := P_{\text{эф6}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 26.035 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20346}} := P_{\text{эф.прогн.20286}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 31.676 \text{ МВт}$$

### ПС ПРОМУЗЕЛ

$$P_{\text{макс7}} := 24.9$$

$$P_{\text{ср7}} := \frac{P_{\text{макс7}}}{K_{\text{м}}} = 20.75$$

$$P_{\text{эф7}} := P_{\text{ср7}} \cdot K_{\text{ф}} = 22.825$$

$$P_{\text{макс.прогн.20287}} := P_{\text{макс7}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 28.866 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{макс.прогн.20347}} := P_{\text{макс.прогн.20287}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 35.12 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20287}} := P_{\text{ср7}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 24.055 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20347}} := P_{\text{ср.прогн.20287}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 29.267 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20287}} := P_{\text{эф7}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 26.46 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20347}} := P_{\text{эф.прогн.20287}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 32.193 \text{ МВт}$$

### ПС СПУТНИК НН

$$P_{\text{макс8}} := 23.5$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

$$P_{\text{ср}8} := \frac{P_{\text{макс}8}}{K_M} = 19.583$$

$$P_{\text{эф}8} := P_{\text{ср}8} \cdot K_{\phi} = 21.542$$

$$P_{\text{макс.прогн.20288}} := P_{\text{макс}8} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 27.243 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{макс.прогн.20348}} := P_{\text{макс.прогн.20288}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 33.145 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20288}} := P_{\text{ср}8} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 22.702 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20348}} := P_{\text{ср.прогн.20288}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 27.621 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20288}} := P_{\text{эф}8} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 24.973 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20348}} := P_{\text{эф.прогн.20288}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 30.383 \text{ МВт}$$

ПС УГЛОВАЯ

$$P_{\text{макс}10} := 17.5$$

$$P_{\text{ср}10} := \frac{P_{\text{макс}10}}{K_M} = 14.583$$

$$P_{\text{эф}10} := P_{\text{ср}10} \cdot K_{\phi} = 16.042$$

$$P_{\text{макс.прогн.202810}} := P_{\text{макс}10} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 20.287 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{макс.прогн.203410}} := P_{\text{макс.прогн.202810}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 24.683 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.202810}} := P_{\text{ср}10} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 16.906 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.203410}} := P_{\text{ср.прогн.202810}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 20.569 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.202810}} := P_{\text{эф}10} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 18.597 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.203410}} := P_{\text{эф.прогн.202810}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 22.626 \text{ МВт}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б  
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$K_{\text{инфл}} := 9.1$$

Вариант 1 - Подключение к шинам ПС Спутник

Капиталовложения в строительство линии

$$K_{\text{КЛ}} := (2.9 \cdot 18000) \cdot K_{\text{инфл}} = 4.75 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ

$$K_{\text{ору}} := [(2000 \cdot 2) + 22000] \cdot K_{\text{инфл}} = 2.366 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{\text{тр}} := 18000 \cdot 2 = 3.6 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост}} := 11000 \cdot K_{\text{инфл}} = 1.001 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{ору}}$$

$$K_{\text{пс}} = 3.727 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Общие капиталовложения

$$K_{\text{об}} := K_{\text{пс}} + K_{\text{КЛ}} \quad K_{\text{об}} = 8.477 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

**Расчёт эксплуатационных издержек**

Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{тэовл}} := 0.0085 \quad \alpha_{\text{тэопс}} := 0.05$$

$$I_{\text{РЭИ}} := K_{\text{пс}} \cdot \alpha_{\text{тэопс}} + K_{\text{КЛ}} \cdot \alpha_{\text{тэовл}} = 2.267 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на амортизационные отчисления

$$I_{\text{ам}} := \frac{K_{\text{пс}}}{25} + \frac{K_{\text{КЛ}}}{15} = 4.658 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на потери в линиях, трансформаторах:

$$T_{\text{max}} := 5200$$

$$R_{\text{тр}} := 4.38 \text{ Ом} \quad \Delta P_{\text{xx}} := 19 \cdot 10^{-3} \text{ МВт}$$

