

**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 110-220 кВ  
электроэнергетической системы Приморского края в связи с подключением  
подстанции Катерная

Исполнитель

студент группы 942-об2

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.С. Мустанин

Руководитель

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.А. Казакул

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, 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 Мустанина Алексея Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: : Развитие электрических сетей напряжением 110-220 кВ электроэнергетической системы Приморского края в связи с подключением подстанции Катерная

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 05.06.2023

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: : электрическая схема подстанции, однолинейные схемы подстанций, контрольные замеры

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): общая характеристика района проектирования, разработка вариантов сети, расчет токов короткого замыкания, расчет и анализ электрических нагрузок, проектирование подстанции и защит.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) рисунка, таблиц, источника.

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

7. Дата выдачи задания 19.04.2023 г.

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

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

Задание принял к исполнению (дата): 19.04.2023

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Работа содержит 143 с., 16 рисунков, 56 таблиц, 24 источника.

ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ  
ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР  
НАПРЯЖЕНИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, КОМПЛЕКТНОЕ  
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, СИЛОВОЙ  
ТРАНСФОРМАТОР, ОШИНОВКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА,  
МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВО, ЭЛЕГАЗ, УРОВЕНЬ  
ШУМА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНА ТРУДА, ПОЖАРНАЯ  
БЕЗОПАСНОСТЬ.

В бакалаврской работе были разработаны варианты реконструкции электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Катерная. Из двух вариантов выбран наиболее оптимальный по приведенным затратам и сохранении параметров режима в допустимых пределах.

В ходе выполнения работы выполнен прогноз роста нагрузок с перспективой на 5-летний период; с учетом рассчитанных нагрузок произведен расчет режимов сети, технико-экономический расчет, а также расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования; выполнен расчет и разработка заземления и молниезащиты подстанции. Рассмотрен вопрос охраны труда на подстанции, рассчитаны параметры маслоприемника силового трансформатора, рассмотрен вопрос пожарной безопасности на объекте.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программно-вычислительные комплексы Microsoft Excel, Microsoft Visio, RastrWin 3.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	6
Введение	8
1 Общая характеристика района проектирования	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Владивостокского городского округа	10
1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания района проектирования	11
1.2.1 Описание выбранных источников питания	12
1.3 Анализ существующих режимов	18
1.3.1 Параметры для расчета режимов	19
1.3.2 Анализ результатов расчета режимов	27
2 Расчёт и анализ электрических нагрузок	33
2.1 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих ПС	36
3 Разработка вариантов конфигурации электрической сети	38
3.1 Описание, анализ и отбор трех вариантов конфигурации электрической сети	38
3.1.1 Вариант схемы №1	39
3.1.2 Вариант схемы №2	41
3.1.3 Вариант схемы №3	43
3.2 Расчет послеаварийных режимов	45
3.3 Компенсация реактивной мощности	60
3.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	60
3.5 Выбор сечений проводников	62
3.6 Технико-экономический расчет	66
3.6.1 Расчет капиталовложений	66
3.6.2 Расчет потерь электроэнергии	68
3.6.3 Расчет эксплуатационных издержек	68
3.6.4 Определение приведенных дисконтированных затрат	70

4	Расчет токов короткого замыкания	72
4.1	Расчет в RastrKZ	72
4.2	Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК	73
4.3	Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin 3	74
5	Выбор и проверка электрических аппаратов для ПС Катерная	81
5.1	Выбор и проверка выключателей	81
5.2	Выбор и проверка разъединителей	83
5.3	Выбор и проверка трансформаторов тока	83
5.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	86
5.5	Выбор и проверка токоведущих частей	87
5.6	Выбор и проверка изоляторов	89
5.7	Выбор ОПН	91
6	Выбор и проверка ячеек КРУ для ПС Катерная	95
6.1	Выбор и проверка выключателей	98
6.2	Выбор и проверка разъединителей	98
6.3	Выбор и проверка трансформаторов тока	99
6.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	99
6.5	Выбор и проверка токоведущих частей	100
6.6	Выбор и проверка изоляторов	103
6.7	Выбор ОПН	104
7	Выбор и проверка ТСН для ПС Катерная	108
8	Разработка молниезащиты и заземления для ПС Катерная	110
8.1	Расчёт заземления	110
8.2	Защита от прямых ударов молнии	115
9	Релейная защита	117
9.1	Требования к защите от коротких замыканий	119
9.2	Общие требования к системе РЗА	121
9.3	Общие требования к системе РЗА для линий 110 кВ	122
10	Безопасность и экологичность	126

10.1 Безопасность	126
10.2 Экологичность	129
10.3 Чрезвычайная ситуация	135
10 Заключение	140
Библиографический список	141

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КВЛ – кабельно-воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – собственные нужды;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ЭС – энергетическая система;

ОЭС – объединенная энергетическая система.

## ВВЕДЕНИЕ

На данный момент важными задачами, связанными с развитием электроэнергетики Приморского края, являются следующие:

1. Расширение сетевой инфраструктуры: Одним из приоритетных направлений является модернизация и развитие электрических сетей, чтобы обеспечить более надежную передачу электроэнергии. Планируется строительство новых подстанций, линий электропередачи и сетей распределения.

2. Удовлетворение потребности в тепловой и электрической энергии: Одной из основных целей является обеспечение энергетическими ресурсами, достаточными для удовлетворения растущего спроса на электричество и тепло. Разрабатываются планы по строительству новых энергетических объектов и модернизации существующих для повышения общей генерирующей мощности.

3. Повышение энергоэффективности: Важным аспектом развития электроэнергетики является снижение потребления энергии и оптимизация использования ресурсов. Внедрение энергосберегающих технологий, обучение населения осознанному использованию энергии и рациональное планирование потребления электроэнергии способствуют улучшению энергоэффективности.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Катерная.

Одним из важных аспектов данной работы является актуальность рассматриваемого подключения потребителя, которое подтверждено заявкой на технологическое присоединение от 09.06.2022 № ТПр 6313/22. Это свидетельствует о реальной потребности в расширении и модернизации электрических сетей для обеспечения новых потребителей электроэнергией.

Цель работы – разработка наиболее рациональной с технической точки зрения схемы подключения нагрузок ПС Катерная.



Для выполнения поставленной цели требуется решить следующие задачи:

- анализ электроэнергетической сети;
- расчет нормальных и послеаварийных режимов сети в соответствии с выбранными вариантами конфигурации сети;
- разработка вариантов реконструкции сети, которая потребуется для подключения подстанции Катерная;
- расчёт токов короткого замыкания;
- выбор оборудования подстанции, разработка заземления и молниезащиты подстанции;
- расчет безопасности и экологичности проекта.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы использовались следующие программно-вычислительные комплексы:

1. MathCad 15
2. Microsoft Office Excel
3. Microsoft Office Visio
4. RastrWin 3
5. MathType 6.0

## 1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Данный раздел содержит анализ климатических характеристик, а также был проведен анализ электрических сетей в районе проектирования, в рамках проекта подстанции Катерная, которая будет размещена в городе Владивостоке.

### **1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Владивостокского городского округа**

Владивостокский городской округ, расположенный на побережье Японского моря, является административно-территориальной единицей, входящей в состав Приморского края. Он охватывает территорию полуострова Муравьёва-Амурского до посёлка Трудовое, полуострова Песчаный и островов в заливе Петра Великого. Границы округа на западе соприкасаются с водами Амурского залива, на юге - с бухтами Золотой Рог, Диомид, Большой Улисс, Патрокл и проливом Босфор Восточный, а на востоке - с водами Уссурийского залива.

Общая площадь Владивостокского городского округа составляет 561,54 км<sup>2</sup>.

Климат Владивостока можно охарактеризовать как умеренный муссонный. Он отличается ярко выраженными сезонными изменениями воздушных масс. Зимой в городе царит холодная, сухая и ясная погода, средняя скорость ветра составляет 6-9 м/с. Весна прохладная, с высокой влажностью и преобладанием юго-восточных ветров. Количество осадков в этот период варьирует от 7 до 26 мм.

Первая половина лета характеризуется прохладной и облачной погодой, а вторая половина становится более теплой, с преобладанием юго-восточных ветров. В летний период встречаются тайфуны, сопровождающиеся ливневыми дождями и ветрами скоростью от 20 до 35 м/с. Влажность воздуха достигает высоких значений до 90%.

Осень во Владивостоке теплая и сухая, ноябрь характеризуется сменой ветров с юго-восточных на северные направления.

Средний годовой уровень осадков в Владивостоке составляет 840 мм. Зафиксирован рекордный максимум осадков за сутки, который составил 243,5 мм. Среднегодовое давление в городе составляет 763 мм ртутного столба.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	V
Район по ветру	IV
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	30
Нормативное ветровое давление, Па	800(36 м/с)
Интенсивность пляски проводов	умеренная
Степень загрязнения атмосферы	II
Относительная влажность воздуха, %	70-80

На территории Приморского края преобладает горный рельеф. Более 80% его территории составляют горы и холмистые районы. Речные долины и низменные межгорные впадины занимают менее двадцати процентов общей площади региона.

## **1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания района проектирования**

Операционная зона Филиала Акционерного общества "СО ЕЭС" - Приморское РДУ охватывает энергосистему Приморского края. Эта энергосистема объединена с энергосистемами Еврейской автономной области и Хабаровского края через несколько линий [29].

- ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Хехцир 2;
- ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Бикин/т;
- ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – НПС-36;
- ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Розенгартовка/т;
- ВЛ 110 кВ Приморская ГРЭС – Бикин.

Рассматриваемый район проектирования относится к южным электрическим сетям. В нём размещается проектируемая подстанция Катерная и

прилегающие к ней подстанции, которые находятся в пределах Владивостокского городского округа. Следовательно, они относятся к энергорайону города Владивостока.

По данным от 01.01.2022 года на территории города Владивостока находятся следующие электростанции:

- Артёмовская ТЭЦ с установленной мощностью 400 МВт;
- Восточная ТЭЦ с установленной мощностью 139,5 МВт;
- Владивостокская ТЭЦ-2 с установленной мощностью 497 МВт;
- Мини-ТЭЦ Северная с установленной мощностью 3,6 МВт;
- Мини-ТЭЦ Океанариум с установленной мощностью 13,2 МВт;
- Мини-ТЭЦ Центральная с установленной мощностью 33,0 МВт.

В данной работе в качестве источников питания были выбраны Владивостокская ТЭЦ-2 и Восточная ТЭЦ.

#### 1.2.1 Описание выбранных источников питания

##### **Владивостокская ТЭЦ 2**

Владивостокская ТЭЦ-2 является тепловой паротурбинной электростанцией с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Ее установленная мощность составляет 497 МВт, а тепловая мощность равна 1051 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. В качестве основного топлива на Владивостокской ТЭЦ-2 используется природный газ сахалинских месторождений, который используется на 10 котлоагрегатах. Также в меньшей степени (на четырех котлоагрегатах) применяется бурый уголь Павловского разреза.

На Владивостокской ТЭЦ-2 пар для турбин вырабатывается 14 котлоагрегатами типа Е-210-140. Температура перегретого пара составляет 545°С. Система технического водоснабжения на станции является прямоточной и использует морскую воду. Морская вода подается с береговой насосной станции по трём металлическим водоводам и тоннелям. Морская вода

используется для охлаждения конденсаторов турбоагрегатов и промежуточных контуров турбинного оборудования, а также для удаления золы и шлака.

### РУ ВН ВТЭЦ 2:

УНОМ: 220 кВ

Схема РУ: 13Н Две рабочие и обходная системы шин.

Количество ячеек: 2 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину.

Электроэнергия на Владивостокской ТЭЦ-2 подается в энергосистему через открытое распределительное устройство (ОРУ) напряжением 220 кВ и закрытое распределительное устройство (ЗРУ) напряжением 110 кВ. Это осуществляется по следующим линиям электропередачи:

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.

Таблица 2 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр	I <sub>х</sub> , %
		В–С	В–Н	С–Н				
АТДЦТН–125000/220/110	2	11	45	28	430	125	625	0,5
ТДЦ–125000/220/15.7	2	11			305	65	625	0,5

Таблица 3 – Генераторы

Марка	Кол-во	Р <sub>НОМ</sub> , МВт	U <sub>НОМ</sub> , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТВФ-100-2У3	2	100	15.75	1500

РУ СН ВТЭЦ 2:U<sub>НОМ</sub>: 110 кВ

Схема РУ: 13Н Две рабочие и обходная системы шин.

Количество ячеек: 6 линейных, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин.

Таблица 4 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр	I <sub>х</sub> , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АТДЦТН- 125000/220/110	2	11	45	28	430	125	625	0,5
ТЦ-125000/110/15.7	2	13			600	250	1125	0,45

Таблица 5 – Генераторы

Марка	Кол-во	Р <sub>НОМ</sub> , МВт	U <sub>НОМ</sub> , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТВФ-120-2У3	2	120	15.75	1500
ТВФ-100-2У3	2	100	15.75	1500

**Восточная ТЭЦ**

Восточная ТЭЦ является тепловой газотурбинной электростанцией с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии. Установленная электрическая мощность станции составляет 139,5 МВт, а тепловая мощность равна 431,98 Гкал/ч. В качестве топлива используется природный газ сахалинских месторождений. Основное оборудование Восточной ТЭЦ включает в себя три газотурбинные установки LM 6000 PF Sprint, производства фирмы General Electric, три котла-утилизатора КУВ-46,4-130, три

пиковых водогрейных котла КВ-ГМ-116,3-150 и два паровых котла ТТ-200. Выдача электроэнергии в энергосистему осуществляется через комплектное распределительное устройство (КРУЭ) напряжением 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 110 кВ ТЭЦ Восточная — ПС 2Р;

ВЛ 110 кВ ТЭЦ Восточная — ПС СИ;

ВЛ 110 кВ ТЭЦ Восточная — ПС 1Р;

ВЛ 110 кВ ТЭЦ Восточная — ПС Зеленый угол.

РУ ВН Восточной ТЭЦ:

U<sub>НОМ</sub>: 110 кВ

Схема РУ: 13 Две рабочие системы шин.

Количество ячеек: 4 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину.

Таблица 6 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр	I <sub>х</sub> , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДЦ-63000/110/15.7	3	10.5			310	70	480	0,6

Таблица 7 – Генераторы

Марка	Кол-во	P <sub>НОМ</sub> , МВт	U <sub>НОМ</sub> , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
LM 6000 PF Sprint	3	46.5	10.5	3000

Данные о подстанциях, расположенных в районе проектирования приведены в таблице 4.

Таблица 8 – Подстанции района проектирования

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Схема РУ ВН
1	2	3
ПС Зеленый угол	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС Русская	Транзитная	Мостик (5Н)
ПС Загородная	Отпаечная	Мостик (5Н)

Продолжение таблицы 8

1	2	3	
ПС Улисс	Отпаечная	Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий (4Н)	
ПС Чуркин	Тупиковая	Мостик (5Н)	
ПС Орлиная	Транзитная	Мостик (5Н)	
ПС Залив	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)	
ПС Амурская	Транзитная	Мостик (5Н)	
ПС 2Р	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)	
ПС 1Р	Транзитная	Мостик (5Н)	
ПС Стройиндустрия	Транзитная	Мостик (5Н)	
ПС Мингородок	Транзитная	Мостик (5Н)	
ПС Потрокл	Транзитная	220	Мостик (5Н)
		110	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС Голубинка	Отпаечная	110	Мостик (5Н)
		35	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС А	Узловая	110	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
		35	Две рабочие системы шин (13)
ПС Голдобин	Узловая	110	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
		35	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)



Продолжение таблицы 8

1	2	3	
ПС Волна	Узловая	220	Четырехугольник (7)
		110	Одна рабочая секционированная выключателям и обходная система шин (12)
ПС Владивосток	Узловая	500	Треугольник (6Н)
		220	Две рабочие системы шин (13)

Также для выполнения работы в таблице 5 рассмотрим линии электропередачи, расположенные в районе проектирования и связывающие подстанции.

Таблица 9 – Характеристики ЛЭП района проектирования

Наименование линии	U <sub>ном</sub> , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
1	2	3	4	5
ВТЭЦ 2 – Зеленый угол	220	АСК - 300	4.1	ВЛ
Зеленый угол - Патрокл		АСК - 300	8.8	ВЛ
Зеленый угол - Русская		АСК - 300	15.1	ВЛ
Русская - Патрокл		АСК - 300	6.3	ВЛ
Зеленый угол - Волна		АСК - 300	11.41	ВЛ
Зеленый угол - Владивосток		АСК - 300	62.5	ВЛ
Волна - Владивосток		АСК - 300	53.63	ВЛ
ВТЭЦ 2 - Голубинка	110	АС - 240	6.3	ВЛ
ВТЭЦ 2 - Голубинка		АС - 240	6.3	ВЛ
ВТЭЦ 2 - А		АС - 300	2.83	ВЛ
ВТЭЦ 2 - А		АС - 300	2.83	ВЛ
ВТЭЦ 2 – Оп.29		АС - 150	3.1	ВЛ
ВТЭЦ 2 – Оп.11		АС - 150	3.1	ВЛ
Патрокл - Оп.11		АС - 150	0.07	ВЛ
Загородная - Оп.11		АС - 120	0.6	ВЛ
Загородная - Оп.29		АС - 120	0.6	ВЛ
Оп.29 – Оп.8		АС - 150	0.2	ВЛ
Патрокл – Оп.8		АС - 150	2.8	ВЛ

1	2	3	4	5
Голдобин – Оп.8	110	АС - 150	0.75	ВЛ
Голдобин – Оп.8		АС - 150	0.75	ВЛ
Голдобин - Чуркин		АС - 150	2.43	ВЛ
Голдобин - Чуркин		АС - 150	2.43	ВЛ
Голубинка - Орлиная		АСО - 240	1.11	ВЛ
Голубинка - Залив		АС - 300	2.7	ВЛ
Орлиная – ВТЭЦ 1		АС - 240	1.24	ВЛ
Залив - Амурская		АС - 240	1	ВЛ
ВТЭЦ 1 – Оп 46		АС - 240	4.66	ВЛ
Амурская – Оп 28		АС - 240	1.9	ВЛ
Оп 46 – 1Р тяга		АС - 120	0.1	ВЛ
Оп 28 - 1Р тяга		АС - 120	0.1	ВЛ
Оп 46 – Волна		АС - 240	4.6	ВЛ
Оп 28 - 2Р		АС - 240	3.5	ВЛ
2Р – Волна		АС - 300	2.3	ВЛ
2Р – Стройиндустрия		АС - 300	3.4	ВЛ
2Р – Восточная ТЭЦ		АПвПу2г	5.2	КЛ
ВТЭЦ – Стройиндустрия		АПвПу2г	0.7	КЛ
ВТЭЦ – Зеленый угол		АПвПу2г	3.9	КЛ
ВТЭЦ – 1Р		АПвПу2г	2.2	КЛ
1Р – Мингородок		АС - 300	2.4	ВЛ
Зеленый угол – Мингородок		АС - 240	0.86	ВЛ
Зеленый угол - А		АС - 240	3.27	ВЛ
Зеленый угол - А		АС - 240	3.27	ВЛ
Волна - Бурун		АС - 300	4.29	ВЛ
Волна – 2Р		АС - 300	1.96	ВЛ

Главными операторами распределительных электрических сетей напряжением 35-110 кВ в рассматриваемом регионе являются Акционерное общество "Дальневосточная Распределительная Сетевая Компания" (АО "ДРСК") и его филиал "Приморские электрические сети". Филиал "Приморские электрические сети" занимается обслуживанием и эксплуатацией этих сетей, обеспечивая надежную передачу электроэнергии по указанным напряжениям.

### 1.3 Анализ существующих режимов

Для рассматриваемого участка электрической сети были выбраны три тепловые электростанции - ВТЭЦ 1, ВТЭЦ 2 и Восточная ТЭЦ. Также включены подстанции с высшим классом напряжения: подстанция Владивосток с напряжением 500 кВ, а также подстанции ПС Зеленый угол, ПС Патрокл, ПС Русская и ПС Волна с напряжением 220 кВ. Дополнительно, включены

подстанции с классом напряжения 110 кВ: ПС А, ПС Голубинка, ПС Загородная, ПС Улисс, ПС Голдобин, ПС Чуркин, ПС Орлиная, ПС Залив, ПС Амурская, ПС 1Р тяга, ПС 2Р, ПС Стройиндустрия, ПС 1Р и ПС Мингородок. На рисунке 3 представлена карта-схема данного участка электрической сети.

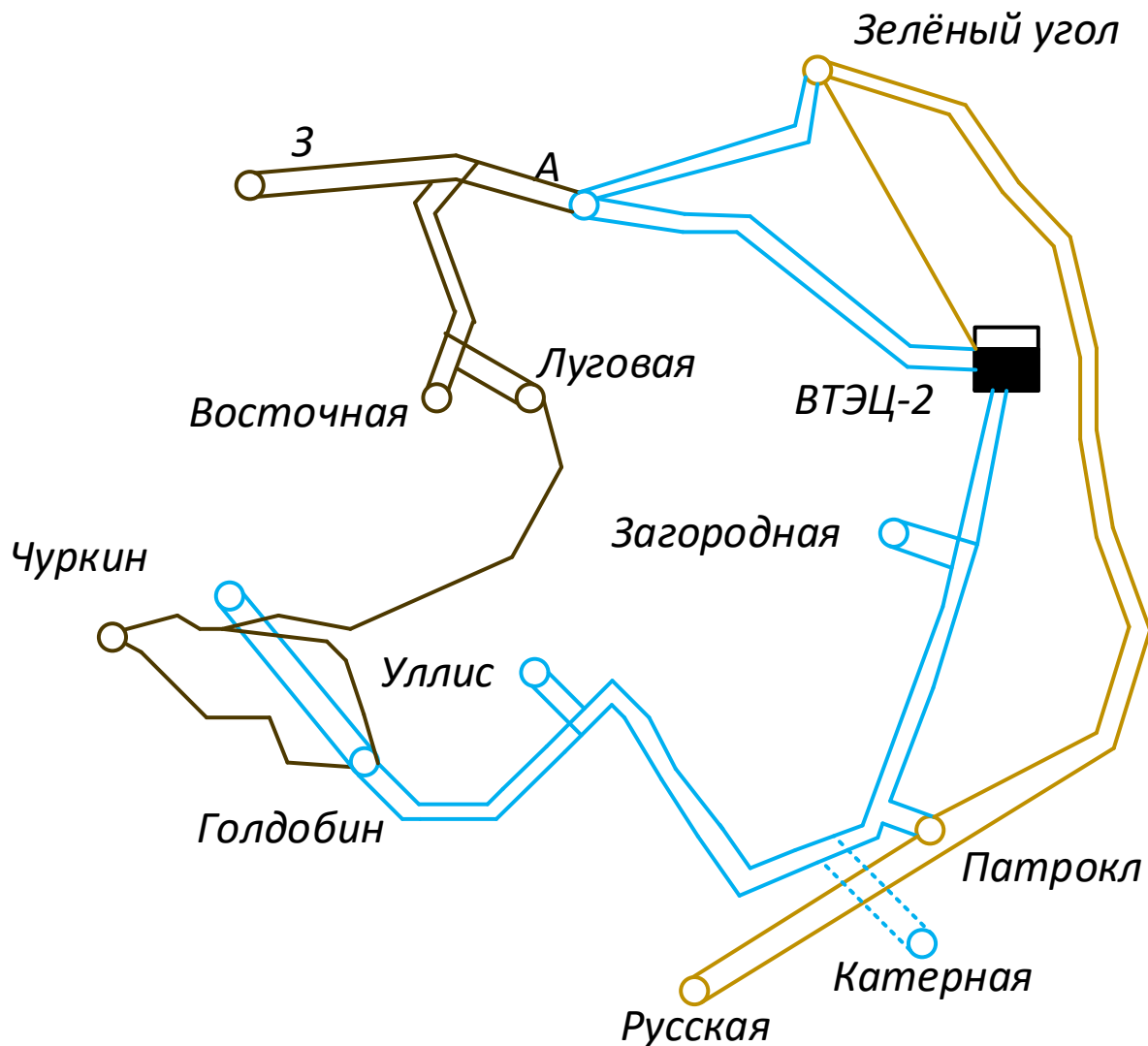


Рисунок 1 – Карта-схема рассматриваемого участка электрической сети

### 1.3.1 Параметры для расчета режимов

Режим электроэнергетической системы определяется состоянием системы в конкретный момент времени, учитывая ее параметры. Расчет режимов работы электроэнергетической системы является неотъемлемой частью проектирования электрических сетей. В результате расчета получают различные параметры режима работы, включая потоки активной и реактивной мощности в элементах сети, потери мощности и энергии, уровни напряжения, токи и другие. Эти

параметры являются ключевыми для оптимальной работы системы и обеспечения надлежащего электроснабжения.

В данной выпускной квалификационной работе для расчета режимов работы электроэнергетической системы использовался прикладной вычислительный комплекс (ПВК) RastrWin 3. Для получения параметров режима в ПВК RastrWin 3 необходимо провести расчет параметров элементов электрической сети, таких как линии передачи, трансформаторы и другие. В рамках расчета могут учитываться такие параметры, как сопротивления, проводимости, коэффициенты трансформации и другие характеристики указанных элементов.

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:

$$G = g_0 \cdot l_{BL}, \quad (4)$$

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.

В таблицах 6, 7 приведены данные для расчета режимов.

