

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

  
\_\_\_\_\_  
Н.В. Савина  
« 13 » 06 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрических сетей Приморского края в связи с  
подключением игровой зоны «Приморье»

Исполнитель  
студент группы 542 об 2

  
\_\_\_\_\_  
подпись, дата

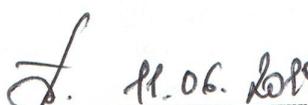
А.А. Груздев

Руководитель  
доцент, канд.техн.наук

  
\_\_\_\_\_  
13.06.19  
подпись, дата

А.А. Казакул

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

  
\_\_\_\_\_  
11.06.2019  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

  
\_\_\_\_\_  
13.06.2019  
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 05 » 04 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Труздева Александра  
Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция электрических сетей Приморского края  
в связи с подключением морской зоны „Приморье“

(утверждено приказом от 04.04.19 № 769-ур.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 03.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы по  
предыдущей практике, одностороннее схем  
Приморского края

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Общая характеристика района проектирования; расчет  
и прогнозирование электрических нагрузок; разработка конкурентно способной

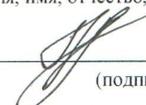
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) чертежи - 6 шт.,  
таблицы - 31, программные продукты - 4

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности  
А.Б. Булаков

7. Дата выдачи задания 5.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Кочакул А.А., к.т.н., доцент  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 121 с., 10 рисунков, 31 таблиц, 27 источников, 6 приложений.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, МЕЖСИСТЕМНАЯ СВЯЗЬ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ОПОРЫ, РАСЧЕТ РЕЖИМА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИИ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В данной выпускной квалификационной работе были предложены варианты реконструкции электрической сети и выбран наиболее оптимальный. Произведена реконструкция подстанции для подключения увеличения ее мощности, выбрано оборудование, релейная защита, произведена разработка молниезащиты и заземления. Для выбора основного электрооборудования рассчитаны токи короткого замыкания. Описано конструктивное исполнение новой линии.

Заключительным этапом работы является расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были использованы программно-вычислительные комплексы RastrWin3 и Mathcad15.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия

ВН – высокое напряжение

ВПТ – вставка постоянного тока

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

ОЭС – Объединенная энергетическая система

ПВК – программно-вычислительный комплекс

ПС – подстанция

РЗА – релейная защита и автоматика

СН – собственные нужды

СТАТКОМ – Статический компенсатор реактивной мощности

ТН – трансформатор напряжения

ТТ – трансформатор тока

УШР – управляемый шунтирующий реактор

ШР – шунтирующий реактор

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района строительства	9
1.1 Климатическая характеристика района строительства	9
1.2 Анализ электрической сети	11
1.3 Расчет и анализ режима существующей сети	17
2 Разработка вариантов развития электрической сети на участке АТЭЦ – Муравейка	41
2.1 Краткая характеристика развития электрических сетей	41
2.2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	41
2.3 Выбор сечения линий электропередачи	43
2.4 Разработка однолинейных схем РУ ВН реконструируемых ПС	45
3 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети	46
3.1 Выбор эквивалента сети для расчета	46
3.2 Выбор и характеристика ПВК для расчета режима	48
3.3 Подготовка исходных данных	49
3.4 Расчет и анализ режимов	49
4 Выбор оптимального варианта электрической сети	54
4.1 Расчёт капиталовложений	54
4.2 Расчет эксплуатационных издержек	56
4.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	58
5 Расчет токов короткого замыкания на участке Артемовская ТЭЦ – Муравейка	59
6 Реконструкция РУ ВН на ПС Муравейка	67
6.1 Конструктивное исполнение ПС	67
6.2 Выбор и проверка выключателей	67
6.3 Выбор и проверка разъединителей	70