$$U := 35 \text{ кВ} \quad P_{\text{эф}} := 4.96 \text{ МВт}$$

$$T_{\text{з}} := 5200 \text{ ч} \quad Q_{\text{неск}} := 1.986 \text{ Мвар}$$

$$T_{\text{л}} := 2860 \text{ ч} \quad T_{\text{г}} := 8760 \text{ ч}$$

$$\Delta W_{\text{тр}} := \frac{P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}{2 \cdot U^2} \cdot R_{\text{тр}} \cdot T_{\text{з}} + \frac{P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}{2 \cdot U^2} \cdot R_{\text{тр}} \cdot T_{\text{л}} + 2 \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot T_{\text{г}} = 744.92$$

$$R_{\text{л}} := 1.54 \text{ Ом}$$

$$\Delta W_{\text{к}} := 0.97 \cdot 10^{-3} \frac{\text{МВт}}{\text{ч}}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$\Delta W_{\text{л}} := \frac{P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}{2 \cdot U^2} \cdot R_{\text{л}} \cdot T_{\text{з}} + \frac{P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}{2 \cdot U^2} \cdot T_{\text{л}} \cdot R_{\text{л}} + \Delta W_{\text{к}} = 144.874$$

$$c_0 := 3 \quad \text{руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W := \Delta W_{\text{л}} + \Delta W_{\text{тр}}$$

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W = 2.669 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$I := I_{\text{ам}} + I_{\text{рЭИ}} + I_{\Delta W} = 7.192 \times 10^4$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$З_1 := 0.1 \cdot K_{\text{об}} + I = 1.567 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант 2 - Рассечка ЛЭП Спутник-Узловая  
Капиталовложения в строительство линии

$$K_{\text{кЛ}} := (2 \cdot 18000) \cdot K_{\text{инфл}} = 3.276 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ

$$K_{\text{ору}} := (22000) \cdot K_{\text{инфл}} = 2.002 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{\text{тр}} := 18000 \cdot 2 = 3.6 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост}} := 11000 \cdot K_{\text{инфл}} = 1.001 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{ору}}$$

$$K_{\text{пс}} = 3.363 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Общие капиталовложения

$$K_{\text{об}} := K_{\text{пс}} + K_{\text{кЛ}} \quad K_{\text{об}} = 6.639 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Расчёт эксплуатационных издержек

Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{тЭОВЛ}} := 0.0085 \quad \alpha_{\text{тЭОПС}} := 0.05$$

$$I_{\text{рЭИ}} := K_{\text{пс}} \cdot \alpha_{\text{тЭОПС}} + K_{\text{кЛ}} \cdot \alpha_{\text{тЭОВЛ}} = 1.96 \times 10^4$$

Издержки на амортизационные отчисления

$$I_{\text{ам}} := \frac{K_{\text{пс}}}{25} + \frac{K_{\text{кЛ}}}{15} = 3.529 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Издержки на потери в линиях, трансформаторах

$$R_{\text{л}} := 1.54 \quad \text{Ом} \quad \frac{\text{МВт}}{\text{ч}}$$

$$\Delta W_{\text{к}} := 0.97 \cdot 10^{-3} \quad \frac{\text{МВт}}{\text{ч}}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} := \frac{P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}{2 \cdot U^2} \cdot R_{\text{Л}} \cdot T_3 + \frac{P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}{2 \cdot U^2} \cdot T_{\text{Л}} \cdot R_{\text{Л}} + \Delta W_{\text{К}} = 144.874$$

$$\Delta W := \Delta W_{\text{ВЛ}} + \Delta W_{\text{Тр}}$$

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W = 2.669 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$I := I_{\text{ам}} + I_{\text{РЭИ}} + I_{\Delta W} = 5.756 \times 10^4$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$З_2 := 0.1 \cdot K_{\text{об}} + I = 1.24 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Технические условия на технологическое присоединение ПС Нептун

#### **Подключение объектов СЗ Залив (жилой комплекс 4,965 МВт, 1 и 2 категория надежности, на напряжении 0,4 кВ) в г. Владивосток**

Ближайшими к участку застройки являются ВЛ 35 кВ Угловая-Спутник (около 1,5 км по прямой) и ПС 110/35/6 кВ Спутник (около 1,7 км по прямой). На ПС 110/35/6 кВ Спутник установлены трансформаторы 2х25 МВА.