Таблица 10 – Параметры узлов

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
База	1	ПС Владивосток 220 кВ	220,0	0,0	0,0	131,3	76,6	240,0
Нагр	2	ПС Волна 220 кВ	220,0	0,0	0,0	0,0	0,0	234,1
Нагр	3	ПС Волна Н1	220,0	0,0	0,0	0,0	0,0	228,2
Нагр	4	ПС Волна Н2	220,0	0,0	0,0	0,0	0,0	228,2
Нагр	5	ПС Волна 110 кВ	110,0	56,7	26,4	0,0	0,0	114,1
Нагр	6	ПС Волна 6 кВ	6,3	18,4	7,5	0,0	0,0	6,5
Нагр	7	ПС Зеленый угол 220 кВ	220,0	0,0	0,0	0,0	0,0	234,2
Нагр	8	ПС Зеленый угол Н1	220,0	0,0	0,0	0,0	0,0	228,8
Нагр	9	ПС Зеленый угол Н2	220,0	0,0	0,0	0,0	0,0	228,8
Нагр	10	ПС Зеленый угол 110 кВ	110,0	3,8	0,4	0,0	0,0	114,4
Нагр	11	ПС Зеленый угол 10 кВ	10,5	18,0	3,4	0,0	0,0	10,8
Нагр	12	ПС Патрокл 220 кВ	220,0	0,0	0,0	0,0	0,0	234,3
Нагр	13	ПС Патрокл Н1	220,0	0,0	0,0	0,0	0,0	234,3
Нагр	14	ПС Патрокл Н2	220,0	0,0	0,0	0,0	0,0	234,3
Нагр	15	ПС Патрокл 110 кВ	110,0	0,0	0,0	0,0	0,0	114,4
Нагр	16	ПС Патрокл 10 кВ	10,5	1,6	0,1	0,0	0,0	11,2
Нагр	17	ВТЭЦ 2 220 кВ	220,0	7,8	6,0	78,0	4,0	233,9
Нагр	18	ВТЭЦ 2 Н1	220,0	0,0	0,0	0,0	0,0	229,4
Нагр	19	ВТЭЦ 2 Н2	220,0	0,0	0,0	0,0	0,0	229,4
Нагр	20	ВТЭЦ 2 110 кВ	110,0	36,2	8,1	172,0	36,0	114,7
Нагр	21	ВТЭЦ 2 10 кВ	10,5	12,0	7,9	49,0	14,0	11,0
Нагр	22	ПС 2Р 110 кВ	110,0	20,8	7,5	0,0	0,0	114,0
Нагр	23	ПС 1Р тяга 110 кВ	110,0	1,7	3,8	0,0	0,0	114,0
Нагр	24	ПС Амурская 110 кВ	110,0	9,5	3,6	0,0	0,0	114,0
Нагр	25	ПС Залив 110 кВ	110,0	28,7	2,2	0,0	0,0	114,0
Нагр	26	ВТЭЦ 1 110 кВ	110,0	14,0	4,8	0,0	0,0	114,1
Нагр	27	ПС Орлиная 110 кВ	110,0	0,2	0,1	0,0	0,0	114,1
Нагр	28	ПС Голубинка 110 кВ	110,0	22,2	7,4	0,0	0,0	114,2
Нагр	29	ПС А 110 кВ	110,0	37,0	15,1	0,0	0,0	114,5
Нагр	30	ПС Загородная 110 кВ	110,0	14,1	5,7	0,0	0,0	114,4
Нагр	31	ПС Улисс 110 кВ	110,0	17,5	6,9	0,0	0,0	114,3
Нагр	32	ПС Голдобин 110 кВ	110,0	25,4	9,1	0,0	0,0	114,2
Нагр	33	ПС Чуркин 110 кВ	110,0	13,4	4,7	0,0	0,0	114,2
Нагр	34	ПС Стройиндустрия 110 кВ	110,0	18,3	7,0	0,0	0,0	114,1
Нагр	35	Восточная ТЭЦ 110 кВ	110,0	0,0	0,0	0,0	0,0	114,1
Нагр	36	ПС 1Р 110 кВ	110,0	12,6	4,9	0,0	0,0	114,2
Нагр	37	ПС Мингородок 110 кВ	110,0	12,1	5,0	0,0	0,0	114,3
Нагр	38	ПС Русская 220 кВ	220,0	13,8	-18,9	0,0	0,0	234,4

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	39	Оп 29	110,0	0,0	0,0	0,0	0,0	114,3
Нагр	40	Оп 11	110,0	0,0	0,0	0,0	0,0	114,4
Нагр	41	Оп 8	110,0	0,0	0,0	0,0	0,0	114,3
Нагр	42	Оп 46	110,0	0,0	0,0	0,0	0,0	114,0
Нагр	43	Оп 28	110,0	0,0	0,0	0,0	0,0	114,0
Нагр	44	ПС Бурун	110,0	12,1	5,0	0,0	0,0	114,0

Таблица 11 – Параметры ветвей

Тип	N_ нач	N_ кон	Название	R	X	B	P_ нач	Q_ на ч	Кт/г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	2	3	ПС Волна 220 кВ - ПС Волна Н1	0,55	59,2	11,8	-40,2	-24,5	1
Тр-р	2	4	ПС Волна 220 кВ - ПС Волна Н2	0,55	59,2	11,8	-40,2	-24,5	1
Тр-р	3	5	ПС Волна Н1 - ПС Волна 110 кВ	0,48	0	0	-30,9	-17,6	0,5
Тр-р	4	5	ПС Волна Н2 - ПС Волна 110 кВ	0,48	0	0	-30,9	-17,6	0,5
Тр-р	3	6	ПС Волна Н1 - ПС Волна 6 кВ	3,2	131	0	-9,2	-4,0	0,02 86
Тр-р	4	6	ПС Волна Н2 - ПС Волна 6 кВ	3,2	131	0	-9,2	-4,0	0,02 86
Тр-р	7	8	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Зеленый угол Н1	1,4	104	5,95	-20,7	-12,6	1
Тр-р	7	9	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Зеленый угол Н2	1,4	104	5,95	-20,7	-12,6	1
Тр-р	8	10	ПС Зеленый угол Н1 - ПС Зеленый угол 110 кВ	1,4	0	0	-11,7	-9,2	0,5
Тр-р	9	10	ПС Зеленый угол Н2 - ПС Зеленый угол 110 кВ	1,4	0	0	-11,7	-9,2	0,5
Тр-р	8	11	ПС Зеленый угол Н1 - ПС Зеленый угол 10 кВ	2,8	195, 6	0	-9,0	-2,0	0,04 77
Тр-р	9	11	ПС Зеленый угол Н2 - ПС Зеленый угол 10 кВ	2,8	195, 6	0	-9,0	-2,0	0,04 77
Тр-р	12	13	ПС Патрокл 220 кВ - ПС Патрокл Н1	1,4	104	6	-0,8	-0,4	1
Тр-р	12	14	ПС Патрокл 220 кВ - ПС Патрокл Н2	1,4	104	6	-0,8	-0,4	1
Тр-р	13	15	ПС Патрокл Н1 - ПС Патрокл 110 кВ	1,4	0	0	0,0	0,0	0,5
Тр-р	14	15	ПС Патрокл Н2 - ПС Патрокл 110 кВ	1,4	0	0	0,0	0,0	0,5
Тр-р	13	16	ПС Патрокл Н1 - ПС Патрокл 10 кВ	2,8	195, 6	0	-0,8	-0,1	0,04 77

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	14	16	ПС Патрокл Н2 - ПС Патрокл 10 кВ	2,8	195,6	0	-0,8	-0,1	0,0477
Тр-р	17	18	ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н1	0,55	59,2	11,8	-31,5	-18,5	1
Тр-р	17	19	ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н2	0,55	59,2	11,8	-31,5	-18,5	1
Тр-р	18	20	ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 110 кВ	0,48	0	0	-49,9	-18,6	0,5
Тр-р	19	20	ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 110 кВ	0,48	0	0	-49,9	-18,6	0,5
Тр-р	18	21	ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 10 кВ	3,2	131	0	18,5	2,2	0,0477
Тр-р	19	21	ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 10 кВ	3,2	131	0	18,5	2,2	0,0477
ЛЭП	17	7	ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	0,4	1,76	-10,82	-7,1	38,9	0
ЛЭП	7	12	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	0,86	3,77	-23,23	-8,1	11,1	0
ЛЭП	7	38	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	1,48	6,48	-39,86	-7,4	11,4	0
ЛЭП	12	38	ПС Патрокл 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	0,62	2,7	-16,63	-6,4	10,6	0
ЛЭП	7	2	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Волна 220 кВ	1,12	4,89	-30,12	-9,4	-0,4	0
ЛЭП	7	1	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	6,12	26,81	-165	59,1	41,4	0
ЛЭП	2	1	ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	5,25	23	-141,58	71,0	47,1	0
ЛЭП	20	28	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	0,76	2,55	-17,7	-41,7	-9,4	0
ЛЭП	20	28	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	0,76	2,55	-17,7	-41,7	-9,4	0
ЛЭП	20	29	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	0,28	1,21	-7,47	-40,8	-10,1	0
ЛЭП	20	29	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	0,28	1,21	-7,47	-40,8	-10,1	0
ЛЭП	20	39	ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 29	0,61	1,3	-8,37	-41,3	-15,1	0
ЛЭП	20	40	ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 11	0,61	1,3	-8,37	-29,3	-11,0	0
ЛЭП	15	40	ПС Патрокл 110 кВ - Оп 11	0,01	0,01	-0,3	15,1	5,3	0
ЛЭП	30	40	ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	0,13	0,22	-1,34	7,1	2,9	0
ЛЭП	30	40	ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	0,13	0,22	-1,34	7,1	2,9	0
ЛЭП	39	41	Оп 29 - Оп 8	0,4	0,08	-0,54	-6,2	2,8	0
ЛЭП	15	41	ПС Патрокл 110 кВ - Оп 8	0,55	1,17	-7,56	-15,1	-5,3	0
ЛЭП	32	41	ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	0,15	0,31	-2	19,4	6,8	0



## Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	32	41	ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	0,15	0,31	-2	19,4	6,8	0
ЛЭП	32	33	ПС Голдобин 110 кВ - ПС Чуркин 110 кВ	0,48	1,02	-6,56	-6,7	-2,2	0
ЛЭП	32	33	ПС Голдобин 110 кВ - ПС Чуркин 110 кВ	0,48	1,02	-6,56	-6,7	-2,2	0
ЛЭП	28	25	ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	0,26	1,16	-7,13	-35,4	-5,8	0
ЛЭП	26	27	ВТЭЦ 1 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	0,15	0,5	-3,48	12,0	2,5	0
ЛЭП	25	24	ПС Залив 110 кВ - ПС Амурская 110 кВ	0,12	0,40 5	-2,81	-6,7	-3,6	0
ЛЭП	26	42	ВТЭЦ 1 110 кВ - Оп 46	0,56	1,89	- 13,0 9	-11,4	-0,5	0
ЛЭП	24	43	ПС Амурская 110 кВ - Оп 28	0,23	0,77	-5,34	2,8	0,0	0
ЛЭП	5	42	ПС Волна 110 кВ - Оп 46	0,55	1,86	- 12,9 3	2,4	-2,2	0
ЛЭП	22	43	ПС 2Р 110 кВ - Оп 28	0,42	1,42	-9,83	4,5	-0,6	0
ЛЭП	23	42	ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 46	0,02 5	0,04 3	-0,26	9,0	3,0	0
ЛЭП	23	43	ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 28	0,02 5	0,04 3	-0,26	-7,4	0,8	0
ЛЭП	36	37	ПС 1Р 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	0,23	1,03	-6,33	18,2	6,0	0
ЛЭП	10	37	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	0,12	0,45	-2,81	-30,3	-10,9	0
ЛЭП	35	22	Восточная ТЭЦ 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ	0,52	3,17	0	-9,4	-3,1	0
ЛЭП	35	34	Восточная ТЭЦ 110 кВ - ПС Стройиндустрия 110 кВ	0,07	0,43	0	-29,9	-10,0	0
ЛЭП	35	36	Восточная ТЭЦ 110 кВ - ПС 1Р 110 кВ	0,39	2,38	0	5,6	1,1	0
ЛЭП	35	10	Восточная ТЭЦ 110 кВ - ПС Зеленый угол 110 кВ	0,22	1,34	0	33,7	12,0	0
ЛЭП	39	31	Оп 29 - ПС Улисс 110 кВ	0,02	0,04 2	-0,27	-35,0	-17,8	0
ЛЭП	41	31	Оп 8 - ПС Улисс 110 кВ	0,02	0,04 2	-0,27	17,5	11,0	0
ЛЭП	10	29	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	0,39	1,32	-9,2	22,3	2,6	0
ЛЭП	10	29	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	0,39	1,32	-9,19	22,3	2,6	0
ЛЭП	34	22	ПС Стройиндустрия 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ	0,33	1,46	-8,97	-11,6	-3,0	0
ЛЭП	5	22	ПС Волна 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ	0,22	0,99	-6	-2,6	-3,8	0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	5	44	ПС Волна 110 кВ - ПС Бурун	0,42	1,84	-11,3 2	-4,8	-2,9	0
ЛЭП	44	22	ПС Бурун - ПС 2Р 110 кВ	0,19	0,84	-5,17	7,3	2,0	0
ЛЭП	26	27	ВТЭЦ 1 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	0,13	0,45	-3,12	13,4	2,9	0
ЛЭП	27	28	ПС Орлиная 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	0,15	0,5	-3,48	25,6	5,4	0

Таблица 12 – Расчетные значения напряжений в узлах при нормальном режиме

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Владивосток 220 кВ	220	240,0	9,1
ПС Волна 220 кВ	220	234,1	6,4
ПС Волна Н1	220	228,2	3,7
ПС Волна Н2	220	228,2	3,7
ПС Волна 110 кВ	110	114,1	3,7
ПС Волна 6 кВ	6,3	6,5	2,5
ПС Зеленый угол 220 кВ	220	234,2	6,4
ПС Зеленый угол Н1	220	228,8	4,0
ПС Зеленый угол Н2	220	228,8	4,0
ПС Зеленый угол 110 кВ	110	114,4	4,0
ПС Зеленый угол 10 кВ	10,5	10,8	3,2
ПС Патрокл 220 кВ	220	234,3	6,5
ПС Патрокл Н1	220	234,3	6,5
ПС Патрокл Н2	220	234,3	6,5
ПС Патрокл 110 кВ	110	114,4	4,0
ПС Патрокл 10 кВ	10,5	11,2	6,4
ВТЭЦ 2 220 кВ	220	233,9	6,3
ВТЭЦ 2 Н1	220	229,4	4,3
ВТЭЦ 2 Н2	220	229,4	4,3
ВТЭЦ 2 110 кВ	110	114,7	4,2
ВТЭЦ 2 10 кВ	10,5	11,0	5,0
ПС 2Р 110 кВ	110	114,0	3,7
ПС 1Р тяга 110 кВ	110	114,0	3,7
ПС Амурская 110 кВ	110	114,0	3,7
ПС Залив 110 кВ	110	114,0	3,7
ВТЭЦ 1 110 кВ	110	114,1	3,7
ПС Орлиная 110 кВ	110	114,1	3,7
ПС Голубинка 110 кВ	110	114,2	3,8
ПС А 110 кВ	110	114,5	4,1
ПС Загородная 110 кВ	110	114,4	4,0
ПС Улисс 110 кВ	110	114,3	3,9
ПС Голдобин 110 кВ	110	114,2	3,8

1	2	3	4
ПС Чуркин 110 кВ	110	114,2	3,8
ПС Стройиндустрия 110 кВ	110	114,1	3,7
Восточная ТЭЦ 110 кВ	110	114,1	3,8
ПС 1Р 110 кВ	110	114,2	3,8
ПС Мингородок 110 кВ	110	114,3	3,9
ПС Русская 220 кВ	220	234,4	6,5
Оп 29	110	114,3	3,9
Оп 11	110	114,4	4,0
Оп 8	110	114,3	3,9
Оп 46	110	114,0	3,7
Оп 28	110	114,0	3,7
ПС Бурун	110	114,0	3,6

### 1.3.2 Анализ результатов расчета режимов

Расчет произведен в программе ПВК RastrWin3.

Согласно требованиям ГОСТ 32144-2013 "Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения" и постановлению Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 года №937, определены следующие допустимые колебания напряжения:

1. В узлах сети допустимое отклонение напряжения составляет  $\pm 10\%$  от номинального значения.

2. На подстанциях допустимые колебания напряжения также составляют  $\pm 10\%$ . При кратковременном отклонении допустимое отклонение может быть до 10% в обе стороны, а при длительном отклонении - до 5% от нормы, но не выше наибольшего рабочего напряжения.

Эти нормы и требования регулируют качество электрической энергии в системах электроснабжения и имеют цель обеспечить надлежащую работу технических средств и устройств при подключении к сети [4].

В этом режиме значения напряжений в узлах сети остаются в допустимых пределах, токовые нагрузки линий также длительное время не превышают допустимые.

Схема потокораспределения данного режима приведена на рисунке 4

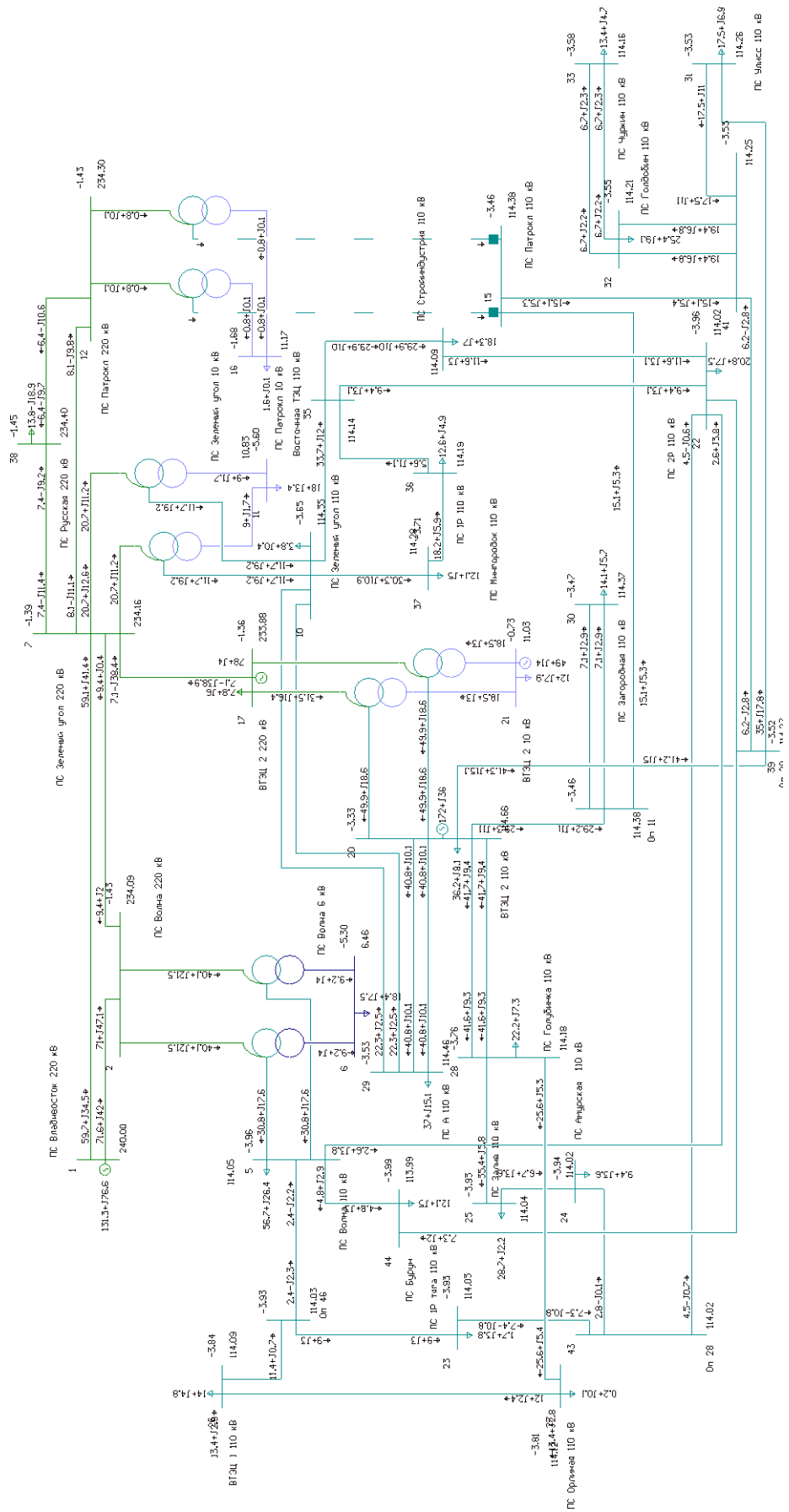


Рисунок 2 – Схема потокораспределения

Далее производится расчет послеаварийного режима отключения ВЛ 110 кВ ВТЭЦ 2 – Улисс.

Таблица 13 – Токовые нагрузки ЛЭП в режиме отключения отключения ВЛ 110 кВ ВТЭЦ 2 – Улисс

Наименование ЛЭП	Максимальный ток , А	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А
1	2	3	4
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 11	380,3	445	85,5
ПС Патрокл 110 кВ - Оп 11	303,6	445	68,2
ПС Патрокл 110 кВ - Оп 8	303,3	445	68,2
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	215,1	610	35,3
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	215,1	619	34,8
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	211,5	690	30,7
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	211,5	690	30,7
ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	210,6	690	30,5
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	162,7	610	26,7
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	181,2	690	26,3
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	178,6	690	25,9
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	104,7	445	23,5
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	104,7	445	23,5
ПС Орлиная 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	132,4	610	21,7
Оп 8 - ПС Улисс 110 кВ	95,9	445	21,6
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	113,0	610	18,5
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	113,0	610	18,5
ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	98,2	690	14,2
ПС 1Р 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	96,7	690	14,0
ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 46	48,3	380	12,7

Таблица 14 – Расчетные значения напряжений в узлах в режиме отключения ВЛ 110 кВ ВТЭЦ 2 – Улисс

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Владивосток 220 кВ	220	240,0	9,1
ПС Волна 220 кВ	220	234,1	6,4
ПС Волна Н1	220	228,1	3,7
ПС Волна Н2	220	228,1	3,7
ПС Волна 110 кВ	110	114,0	3,7
ПС Волна 6 кВ	6,3	6,5	2,5

1	2	3	4
ПС Зеленый угол 220 кВ	220	234,1	6,4
ПС Зеленый угол Н1	220	228,7	4,0
ПС Зеленый угол Н2	220	228,7	4,0
ПС Зеленый угол 110 кВ	110	114,3	3,9
ПС Зеленый угол 10 кВ	10,5	10,8	3,1
ПС Патрокл 220 кВ	220	234,3	6,5
ПС Патрокл Н1	220	234,2	6,5
ПС Патрокл Н2	220	234,2	6,5
ПС Патрокл 110 кВ	110	113,9	3,6
ПС Патрокл 10 кВ	10,5	11,2	6,4
ВТЭЦ 2 220 кВ	220	233,8	6,3
ВТЭЦ 2 Н1	220	229,4	4,3
ВТЭЦ 2 Н2	220	229,4	4,3
ВТЭЦ 2 110 кВ	110	114,6	4,2
ВТЭЦ 2 10 кВ	10,5	11,0	5,0
ПС 2Р 110 кВ	110	114,0	3,6
ПС 1Р тяга 110 кВ	110	114,0	3,6
ПС Амурская 110 кВ	110	114,0	3,6
ПС Залив 110 кВ	110	114,0	3,6
ВТЭЦ 1 110 кВ	110	114,1	3,7
ПС Орлиная 110 кВ	110	114,1	3,7
ПС Голубинка 110 кВ	110	114,1	3,8
ПС А 110 кВ	110	114,4	4,0
ПС Загородная 110 кВ	110	113,9	3,6
ПС Улисс 110 кВ	110	113,5	3,1
ПС Голдобин 110 кВ	110	113,4	3,1
ПС Чуркин 110 кВ	110	113,4	3,1
ПС Стройиндустрия 110 кВ	110	114,1	3,7
Восточная ТЭЦ 110 кВ	110	114,1	3,7
ПС 1Р 110 кВ	110	114,2	3,8
ПС Мингородок 110 кВ	110	114,2	3,9
ПС Русская 220 кВ	220	234,4	6,5
Оп 29	110	113,5	3,2
Оп 11	110	114,0	3,6
Оп 8	110	113,5	3,2
Оп 46	110	114,0	3,6
Оп 28	110	114,0	3,6
ПС Бурун	110	114,0	3,6

Учитываем, что режим максимальных нагрузок характерен для зимнего периода, поэтому, значения допустимых токов берутся для температуры минус 5 °С.

Из результатов расчета следует, что токовые нагрузки на линии электропередачи не превышают допустимые значения. Однако, в данном режиме работы, токовая нагрузка на линии ВЛ Владивостокская ТЭЦ-2 - Патрокл составляет 85,5% от длительно допустимой нагрузки. Для полной оценки перегрузки линии электропередачи требуется провести прогноз нагрузок и учесть подключение подстанции Катерная.

Стоит отметить, что в данном режиме отклонение значений напряжения не превышает 10%, что соответствует требованиям ГОСТ 32144-2013 и постановлению Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 года №937

Схема потокораспределения в режиме отключения ВЛ 110 кВ ВТЭЦ 2 – Уилисс представлена на рисунке 3.

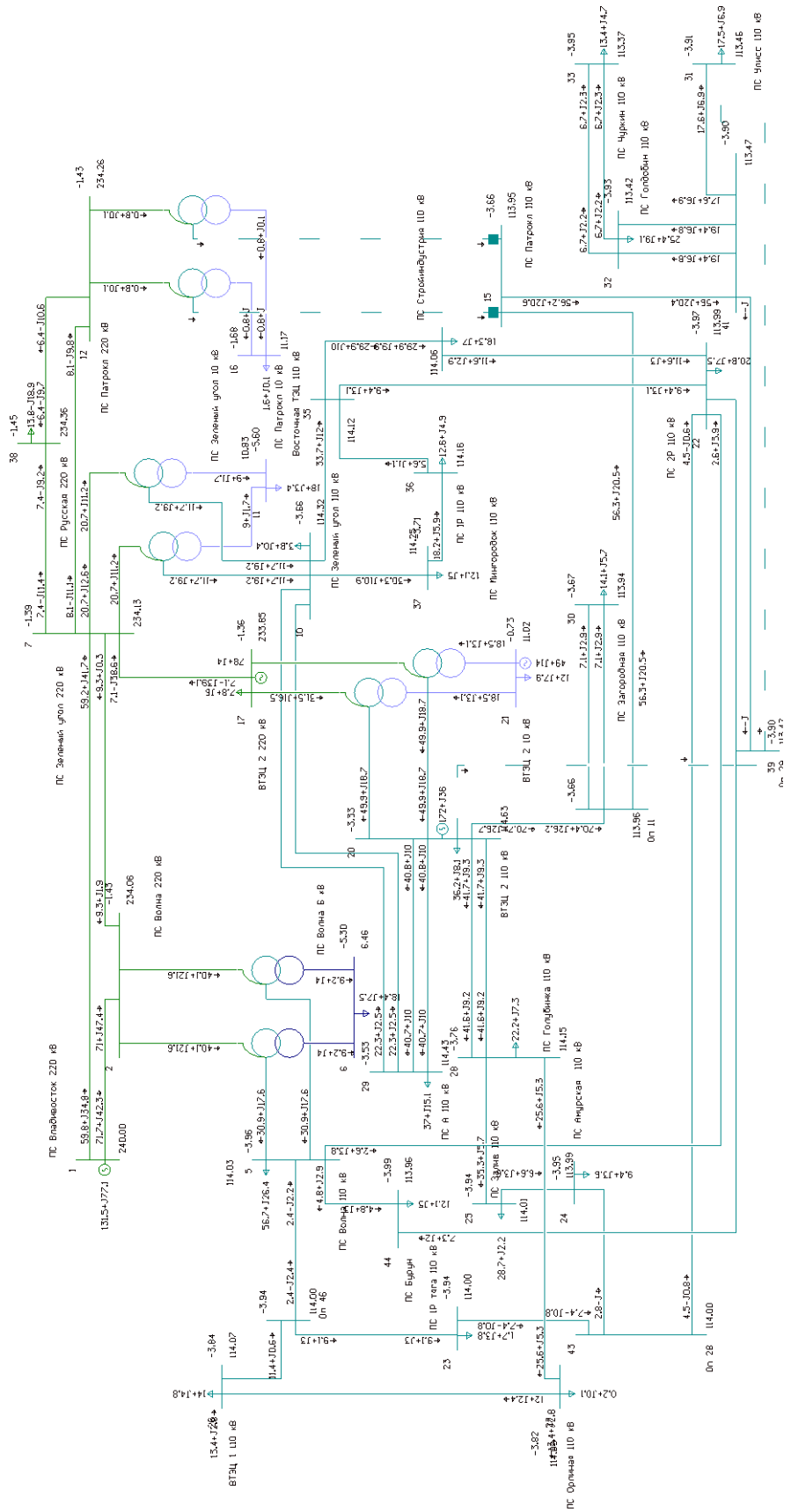


Рисунок 3 – Схема потокораспределения в режиме отключения ВЛ 110 кВ  
ВТЭЦ 2 – Уиллис



## 2 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данной главе проводится расчет вероятностных характеристик нагрузки, которые требуются для последующего выбора оборудования для сети, которая будет реконструирована.