6.4. Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ ВН	71
6.5 Выбор и проверка трансформаторов тока	75
6.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	78
6.7 Выбор КРУЭ	80
7 Разработка заземления и молниезащиты РУ ВН ПС	82
7.1 Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления	82
7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	87
7.3 Выбор и проверка ОПН	89
8 Релейная защита и автоматика	93
8.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики при развитии электрической сети	93
8.2 Релейная защита на ПС Муравейка	93
9 Безопасность и экологичность	104
9.1 Безопасность проекта	104
9.2 Экологичность проекта	109
9.3 Чрезвычайная ситуация	114
Заключение	118
Библиографический список	119
Приложение А Прогнозирование нагрузок	121
Приложение Б Технико – экономическое сравнение вариантов развития сети	130
Приложение В Расчет ТКЗ	143
Приложение Г Расчет молниезащиты в ПВК MathCad 15	148
Приложение Д Расчет релейной защиты	158
Приложение Е Расчет в ПВК RastrWin 3	160

## ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика является ключевой отраслью народного хозяйства. Она неразрывно связана со всеми секторами хозяйства, дефицит мощности приводит к остановке социально - экономического развития. Для успешного развития необходимо надежное снабжение региона требуемой мощностью.

Основным фактором, определяющим развитие сетей и экономические показатели деятельности распределительной сетевой компании или сетевого предприятия, является реконструкция и техническое перевооружение электрических сетей.

Комплекс мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электрических сетей следует осуществлять путем совершенствования схем электроснабжения, внедрения прогрессивных технических решений, новых конструкций и оборудования, то есть создания сетей нового поколения, отвечающим экономико-экологическим требованиям и современному техническому уровню распределения электроэнергии в соответствии с требованиями потребителей.

Электрические сети должны обеспечивать:

- нормативные уровни надежности электроснабжения существующих и вновь присоединяемых потребителей, как в нормальных, так и в послеаварийных режимах работы сети;
- нормированное качество отпускаемой электрической энергии;
- минимальные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание;
- адаптацию к возможному росту нагрузок и поэтапной комплексной автоматизации.

Представленная филиалом ОАО «ДРСК» «Приморские электрические сети» оценка технического состояния электросетевого хозяйства, а также существенный прогнозируемый прирост нагрузок и ввод новых потребителей в районе городов Артем и Владивосток, позволяет выделить следующие

обобщенные предложения по приоритетным направлениям технического развития электрических сетей на период до 2030 года:

- дальнейшее развитие электрических сетей производить при сложившейся системе напряжения 110,35,10 кВ;

- построение сетей 110 и 35 кВ таким образом, чтобы имелась возможность обеспечить резервное электроснабжение любому потребителю это условие соблюдается, если основу сети 35-110 кВ составляют одноцепные магистральные взаиморезервируемые линии 35-110 кВ или двухцепные с автоматическим вводом резервного питания от разных узловых подстанций или с разных шин одной подстанции;

- применение при строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении подстанций 110/35/10, 110/10 и 35/10 кВ трансформаторов только с устройством автоматического регулирования под нагрузкой, а также обеспечение всех существующих подстанций 35-110 кВ такими трансформаторами;

- обеспечение своевременной замены электросетевого оборудования, дальнейшая эксплуатация которого по техническим причинам или экономическим условиям признана нецелесообразной;

- увеличение количества двухтрансформаторных подстанций и подстанций с двухсторонним питанием.

Выбор основных элементов сети, подлежащих строительству, расширению, реконструкции или техническому перевооружению (сечение проводов, мощность силовых трансформаторов и т. д.) производится исходя из прогнозируемых нагрузок 2030 года.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА

## 1.1 Климатическая характеристика района строительства

Приморский край (Приморье) — Расположен на юге Дальнего Востока, в юго-восточной части Российской Федерации. На севере граничит с Хабаровским краем, на западе с КНР, на юго-западе с КНДР, с юга и востока омывается Японским морем. Крупный залив — Петра Великого. Берега залива сильно изрезаны и образуют внутренние заливы: Амурский, Уссурийский, Посыета, Стрелок, Восток.

Максимальная протяжённость края (от устья реки Туманной до истоков реки Самарги) около 900 км. Наибольшая ширина (от долины реки Уссури до побережья Японского моря) около 280 км. Общая протяжённость границ края 3000 км, из них морские около 1500 км.