При рассмотрении возможности подключения жилого комплекса рассматривались 2 варианта электроснабжения:

Вариант 1. Строительство ПС 35 кВ Нептун (2х6,3 МВА) и заходов КЛ 35 кВ (2 км) для врезки подстанции в ВЛ 35 кВ Спутник-Угловая по схеме «заход-выход»;

Вариант 2. Строительство 4 ЛЭП 6 кВ от ПС 110/35/6 кВ Спутник протяженностью порядка 2,9 км каждая;

Загрузка ПС 110/35/6 кВ Спутник по данным КДЗ декабря 2022 года составляет 24 МВт (25,86 МВА), при этом у АО «ДРСК» имеются обязательства перед прочими заявителями на общую максимальную мощность 23,7 МВт. Таким образом присоединение нагрузки объектов жилого комплекса, непосредственно от шин 6 кВ ПС 110/35/6 кВ Спутник, невозможно без проведения работ по масштабной реконструкции центра питания. Проведение данной реконструкции проблематично ввиду того, что центр питания расположен в плотной городской застройке, на участке со сложным рельефом местности.

На основании результатов расчета режимов работы электрической сети, с учетом требуемых объемов реконструкции существующего электросетевого комплекса, оптимальным является вариант 1.

Объем финансовых потребностей, необходимых для строительства данного объекта, определённый в соответствии:

- с УНЦ составляет **517 532,92** тыс. руб., с НДС, в том числе:

ПС 35/6 кВ (2х6,3 МВА) – 253 635,45 тыс. руб.;

КЛ 35 кВ (240 мм<sup>2</sup>, 2 КЛ в траншее - 1,3 км и методом ГНБ – 0,7 км) - 131 214,62 тыс. руб.;

КЛ 6 кВ (240 мм<sup>2</sup>, 2 КЛ в траншее - 1,42 км) – 34 312,22 тыс. руб.;

ТП 6/0,4 кВ (**три РТП 1х1600 кВА** по 9 яч. КРУ 6 кВ в каждом) – 73 983,33 тыс. руб.;

КЛ 0,4 кВ (150 мм<sup>2</sup> -**12,616** км, 50 мм<sup>2</sup> -**3,2** км, 2 КЛ в траншее – **6,208** км) – 24 387,30 тыс.

руб.

- с платой, установленной Агентством по тарифам ПК составляет **450 029, 488** тыс. руб., с НДС, в том числе:

ПС 35/6 кВ (2х6,3 МВА) – 107 076,99 тыс. руб.;

КЛ 35 кВ (одножил. 200-250 мм<sup>2</sup> с одним кабелем в траншее, 4 км) – 107 666,42 тыс. руб.;

КЛ 35 кВ методом ГНБ (200-250мм<sup>2</sup>, 0,7 км) – 30 462,174 тыс. руб.;

КЛ 6 кВ (одножил. 200-250 мм<sup>2</sup> с одним кабелем в траншее, 4 км) – 22 969,387тыс. руб.;

ТП 6/0,4 кВ (2х1000 кВА – 1 шт, 2х1600 кВА – 3 шт.) – 110 727,524 тыс. руб.;

КЛ 0,4 кВ(одножил.200-250 мм<sup>2</sup> с одним кабелем в траншее -12,616 км) – 61 869,43 тыс. руб.;

КЛ 0,4 кВ(одножил. 200-250 мм<sup>2</sup> с одним кабелем в траншее -3,2 км) – 8 711,20 тыс. руб.

Отклонение **67 503,432** тыс. руб. с НДС.

**Предлагается:**

- 1. Изменить параметры проектируемых заходов КЛ 35 кВ выполнив его вместо 2x2,0км (ГНБ 2x0,45км), протяженностью 2x2,3 км и 2x0,95 км методом ГНБ (плата ориентировочно составит 518 359,575 тыс. руб. с НДС).**
- 2. Расчеты затрат по не типовым проектам (ДРСК не реализовывались) для оценки достаточности платы ТПр выполнять запрос ТКП подстанции.**