Для выполнения подключения ПС Катерная используется информация об электрической нагрузке, на основе которой выбирается необходимое оборудование. Метод расчета электрической нагрузки определяется на основе исходной информации, которая включает результаты контрольных замеров. Таким образом, в данном случае нагрузка будет рассчитываться с использованием вероятностно-статистического метода.

Приведу пример подробного расчета вероятностных характеристик на подстанции А:

$$P_{\max} = 32,17 \text{ МВт} \quad (10)$$

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (11)$$

$$Q_{\max} = 32,17 \cdot 0,4 = 12,87 \text{ Мвар}$$

2) Средняя мощность – её величина необходима для выбора силовых трансформаторов и для анализа электропотребления:

$$P_{cp} = \frac{P_{\max}}{k_{\max}} \quad (12)$$

$$P_{cp} = \frac{32,17}{1,2} = 26,81 \text{ МВт}$$

$$Q_{cp} = \frac{Q_{max}}{k_{max}} \quad (13)$$

$$Q_{cp} = \frac{12,87}{1,2} = 10,72 \text{ Мвар}$$

где  $k_{max}$  – коэффициент максимума равен 1,2.

3) Эффективная (среднеквадратичная) мощность – значение её величины требуется для расчета потерь электроэнергии и мощности:

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot k_{\phi} \quad (14)$$

$$P_{эф} = 26,81 \cdot 1,17 = 31,37 \text{ МВт}$$

$$Q_{эф} = Q_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (15)$$

$$Q_{эф} = 31,37 \cdot 1,17 = 36,70 \text{ Мвар}$$

где  $k_{\phi}$  – коэффициент формы равен 1,17.

Исходные данные для расчёта в таблице 11.

Таблица 15 – Исходные данные

Наименование ПС	Максимальная активная мощность ПС, МВт	Максимальная реактивная мощность ПС, МВАр
1	2	3
ПС Русская	12,00	4,80
ПС Загородная	12,26	4,90
ПС Улисс	15,22	6,09
ПС Чуркин	11,65	4,66
ПС Орлиная	0,17	0,07
ПС Залив	24,96	9,98
ПС Амурская	8,26	3,30
ПС 2Р	18,09	7,23

1	2	3
ПС 1Р	10,96	4,38
ПС Стройиндустрия	15,91	6,37
ПС Мингородок	10,52	4,21
ПС Потрокл	1,39	0,56
ПС Голубинка	19,30	7,72
ПС А	32,17	12,87
ПС Голдобин	22,09	8,83
ПС Волна	65,30	26,12

Чтобы определить вероятностные характеристики воспользуемся усредненными значениями коэффициентов:  $k_{\phi} = 1,17$   $k_{\max} = 1,2$ .

Таблица 16 – Вероятностные характеристики существующих ПС

Подстанция	$P_{\max}$ , МВт	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$Q_{\max}$ , Мвар	$Q_{\text{ср}}$ , Мвар	$Q_{\text{эф}}$ , Мвар
1	3	4	5	6	7	8
ПС Русская	12,00	10,00	11,70	4,80	4,00	4,68
ПС Загородная	12,26	10,22	11,95	4,90	4,09	4,78
ПС Улисс	15,22	12,68	14,84	6,09	5,07	5,93
ПС Чуркин	11,65	9,71	11,36	4,66	3,88	4,54
ПС Орлиная	0,17	0,14	0,17	0,07	0,06	0,07
ПС Залив	24,96	20,80	24,33	9,98	8,32	9,73
ПС Амурская	8,26	6,88	8,05	3,30	2,75	3,22
ПС 2Р	18,09	15,07	17,63	7,23	6,03	7,05
ПС 1Р	10,96	9,13	10,68	4,38	3,65	4,27
ПС Стройиндустрия	15,91	13,26	15,52	6,37	5,30	6,21
ПС Мингородок	10,52	8,77	10,26	4,21	3,51	4,10
ПС Потрокл	1,39	1,16	1,36	0,56	0,46	0,54
ПС Голубинка	19,30	16,09	18,82	7,72	6,43	7,53
ПС А	32,17	26,81	31,37	12,87	10,72	12,55
ПС Голдобин	22,09	18,41	21,53	8,83	7,36	8,61
ПС Волна	65,30	54,42	63,67	26,12	21,77	25,47

## 2.1 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих ПС

Для обоснования необходимости реконструкции сетей городского округа Владивостока и прогнозирования роста нагрузок, связанных с развитием электрических сетей, проведен прогноз на период в 5 лет

Определяем прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов на примере максимальной спрогнозированной мощности, МВт:

$$P_{прог}^{сп} = P_{ср} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t}, \quad (16)$$

где  $P_{ср}$  – средняя мощность;

$\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,029 [29].

$t_{прог}$  – год для которого определяется электрическая нагрузка;

$t$  – год в который снимался первый замер.

При проектировании сетей принимаем  $t_{прог} - t$  равным 5.

Покажем подробный расчет спрогнозированных нагрузок на примере подстанции А:

$$P_{прог}^{мак} = 32.17 \cdot (1 + 0,029)^5 = 37 \quad (17)$$

Далее в таблице 11 приведены вероятностные характеристики с перспективой на 5 лет. Расчет выполнен в программе Microsoft Excel.

Таблица 17 – Вероятностные характеристики с перспективой на 5 лет

Подстанция	$P_{max}$ , МВт	$P_{ср}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт
1	3	4	5
ПС Русская	13,8	11,5	13,5
ПС Загородная	14,1	11,8	13,7
ПС Улисс	17,5	14,6	17,1
ПС Чуркин	13,4	11,2	13,1

## Продолжение таблицы 17

1	2	3	4
ПС Орлиная	0,2	0,2	0,2
ПС Залив	28,7	23,9	28,0
ПС Амурская	9,5	7,9	9,3
ПС 2Р	20,8	17,3	20,3
ПС 1Р	12,6	10,5	12,3
ПС Стройиндустрия	18,3	15,3	17,8
ПС Мингородок	12,1	10,1	11,8
ПС Потрокл	1,6	1,3	1,6
ПС Голубинка	22,2	18,5	21,6
ПС А	37	30,8	36,1
ПС Голдобин	25,4	21,2	24,8
ПС Волна	75,1	62,6	73,2

В целях расчета параметров ВЛ и КЛ, трансформаторов, режимов работы и выбора оборудования на проектируемой подстанции требуется прогнозируемая нагрузка.

## 3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 3.1 Описание, анализ и отбор трех вариантов конфигурации электрической сети

Схемы электрических сетей должны обеспечивать надежность электроснабжения, требуемое качество энергии на приемниках, безопасность работы сети и возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей с минимальными затратами.

В практике проектирования электрических сетей широко применяется вариационный метод, который позволяет создать оптимальную конфигурацию сети. Согласно этому методу, для заданного местоположения потребителей разрабатывается несколько вариантов схемы сети, а затем сравниваются технические и экономические показатели каждого варианта.

Предложено 3 варианта схем электрической сети, из которых в следствии обоснованного отбора должен остаться только 1 вариант.

Данные по количеству выключателей и длине линии приведены в таблице 14.

Таблица 18 – Длина линий и количество выключателей для вариантов конфигурации электрической сети.

№ Варианта	Линия	Число цепей	Длина, км	Количество выкл.
1	Строительство 2-х отпаяк от ВЛ 110 кВ ВТЭЦ 2 – Голдобин с отпайками и ВЛ 110 кВ Патрокл – Голдобин с отпайками	2	5,6	2
2	ПС Катерная подключается двумя заходами от ВЛ 110 кВ Патрокл – Голдобин с отпайками	2	1,5	3
3	ПС Катерная – две ЛЭП от ПС Патрокл	2	5,6	4

### 3.1.1 Вариант схемы №1

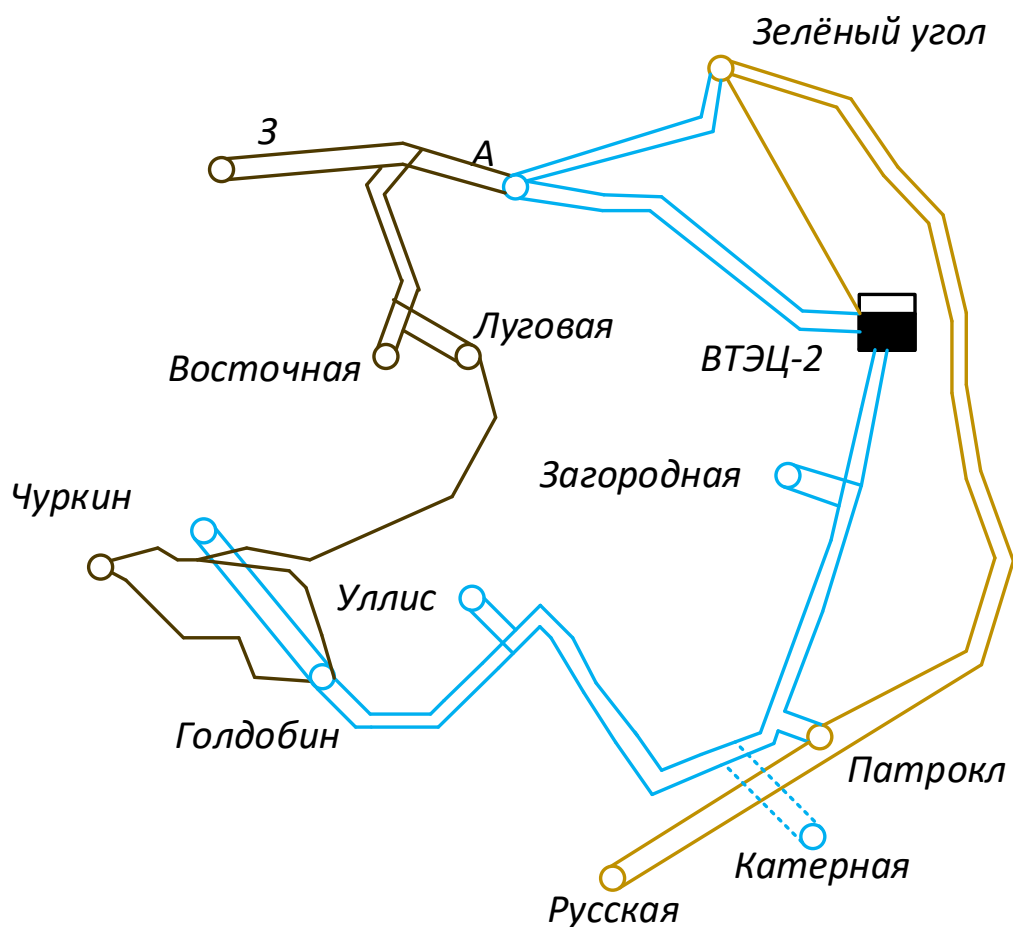


Рисунок 4 – Карта-схема варианта №1

Описание варианта схемы №1 - подстанция Катерная подключается по средством двух отпаяк от ВЛ 110 кВ ВТЭЦ 2 – Голдобин с отпайками и ВЛ 110 кВ Патрокл – Голдобин с отпайками. ПС Катерная в данной схеме является отпаечной.

Преимуществами данной схемы являются относительно небольшое количество выключателей и длину ЛЭП в проектируемой сети.

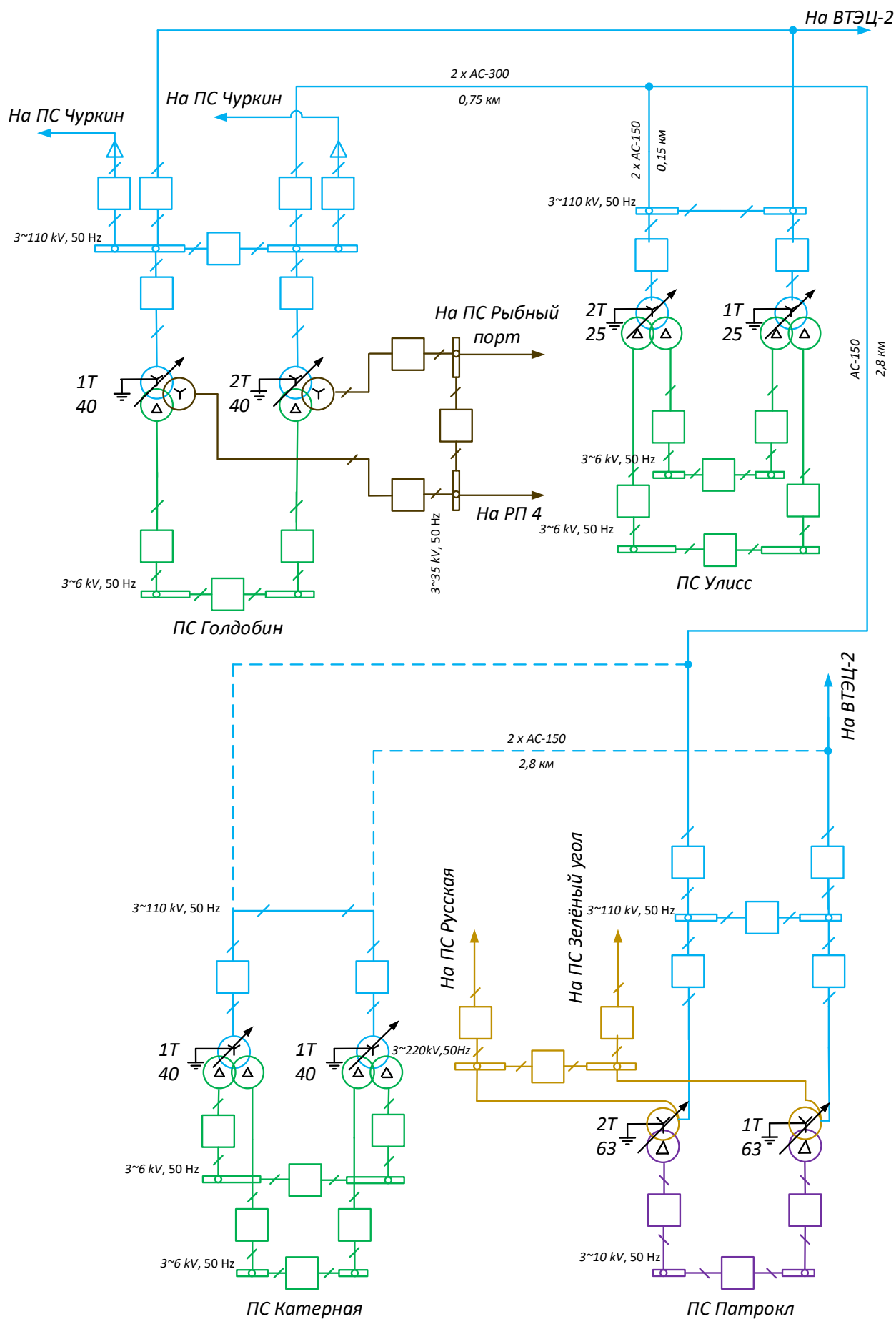


Рисунок 5 – Электрическая схема варианта №1



### 3.1.2 Вариант схемы №2

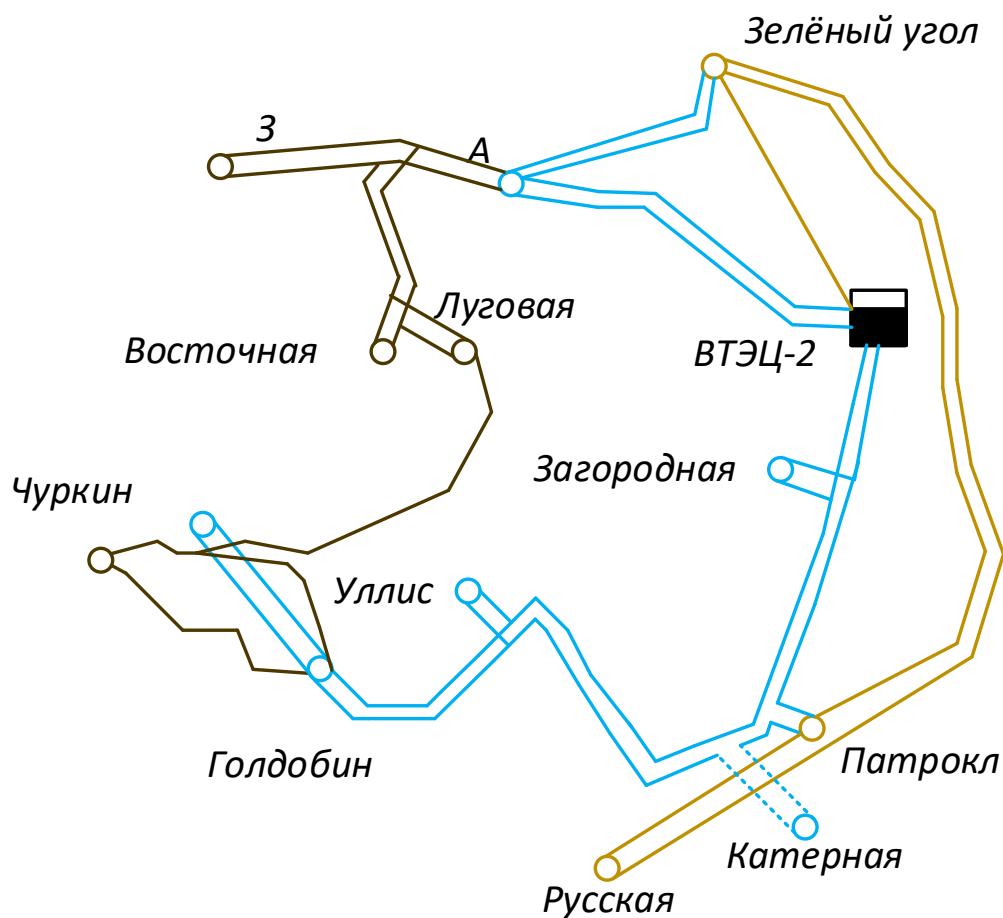


Рисунок 6 – Карта-схема варианта №2

Описание схемы № 2– ПС Катерная подключается двумя заходами от ВЛ 110 кВ Патрокл – Голдобин с отпайками. ПС Катерная в данной схеме является транзитной.

Преимуществами данной схемы являются малое число выключателей в проектируемой сети, относительно небольшая длина проектируемых ЛЭП.

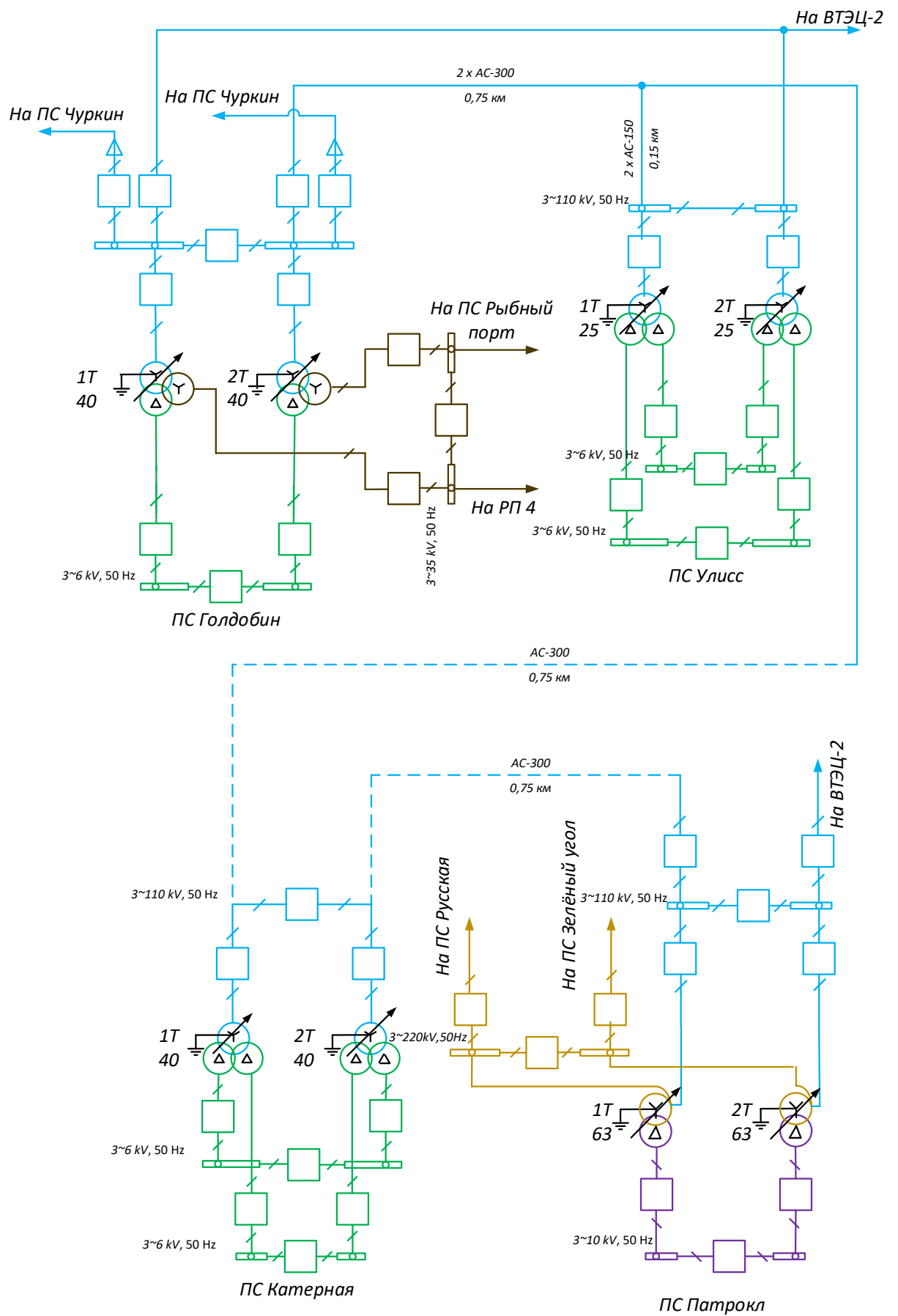


Рисунок 7 – Электрическая схема варианта №2

### 3.1.3 Вариант схемы №3

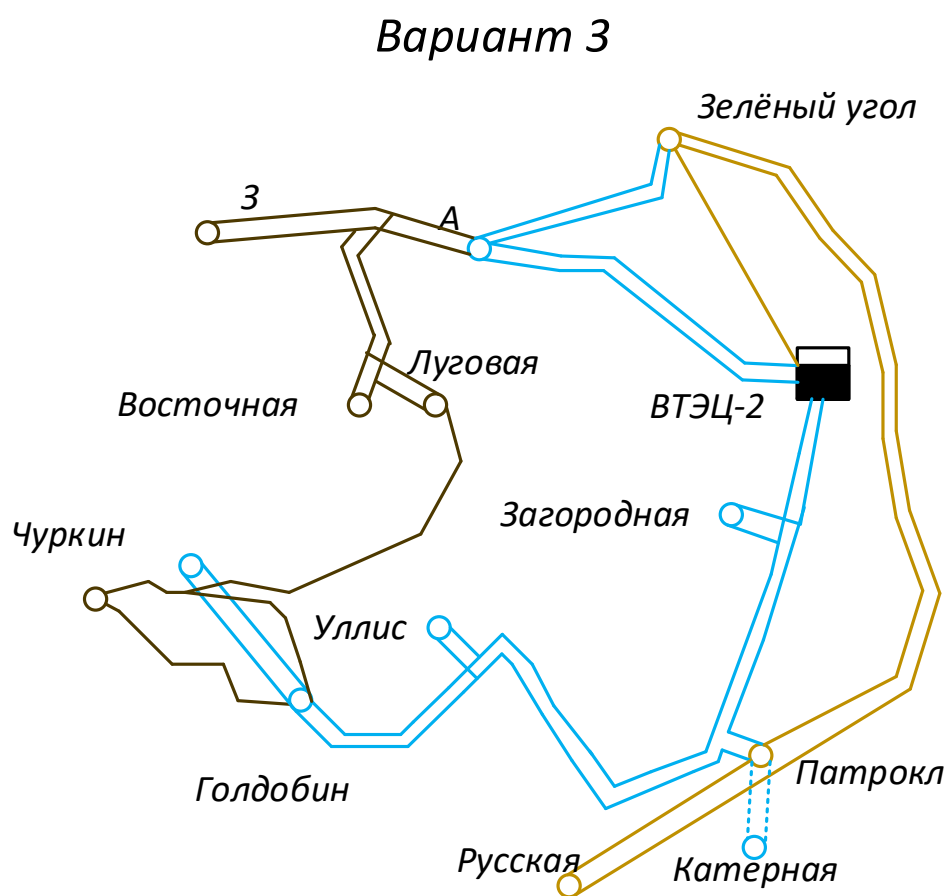


Рисунок 8 – Карта-схема варианта №3

Описание схемы №3 – подстанция Катерная подключается строительством двух ЛЭП от ПС Патрокл.