Самая северная точка края расположена у истока реки Дагды (притока Самарги) —  $48^{\circ}28'$  с. ш.; южная — в устье реки Туманной (Туманган, Тумыньцзян) на границе с КНДР —  $42^{\circ}18'$  с. ш.; западная — близ истока реки Новгородовка —  $130^{\circ}24'$  в. д.; восточная — мыс Золотой —  $139^{\circ}02'$  в. д. Расстояние между крайними точками равно: северной и южной по меридиану — 900 км.; западной и восточной по равноудалённой параллели — 430 км.

Центральную и восточную части края занимают горы Сихотэ-Алинь, на западе — Уссурийская и Приханкайская низменности. Вдоль южных границ с КНР раскинулись отроги Маньчжуро-Корейских гор. Самой высокой вершиной края является гора Аник высотой 1933 метра, расположенная на северо-востоке края на границе с Хабаровским краем.

Крупные острова: Русский, Путятина, Аскольд, Попова, Рикорда, Рейнеке, Большой Пелис.

На юго-западе находится крупное озеро Ханка, по нему проходит граница с КНР. Крупнейшей рекой края является Уссури, истоки реки Уссури находятся на склонах горы Снежная, к северо-востоку от горы Облачная.

Климат умеренный муссонный. Зима холодная, и сухая. Лето тёплое и влажное, на летние месяцы приходится максимум количества осадков. Среднегодовая температура воздуха составляет плюс 7°C. Абсолютный минимум минус 48,8°C приходится на декабрь, январь и февраль. Абсолютный максимум плюс 41°C.

Нормативная толщина стенки гололёда на высоте 10 м – 20 мм.

Изморозь может наблюдаться с сентября по май. Распределение изморози неравномерно. Образование изморози зависит от рельефа и высоты места, производственно-бытовой деятельности человека и других местных условий.

Интенсивность пляски проводов – умеренная. Среднегодовая продолжительность гроз – 50 часов.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия

<b>Наименование</b>	<b>Показатели</b>
Район по гололеду	IV
Район по ветру	IV
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	800
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 40 до 60
Степень загрязнения атмосферы	III
Среднегодовая, °C	плюс 7
Минимальная, °C	минус 48,8
Максимальная, °C	плюс 41
При ветре	минус 10

## 1.2 Анализ электрической сети

На данный момент транзит 110 кВ Артемовская ТЭЦ – ПС Муравейка состоит из следующих элементов:

- ВЛ 110 кВ АТЭЦ-Муравейка – 12,65 км;
- ВЛ 110 кВ Муравейка-Океан – 15,57 км;
- ВЛ 110 кВ Океан-Горностай – 14,76 км;
- ВЛ 110 кВ Горностай-Зеленый угол – 5,8 км;
- ВЛ 110 кВ Зеленый угол-Мингородок – 2,5 км;
- ВЛ 110 кВ Мингородок-1Р – 2,4 км;
- ВЛ 110 кВ 1Р-Восточная ТЭЦ – 3,1 км;
- ВЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ-Стройиндустрия – 1,2 км;
- КВЛ 110 кВ Стройиндустрия-2Р – 8,8 км;
- ВЛ 110 кВ 2Р-Бурун – 1,96 км;
- ВЛ 110 кВ Бурун-2Р-котельная – 3,74 км;
- ВЛ 110 кВ 2Р-Волна – 2,3 км;
- КВЛ 110 кВ Волна-Чайка – 8,5 км;
- КВЛ 110 кВ Чайка-Спутник – 6,15 км;
- КВЛ 110 кВ Спутник-Промузел – 6,14 км;
- КЛ 110 кВ Промузел-АТЭЦ – 19,8 км.

### 1) Артемовская ТЭЦ

Введена в эксплуатацию в 1936 году. АТЭЦ 220 кВ расположена в городе Артём, Приморского края. Установленная мощность электростанции — 400 МВт, тепловая мощность — 297 Гкал/час. Осуществляет выдачу электроэнергии и мощности в энергосистему через открытые распределительные устройства на напряжениях 220, 110 и 35 кВ.

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме 13Н – «Две рабочие и обходная системы шин». ОРУ 110 кВ выполнено по схеме 13 – «Две рабочие системы шин». РУ 35 кВ выполнено по схеме 9 – «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

В данном проекте мы будем подробно рассматривать только РУ ВН.