Преимуществами данной схемы являются небольшое число выключателей, а также относительно небольшая длина проектируемых ВЛ.

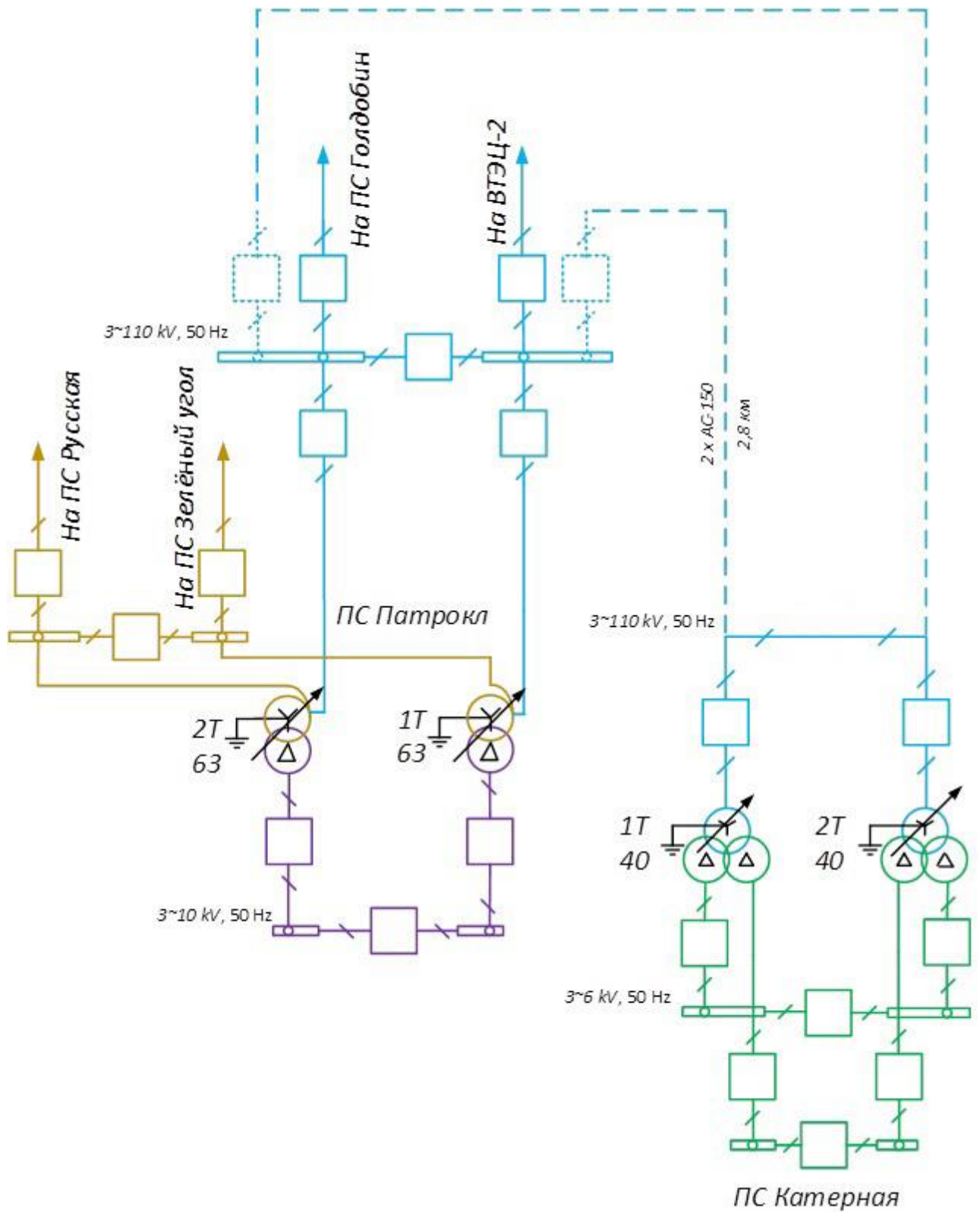


Рисунок 9 – Электрическая схема варианта №3

Для дальнейшего анализа выбираем схемы №1 и №2

### **3.2 Расчет послеаварийных режимов**

Для оценки объемов работ по реконструкции необходимо произвести расчет нормального и послеаварийного режимов на участках ВЛ 110 кВ от ВТЭЦ 2 до ПС Патрокл и от ВТЭЦ 2 до Голдобин. Затем следует выявить наиболее загруженные линии и определить дополнительные мероприятия.

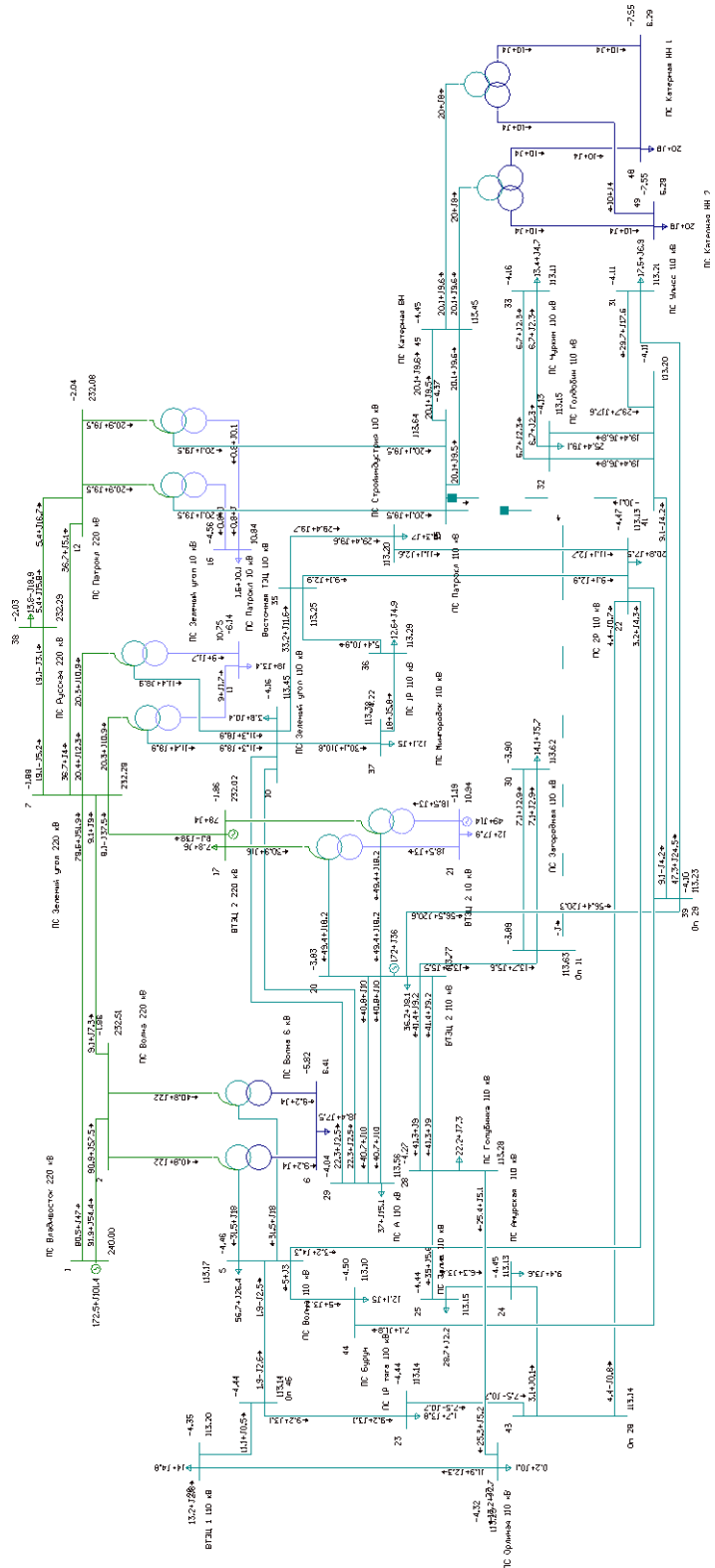


Рисунок 10 –Схема поточкораспределения варианта №3

Анализ нормальных режимов подключения подстанции Катерная показывает, что параметры режима находятся в пределах допустимых значений.

1) Режим отключения ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2-Патрокл

Расчет этого режима производится для оценивания токовой нагрузки в послеаварийном режиме.

Таблица 19 – Токовые нагрузки ЛЭП варианта №3 в режиме отключения ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2- Патрокл

Наименование ЛЭП	Максимальный ток , А	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А
1	2	3	4
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 29	304,9	445	68,6
Оп 29 - ПС Улисс 110 кВ	271,0	445	60,9
Оп 8 - ПС Улисс 110 кВ	176,1	445	39,6
ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	266,8	690	38,7
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	222,8	610	36,6
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	222,8	619	36,0
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	238,0	690	34,5
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	225,4	690	32,7
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	225,4	690	32,7
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	189,0	690	27,4
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	164,7	610	27,0
ПС Патрокл 110 кВ - ПС Катерная ВН	114,2	445	25,7
ПС Патрокл 110 кВ - ПС Катерная ВН	114,2	445	25,7
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	104,8	445	23,6
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	104,8	445	23,6
ПС Орлиная 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	139,2	610	22,8
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	126,0	610	20,7
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	126,0	610	20,7
ПС Патрокл 110 кВ - Оп 11	77,8	445	17,5
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	118,3	690	17,2

Таблица 20 – Расчетные значения напряжений варианта №3 в узлах в режиме отключения ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - Патрокл

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Владивосток 220 кВ	220	240,0	9,1

ПС Волна 220 кВ	220	232,5	5,7
ПС Волна Н1	220	226,6	3,0
ПС Волна Н2	220	226,6	3,0
ПС Волна 110 кВ	110	113,3	3,0
ПС Волна 6 кВ	6,3	6,4	1,8
ПС Зеленый угол 220 кВ	220	232,2	5,5
ПС Зеленый угол Н1	220	227,2	3,3
ПС Зеленый угол Н2	220	227,2	3,3
ПС Зеленый угол 110 кВ	110	113,6	3,3
ПС Зеленый угол 10 кВ	10,5	10,8	2,4
ПС Патрокл 220 кВ	220	231,9	5,4
ПС Патрокл Н1	220	225,7	2,6
ПС Патрокл Н2	220	225,7	2,6
ПС Патрокл 110 кВ	110	112,8	2,5
ПС Патрокл 10 кВ	10,5	10,8	2,5
ВТЭЦ 2 220 кВ	220	232,0	5,4
ВТЭЦ 2 Н1	220	227,9	3,6
ВТЭЦ 2 Н2	220	227,9	3,6
ВТЭЦ 2 110 кВ	110	113,9	3,6
ВТЭЦ 2 10 кВ	10,5	11,0	4,3
ПС 2Р 110 кВ	110	113,2	2,9
ПС 1Р тяга 110 кВ	110	113,3	3,0
ПС Амурская 110 кВ	110	113,3	3,0
ПС Залив 110 кВ	110	113,3	3,0
ВТЭЦ 1 110 кВ	110	113,3	3,0
ПС Орлиная 110 кВ	110	113,4	3,1
ПС Голубинка 110 кВ	110	113,4	3,1
ПС А 110 кВ	110	113,7	3,4
ПС Загородная 110 кВ	110	112,7	2,5
ПС Улисс 110 кВ	110	113,4	3,1
ПС Голдобин 110 кВ	110	113,3	3,0
ПС Чуркин 110 кВ	110	113,3	3,0
ПС Стройиндустрия 110 кВ	110	113,3	3,0
Восточная ТЭЦ 110 кВ	110	113,4	3,1
ПС 1Р 110 кВ	110	113,4	3,1
ПС Мингородок 110 кВ	110	113,5	3,2
ПС Русская 220 кВ	220	232,1	5,5
Оп 29	110	113,4	3,1
Оп 11	110	112,8	2,5
Оп 8	110	113,4	3,1
Оп 46	110	113,3	3,0
Оп 28	110	113,3	3,0
ПС Бурун	110	113,2	2,9
ПС Катерная ВН	110	112,6	2,3
ПС Катерная Н1	110	109,6	-0,4
ПС Катерная Н2	110	109,6	-0,4
ПС Катерная НН 1	6	6,2	4,0
ПС Катерная НН 2	6,3	6,2	-0,9



Послеаварийный анализ режима отключения ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 – Патрокл показывает, что отклонения напряжения в узлах сети и токовые нагрузки на ЛЭП находятся в пределах допустимых значений. Это свидетельствует о том, что реконструкция сети при подключении ПС Катерная двумя ЛЭП 110 кВ к ПС 220 кВ Патрокл не требуется.

Схема потокораспределения варианта №3 в режиме отключения ВЛ 110 кВ Владивостокская ВТЭЦ-2- Патрокл приведена на рисунке 11.

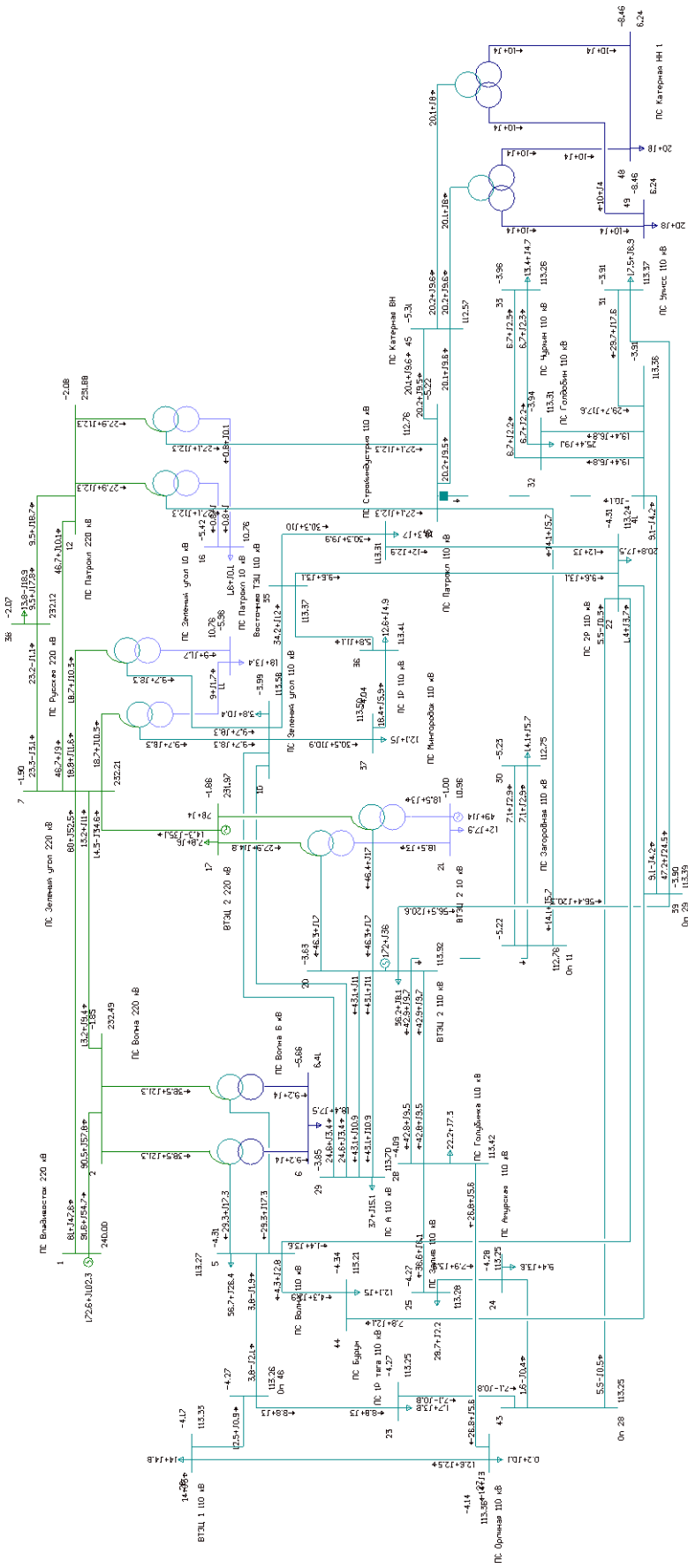


Рисунок 11 – Схема потокораспределения варианта №3 в режиме отключения ВЛ 110 кВ Владивостокская ВТЭЦ-2- Патрокл

Режим отключения ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 -Голдобин

Расчет режима производится для оценивания токовой нагрузки в послеаварийном режиме.

Таблица 21 – Токовые нагрузки ЛЭП варианта №3 в режиме отключения ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 -Голдобин

Наименование ЛЭП	Максимальный ток , А	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А
1	2	3	4
ПС Патрокл 110 кВ - Оп 8	305,2	445	68,6
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	246,3	610	40,4
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	246,3	619	39,8
ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	267,6	690	38,8
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	263,3	690	38,2
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	263,3	690	38,2
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	245,3	690	35,5
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	213,9	690	31,0
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	201,5	690	29,3
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	170,3	610	27,9
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	163,8	610	26,8
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	163,8	610	26,8
ПС Орлиная 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	161,5	610	26,5
ПС Патрокл 110 кВ - ПС Катерная ВН	111,9	445	25,2
ПС Патрокл 110 кВ - ПС Катерная ВН	111,9	445	25,2
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	103,8	445	23,3
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	103,8	445	23,3
Оп 8 - ПС Улисс 110 кВ	89,5	445	20,1
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 11	76,8	445	17,3
ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	105,9	690	15,3

Таблица 22 – Расчетные значения напряжений варианта №3 в узлах в режиме отключения ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - Голдобин

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Владивосток 220 кВ	220	240,0	9,1
ПС Волна 220 кВ	220	232,3	5,6
ПС Волна Н1	220	227,0	3,2
ПС Волна Н2	220	227,0	3,2

1	2	3	4
ПС Волна 110 кВ	110	113,5	3,2
ПС Волна 6 кВ	6,3	6,4	2,0
ПС Зеленый угол 220 кВ	220	231,8	5,4
ПС Зеленый угол Н1	220	227,7	3,5
ПС Зеленый угол Н2	220	227,7	3,5
ПС Зеленый угол 110 кВ	110	113,9	3,5
ПС Зеленый угол 10 кВ	10,5	10,8	2,7
ПС Патрокл 220 кВ	220	231,1	5,1
ПС Патрокл Н1	220	220,6	0,3
ПС Патрокл Н2	220	220,6	0,3
ПС Патрокл 110 кВ	110	114,6	4,1
ПС Патрокл 10 кВ	10,5	10,5	0,2
ВТЭЦ 2 220 кВ	220	231,7	5,3
ВТЭЦ 2 Н1	220	228,7	3,9
ВТЭЦ 2 Н2	220	228,7	3,9
ВТЭЦ 2 110 кВ	110	114,3	3,9
ВТЭЦ 2 10 кВ	10,5	11,0	4,7
ПС 2Р 110 кВ	110	113,5	3,2
ПС 1Р тяга 110 кВ	110	113,5	3,2
ПС Амурская 110 кВ	110	113,5	3,2
ПС Залив 110 кВ	110	113,6	3,2
ВТЭЦ 1 110 кВ	110	113,6	3,3
ПС Орлиная 110 кВ	110	113,7	3,3
ПС Голубинка 110 кВ	110	113,7	3,4
ПС А 110 кВ	110	114,0	3,7
ПС Загородная 110 кВ	110	114,1	3,8
ПС Улисс 110 кВ	110	114,1	3,7
ПС Голдобин 110 кВ	110	114,0	3,7
ПС Чуркин 110 кВ	110	114,0	3,6
ПС Стройиндустрия 110 кВ	110	113,6	3,2
Восточная ТЭЦ 110 кВ	110	113,6	3,3
ПС 1Р 110 кВ	110	113,7	3,3
ПС Мингородок 110 кВ	110	113,8	3,4
ПС Русская 220 кВ	220	231,5	5,2
Оп 29	110	114,1	3,7
Оп 11	110	114,2	3,8
Оп 8	110	114,1	3,7
Оп 46	110	113,5	3,2
Оп 28	110	113,5	3,2
ПС Бурун	110	113,4	3,1
ПС Катерная ВН	110	114,4	4,0
ПС Катерная Н1	110	111,5	1,3
ПС Катерная Н2	110	111,5	1,3
ПС Катерная НН 1	6	6,3	5,8
ПС Катерная НН 2	6,3	6,3	0,7

Послеаварийный анализ режима отключения ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 – Голдобин показывает, что отклонения напряжения в узлах сети и токовые нагрузки на ЛЭП находятся в пределах допустимых значений. Это означает, что реконструкция сети при подключении ПС Катерная двумя ЛЭП к ПС Патрокл не требуется.

Схема потокораспределения варианта №3 в режиме отключения ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2- Голдобин показана на рисунке 12.

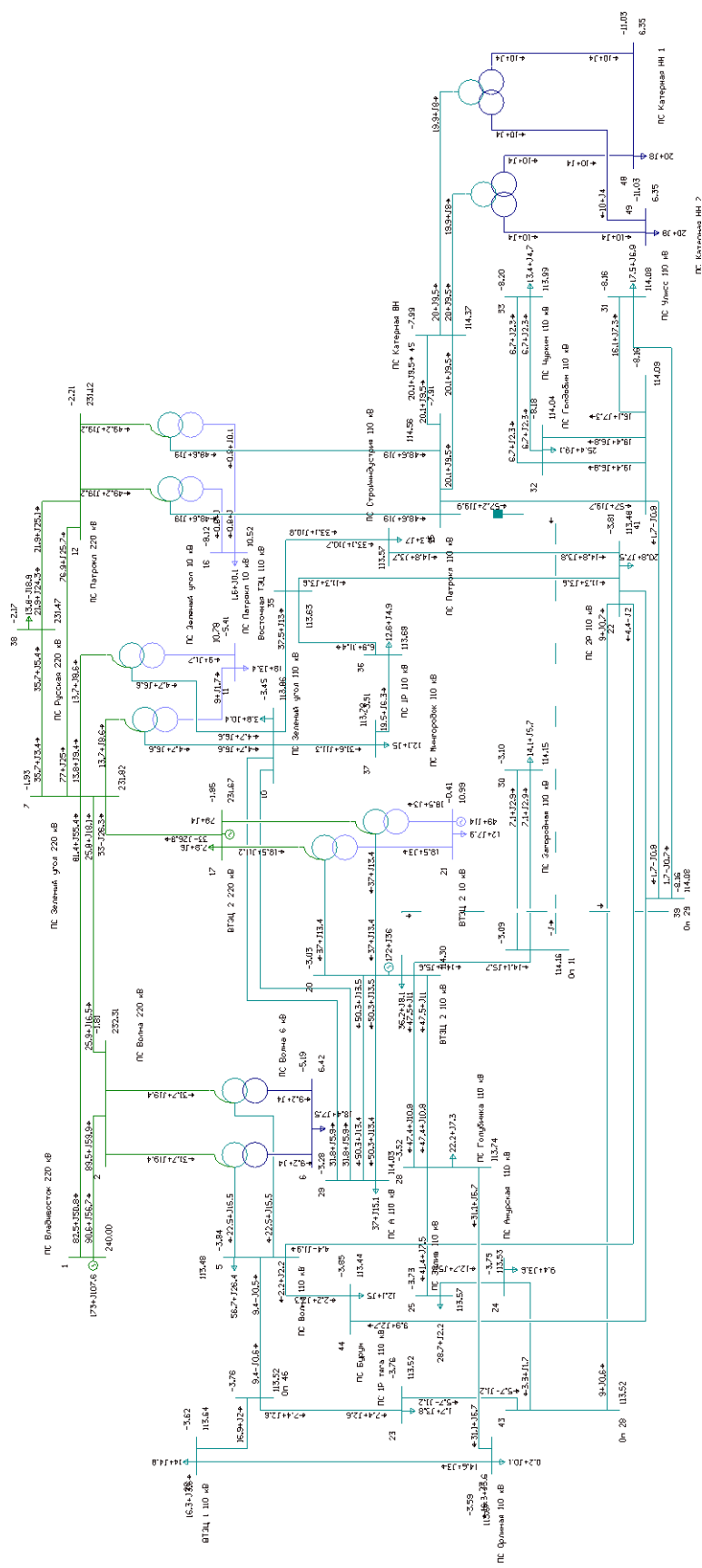


Рисунок 12 – Схема потокораспределения варианта №3 в режиме отключения ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2- Голдобин

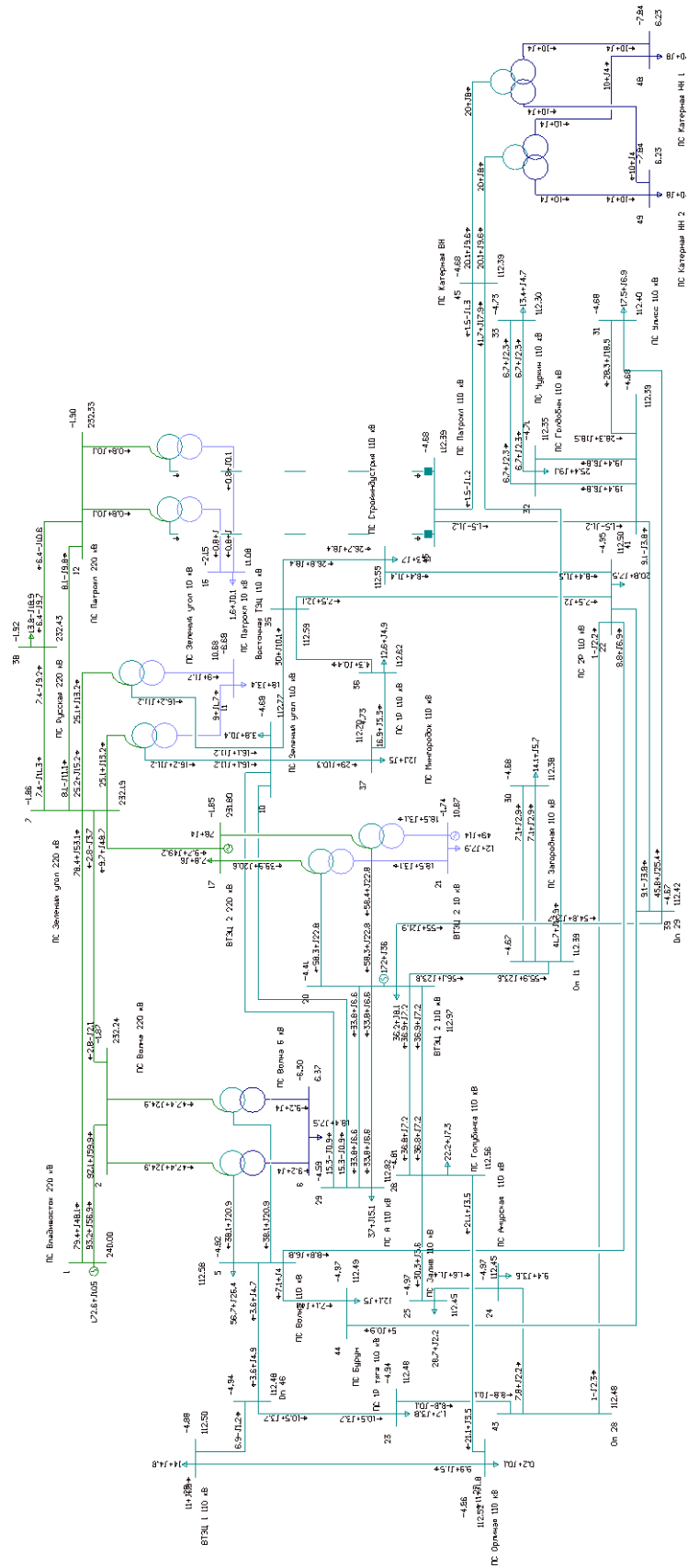


Рисунок 13 – Схема потокораспределения варианта №2

Режим отключения ВЛ 110 кВ ВТЭЦ 2 – Катерная с отпайкой

Расчет этого режима производится для оценивания токовой нагрузки в послеаварийном режиме.

Таблица 23 – Токовые нагрузки ЛЭП варианта №2 в режиме отключения ВЛ 110 кВ ВТЭЦ 2 – Катерная с отпайкой

Наименование ЛЭП	Максимальный ток , А	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А
1	2	3	4
ПС Патрокл 110 кВ - ПС Катерная ВН	306,7	445	68,9
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 29	304,8	445	68,5
Оп 29 - ПС Улисс 110 кВ	271,0	445	60,9
Оп 8 - ПС Улисс 110 кВ	176,1	445	39,6
ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	266,6	690	38,6
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	223,1	610	36,6
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	223,1	619	36,1
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	237,9	690	34,5
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	225,9	690	32,8
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	225,9	690	32,8
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	189,4	690	27,5
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	164,7	610	27,0
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	104,8	445	23,5
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	104,8	445	23,5
ПС Орлиная 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	139,5	610	22,9
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	126,6	610	20,7
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	126,6	610	20,7
ПС Катерная ВН - Оп 11	78,1	445	17,6

Таблица 24 – Расчетные значения напряжений варианта №2 в узлах в режиме отключения ВЛ 110 кВ ВТЭЦ 2 – Катерная с отпайкой

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Владивосток 220 кВ	220	240,0	9,1
ПС Волна 220 кВ	220	232,5	5,7
ПС Волна Н1	220	226,6	3,0
ПС Волна Н2	220	226,6	3,0
ПС Волна 110 кВ	110	113,3	3,0
ПС Волна 6 кВ	6,3	6,4	1,8
ПС Зеленый угол 220 кВ	220	232,2	5,6



Продолжение таблицы 24

1	2	3	4
ПС Зеленый угол Н1	220	227,2	3,3
ПС Зеленый угол Н2	220	227,2	3,3
ПС Зеленый угол 110 кВ	110	113,6	3,3
ПС Зеленый угол 10 кВ	10,5	10,8	2,5
ПС Патрокл 220 кВ	220	231,9	5,4
ПС Патрокл Н1	220	225,6	2,5
ПС Патрокл Н2	220	225,6	2,5
ПС Патрокл 110 кВ	110	112,7	2,5
ПС Патрокл 10 кВ	10,5	10,8	2,5
ВТЭЦ 2 220 кВ	220	232,0	5,4
ВТЭЦ 2 Н1	220	228,0	3,6
ВТЭЦ 2 Н2	220	228,0	3,6
ВТЭЦ 2 110 кВ	110	113,9	3,6
ВТЭЦ 2 10 кВ	10,5	11,0	4,4
ПС 2Р 110 кВ	110	113,3	3,0
ПС 1Р тяга 110 кВ	110	113,3	3,0
ПС Амурская 110 кВ	110	113,3	3,0
ПС Залив 110 кВ	110	113,3	3,0
ВТЭЦ 1 110 кВ	110	113,4	3,0
ПС Орлиная 110 кВ	110	113,4	3,1
ПС Голубинка 110 кВ	110	113,4	3,1
ПС А 110 кВ	110	113,7	3,4
ПС Загородная 110 кВ	110	112,5	2,3
ПС Улисс 110 кВ	110	113,4	3,1
ПС Голдобин 110 кВ	110	113,3	3,0
ПС Чуркин 110 кВ	110	113,3	3,0
ПС Стройиндустрия 110 кВ	110	113,3	3,0
Восточная ТЭЦ 110 кВ	110	113,4	3,1
ПС 1Р 110 кВ	110	113,4	3,1
ПС Мингородок 110 кВ	110	113,5	3,2
ПС Русская 220 кВ	220	232,1	5,5
Оп 29	110	113,4	3,1
Оп 11	110	112,5	2,3
Оп 8	110	113,4	3,1
Оп 46	110	113,3	3,0
Оп 28	110	113,3	3,0
ПС Бурун	110	113,2	2,9
ПС Катерная ВН	110	112,5	2,3
ПС Катерная Н1	110	109,6	-0,4
ПС Катерная Н2	110	109,6	-0,4
ПС Катерная НН 1	6	6,2	4,0
ПС Катерная НН 2	6,3	6,2	-1,0

Послеаварийный анализ режима отключения ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 – Катерная показывает, что отклонения напряжения в узлах сети и токовые

нагрузки на ЛЭП находятся в пределах допустимых значений. Это свидетельствует о том, что реконструкция сети при подключении ПС Катерная двумя заходами к ЛЭП 110 кВ ВТЭЦ-2 – Патрокл с отпайкой не требуется.

Схема потокораспределения варианта №2 в режиме отключения ВЛ 110 кВ Владивостокская ВТЭЦ-2- Катерная приведена на рисунке 16.

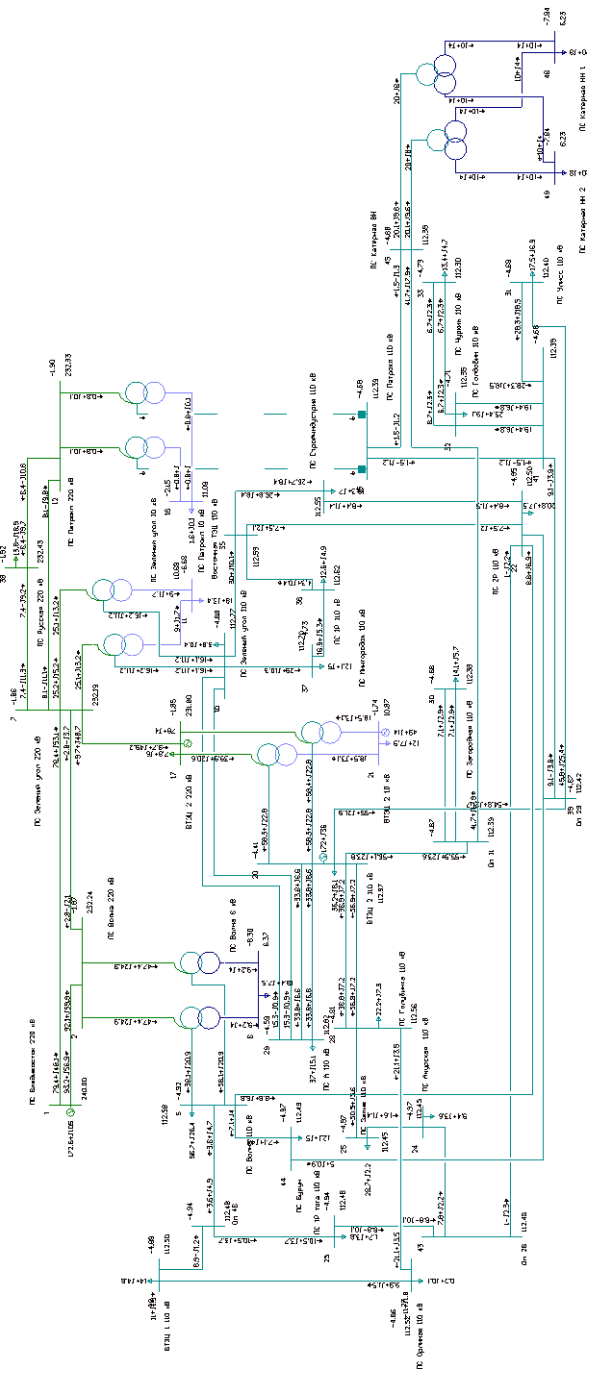


Рисунок 14 – Схема потокораспределения варианта №2 в режиме отключения ВЛ 110 кВ ВТЭЦ 2 – Катерная с отпайкой

### 3.3 Компенсация реактивной мощности

Для снижения потерь электроэнергии, связанных с передачей большой реактивной мощности по ЛЭП, целесообразно использовать источники реактивной мощности вблизи потребителя. Источники реактивной мощности компенсируют реактивную мощность, создаваемую потребителем, и таким образом помогают снизить нагрузку на ЛЭП и уменьшить потери электроэнергии.

Определение значения требуемой мощности компенсирующих устройств для ПС Катерная:

$$Q_{\text{эк}} = P_{\text{max}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{эк}} ; \quad (18)$$

$$Q_{\text{эк}} = 40 \cdot 0.4 = 16 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{\text{КВи}} = Q_{\text{maxi}} - Q_{\text{эки}} ; \quad (19)$$

$$Q_{\text{maxi}} = P_{\text{max}} \cdot \text{tg} \varphi \quad (20)$$

$$Q_{\text{maxi}} = 40 \cdot 0.4 = 16$$

$$Q_{\text{КВ}} = 16 - 16 = 0 \text{ Мвар.}$$

Коэффициент  $\text{tg}(\varphi)$  принимается равным 0,4.

При анализе реактивной мощности исходя из требований, если требуемая мощность компенсации является отрицательной, это означает, что компенсация не требуется.

### 3.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Мощность силовых трансформаторов определяется путем суммирования средней активной мощности и некомпенсированной

реактивной мощности. Количество трансформаторов на подстанции зависит от категории надежности потребителей. В случае категорий 1 и 2 требуется установка не менее двух трансформаторов на подстанции. Это обеспечивает резервирование, чтобы в случае аварии на одном из трансформаторов второй мог обеспечить потребителя полным питанием и нормальной работой. Это улучшает надежность электроснабжения и обеспечивает непрерывность энергетического процесса для потребителей. Ссылка на источник: [16].

Согласно заявке на подключение ПС Катерная, максимальная мощность энергопринимающих районов заявителя составляет 8000 кВт

Для выбора трансформатора из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot K_3} \quad (21)$$

где  $n$  – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

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

$P_{срi}$  – среднее значение активной мощности одной ПС в зимний период;

$Q_{нескi}$  – некомпенсированная мощность одной ПС в зимний период.

$$S_p = \frac{\sqrt{(40)^2 + (40 \cdot 0.4)^2}}{2 \cdot 0,7} = 30.77 \text{ МВА}$$

Для схемы №2 выбираем трансформатор ТРДН-40000/110 с номинальной мощностью  $S_{Тном} = 40$  МВА, для схемы №3 выбираем трансформатор ТРДН-40000/110 с такой же номинальной мощностью.

После выбора трансформатора необходимо проверить его работу по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах:

$$K_3^{nop} = \frac{S_p}{n \cdot S_{Tном}} \quad (22)$$

$$K_3^{nop} = \frac{43.08}{2 \cdot 40} = 0,54$$

$$K_3^{\Pi} = \frac{S_p}{(n-1) \cdot S_{Tном}} \quad (23)$$

$$K_3^{\Pi/AB} = \frac{43.08}{(2-1) \cdot 40} = 1,07.$$

Полученные коэффициенты загрузки трансформатора:

- В нормальном режиме: значение должно быть в интервале 0,5-0,75.
- В послеаварийном режиме: значение не должно превышать 1,45.

По результатам расчетов для схемы №2 оставляем трансформатор ТРДН-40000/110 с номинальной мощностью  $S_{Tном} = 40$  МВА, для схемы №3 выбираем трансформатор ТРДН-40000/110 с аналогичной номинальной мощностью.

### 3.5 Выбор сечений проводников

Проектирование линии электропередачи в городской среде, в случае Владивостока, рекомендует применение кабельного исполнения вместо воздушной линии. Кабельное исполнение имеет ряд преимуществ, включая более компактную конструкцию, защиту от атмосферных воздействий, снижение влияния на окружающую среду и уменьшение затрат на строительство ЛЭП и амортизационные отчисления.

Вариант №3:

Найдём максимальный ток, протекающий по линии по формуле:

$$I_M = \frac{\sqrt{P_M^2 + Q_M^2}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n_{\text{ц}}}, \quad (24)$$

где  $U$  – напряжение линии, кВ;

$n_{\text{ц}}$  – количество цепей.

$$I_M = \frac{\sqrt{40^2 + 16^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0,113 \text{ кА}$$

Рабочий ток найдем по формуле:

$$I_p = I_M \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_6 \quad (25)$$

где  $k_1$  – коэффициент, учитывающий температуру среды, отличающуюся от расчетной, согласно ПУЭ, принимаем равным 1,14; [12]

$k_2$  – коэффициент, учитывающий удельное сопротивление грунта (с учетом геологических изысканий), согласно ПУЭ, принимаем равным 1; [12]

$k_3$  – коэффициент, учитывающий снижение токовой нагрузки при числе работающих кабелей в одной траншее, принимаем равным 0,9; [12]

$k_4$  – коэффициент, учитывающий глубину прокладки КЛ, согласно ПУЭ, принимаем равным 1,05; [12]

$k_5$  – коэффициент, учитывающий температуру грунта, принимаем равным 0,96; [12]

$k_6$  – коэффициент, учитывающий прокладку кабеля в трубах в земле, согласно ПУЭ, принимаем равным 0,94. [12]

$$I_p = 0,023 \cdot 1,14 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 1,05 \cdot 0,94 \cdot 0,96 = 0,109 \text{ кА}$$

В соответствии с классом напряжения, температурой окружающей среды, удельным сопротивлением почвы и требуемым количеством цепей

КЛ, для данной реконструкции сети выбран кабель марки АПвПу2г-110-1х185/35.

У данного кабеля допустимая токовая нагрузка составляет 440 А при температуре 25 °С. Это означает, что кабель способен безопасно передавать ток не превышающий 440 А при указанной температуре.

В соответствии с требованиями и регулированиями, монтаж и прокладка выбранных кабелей должны осуществляться в соответствии с "Правилами электромонтажа" (ПУЭ). ПУЭ содержат нормы и правила, регулирующие процесс электромонтажных работ, включая установку и прокладку кабелей. Кабели марки АПвПу2г-110-1х185/35 предназначены для использования как в воздушных линиях электропередачи, так и для прокладки в земле или в воздухе в кабельных сооружениях. Однако, при прокладке кабелей необходимо предусмотреть их защиту от механических повреждений, а также принять дополнительные меры противопожарной защиты. В данном случае, учитывая, что линия находится в черте города Владивостока, предполагается прокладка кабеля в траншеях. Это обеспечит надежную защиту кабелей от механических повреждений и создаст удобные условия для их монтажа и обслуживания.

Вариант №2:

При проектировании воздушных линий электропередачи в городе Владивостоке рекомендуется применять сталеалюминевые провода марки АС. Выбор конкретных проводов осуществляется с использованием метода экономических токовых интервалов, который основывается на значениях расчетной токовой нагрузки.

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях по следующей формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \cdot 10^3, \quad (26)$$



где  $I_{\max}$  - максимальный ток, А;

$P_{\max з}$  - потоки активной максимальной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт;

$Q_{\text{нескз}}$  - потоки максимальной некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВАр;

$n_{\text{ц}}$  – количество цепей линии;

$U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение, кВ.

Далее определим расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_P = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (27)$$

где  $I_{\max}$  - максимальный ток, А;

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05;

$\alpha_t$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки. Примем данный коэффициент равным 1,05.

$$I_{\text{д.д}} \geq I_{P.П}, \quad (28)$$

где  $I_{\text{д.д}}$  - длительно допустимый ток выбранного сечения, А;

$I_{P.П}$  - расчетный послеаварийный ток.

Для примера рассмотрим расчет для головного участка ВТЭЦ 2 – ПС Катерная:

Теперь приведем расчет максимального тока для данного участка:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{54,5^2 + 24,9^2}}{1 \cdot 110 \cdot \sqrt{3}} \cdot 10^3 = 307 \text{ А}$$

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{\text{рПС-Г}} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 307 = 339 \text{ А}$$

Примем к установке на данном участке провод АС-300/39 с длительно допустимым током  $I_{\text{д.д}} = 690 \text{ А}$  чтобы не снижать пропускную способность существующей ЛЭП.

### 3.6 Технико-экономический расчет

Для определения наиболее выгодного с экономической точки зрения варианта реконструкции проводятся соответствующие расчеты.

#### 3.6.1 Расчет капиталовложений

Капиталовложения включают в себя демонтаж старого оборудования, строительство подстанций и линий электропередачи, тыс. руб.:

$$K = K_{\text{дем}} + K_{\text{ПС}} + K_{\text{ЛЭП}} \quad (29)$$

Капитальные вложения на строительство подстанций включают затраты на приобретение трансформаторов, устройства компенсации реактивной мощности, строительство ОРУ и постоянные затраты на подведение коммуникаций, благоустройство территории и покупку земли, тыс. руб.:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ТР}} + K_{\text{КВ}} + K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ПОСТ}} + K_{\text{ОТ.З.}}) \cdot K_{\text{ИНФ}} \cdot K_{\text{ЗОН}}, \quad (33)$$

где  $K_{\text{ТР}}$  – стоимость трансформатора, зависит от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{КУ}$  – стоимость компенсирующих устройств, зависит от мощности;

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

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат, зависит от тех же показателей, что и стоимость ОРУ;

$K_{ОТ.З.}$  – затраты на отвод земли.

1) Вариант схемы №3

$$K_{ПС} = (11000 + 14000 + 8600 + 413) \cdot 9,5 \cdot 1,4 = 452400 \text{ тыс.руб.}$$

2) Вариант схемы №2

$$K_{ПС} = (11000 + 21000 + 8600 + 413) \cdot 9,5 \cdot 1,4 = 545500 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения на строительство ВЛ рассчитываются по формуле, тыс. руб.:

$$K_{ЛЭП} = K_0 \cdot L_{\Sigma}, \quad (30)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость одного километра линии;

$L_{\Sigma}$  – длина КЛ.

1) Вариант схемы №3

$$K_{ЛЭП} = 12860 \cdot 2,8 \cdot 9,5 = 128291 \text{ тыс. руб}$$

2) Вариант схемы №2

$$K_{ЛЭП} = 12000 \cdot 1,5 \cdot 9,5 = 51570 \text{ тыс. руб}$$

Капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети:

### 1) Вариант схемы №3

$$K = 452400 + 128291 = 580700 \text{ тыс. руб}$$

### 2) Вариант схемы №2

$$K = 545500 + 51570 = 597043 \text{ тыс. руб}$$

### 3.6.2 Расчет потерь электроэнергии

Для расчета потерь электрической энергии в трансформаторах и линиях электропередачи необходимо использовать соответствующие формулы, учитывающие параметры элементов сети. В данном случае это будут потери в трансформаторах ( $\Delta W_{TP}$ ) и потери в линиях электропередачи ( $\Delta W_{ЛЭП}$ ). Расчет потерь производится в ПК RastrWin3

$$\Delta W = \Delta W_{ЛЭП} + \Delta W_{TP}, \quad (31)$$

### 1) Вариант схемы №3

Суммарные потери электрической мощности в элементах сети:

$$\Delta W = 61260 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

### 2) Вариант схемы №2

Суммарные потери электрической мощности в элементах сети:

$$\Delta W = 318200 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

### 3.6.3 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{PЭО} + I_{\Delta W}, \quad (32)$$

$$I = 32600 + 29850 + 5 = 62450 \text{ тыс.руб.}$$

где  $I_{AM}$  – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{PЭО}$  – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$  – затраты на передачу электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле [6]:

$$I_{PЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (33)$$

$$I_{PЭО} = 0,008 \cdot 51570 + 0,059 \cdot 545500 = 32600 \text{ тыс.руб.}$$

где  $\alpha_{тэоВЛ}$ ,  $\alpha_{тэоПС}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию

и обслуживание ВЛ и ПС ( $\alpha_{тэоВЛ} = 0,008$ ;  $\alpha_{тэоПС} = 0,059$ ).

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ( $T_{СЛ} = 20$  лет), [7]:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (34)$$

$$I_{AM} = \frac{597000}{20} = 29850 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии [7]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (35)$$

$$I_{\Delta W} = 2461 \cdot 2 = 5 \text{ тыс.руб.}$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, равен 2руб/кВт·ч.

Таблица 25 – значения издержек для вариантов проектирования

Вариант проектирования	И <sub>АМ</sub> , тыс.руб	И <sub>РЭО</sub> , тыс. руб	И <sub>ДВ</sub> , тыс. руб	И <sub>Σ</sub> , тыс. руб
2	2985	32600	4.9	6.24
3	2903	27720	4.4	5.6

### 3.6.4 Определение приведенных затрат

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$З = E_{н.д} \cdot K + I_{\Sigma}, \quad (36)$$

где  $E_H$  – нормативный коэффициент экономической эффективности, принимается равным 0,1;

$K$  – капиталовложения, необходимые для сооружения сети;

$I_{\Sigma}$  – суммарные издержки.

#### 1) Вариант схемы №3

$$З = 0,1 \cdot 597000 + 6245 = 146 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

#### 1) Вариант схемы №2

$$З = 0,1 \cdot 580700 + 5675 = 138 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Техничко-экономические показатели для варианта сети

Показатель	Вариант №2	Вариант №3
Капиталовложения, млн. руб.	597	580
Издержки, млн. руб.	6	5.6
Приведенные затраты, млн. руб.	146	138

Отсюда делаем вывод, что принят вариант реконструкции №3, как наиболее целесообразный при дальнейшей реконструкции сети.

На рисунке 15 представлена графическая схема выбранного варианта подключения ПС Катерная.

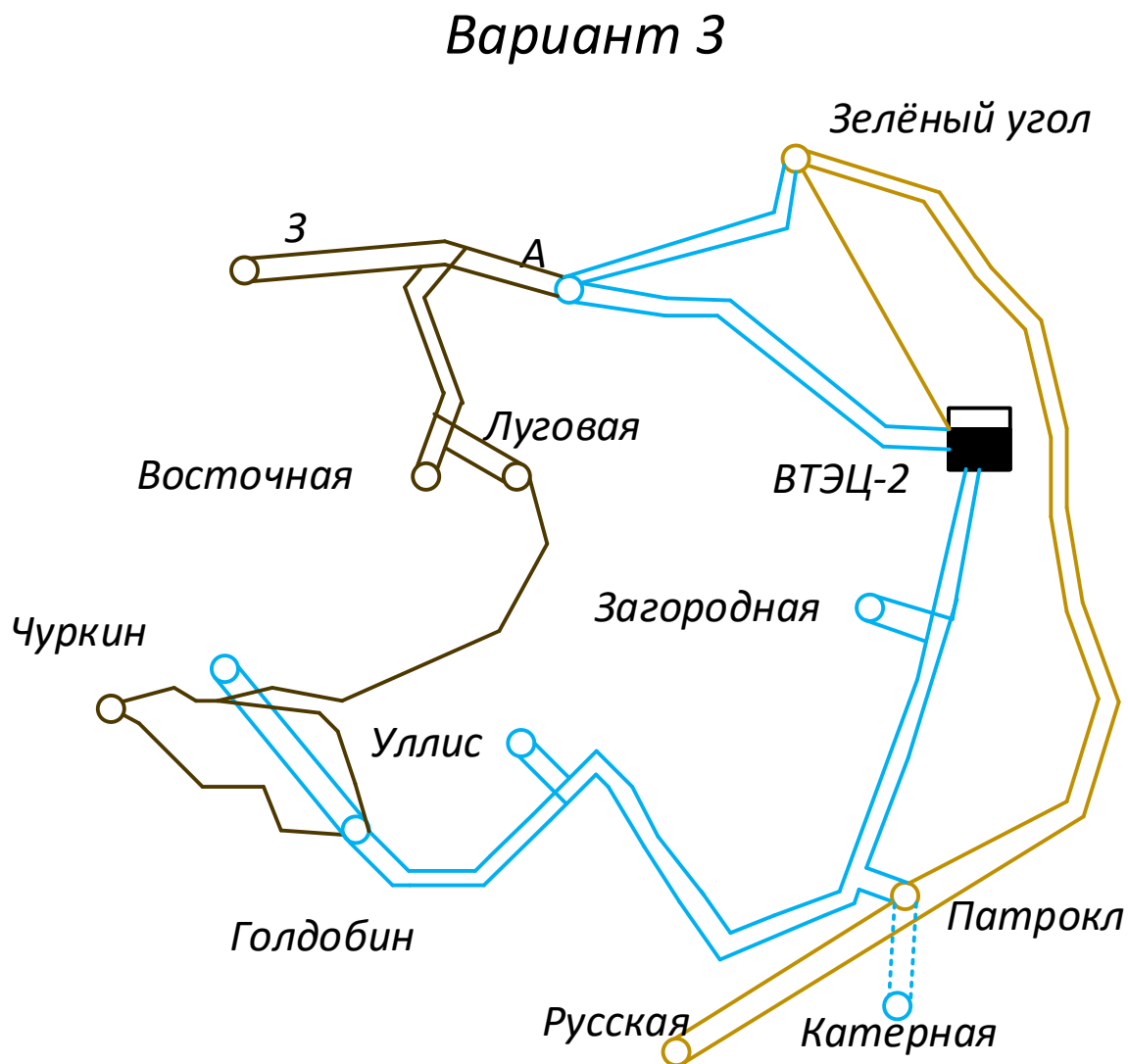


Рисунок 15 – Карта-схема выбранного варианта реконструкции сети

## 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткие замыкания возникают из-за нарушения целостности изоляции электрических цепей, и их причины могут быть разнообразными. Наиболее распространенным случаем является короткое замыкание, которое происходит через переходное сопротивление.

В данном разделе расчет тока короткого замыкания будет выполнен с использованием метода симметричных составляющих. Будут произведены расчеты для трехфазных и двухфазных коротких замыканий, а полученные значения будут использованы для выбора и проверки основного электротехнического оборудования на подстанции 110/6 кВ Катерная.

Чтобы повысить точность результатов нужно провести расчет в программе ПВК RastrRZ.

### 4.1 Расчет в RastrKZ

Комплекс предназначен для расчета токов коротких замыканий различных типов: трехфазных, двухфазных, однофазных и коротких замыканий на землю. Он основан на методе симметричных составляющих и позволяет определить величину тока короткого замыкания в различных условиях. Это важный инструмент при выборе и проверке электротехнического оборудования на подстанции 110/6 кВ Катерная.

Для расчета необходимо создать шаблон «динамика.rst». Для задания исходных данных существует вкладка «Несимметрия», путь к ней Открыть – Несимметрия. Аналогия задания исходных данных аналогична с ПК RastrWin, для задания узлов существует вкладка «Узлы/Несим/ИД», для ветвей «Ветви/Несим/ИД» из параметров ветви достаточно задать индуктивное сопротивление прямой последовательности, для расчета КЗ необходимо задание параметров генераторного оборудования и/или эквивалентной системы «Генератор/Несим» необходимо задать индуктивное сопротивление прямой последовательности и ЭДС генератора.



## 4.2 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК

Проведение расчета токов короткого замыкания имеет целью определение теоретически возможного тока при коротком замыкании. Полученные результаты используются для выбора подходящего электрооборудования и для расчета уставок релейной защиты.

При расчёте токов КЗ в ПВК RastrWin3 необходимо задать сопротивление генераторов прямой и обратной последовательности, а также сопротивлений линий прямой и нулевой последовательности. [8]

На Владивостокской ТЭЦ-2 установлены генераторы двух типов. Параметры генераторов приведены в таблице 25.

Таблица 27 – Параметры генераторов

Параметр	Тип генератора	
	ТВФ-100-2УЗ	ТВФ-120-2УЗ
1	2	3
Активная мощность, МВт	100	120
Коэффициент мощности	0,85	0,8
Полная мощность, МВА	117,5	125
Номинальное напряжение, кВ	10,5	10,5
Номинальный ток, А	6475	6875
Продольное сверхпереходное сопротивление, о.е.	0,191	0,192

При расчете токов короткого замыкания важно учитывать параметры схемы замещения, которые могут быть определены по следующим формулам:

Сопротивление генератора прямой последовательности:

$$X_{г.пр} = X_d'' \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_n} \quad (37)$$

где  $X_d''$  - переходное сопротивление генератора;

$S_n$  - полная мощность генератора.

Сопротивление генератора прямой последовательности ТВФ-100-2УЗ:

$$X_{\text{з.пр}} = 0,191 \cdot \frac{10,5^2}{117,5} = 0,179$$

Сопротивление генератора прямой последовательности ТВФ-120-2УЗ:

$$X_{\text{з.пр}} = 0,192 \cdot \frac{10,5^2}{125} = 0,169$$

Сопротивление генератора обратной последовательности:

$$X_{\text{з.об}} = 1,22 \cdot X_{\text{з.пр}} \tag{38}$$

Определим реактивное сопротивление обратной последовательности генератора ТВФ-120-2УЗ по формуле 48:

$$X_{\text{з.об}} = 1,22 \cdot 0,169 = 0,206$$

Определим реактивное сопротивление обратной последовательности генератора ТВФ-100-2УЗ по формуле 48:

$$X_{\text{з.об}} = 1,22 \cdot 0,179 = 0,218$$

Сопротивления линий возьмем из пункта 1.3.1.

### **4.3 Алгоритм расчета ТКЗ в ПК RastrWin 3**

Результаты расчета сведены в таблицу открыть – несимметрия – состав/несим. В столбце Тип выбирается тип КЗ, в столбце П1 номер расчетного узла. Расчёт производится нажатием кнопки «ТКЗ» на панели управления, результаты расчета отображаются в виде суммарной величины модуля тока прямой, обратной и нулевой последовательности.

Таблица 28 – Узлы/Несим/ИД

Тип	Номер	Название	Уном, кВ
1	2	3	4
зак	1	ПС Владивосток 220 кВ	220
у	2	ПС Волна 220 кВ	220
у	3	ПС Волна Н1	220
у	4	ПС Волна Н2	220
у	5	ПС Волна 110 кВ	110
зак	6	ПС Волна 6 кВ	6,3
у	7	ПС Зеленый угол 220 кВ	220
у	8	ПС Зеленый угол Н1	220
у	9	ПС Зеленый угол Н2	220
у	10	ПС Зеленый угол 110 кВ	110
зак	11	ПС Зеленый угол 10 кВ	10,5
у	12	ПС Патрокл 220 кВ	220
у	13	ПС Патрокл Н1	220
у	14	ПС Патрокл Н2	220
у	15	ПС Патрокл 110 кВ	110
зак	16	ПС Патрокл 10 кВ	10,5
у	17	ВТЭЦ 2 220 кВ	220
у	18	ВТЭЦ 2 Н1	220
у	19	ВТЭЦ 2 Н2	220
у	20	ВТЭЦ 2 110 кВ	110
зак	21	ВТЭЦ 2 10 кВ	10,5
у	22	ПС 2Р 110 кВ	110
у	23	ПС 1Р тяга 110 кВ	110
у	24	ПС Амурская 110 кВ	110
у	25	ПС Залив 110 кВ	110
у	26	ВТЭЦ 1 110 кВ	110
у	27	ПС Орлиная 110 кВ	110
у	28	ПС Голубинка 110 кВ	110
у	29	ПС А 110 кВ	110
у	30	ПС Загородная 110 кВ	110
у	31	ПС Улисс 110 кВ	110
у	32	ПС Голдобин 110 кВ	110
у	33	ПС Чуркин 110 кВ	110
у	34	ПС Стройиндустрия 110 кВ	110
у	35	Восточная ТЭЦ 110 кВ	110
у	36	ПС 1Р 110 кВ	110
у	37	ПС Мингородок 110 кВ	110
у	38	ПС Русская 220 кВ	220
у	39	Оп 29	110
у	40	Оп 11	110
у	41	Оп 8	110
у	42	Оп 46	110
у	43	Оп 28	110
у	44	ПС Бурун	110

1	2	3	4
у	45	ПС Катерная ВН	110
у	46	ПС Катерная Н1	110
у	47	ПС Катерная Н2	110
зак	48	ПС Катерная НН 1	6
зак	49	ПС Катерная НН 2	6,3

Таблица 29 – Ветви/Несим/ИД

Название	R	X
1	2	3
ПС Волна 220 кВ - ПС Волна Н1	0,55	59,2
ПС Волна 220 кВ - ПС Волна Н2	0,55	59,2
ПС Волна Н1 - ПС Волна 110 кВ	0,48	0
ПС Волна Н2 - ПС Волна 110 кВ	0,48	0
ПС Волна Н1 - ПС Волна 6 кВ	3,2	131
ПС Волна Н2 - ПС Волна 6 кВ	3,2	131
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Зеленый угол Н1	1,4	104
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Зеленый угол Н2	1,4	104
ПС Зеленый угол Н1 - ПС Зеленый угол 110 кВ	1,4	0
ПС Зеленый угол Н2 - ПС Зеленый угол 110 кВ	1,4	0
ПС Зеленый угол Н1 - ПС Зеленый угол 10 кВ	2,8	195,6
ПС Зеленый угол Н2 - ПС Зеленый угол 10 кВ	2,8	195,6
ПС Патрокл 220 кВ - ПС Патрокл Н1	1,4	104
ПС Патрокл 220 кВ - ПС Патрокл Н2	1,4	104
ПС Патрокл Н1 - ПС Патрокл 110 кВ	1,4	0
ПС Патрокл Н2 - ПС Патрокл 110 кВ	1,4	0
ПС Патрокл Н1 - ПС Патрокл 10 кВ	2,8	195,6
ПС Патрокл Н2 - ПС Патрокл 10 кВ	2,8	195,6
ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н1	0,55	59,2
ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н2	0,55	59,2
ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 110 кВ	0,48	0
ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 110 кВ	0,48	0
ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 10 кВ	3,2	131
ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 10 кВ	3,2	131
ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	0,4	1,76
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	0,86	3,77
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	1,48	6,48
ПС Патрокл 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	0,62	2,7
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Волна 220 кВ	1,12	4,89
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	6,12	26,81
ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	5,25	23
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	0,76	2,55
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	0,76	2,55
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	0,28	1,21
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	0,28	1,21

## Продолжение таблицы 29

1	2	3
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 29	0,61	1,3
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 11	0,61	1,3
ПС Патрокл 110 кВ - Оп 11	0,01	0,01
ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	0,13	0,22
ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	0,13	0,22
Оп 29 - Оп 8	0,4	0,08
ПС Патрокл 110 кВ - Оп 8	0,55	1,17
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	0,15	0,31
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	0,15	0,31
ПС Голдобин 110 кВ - ПС Чуркин 110 кВ	0,48	1,02
ПС Голдобин 110 кВ - ПС Чуркин 110 кВ	0,48	1,02
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	0,26	1,16
ВТЭЦ 1 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	0,15	0,5
ПС Залив 110 кВ - ПС Амурская 110 кВ	0,12	0,405
ВТЭЦ 1 110 кВ - Оп 46	0,56	1,89
ПС Амурская 110 кВ - Оп 28	0,23	0,77
ПС Волна 110 кВ - Оп 46	0,55	1,86
ПС 2Р 110 кВ - Оп 28	0,42	1,42
ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 46	0,025	0,043
ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 28	0,025	0,043
ПС 1Р 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	0,23	1,03
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	0,12	0,45
Восточная ТЭЦ 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ	0,52	3,17
Восточная ТЭЦ 110 кВ - ПС Стройиндустрия 110 кВ	0,07	0,43
Восточная ТЭЦ 110 кВ - ПС 1Р 110 кВ	0,39	2,38
Восточная ТЭЦ 110 кВ - ПС Зеленый угол 110 кВ	0,22	1,34
Оп 29 - ПС Улисс 110 кВ	0,02	0,042
Оп 8 - ПС Улисс 110 кВ	0,02	0,042
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	0,39	1,32
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	0,39	1,32
ПС Стройиндустрия 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ	0,33	1,46
ПС Волна 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ	0,22	0,99
ПС Волна 110 кВ - ПС Бурун	0,42	1,84
ПС Бурун - ПС 2Р 110 кВ	0,19	0,84
ВТЭЦ 1 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	0,13	0,45
ПС Орлиная 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	0,15	0,5
ПС Катерная ВН - ПС Катерная Н1	1,4	34,7
ПС Катерная Н1 - ПС Катерная НН 1	1,4	0
ПС Катерная Н1 - ПС Катерная НН 2	1,4	0
ПС Катерная ВН - ПС Катерная Н2	1,4	34,7
ПС Катерная Н2 - ПС Катерная НН 1	1,4	0
ПС Катерная Н2 - ПС Катерная НН 2	1,4	0
ПС Патрокл 110 кВ - ПС Катерная ВН	0,55	1,17
ПС Патрокл 110 кВ - ПС Катерная ВН	0,55	1,17

Таблица 30 – Генератор/Несим/ИД

Название	№ узла	X	x2	E
1	2	3	4	5
ВТЭЦ 2 Г-1	1	0,179	0,218	10,5
ВТЭЦ 2 Г-2	2	0,169	0,206	10,5
ВТЭЦ 2 Г-3	3	0,169	0,206	10,5
ВТЭЦ Г-4	4	0,179	0,218	10,5
ВТЭЦ Г-5	5	0,179	0,218	10,5
ВТЭЦ Г-6	6	0,179	0,218	10,5
ПС Волна ВН	7	1,208	1,407	230
ПС Зеленый угол	8	1,990	2,420	230
ВТЭЦ 2	9	2,051	2,503	230
ПС Зеленый угол	10	1,010	1,903	115
ПС Волна ВН	11	1,090	1,779	115

Ударный ток КЗ находится по следующей формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{по}^{(3)}, \quad (39)$$

где  $I_{по}^{(3)}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания;

$K_{y\delta}$  – ударный коэффициент.

$$K_{y\delta} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}}, \quad (40)$$

$$K_{y\delta} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,02}} = 2,65, \text{ при } T_a \text{ равной } 0,02;$$

$$K_{y\delta} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,03}} = 2,4 \text{ при } T_a \text{ равной } 0,03.$$

где  $T_a$  – постоянная времени.

Результаты расчета приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Значения токов трехфазного и двухфазного КЗ на шинах ПС Катерная

Точка КЗ	$I_{ПО}^{(3)}$ , кА	$I_{ПО}^{(2)}$ , кА	$T_a$	$i_{уд}$ , кА
1	2	3	4	5
ВН ПС Катерная	2,95	1,47	0,03	7.08
НН ПС Катерная	29,87	14,94	0,02	79.15

Полученные значения токов короткого замыкания имеют важное значение при выборе и проверке оборудования на подстанции Катерная.

Для выбора электрического оборудования подстанции (ПС) необходимо рассчитать номинальные рабочие токи в элементах системы. Номинальный рабочий ток представляет собой максимальный ток, при котором оборудование способно работать в нормальных условиях без перегрузки или повреждений.

Номинальные рабочие токи:

$$I_{НОМ1} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (41)$$

$$I_{НОМ1} = \frac{30770}{\sqrt{3} \cdot 110} = 161,5 \text{ А};$$

$$I_{НОМ2} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot U_{НН}}, \quad (42)$$

$$I_{\text{НОМ2}} = \frac{30770}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1776,5 \text{ A};$$

$$I_{\text{НОМ3}} = \frac{0,5 \cdot S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (43)$$

$$I_{\text{НОМ3}} = \frac{0,5 \cdot 30770}{\sqrt{3} \cdot 10} = 888,2 \text{ A};$$

Количество присоединений, согласно проекторной документации, 8 штук.

$$I_{\text{НОМ4}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 8}, \quad (44)$$

$$I_{\text{НОМ4}} = \frac{30770}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 8} = 222 \text{ A};$$

Таблица 32 - номинальные рабочие токи

Расположение	Номинально рабочий ток, А.
ВН	161,5
НН	1776,5
НН	888,2
НН	222



## 5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ ДЛЯ ПС КАТЕРНАЯ

При выборе токоведущих частей и электрических аппаратов для электроустановок необходимо учитывать их способность обеспечивать надежную работу не только в нормальных условиях, но и в аварийных ситуациях. Это важно для обеспечения безопасности и непрерывности электроснабжения.

Рассчитываем время отключения выключателей, учитывая степень селективности:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в}} + t_{\text{р.з.}} , \quad (45)$$

где  $T_a$  - постоянная затухания;

$t_{\text{р.з.}}$  - собственное время отключения выключателя;

$t_{\text{р.з.}}$  - степень селективности.

Таблица 33 - Время отключения выключателей.

№ выключателя	$t_{\text{р.з.}}$ , с	$T_a$ , с	$t_{\text{с.в}}$ , с	$t_{\text{откл}}$ , с
ОРУ 110 кВ				
1	2	0,02	0,07	2,07
ОРУ 6кВ				
2	1,5	0,01	0,03	1,53

### 5.1 Выбор и проверка выключателей

При выборе выключателей необходимо учитывать их соответствие нормальному режиму работы, а также их отключающую способность и стойкость к токам короткого замыкания. При выборе выключателей нужно соблюдать следующие условия:

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

Выбор выключателей:

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем элегазовые выключатели наружной установки ОРУ 110 кВ:

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

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_{к1} = I_{кз}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (46)$$

$$B_k = 2,95^2 \cdot (2,07 + 0,02) = 18,2 \text{ MA}^2\text{c};$$

Выбор выключателей наружной установки ОРУ 110 кВ;

Таблица 34 – Выключатель ВГТ – 110 – 40/2500У1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{max1} = 161,5 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{отклном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 2,95 \text{ кА}$	$I_{п0} < I_{отклном}$
$i_{вкл.} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 7,08 \text{ кА}$	$i_y < i_{вкл.}$
$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 2,95 \text{ кА}$	$I_{п0} < I_{пр.скв}$
$i_{пр.скв.} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 7,08 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{пр.скв.}$
$I_{вклном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 2,95 \text{ кА}$	$I_{п0} < I_{вклном}$
$i_{аном} = 22,627 \text{ кА}$	$i_{ат} = 3,7 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{аном}$
$B_{кном} = 4800 \text{ KA}^2\text{c}$	$B_k = 18,2 \text{ KA}^2\text{c}$	$B_k < B_{кном}$

## 5.2 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель - это коммутационное устройство, которое применяется для систем с напряжением выше 1 кВ. Его основная функция заключается в создании видимого разрыва и изоляции между частями системы или отдельными устройствами, находящимися под напряжением, с целью обеспечения безопасности при проведении работ или ремонта.

Разъединители выбираются по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

На стороне 110 кВ выберем разъединители марки:

РГ-1-1-110/1000 УХЛ1 – с одним заземляющим ножом:

РГ-2-1-110/1000 УХЛ1 – с двумя заземляющими ножами:

РУ 110 кВ:

Таблица 35 – Разъединитель РГ2 – 110/1000 УХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 161,5 \text{ А}$	$I_{\text{max}} < I_{\text{ном}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_y = 7,08 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{пр.скв}}$
Главные ножи		
$B_{\text{Кном}} = 31,5^2 \cdot 2$ $= 1984 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 18,2 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{Кном}}$
Заземляющие ножи		
$B_{\text{Кном}} = 31,5^2 \cdot 1$ $= 992 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 18,2 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{Кном}}$

Разъединители укомплектованы приводом с электродвигателем на постоянном токе (ПД – 14П УХЛ1).

## 5.3. Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока представляет собой устройство, разработанное для

снижения первоначальной силы тока до уровней, более подходящих для измерительных инструментов и системы релейной защиты.

Трансформаторы тока (ТТ) подключаются в одну, две или три фазы, всё зависит от напряжения и назначения цепи:

Трансформаторы тока (ТТ) устанавливаются в каждой цепи, где присутствуют выключатели, обычно в виде одного комплекта. Они также обязательны в цепи генератора, даже если отсутствует выключатель для генератора. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи определяется мощностью самого генератора.

При выборе трансформаторов тока (ТТ) учитываются следующие параметры: номинальное напряжение, первичный и вторичный токи, род установки (внутренний или наружный), конструкция, класс точности. Также осуществляется проверка на термическую и электродинамическую стойкость в случае короткого замыкания (КЗ).

Таблица 36 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_H, \text{кВ}$	$l, \text{м}$
110	60 – 75
6	10

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

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}, \quad (47)$$

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (48)$$

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

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

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

$$r_{приб} = \frac{S_{приб.}}{I_{2н}^2}; \quad (49)$$

ОРУ 110 кВ:

$$r_{пр} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,53 \text{ Ом};$$

$$r_{приб} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом};$$

$$Z_{2н} = 0,068 + 0,53 + 0,1 = 0,7 \text{ Ом};$$

Таблица 37 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 110 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ и РЭ	Ртутный 230	0,2	0,2	0,2
Итого		0,7	0,7	0,7

Таблица 38 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 161,5 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{пр.скв} = 79 \text{ кА}$	$I_{уд} = 7,08 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{Кном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 18,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Кном} > B_k$

Из расчетных данных видно, что трансформатор тока ТОГФ 110 проходит по всем условиям.

#### 5.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения используются для понижения высокого напряжения до значений, которые являются безопасными и удобными для измерений и релейной защиты. Они также выполняют функцию отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей с высоким напряжением.

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

РУ 110 кВ:

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 110 кВ.

Таблица 39 – Вторичная нагрузка ТН на ВН

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
Вольтметр	Э335	2	1	2	4
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	2	20
Счётчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	16	4	4	62
Итого					88

В РУ 110 кВ устанавливаем ТН: ЗНОГ – 110.

Суммарная мощность приборов:

$$88 \text{ ВА} \leq 120 \text{ ВА}$$

Таблица 40 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 120$ ВА	$S_{\Sigma} = 88$ ВА	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

### 5.5 Выбор и проверка токоведущих частей

Принимаем жесткую ошиновку из алюминиевого сплава 1915Т с 70мм наружным диаметром трубной шины, 64мм внутренний диаметр трубной шины.

$$I_{доп} = 925 \text{ А};$$

Выбор сечения шин производится по допустимому току:

$$I_{maxВН} \leq I_{доп}; \quad (50)$$

$161,5 \leq 925$  – условие выполняется.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (51)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{18,2 \cdot 10^6}}{91} = 47 \text{ мм}^2;$$

$q_{min} < q$  – условие выполняется.

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя:

$$J = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64}; \quad (52)$$

$$J = \frac{3.14(70^4 - 64^4)}{64} = 39 \text{ см}^4;$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (53)$$

$$f_0 = 200 \text{ Гц};$$

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{39}{8}} = 2,008 \text{ м}^2;$$

$$l = \sqrt{2,008} = 1,417 \text{ м};$$

Принимаем  $l = 1,35 \text{ м};$

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a}; \quad (54)$$

$a$  – расстояние между фазами для 110 кВ равно 2 м;

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{7080^2}{2} = 32 \text{ Н / м};$$



Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (55)$$

$$W_{\phi} = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D} = 1,9 \text{ см}^3; \quad (56)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{32 \cdot 6^2}{10 \cdot 1,9} = 10,1 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}. \quad (57)$$

Для выбранной шины  $\sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}$ , значит условие по механической прочности выполняется и выбранная шина подходит для установки.

Таблица 41 – Сопоставление данных для жестких шин в ОРУ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 161,5 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 18,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 632 \text{ мм}^2$	$q_{min} = 47 \text{ мм}^2$	$q_{min} \leq q$
$\sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 10,1 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

## 5.6 Выбор и проверка изоляторов

К установке приняты опорные изоляторы ИО-110-400 с допустимой нагрузкой на изгиб:

Таблица 42 – Сопоставление данных опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{расч} = 110$ кВ	$U_{ном} \leq U_{расч}$
$F_{доп} = 18000$ Н	$F_{расч} = 7040$ Н	$F_{расч} \leq F_{доп}$

Условия выбора;

По номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \quad (58)$$

$$110 \leq 110;$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{ДОП} \quad (59)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F; \quad (60)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ Н};$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (61)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (62)$$

$$k_h = \frac{900 + 64 + \frac{70}{2}}{900} = 1,11;$$

$$F_{расч} = 32 \cdot 1,1 \cdot 2 = 7040Н;$$

$F_{расч} \leq F_{ДОП}$  – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки.

Таким образом, опорный изолятор ИО-110-400 удовлетворяет условию механической прочности и может быть допущен к установке.

### 5.7 Выбор ОПН

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ} \quad (63)$$

Принимаем первоначально ОПН–П1–110/105/10 У1 по номинальному напряжению 110 кВ.

$$110кВ \geq 110кВ$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ} \quad (64)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}} \quad (65)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 89,44 \text{ кВ}$$

$$105 \text{ кВ} \geq 89,44 \text{ кВ}$$

Выбранный выше тип ОПН проверяется на обеспечение им требуемого защитного уровня коммутационных перенапряжений.

Величина коммутационных перенапряжений определяет остаточное напряжение ОПН, которое должно быть не менее чем на 15-20% ниже испытательного напряжения коммутационным импульсом для обеспечения защиты электрооборудования.

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,2) \quad (66)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исп50}$$

где -  $U_{исп50}$  50%-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе, принимаем равным 128 кВ.

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 128 = 219,3 \text{ кВ}$$

$$175 \leq 219,3 / (1,2) \text{ кВ}$$

$$175 \leq 182,75 \text{ кВ}$$

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям,  $A_{вн}$ .

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,15 - 0,25) \quad (67)$$

где  $U_{доп}$  - допустимый уровень внутренних перенапряжений(450);

$$A_{вн} = (450 - 175) / 450 > 0,25$$

$$A_{вн} = 0,61 > 0,25$$

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям,  $A_{гр}$  :

$$A_{гр} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,2 - 0,25) \quad (68)$$

$$A_{гр} = (450 - 175) / 450 > 0,25$$

$$A_{гр} = 0,61 > 0,25$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 43 - Параметры ОПН–П1–110/105/10 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН–П1–110/105/10 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	105
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	175
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

## 6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЯЧЕЕК КРУ ДЛЯ ПС КАТЕРНАЯ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) представляет собой систему распределения электроэнергии, которая включает в себя закрытые шкафы, содержащие встроенные аппараты, измерительные и защитные приборы, а также вспомогательные устройства.

Шкафы с полностью собранным и готовым к работе оборудованием поставляются на место монтажа, где их устанавливают и соединяют сборные шины на стыках шкафов, а также подводят силовые и контрольные кабели. Применение комплектного распределительного устройства (КРУ) позволяет значительно ускорить процесс монтажа распределительной системы. Кроме того, КРУ обеспечивает безопасность в обслуживании. Все части, которые находятся под напряжением, закрыты металлическим кожухом. Это предотвращает доступ к электрическим контактам и снижает риск поражения электрическим током. Такая защита обеспечивает безопасность для персонала, обслуживающего распределительное устройство.

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

В типичном случае комплектное распределительное устройство (КРУ) поставляется в виде отдельных ячеек, которые могут быть соединены в распределительную установку (РУ). По требованию заказчика, КРУ может быть поставлено в транспортных блоках, каждый из которых состоит из трех ячеек с заранее смонтированными соединениями главных и вспомогательных цепей.

В состав КРУ могут входить следующие компоненты:

1. Шинные мосты: используются для соединения двух рядов ячеек в КРУ, обеспечивая передачу электроэнергии между ними.
2. Шинные вводы: предназначены для подключения внешних источников питания к КРУ, например, от подстанции или генератора.

3. Кабельные вводы: используются для подвода силовых кабелей к КРУ, обеспечивая подключение к внешним потребителям электроэнергии.

4. Кабельные лотки: служат для прокладки и организации контрольных кабелей, которые необходимы для связи и контроля внутренних компонентов КРУ.

5. Блоки панелей: предназначены для размещения общеподстанционной аппаратуры, такой как релейная защита, измерительные приборы и другие устройства, а также для ввода контрольных кабелей.

6. Переходные шкафы: используются для стыковки КРУ разных серий, если заказчик выражает такое желание.

Принимаем к установке на напряжении 6 кВ КРУ-СЭЩ-63-6 со встроенными вакуумными силовыми выключателями ВВУ-СЭЩ-6, в таблице 13 представлены его параметры, на рисунке 6 внешний вид ячейки.

Таблица 44 – Параметры КРУ-СЭЩ-63-6

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	20
Электродинамическая стойкость, кА	91
Термическая стойкость, кА/с	20
Тип выключателя	Вакуумный
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

### **Выбор и проверка ячеек КРУ 10 кВ.**

Выбор ячеек КРУ производится аналогично выбору выключателей.

1 По напряжению установки:



2 По току продолжительного режима:

Проверка ячеек КРУ.

1 По отключающей способности

При выборе встроенных выключателей для комплектного распределительного устройства (КРУ) проверяется их отключающая способность как для периодической составляющей тока короткого замыкания (КЗ), так и для полного расчетного тока КЗ.

Для анализа отключающей способности встроенного выключателя учитывается номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для заданного времени  $t$ . Это значение рассчитывается специально для данного встроенного выключателя.

2 По термической стойкости выключателя

Тепловой импульс [4]:

$$W_k = I_{п.0.к2}^2 \cdot (t_{отк} + T_{а.к2}) \quad (69)$$

$$W_k = 14,94^2 \cdot (2,57 + 0,05) = 584,8 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$1200 \text{ кА} \geq 584,8 \text{ кА}.$$

3 По электродинамической стойкости [4]:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд.к2}, \quad (70)$$

$$91 \text{ кА} \geq 79,15 \text{ кА}.$$

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 6\text{кВ}$	$U_{уст} = 6\text{кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000\text{ А}$	$I_{раб.маx} = 888,2\text{А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$i_{пр.скв} = 91\text{ кА}$	$i_{уд} = 79,15\text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{к.ном} = 1200\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 584,8\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

КРУ марки СЭЩ-63-6 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

### 6.1 Выбор и проверка выключателей.

В качестве силовых выключателей в КРУ применяются ВВУ-СЭЩ-6.

Таблица 46 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 6\text{ кВ}$	$U_{уст} = 6\text{кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000\text{ А}$	$I_{раб.маx} = 888,2\text{А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 20\text{ кА}$	$I_{н.о} = 14,94\text{кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{пр.скв} = 91\text{ кА}$	$i_{уд} = 79,15\text{кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$I_{пр.скв} = 20\text{кА}$	$I_{н.о}^3 = 14,94\text{кА}$	$I_{по} \leq I_{пр.скв}$
$i_{вкл} = 91\text{ кА}$	$i_{уд} = 79,15\text{кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл.ном} = 20\text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 14,94\text{кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл.ном}$
$B_{к.ном} = 1200\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 584,8\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{аНОМ} = 22,274\text{ кА}$	$i_{ат} = 21,44\text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{аНОМ}$

Выбранные выключатели на стороне 6 кВ удовлетворяют условиям проверки.

## 6.2 Выбор и проверка разъединителей.

Выбор и проверка разъединителя в КРУ 6 кВ не производится, поскольку КРУ 6 кВ используются выкатные элементы и конструктивно разъединителя не предусмотрено.

## 6.3 Выбор и проверка трансформаторов тока.

Принимаем к установке в вводной ячейке ТОЛ-СЭЩ-6-1000.

Таблица 47 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ и РЭ	Ртутный 230	0,2	0,2	0,2
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 48 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в вводной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 888,2 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,53 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 79,15 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 584,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Для ТТ в секционной ячейке и на отходящих фидерах:

## 6.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения.

Для исключения вероятности возникновения феррорезонансных перенапряжений примем к установке антирезонансный ТН марки НАМИ-6.

Таблица 49 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	14	105
Итого				122

Таблица 50 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-6

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 400 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 122 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения соответствуют условиям их выбора.

### 6.5 Выбор и проверка токоведущих частей.

Принимаем пакет из алюминиевых прямоугольных шин АД31Т1 сечением 50x5 мм

$$q = 500 \text{ мм}^2; I_{доп} = 745 \text{ А};$$

Выбор сечения шин производится по допустимому току:

$$I_{maxHH} \leq I_{доп}; \tag{71}$$

$610 \leq 745$  – условие выполняется.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (72)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{584,8 \cdot 10^6}}{91} = 265,7 \text{ мм}^2;$$

$q_{\min} < q$  – условие выполняется.

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (73)$$

$$J = \frac{5 \cdot 5^3}{12} = 43 \text{ см}^4;$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (74)$$

$$f_0 = 200 \text{ Гц};$$

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{43}{8}} = 2,008 \text{ м}^2;$$

$$l = \sqrt{2,008} = 1,417 \text{ м};$$

Принимаем  $l = 1,35$  м;

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a}; \quad (75)$$

$a$  – расстояние между фазами для 10 кВ равно 0,22 м;

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{79150^2}{0,22} = 239,816 \text{ Н / м};$$

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (76)$$

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (77)$$

$$W_{\phi} = \frac{5 \cdot 5^2}{6} = 10,667 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{расч} = \frac{239,816 \cdot 1,35^2}{10 \cdot 10,667} = 4,097 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{ДОП}. \quad (78)$$

Для выбранной шины  $\sigma_{доп} = 20 \text{ МПа}$ , следовательно условие по механической прочности выполняется и выбранная шина подходит для установки.

Таблица 51 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 750 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 610 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 1977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 584,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 500 \text{ мм}^2$	$q_{мин} = 265,7 \text{ мм}^2$	$q_{мин} \leq q$
$\sigma_{доп} = 20 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 4,1 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

### 6.6 Выбор и проверка изоляторов

К установке приняты опорные изоляторы ИО-10-3,75 с допустимой нагрузкой на изгиб:

Таблица 52 – Сопоставление данных опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{расч}$
$F_{доп} = 3600 \text{ Н}$	$F_{расч} = 285,8 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{доп}$

Условия выбора;

По номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \quad (79)$$

$$6 \leq 6;$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{ДОП} \quad (80)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F; \quad (81)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot 6000 = 3600 \text{ H};$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (82)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (83)$$

$$k_h = \frac{130 + 80 + \frac{10}{2}}{130} = 1,654;$$

$$F_{расч} = 239,816 \cdot 1,35 \cdot 1,654 = 535,485 \text{ H};$$

$F_{расч} \leq F_{ДОП}$  – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки.

Таким образом, опорный изолятор ИО-10-3,75 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

## 6.7 Выбор ОПН



Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ} \quad (84)$$

Принимаем первоначально ОПН-П1-6 УХЛ1 по номинальному напряжению 6 кВ.

$$6\text{кВ} \geq 6\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ} \quad (85)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 6}{\sqrt{3}} = 3,98\text{кВ}$$

$$6\text{кВ} \geq 3,98\text{кВ}$$

Выбранный выше тип ОПН проверяется на обеспечение им требуемого защитного уровня коммутационных перенапряжений.

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ОПН, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15-20% ниже испытательного напряжения  $U_{ки}$  коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования:

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,2) \quad (86)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исн50} \quad (87)$$

где -  $U_{исн50}$  50%-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе принимаем равным 60.

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 60 = 102,8 \text{ кВ}$$

$$20,1 \leq 102,8 / (1,2) \text{ кВ}$$

$$20,1 \leq 85,6 \text{ кВ}$$

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям,  $A_{вн}$ .

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,15 - 0,25) \quad (88)$$

где  $U_{доп}$  - допустимый уровень внутренних перенапряжений;

$$A_{вн} = (59 - 20,1) / 59 > 0,25$$

$$A_{вн} = 0,37 > 0,25$$

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям,  $A_{гр}$ :

$$A_{гр} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,2 - 0,25) \quad (89)$$

$$A_{гр} = (59 - 20,1) / 59 > 0,25$$

$$A_{ep} = 0,37 > 0,25$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 53 - Параметры ОПН-П1-6 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П1-10/10,5/10 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	6
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	6
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	20,1
Длина пути утечки, см	19,2
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	2

## 7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ТСН

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от нескольких факторов, включая тип подстанции, мощность трансформаторов, наличие синхронных компенсаторов и тип электрооборудования. Каждый из этих факторов оказывает влияние на энергопотребление и требования к электроснабжению для собственных нужд подстанции.

Оперативные цепи, система связи, телемеханика, система охлаждения трансформаторов, подогрев, аварийное освещение, система пожаротушения и электроприемники компрессорной – все эти компоненты представляют собой важные элементы, отвечающие за надлежащую работу подстанций. Они выполняют ответственные функции, обеспечивая безопасность и эффективность работы системы.

Мощность трансформаторов, предназначенных для собственных нужд, определяется на основе нагрузок с учетом коэффициентов загрузки и одновременности. При этом учитываются как летние, так и зимние нагрузки, а также нагрузка во время ремонтных работ на подстанции.

Таблица 54 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos\varphi$	Нагрузка	
	Квт*п	Всего		$P_{уст}$	$Q_{уст}$
Охлаждение ТРДН – 40000/110/6	60,3*2	120,6	0,85	120,6	48,24
Подогрев ВГТ-110	45,8*2	91,6	1	91,6	-
Подогрев КРУ-СЭЦ-63	-	10	1	10	-
Отопление и освещение ОПУ	-	50	1	50	-
Освещение ОРУ	-	10	1	10	-
Итого				282,2	48,24

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + jQ_{\text{уст}}^2}; \quad (90)$$

$K_c$  – коэффициент одновременности нагрузки, принимаем равным 0,8;

$$S_{\text{расч}} = 229$$

Принимаем два трансформатора ТСН – 250/6.

## 8 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПС КАТЕРНАЯ

### 8.1 Расчёт заземления

Заземляющие устройства играют ключевую роль в обеспечении безопасности электроустановок. Они выполняют несколько функций, которые важны для эффективной и безопасной работы системы. Во-первых, заземляющие устройства обеспечивают необходимый уровень электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами. Они создают путь для отвода импульсных токов от молниеотводов и разрядников в землю. Это позволяет предотвратить повреждения оборудования и минимизировать риски для людей в случае возникновения разрядов или молнии.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему, чьи линейные размеры и общая форма определяются компоновкой электрооборудования. Оно обычно представляет собой сетку с прямоугольными ячейками, к которой подключаются вертикальные электроды молниеотводов. В дополнение к этому, по периметру сетки можно установить вертикальные электроды, чтобы достичь нормированных значений сопротивления заземляющего электрода.

Для укладки продольных магистралей сетки следует руководствоваться определенными принципами. Они укладываются вдоль рядов оборудования ОРУ. Поперечные секции сетки устанавливаются с переменным шагом ячеек. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать следующие значения в метрах: 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,5; 20.

Заземляющее устройство подстанции 110/6 кВ подстанции Катерная должно иметь сопротивление растеканию в любое время года не более 0,5 Ом.

Определяется площадь  $S$  используемая под заземление подстанции 110/6 кВ Катерная:

$$S = 3152 \text{ мм}^2;$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя:  $d = 16 \text{ мм}$ .  
Сечение данного прутка составляет  $S_{\text{пр.в}} = 201 \text{ мм}^2$

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

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{к}}^{(1)2} \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (91)$$

где  $I_{\text{к}}^{(1)}$  – ток однофазного короткого замыкания;

$t$  – время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, с;

$\beta$  – коэффициент, для стали равный 21.

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{14,94^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 51,5 \text{ мм}^2$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + S_{\text{ср}}), \quad (92)$$

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

$$S_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + b_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + c_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + d_{\text{к}}, \text{мм} \quad (93)$$

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

$a_k, b_k, c_k, d_k$  – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$S_{\text{ср}} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 = 0,102 \text{ мм};$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (16 + 0,102) = 5,15 \text{ мм}^2.$$

Делается проверка выбранного сечения по вышеприведенным условиям:

$$S_{\text{пр.в.}} \geq F_{\text{т.с}} + F_{\text{кор}}; \quad (94)$$

$$201 \geq 51,75 + 5,15$$

Исследование результатов проверки подтверждает правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции.

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

При планировании расположения оборудования, зданий и сооружений подстанции необходимо учитывать расположение и длину горизонтальных заземляющих электродов с учетом требований к размерам ячеек заземляющей сетки. Один из таких требований состоит в том, чтобы размеры ячеек, примыкающих к точкам присоединения нейтралей силовых трансформаторов, не превышали 6х6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона  $d$  условно делится на целое число с шагом  $a_q = 8$  м. Шаг ячейки между поперечными магистралями заземления принимается увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:



$$L = \left( \frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 \text{ м.} \quad (95)$$

$$L = \left( \frac{3152}{8} \right) \cdot 2 = 788 \text{ м.}$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами  $a$ , тогда  $a = \sqrt{3152} = 56,1 \text{ м.}$

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 \quad (96)$$

$$m = \frac{788}{2 \cdot 56,1} - 1 = 6,02$$

Принимаем ближайшее значение – 7 штук.

Длина ячейки  $a_m = a / m = 56,1 / 7 = 8 \text{ м.}$

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot a \cdot (m + 1) \text{ м} \quad (97)$$

$$L = 923 \text{ м}$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_B = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_B} \cdot l_B}, \quad (98)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot 56,1}{8} = 28,05,$$

где  $a_q$  – расстояние между вертикальными электродами, равная 8 м;

$l_B$  – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения  $n_B = 28$  шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (99)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта, принимаем равным 517,65 Ом·м;

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

$$R_{ст} = 517,65 \cdot \left( \frac{0,05}{\sqrt{3152}} + \frac{1}{923 + 28 \cdot 3} \right) = 0,97 \text{ Ом}$$

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

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и} \quad (100)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (101)$$

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

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3152}}{(517,65 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 0,2$$

$$R_{\text{и}} = 0,97 \cdot 0,2 = 0,194 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

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

## 8.2 Защита от прямых ударов молнии

Для правильного выбора количества и расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо учитывать зоны защиты молниеотводов. Зона защиты определяется как область пространства вокруг громоотвода, где вероятность проникновения молнии в защищаемый объект не превышает определенного уровня, обычно 0,05 или 0,005 относительно вероятности удара молнии при отсутствии громоотвода.

Расчет молниезащиты будем производить, ориентируясь на нормированную зону А, так как напряжение подстанции равно 110 кВ. На подстанции принимаем и устанавливаем 2 стержневых молниеотвода установленных на прожекторных мачтах, два дополнительных, установленных на порталах 110 кВ. Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал 110кВ, высотой  $h_x = 11,35$  м.

Т.к. в данной работе высота молниеотвода  $h < 150$  м., то параметры внешней зоны защиты мы будем определять по следующим формулам:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \tag{102}$$

где  $h_0$  - эффективная высота молниеотвода, м;

$h$  - принятая высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \tag{103}$$

где  $r_0$  - радиус зоны защиты на уровне земли, м.

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (104)$$

$h_x$  - высота защищаемого объекта, м;

$r_x$  - радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м.

Сделаем расчет внутренней зоны защиты для молниеотводов 3 и 4, установленных на прожекторных мачтах.  $h=31,75$ .

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \times 31,75)31,75 = 32,45 \text{ м}$$

$$r_{c0} = 32,45 \text{ м}$$

Определим радиус зоны защиты на уровне линейного портала 110кВ.  
 $h_x=11.35\text{м}$

$$r_x = \frac{32,45(26,78 - 11,35)}{26,78} = 18,7$$

Аналогичный расчет производим для молниеприемников 1 и 2.

Результаты расчета приведены в таблице 44.

Таблица 55 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотвод	Линейный портал 110кВ, М	Трансформатор, М	Земля, М
М1	6,36	14,03	20,54
М2			
М3	18,7	26,14	32,45
М4			

## 9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

В энергосистемах возможны повреждения и ненормальные режимы работы различного электрооборудования, включая электростанции, подстанции, распределительные устройства, линии электропередач и установки потребителей электрической энергии.

При возникновении поломок часто происходит значительное увеличение тока и падение напряжения в элементах энергосистемы. Это повышенное значение тока генерирует большое количество тепла, что может привести к разрушению поврежденных элементов и опасному нагреву неповрежденных линий и оборудования, через которые проходит ток.

Снижение напряжения также нарушает нормальную работу потребителей электроэнергии и стабильность параллельной работы генераторов и всей энергосистемы в целом.

Ненормальные режимы работы обычно приводят к отклонениям величин напряжения, тока и частоты от допустимых значений. Понижение частоты и напряжения создает опасность для нормальной работы потребителей и устойчивости энергосистемы, а повышение напряжения и тока может привести к повреждению оборудования и линий электропередачи.

Таким образом, повреждение может нарушить работу энергосистемы и потребителей электроэнергии, а ненормальные режимы создают возможность для повреждения или нарушения работы самой энергосистемы.

Для обеспечения нормальной работы энергетической системы и потребителей электроэнергии важно как можно быстрее обнаруживать и изолировать место повреждения от неповрежденной сети. Это позволяет восстановить нормальные условия работы и прекратить разрушения в месте повреждения.

Также серьезные последствия ненормальных режимов можно предотвратить, обнаружив отклонения от нормального режима работы и

приняв меры по их устранению. Например, при повышении тока можно его уменьшить, а при повышении напряжения можно его снизить.

Для защиты системы и ее элементов от повреждений и ненормальных режимов работы необходимо использовать автоматические устройства. В начале предохранители были основным средством защиты, но с увеличением мощности и напряжения электроустановок и усложнением их схем включения, предохранители стали недостаточными. В результате были разработаны защитные устройства на основе специальных автоматических устройств, называемых релейной защитой.

Релейная защита является основным видом электрической автоматики, необходимой для нормальной и надежной работы современных энергетических систем. При возникновении повреждения релейная защита обнаруживает его и отключает поврежденный участок от системы, воздействуя на специальные выключатели питания, предназначенные для размыкания токов короткого замыкания.

В случае ненормальных режимов работы релейная защита обнаруживает их и в зависимости от характера нарушения выполняет все необходимые операции для восстановления нормального режима или подает сигнал дежурному персоналу.

В современных электрических системах релейная защита тесно связана с электрической автоматикой, которая предназначена для быстрого автоматического восстановления нормальной работы и электроснабжения потребителей. К основным устройствам такой автоматики относятся автоматическое повторное включение, автоматическое включение резервных источников питания и оборудования, а также автоматическая частотная разгрузка.

Рассмотрение основных видов повреждений и ненормальных режимов, возникающих в электрических установках и их последствий, является важным шагом для определения требований к релейной защите и разработки соответствующих автоматических устройств и систем.

## **9.1 Требования к защите от коротких замыканий**

### **а) Селективность**

Селективность - это способность системы защиты отключать только поврежденный участок сети при возникновении короткого замыкания (к.з.). Селективное отключение к.з. на одной из линий позволяет сохранить связь этой подстанции с сетью, обеспечивая тем самым непрерывное питание потребителей.

Селективное отключение повреждения является основным условием для обеспечения надежного электроснабжения потребителей. Если система защиты не обладает селективностью, то неселективное действие приводит к развитию аварийных ситуаций. В некоторых случаях допускаются неселективные отключения, но только если это необходимо и не оказывает негативного влияния на питание потребителей.

### **б) Быстрота действия**

Допустимое время отключения короткого замыкания (к.з.) зависит от нескольких факторов, прежде всего от величины остаточного напряжения на шинах электростанций и узловых подстанций. Чем меньше остаточное напряжение, тем более вероятно нарушение устойчивости системы, и, следовательно, необходимо более быстрое отключение к.з. Трехфазные к.з. и двухфазные к.з. на землю в сетях с глухозаземленной нейтралью считаются наиболее тяжелыми в отношении устойчивости, так как они вызывают наибольшее снижение всех межфазных напряжений.

В современных энергосистемах для обеспечения устойчивости требуется очень малое время отключения к.з. Например, в распределительных сетях напряжением 6 и 10 кВ, отделенных от источников питания большим сопротивлением, к.з. можно отключать в течение примерно 1,5-3 секунд, так как они не вызывают опасного падения напряжения на генераторах и не влияют на устойчивость системы. Оценка допустимого времени отключения выполняется с использованием специальных расчетов устойчивости.

Как приближенный критерий необходимости применения быстродействующих защит, Правила устройства электроустановок (ПУЭ) рекомендуют определять остаточное напряжение на шинах электростанций и узловых подстанций при трехфазных к.з. в интересующей точке сети. Если остаточное напряжение составляет менее 60% номинального значения, то для обеспечения устойчивости следует использовать быстрое отключение поврежденных, то есть применять быстродействующую защиту.

Полное время отключения повреждения состоит из времени работы защиты и времени, необходимого для действия выключателя, который размыкает ток к.з. Для ускорения отключения требуется ускорять действие как защиты, так и выключателей. Наиболее распространенные выключатели имеют время действия от 0,15 до 0,06 секунд.

#### в) Чувствительность

Для эффективной работы защиты при коротком замыкании (к.з.) необходимо, чтобы она обладала достаточной чувствительностью в пределах своей действующей зоны. Каждая защита должна способствовать отключению повреждений на том участке, для которого она предназначена. Кроме того, она должна также реагировать на к.з. на следующем участке, который также подвергается защите. Это действие защиты на следующем участке называется дальним резервированием. Оно необходимо для отключения к.з. в случае, если защита или выключатель на первом участке не срабатывают из-за неисправности. Резервирование следующего участка является важным требованием, поскольку в противном случае к.з. на первом участке может привести к нарушению работы потребителей во всей сети.

Некоторые типы защит не работают за пределами первого участка по принципу своего действия. Для обеспечения резервирования второго участка в таких случаях устанавливается дополнительная защита, называемая резервной. Резервная защита обеспечивает отключение к.з. на следующем участке, если первичная защита или выключатель на первом участке не срабатывают.



Чувствительность защиты должна быть достаточной, чтобы она могла реагировать на к.з. в конце своей зоны действия, даже в условиях минимального режима работы системы или при замыканиях через электрическую дугу. Это обеспечивает надежную работу защиты и помогает предотвратить распространение повреждений и минимизировать время простоя системы электроснабжения.

#### г) Надежность

Требование надежности является критическим при проектировании и эксплуатации защитных систем. Отказ или неправильное функционирование любой защиты может привести к дополнительным отключениям электроустановки или даже к авариям, имеющим системное значение.

Надежность защиты достигается путем применения простых схем, сокращения количества реле и контактов, простоты конструкции и высокого качества изготовления реле и других компонентов. Кроме того, важную роль играют качество монтажных материалов, сам процесс монтажа и качество контактных соединений. Регулярное техническое обслуживание и уход за защитными устройствами также необходимы для их надежной работы в процессе эксплуатации.

Обеспечение надежности защитных систем является ключевым аспектом в обеспечении безопасности и нормальной работы электроустановок, позволяя своевременно и правильно реагировать на возникающие аварийные ситуации и предотвращать их распространение.

### **9.2 Общие требования к системе РЗА**

Система релейной защиты и автоматики (РЗА) для сетей от 6 до 220 кВ имеет ряд задач, включая обеспечение надежности и устойчивости работы энергосистемы, а также защиту потребителей электроэнергии на объектах магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов.

Основными компонентами системы РЗА являются микропроцессорный терминал, входные цепи для измерения тока и напряжения, цепи передачи управляющих сигналов, блокировки и сигнализации, а также цепи питания.

Внешние устройства и цепи, такие как линии, подстанции, трансформаторы и другое первичное оборудование, взаимодействуют с системой РЗА.

Целью отключения поврежденного элемента сети (например, поврежденных линий или оборудования подстанции) является минимизация времени отключения с целью сохранения нормальной работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения. После отключения поврежденного элемента, его повторное включение должно производиться автоматически, за исключением случаев, когда поврежденное оборудование не допускает автоматического повторного включения.

Схемы подключения вторичных цепей к дискретным входам микропроцессорных устройств РЗА, через которые производится отключение первичного оборудования, должны обеспечивать работу устройств контроля изоляции сети постоянного оперативного тока при замыканиях на землю в этих цепях. Это позволяет обнаруживать замыкания на землю и предотвращать возможные аварийные ситуации.

В целом, система РЗА для сетей от 6 до 220 кВ выполняет важные функции по обеспечению безопасности и нормальной работы электроэнергетической системы, реагируя на повреждения и обеспечивая быстрое и автоматическое отключение поврежденных элементов и их последующее включение при восстановлении нормального состояния.

### **9.3 Общие требования к системе РЗА для линий 110 кВ**

Для линий с напряжением 110 кВ и выше, имеющих эффективно заземленную нейтраль, необходимо предусматривать устройства релейной защиты от многофазных замыканий и замыканий на землю. Эти защиты должны быть оборудованы блокирующими устройствами, которые предотвращают их срабатывание при качаниях или асинхронном ходе, где возможны ложные срабатывания. Однако, если защита отстроена от качаний по времени, то блокирующие устройства могут быть необязательными.

При выборе типа защиты для линий напряжением 110 кВ необходимо учитывать требование сохранения устойчивости работы энергосистемы. Если нет других более строгих требований к устойчивости, то как правило, при трехфазных коротких замыканиях, когда остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций составляет менее 0,6-0,7 от номинального напряжения, отключение должно происходить без выдержки времени.

При выборе типа защиты для линий 110 кВ следует также учитывать следующие факторы:

1. На линиях, исходящих от атомных электростанций (АЭС), а также на элементах сети, где остаточное напряжение прямой последовательности на стороне высшего напряжения может снижаться до значения ниже 0,45 номинального, следует предусматривать быстродействующие защиты с выдержкой времени, не превышающей 1,5 секунды с учетом действия устройств регулирования остаточного напряжения (УРОВ).

2. Повреждения, отключение которых с выдержкой времени может привести к нарушению работы важных потребителей, должны отключаться без выдержки времени.

3. Если требуется быстрое аварийно-производственное включение (АПВ) на линии, то следует использовать быстродействующую защиту, которая обеспечивает отключение поврежденной линии без выдержки времени со всех сторон.

4. Отключение повреждений с токами, превышающими номинальный ток в несколько раз, с выдержкой времени может привести к недопустимому перегреву проводников.

Для основной защиты от многофазных замыканий на приемном конце головных участков кольцевой сети с одной точкой питания рекомендуется применять одноступенчатую токовую направленную защиту. На других одиночных линиях допускается использование ступенчатых токовых защит или ступенчатой защиты тока и напряжения в отдельных случаях, причем их

применение должно быть направленным и осуществляться только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

Для ускорения отключения замыканий на землю и в некоторых случаях замыканий между фазами на линиях с двусторонним питанием может быть использована дополнительная защита с контролем направления мощности в параллельной линии. Эта защита может быть выполнена в виде отдельной поперечной токовой защиты или только в виде цепи ускорения уже установленных защит с контролем направления мощности в параллельных линиях.

Для повышения чувствительности защиты нулевой последовательности может быть предусмотрено отключение определенных ступеней этой защиты при отключении выключателя параллельной линии. На приемном конце двух параллельных линий с односторонним питанием, как правило, должна быть предусмотрена поперечная дифференциальная направленная защита.

Если основная защита не удовлетворяет требованиям быстродействия, для одиночных и параллельных линий с двусторонним питанием рекомендуется использовать высокочастотные и продольные дифференциальные защиты в качестве основной защиты.

Для линий напряжением 110 кВ рекомендуется применять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно с точки зрения требований к чувствительности или упрощения защиты.

Если требуется прокладка специального кабеля, применение продольной дифференциальной защиты должно быть обосновано технико-экономическим расчетом. Для контроля исправности вспомогательных проводов защиты следует предусмотреть специальные устройства.

В качестве резервных защит при выполнении основной защиты рекомендуется использовать:

- Для многофазных коротких замыканий: в основном дистанционные защиты, преимущественно трехступенчатые.
- Для замыканий на землю: ступенчатые токовые направленные или ненаправленные защиты нулевой последовательности.

## 10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 10.1 Безопасность

Комплекс электроподстанций является существенным компонентом электроэнергетической системы, который принимает, преобразует и распределяет электрическую энергию. Он состоит из различных элементов, включая трансформаторы, устройства управления, распределительные и вспомогательные устройства [6].

На электрической подстанции с напряжением 110 кВ необходимо правильно установить изоляторы, ограждения, токоведущие части, крепления, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния. Это необходимо сделать для следующих целей:

1. Гарантировать, что нормальные условия работы электроустановки не вызовут повреждений оборудования, короткого замыкания, замыкания на землю или опасности для обслуживающего персонала. Это включает устойчивость к усилиям, нагреву, электрическим дугам и другим явлениям, таким как искрение или выброс газов.

2. В случае нарушения нормальных условий работы электроустановки необходимо быстро локализовать повреждения, вызванные коротким замыканием. Это достигается путем отключения выключателей со всех сторон электроустановки, создания видимого разрыва контактов разъединителя, заземления электроустановки и устранения повреждений.

3. При отключенном напряжении в определенной цепи возможен осмотр, замена и ремонт аппаратов, токоведущих частей и конструкций, связанных с данной цепью, без нарушения работы соседних цепей. Для этого необходим видимый разрыв с обеих сторон цепи и заземление аппаратов и токоведущих частей.

4. Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и посторонних лиц необходимо соблюдать меры защиты, описанные в главе 1.7, а также принять следующие мероприятия:

5. Необходимо соблюдать соответствующие расстояния до токоведущих частей или использовать ограждения для токоведущих частей, чтобы предотвратить случайные контакты:

Для предотвращения ошибочных операций и несанкционированного доступа к токоведущим частям следует применять блокировку аппаратов и защитных устройств.

Использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов помогает обозначить опасные зоны и обеспечить информацию о безопасности.

Для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений следует применять специальные устройства.

В электроустановках, где напряженность электрических и магнитных полей превышает нормы, необходимо использовать средства защиты и приспособления, предназначенные для защиты от этих полей [3].

Независимо от минимальной температуры, следует обеспечить подогрев механизмов приводов масляных и воздушных выключателей, блокировки клапанов воздушных выключателей, агрегатных шкафов и других шкафов, где используется аппаратура или зажимы внутренней установки.

При размещении распределительных устройств (РУ) и подстанций в окружающей среде, где воздух может содержать вещества, негативно влияющие на изоляцию или оборудование, необходимо предпринять соответствующие меры для обеспечения надежной работы установки. Это может включать использование усиленной изоляции, применение материалов для шин, устойчивых к воздействию окружающей среды, или покрытие их защитным слоем.

При размещении РУ и подстанций необходимо учитывать преобладающее направление ветра.

РУ и подстанции должны быть выполнены с использованием наиболее простых схем.

Распределительные устройства и подстанции должны быть оснащены электрическим освещением, и осветительная арматура должна быть установлена таким образом, чтобы обеспечить безопасное обслуживание.

Строительные конструкции, находящиеся близко к токоведущим частям и доступные для прикосновения персоналом, не должны нагреваться от электрического тока до температуры 50 °С и выше. Конструкции, недоступные для прикосновения, не должны нагреваться до температуры 70 °С и выше [3].

Во всех цепях распределительных устройств необходимо устанавливать разъединяющие устройства (разъединители, отделители) с видимым разрывом, чтобы обеспечить возможность отключения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т.д.) каждой цепи от сборных шин и других источников напряжения. Разъединители должны быть установлены с обеих сторон электрических цепей или аппаратов [3].

При работе на высоковольтных подстанциях (ПС) всегда необходимо соблюдать оформление нарядов-допусков и следовать всем нормам и правилам, предусмотренным для работы на данном типе производства, в соответствии с четкой иерархией [4].

Для обеспечения безопасности работ в электроустановках необходимо проводить организационные мероприятия, включающие:

- Оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.
- Выдачу разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе.
- Допуск к работе.
- Надзор во время работы.
- Оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.



На ПС, как на объекте повышенной опасности, работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются:

- Выдающий наряд-допуск, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.
- Выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск.
- Ответственный руководитель работ.
- Допускающий.
- Производитель работ.
- Наблюдающий.
- Члены бригады.

Каждая ПС с высоким напряжением должна быть оснащена хорошим освещением, средствами пожаротушения, а также подробными однолинейными схемами всей ПС для возможности переключения. На высоковольтных распределительных устройствах также должна быть установлена защитная блокировка, предотвращающая ошибочные действия персонала на ПС. Все вышеперечисленные меры должны соблюдаться и выполняться, чтобы предотвратить нежелательные травмы или летальные исходы.

## **10.2 Экологичность**

Электроустановки должны соответствовать текущим нормативным документам по охране окружающей природной среды, включая допустимые уровни шума, вибрации, напряженности электрического и магнитного полей, а также электромагнитную совместимость. В электроустановках необходимо предусмотреть меры по сбору и удалению отходов, таких как химические вещества, масла, мусор и технические воды. Согласно требованиям по охране окружающей среды, не допускается попадание указанных отходов в водоемы, систему отвода ливневых вод, овраги и на территории, не предназначенные для их хранения. [2]. На подстанциях есть риск загрязнения окружающей среды трансформаторным маслом из-за возможных механических

повреждений внешнего корпуса силовых трансформаторов, которые могут привести к утечкам масла на землю. Чтобы избежать распространения пожара и предотвратить такие утечки, при возгорании силовых трансформаторов с массой масла более 1 тонны, маслосборники, маслоприемники и маслоотводы устанавливаются на подстанциях. [2] В данном разделе рассмотрен вопрос экологичности при эксплуатации силового трансформаторного оборудования с большим содержанием масла в баке. В качестве расчета, приведем пример для трансформаторов марки ТРДН-40000/110. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице 56. [7]

Таблица 56 - Параметры трансформатора ТРДН-40000/110– У1

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	<i>H</i>	<i>L</i>	<i>B</i>
ТРДН-40000/110	40	61	14,5	5420	5640	4300

Согласно информации, марка трансформатора ТРДН-40000/110-У-1 требует установку маслоприемника достаточного размера. В данном случае, маслоприемник должен быть способен содержать от 10 до 50 тонн масла и выступать за габариты электрооборудования не менее чем на 1,5 метра. Габариты маслоприемника могут уменьшаться на 0,5 метра со стороны стен или перегородок, расположенных на расстоянии не менее 2 метров от трансформатора.

Объем маслоприемника с отводом масла должен быть достаточным для приема 100% масла, содержащегося в трансформаторе одновременно. На подстанциях часто устанавливают маслоприемники с отводом масла, на которых устанавливают металлическую решетку, а поверх нее насыпают слой гравия толщиной 0,25 метра. Маслоприемники могут быть заглубленными или незаглубленными. При использовании заглубленного маслоприемника, не требуется устройство бортовых ограждений, если обеспечивается указанный в пункте 2 объем маслоприемника [3].

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

1. Маслоприемник с металлической решеткой: маслоприемник должен иметь установленную металлическую решетку, на которую насыпается гравий или щебень слоем толщиной не менее 0,25 метра.

2. Маслоприемник без металлической решетки: в этом случае гравий или щебень непосредственно засыпаются на дно маслоприемника слоем толщиной не менее 0,25 метра.

3. Незаглубленный маслоприемник: он должен быть выполнен в виде бортовых ограждений вокруг маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений не должна превышать 0,5 метра над уровнем окружающей планировки.

4. Гравий: используемый гравий внутри ограждений должен быть чистым и промываться не реже одного раза в год. Если гравий не может быть промыт из-за образования отложений или появления растительности, его следует заменить.

5. Дно маслоприемника: оно должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приемка и быть покрыто чистым гранитным гравием или щебнем фракции от 30 до 70 мм, толщиной не менее 0,25 метра.

Для удаления масла и воды из маслоприемника необходимо установить специальные маслоотводы, диаметр которых должен быть рассчитан на отвод 50% масла и полное количество воды от пожаротушения за 15 минут.

Трансформаторы мощностью 25 МВА на напряжение 110 кВ, установленные на ПС по паспортным данным имеют полную массу 45 т. Масса масла в трансформаторе составляет 11,5 т, а его объем вычисляется по выражению [1]:

$$V_{\text{TM}} = \frac{m}{\rho_m} \quad (105)$$

$$V_{\text{тм}} = \frac{14,5}{0,885} = 16,38 \text{ м}^3,$$

где  $\rho_m$  -плотность трансформаторного масла, марка масла Т-1500-  
 $\rho_m = 885 \text{ кг / м}^3$  [3]

Зная размеры трансформатора, рассчитаем площадь и габариты  
 маслоприёмника.

Отсюда габариты маслоприёмника будут равны:

$$L' = L + 2 \cdot \Delta \tag{106}$$

$$L' = 5,64 + (2 \cdot 1,5) = 8,64 \text{ м},$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta \tag{107}$$

$$B' = 4,3 + (2 \cdot 1,5) = 7,3 \text{ м}$$

Где  $\Delta = 1,5 \text{ м}$  – размер выступа за габариты единичного  
 электрооборудования, который зависит от массы трансформаторного масла,  
 находящегося в оборудовании. Данный параметр определяется при массе  
 трансформаторного масла в диапазоне от 10 до 50 тонн [3];

Площадь поверхности маслоприёмника:

$$S_{\text{мп}} = L' \times B' \tag{108}$$

$$S_{\text{мп}} = 8,515 \cdot 6,79 = 63,1 \text{ м}^2,$$

Зная площадь поверхности маслоприёмника, определим глубину  
 маслоприёмника.

Высота маслоприёмника определяется по формуле:

$$h_{\text{мп}} = h_{\text{г}} + h_{\text{в}} + h_{\text{тм}} + h_{\text{H}_2\text{O}} \quad (109)$$

где  $h_{\text{г}}=0,25$  м – высота засыпки щебнем или гравием[3],

$h_{\text{в}}=0,05$  м – высота воздушного промежутка между решёткой и маслом[3].

$h_{\text{тм}}$  и  $h_{\text{H}_2\text{O}}$  - высота 100% объёма масла и 80% объёма воды от средств пожаротушения из расчёта орошения площадей маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью  $0,2$  л/с·м<sup>2</sup> в течении 30 минут.

$$h_{\text{тм}} = \frac{V_{\text{тм}}}{S_{\text{мп}}} \quad (110)$$

$$h_{\text{тм}} = \frac{16,38}{63,1} = 0,25 \text{ м}$$

$$h_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}}}{S_{\text{мп}}}, \quad (111)$$

Объём воды определяется по формуле:

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{\text{мп}} \cdot S_{\text{бпт}}) \quad (112)$$

Где  $I=0,2$  л/с·м<sup>2</sup> - секундный расход воды,  $t=30$  мин=1800 с.

$S_{\text{бпт}}$  – площадь боковой поверхности трансформатора, определяется как:

$$S_{\text{бпт}} = 2 \cdot H \cdot (L + B) \quad (113)$$

$$S_{\text{бит}} = 2 \cdot 5,42 \cdot (5,64 + 4,3) = 107,75 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (63,1 + 107,75) = 49,2 \text{ м}^3$$

$$h_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{49,2}{63,1} = 0,78 \text{ м}$$

Суммарно высота маслоприёмника составит:

$$h_{\text{мп}} = 0,25 + 0,05 + 0,25 + 0,78 = 1,3 \text{ м}$$

Схематичное изображение маслоприёмника представлена на рисунке XX.

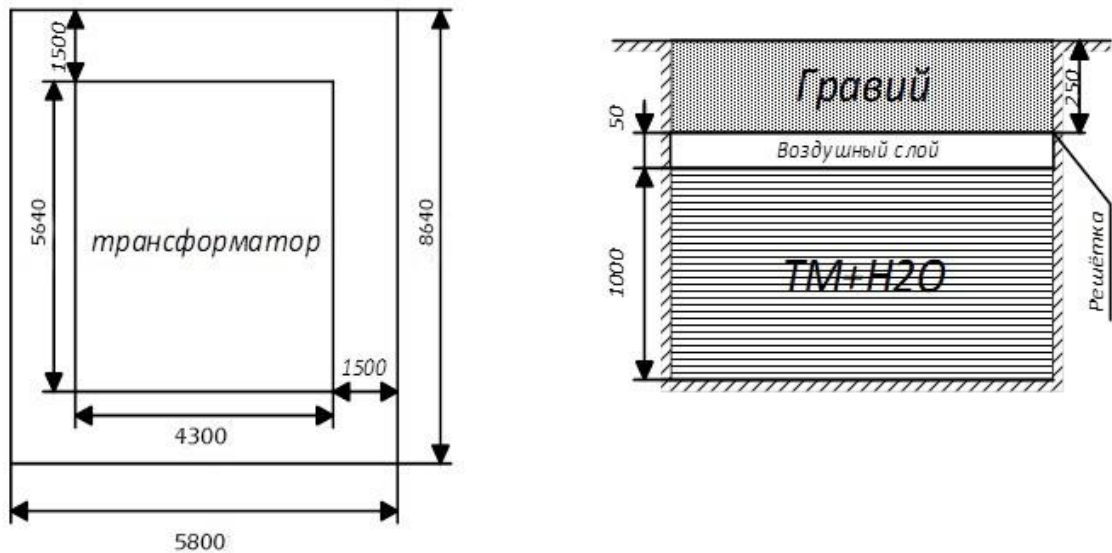


Рисунок 16 – Схема маслоприёмника.

### 10.3 Чрезвычайная ситуация

ЧС на электростанциях (ЭС) могут возникать в результате различных производственных аварий, катастроф, стихийных бедствий и диверсий. Они могут иметь как техногенное, так и природное происхождение.

Производственная авария представляет собой неожиданную остановку работы или нарушение процесса производства на промышленных предприятиях и энергетических объектах, что может привести к повреждению зданий, материальных ценностей, оборудования и поражению людей.

Примеры производственных аварий на ЭС включают следующее:

- Остановка работы электрооборудования из-за поломки или неисправности, таких как обрыв изолятора, падение опоры линий электропередачи или возникновение пожара, приводящего к замыканию.

Природные аварии включают:

- Разрушение, вызванное ударом молнии во время грозы.
- Обрыв фазы на линиях электропередачи в результате сильного ветра.
- Обледенение проводов линий электропередач.

Одной из распространенных чрезвычайных ситуаций на ЭС является пожар. Короткое замыкание, перегрузка оборудования, нарушение правил эксплуатации и механические повреждения электрооборудования являются наиболее вероятными причинами возникновения пожара.

Существуют основные противопожарные мероприятия, которые необходимо предпринимать на ЭС:

- Обеспечение пожарной безопасности при проектировании и строительстве ЭС, включая соблюдение требований пожарной безопасности на всех этапах процесса, правила размещения и защиты оборудования, пожарную классификацию материалов и конструкций, а также требования к системам противопожарной защиты. [5]

Профилактические меры имеют огромное значение. Важно соблюдать регулярное техническое обслуживание оборудования, проводить его

диагностику и контролировать температурный режим. Очистка от пыли, грязи и мусора также является неотъемлемой частью профилактики. Персонал должен проходить регулярные тренировки по действиям в случае пожара.

Организация противопожарной защиты играет ключевую роль в предотвращении пожаров. Следует устанавливать автоматические системы оповещения и пожаротушения, а также системы автоматического пожаротушения, противодымную защиту и системы охлаждения оборудования.

При возникновении пожара необходимо немедленно вызывать пожарную команду, уведомлять персонал и эвакуировать людей из здания. В зависимости от масштаба и характера возгорания следует выбирать соответствующие средства пожаротушения и организовывать их применение. В случае пожара на ПС закрытого типа также важно проветрить помещения и обеспечить доступ пожарным к техническим помещениям.

Контроль и анализ пожаров являются неотъемлемой частью процесса предотвращения повторных пожарных ситуаций. Необходимо анализировать причины и обстоятельства возгорания, предпринимать меры для устранения выявленных недостатков, улучшения технических решений и повышения квалификации персонала.

Для предупреждения и тушения пожаров на ПС рекомендуется использовать различные средства пожаротушения, включая порошковые, газовые, жидкостные и водные огнетушители, а также системы автоматического пожаротушения, такие как системы пенного пожаротушения или системы газового пожаротушения.

Важно соблюдать правила хранения и использования огнетушителей. Они должны быть доступны на каждом этаже ПС, находиться в хорошем состоянии, не истекать срок службы, а персонал должен быть ознакомлен с правильным использованием огнетушителей.

Процедура тушения пожара на энергообъекте:



1. При обнаружении пожара необходимо немедленно сообщить о нем в пожарную охрану и старшему по смене на энергообъекте. Первый обнаруживший пожар также должен попытаться потушить его собственными средствами, если возможно.

2. Старший по смене или дежурный персонал должны определить место возгорания, потенциальные пути распространения огня, а также оценить угрозу для электрооборудования и участков электрической схемы, находящихся в зоне пожара.

3. После обнаружения очага пожара старший по смене или дежурный персонал должны проверить работу автоматической (стационарной) системы пожаротушения и создать безопасные условия для персонала и пожарных подразделений, чтобы ликвидировать пожар. Это может включать отключение оборудования, снятие напряжения или слив масла. Также необходимо приступить к тушению пожара с помощью средств, имеющихся на подстанции. Для обеспечения более эффективного воздействия на пожар выделяется сотрудник, знакомый с маршрутами подъезда и источниками воды, чтобы приветствовать прибывающих пожарных.

4. До прибытия первого пожарного подразделения руководитель энергопредприятия или старший по смене должны принять на себя руководство тушением пожара. По прибытии старшего командира пожарного подразделения на место пожара, он принимает ответственность за дальнейшее руководство операцией по тушению.

5. Дежурный персонал имеет право отключать подключения, на которых горит оборудование, без предварительного разрешения вышестоящего лица, ответственного за оперативное руководство. Однако после отключения необходимо сообщить об этом.

6. Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара только после проведения инструктажа старшим технического персонала и получения письменного разрешения на тушение

Кроме того, необходимо учитывать следующие меры и системы для тушения пожаров на энергообъекте:

1. Расположение и доступность инвентаря для тушения пожара играют важную роль. Он должен быть размещен на видном месте с легким доступом и окрашен масляной краской красного цвета.

2. Для предотвращения пожаров на подстанции с трансформаторами мощностью 16 МВА можно использовать автоматическую систему пожаротушения с распыленной водой. Эта система включает насосную станцию с насосами ДЗ20-50, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводы, трубную обвязку автотрансформаторов с оросителями ОПДР-15 и пожарные резервуары.

3. Для внутреннего пожаротушения на подстанции установлены пожарные краны с расходом 5 л/с, а для наружного пожаротушения используются передвижные устройства, которые подключаются к пожарным гидрантам и имеют расход 10 л/с.

4. Чтобы ограничить пожар, возникающий при возгорании масла под трансформатором, на подстанции установлены специальные маслоприемные ямы, покрытые решеткой и заполненные гравием. В случае пожара масло из бака сливается через нижний спускной кран в яму, проходя через гравий.

5. Система автоматического пуска срабатывает при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении или при срабатывании защит автотрансформатора, которые реагируют на внутренние повреждения (газовые или дифференциальные). Автоматический пуск должен иметь дублирующий дистанционный пуск с щита управления и ручной пуск у места установки в безопасном от пожара месте.

6. Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от высокой температуры, предпочтительно распыленной водой. Не рекомендуется использовать компактные водяные струи для тушения горячего масла, чтобы не увеличивать площадь пожара. Методы тушения других маслonaполненных аппаратов не

отличаются от методов тушения трансформаторов - необходимо отключить аппарат со всех сторон, а также заземлить и тушить всеми доступными средствами.

Важно соблюдать следующие меры при тушении пожара в электроустановке на энергообъекте:

1. Сохранение аппаратуры на наиболее ответственных частях, таких как щиты управления и релейные панели, является приоритетом. Они должны быть защищены от огня, и при возникновении пожара необходимо предпринять меры для их сохранности.

2. В случае загорания кабелей и аппаратуры на панелях необходимо сразу снять с них напряжение перед тушением. Это поможет предотвратить распространение огня на соседние панели и уменьшить риск возникновения электрических поражений.

3. Важно помнить, что при тушении пожара в электроустановке нельзя касаться кабелей, проводов и аппаратуры без предварительного снятия напряжения. Это гарантирует безопасность для пожарных и персонала, исключая риск получения электрического удара.

4. Для обеспечения безопасности в помещении с аккумуляторной установкой необходима принудительная вентиляция с резервным оборудованием. Также рекомендуется использовать взрывобезопасные электродвигатели для вентиляторов и светильников, чтобы минимизировать риск возникновения взрыва и обеспечить безопасную работу в помещении.

5. Регулярное техническое обслуживание и проверка электрооборудования важны для выявления возможных неисправностей и рисков пожара заранее. При обнаружении проблем необходимо принимать меры по их устранению. Также важно соблюдать правила эксплуатации электрооборудования и не превышать допустимые нагрузки, чтобы избежать возникновения пожара.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрена реконструкция электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Катерная.

В ходе выполнения ВКР были решены следующие задачи:

- проведен анализ электроэнергетической системы;
- выполнен расчет нормальных и послеаварийных режимов сети в соответствии с выбранными вариантами конфигурации сети;
- разработан вариант необходимой реконструкции сети, которая потребуется для подключения ПС Катерная;
- рассчитаны токи короткого замыкания на ПС Катерная;
- произведен выбор оборудования и разработано заземление и молниезащита;
- произведен расчет безопасности и экологичности проекта.

В итоге был выбран вариант реконструкции, в рамках которого подстанция 110/6 кВ Катерная подключается строительством двух ЛЭП от ПС Патрокл. Выбор был сделан на основании расчета капиталовложений на строительство подстанции, а также с учетом необходимой реконструкции существующей сети и анализа потерь электроэнергии.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н.Шелюг. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2005;
2. Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014;
3. Булгаков А.Б Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А.Б.Булгаков, АмГУ, ИФФ. – Благовещенск : Изд-во Амур .гос. ун-та, 2020.-90с. – Б. ц.
4. Казакул А.А. Специальный курс электрических сетей: Методические указания по решению практических задач/ сост.: А.А. Казакул. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2022. - 127 с.
5. Козлов А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учеб. пособие для направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 160с.
6. Козулин, В.С. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций. -М.: Энергоатомиздат, 1987.
7. Мясоедов Ю.В. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие / сост.: Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013.
8. Мясоедов Ю.В. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: сборник учебнометодических материалов для направления подготовки 13.03.02. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2017. – 201 с.
9. Официальный сайт АО «Дальневосточная генерирующая компания» [Электронный ресурс] URL: <https://www.dvgk.ru/page/2748> (дата обращения: 14.06.2023).

10. Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7 изд.;  
Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003;

11. Приказ Минэнерго РФ от 6.12.2022 № 1286 «Об утверждении  
Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о  
внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. №1195»  
(Зарегистрировано в Минюсте России 30 декабря 2022 г. № 71920)  
[Электронный ресурс] URL:  
<http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202212300055> (дата обращения:  
14.06.2023).

12. Приказ Минэнерго РФ от 28.02.2022 № 146 «Об утверждении схемы  
и программы развития Единой энергетической системы России на 2022 – 2028  
годы» [Электронный ресурс] URL: <https://minenergo.gov.ru/node/22853> (дата  
обращения: 14.06.2023).

13. Приказ Минтруда России от 11.12.2020 № 883н «Об утверждении  
Правил по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте»  
(Зарегистрировано в Минюсте России 24.12.2020 N 61787) [Электронный  
ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264184> (Дата обращения:  
22.05.2023);

14. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 № 903н «Об утверждении  
Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»  
(Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957) [Электронный  
ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264184> (Дата обращения:  
22.05.2023);

15. Программный комплекс RastrWin3 [Электронный ресурс] URL:  
[https://www.rastrwin.ru/download/Files/HELP\\_RastrWin3\\_29\\_08\\_12.pdf](https://www.rastrwin.ru/download/Files/HELP_RastrWin3_29_08_12.pdf) (Дата  
обращения: 10.06.2023);

16. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов  
короткого замыкания и выбору электрооборудования». – Введ. 23.03.1998 г. –  
М.: Московский энергетический институт;

17. РД 153-34.0-03.301-00 «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – вед. 01.06.2000 г. – Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. 122 с;

18. Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Методические указания к практическим занятиям / сост.: Н.В. Савина, П.П. Проценко - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2015. – 106 с.

19. Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них: учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с.

20. Савина Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть первая: учебное пособие / Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 177 с.

21. Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть вторая: учебное пособие / Н.В. Савина; Амур. гос. ун-т, Энергет. фак. – Благовещенск: АмГУ, 2022. – 248 с.

22. Свод правил по проектированию тепловых электрических станций СП ТЭС-2007/ РАЭ ЕЭС России [Электронный ресурс] URL: [https://portal.tpu.ru/SHARED/k/KOSM\\_NM/educaiton/polezn/Tab/Свод%20правил\\_Проект\\_ТЕС\\_.pdf\\_.pdf](https://portal.tpu.ru/SHARED/k/KOSM_NM/educaiton/polezn/Tab/Свод%20правил_Проект_ТЕС_.pdf_.pdf) (дата обращения: 14.06.2023).

23. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян – М.: НТФ «Энергосетьпроект» 2012. -376 с.

24. Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2002.