На РУ ВН подходят следующие линии:

- КВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ-Аэропорт;
- ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ-Береговая 2;
- ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ-ВТЭЦ;
- ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ- Промузел;
- ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ-Штыково, II цепи с отпайкой на ПС

Кролевцы;

- ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ –Шахат 7;
- ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ –Уссурийск-1;
- ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ –Смоляниново/т;
- ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ-Муравейка.

2) ПС 220/10 кВ Аэропорт

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме 7 – «Четырехугольник». РУ 10 кВ выполнено по схеме 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин». Суммарная установленная мощность составляет 50 МВА.

От ОРУ 220 кВ отходит одна воздушная линия:

- ВЛ 220кВ Аэропорт-Владивосток.

3) ПС 220/110/10 кВ Зеленый угол

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме 5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». ОРУ 110 кВ выполнено по схеме 13 – «Две рабочие системы шин». ОРУ 10 кВ выполнено по схеме 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин». Суммарная установленная мощность составляет 126 МВА.

От ОРУ 220 кВ отходят:

- ВЛ 220кВ Зеленый угол-Владивосток;
- ВЛ 220кВ Зеленый угол-Волна;
- ВЛ 220кВ Зеленый угол-Русская;
- ВЛ 220кВ Зеленый угол-Патрокл;

- ВЛ 220кВ Зеленый угол-ВТЭЦ 2.

4) ПС 220/110/6 кВ Волна

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме 7 – «Четырехугольник». ОРУ 110 кВ выполнено по схеме 13Н – «Две рабочие и обходная системы шин». РУ 6 кВ выполнено по схеме 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин». Суммарная установленная мощность составляет 280 МВА.

От ОРУ 220 кВ отходят:

- ВЛ 220кВ Волна-Владивосток;
- ВЛ 220кВ Волна-Зеленый угол.

5) ПС 500/220/10 кВ Владивосток

ОРУ 500 кВ выполнено по схеме 6Н – «Треугольник». ОРУ 220 кВ выполнено по схеме 13 – «Две рабочие системы шин». РУ 10 кВ выполнено по схеме 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин». Суммарная установленная мощность составляет 501 МВА.

От ОРУ 220 кВ отходят:

- ВЛ 220кВ Владивосток-Волна;
- ВЛ 220кВ Владивосток-Зеленый угол;
- ВЛ 220 кВ Владивосток-Уссурийск-2.

6) Владивостокская ТЭЦ-2

Введена в эксплуатацию в 1970 году. ВТЭЦ-2 220 кВ расположена в городе Владивосток, Приморского края. Представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 497 МВт, тепловая мощность — 1051 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. В качестве топлива используется в основном (на 10 котлоагрегатах) природный газ сахалинских месторождений, в меньшей степени (на четырёх котлоагрегатах) — бурый уголь Павловского разреза. Осуществляет выдачу электроэнергии и мощности в

энергосистему через открытые распределительные устройства на напряжениях 220 и 110 кВ.

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме 13Н – «Две рабочие и обходная системы шин». ОРУ 110 кВ выполнено по схеме 13Н – «Две рабочие и обходная системы шин». На РУ ВН подходят следующие линии:

- ВЛ 220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2-Артемовская ТЭЦ;
- ВЛ 220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2-Зеленый угол;
- ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2-Загородная, I цепь с отпайкой на ПС Русская;
- ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2-Загородная, II цепь с отпайкой на ПС Голдобин.

7) ПС 110/6 кВ Муравейка

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме 5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». РУ 6 кВ выполнено по схеме 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин».

8) ПС 110/6 кВ Океан

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме 5Н – «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». РУ 6 кВ выполнено по схеме 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин».

9) ПС 110/6 кВ Горноста́й

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме 5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». РУ 6 кВ выполнено по схеме 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин».

10) ПС 110/6 кВ Мингородок

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме 5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны

трансформаторов». РУ 6 кВ выполнено по схеме 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин».

11) ПС 110/6 кВ 1Р

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме 5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». РУ 6 кВ выполнено по схеме 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин».

12) Восточная ТЭЦ

ТЭЦ «Восточная» — тепловая электростанция, расположенная в г. Владивосток Приморского края. Одна из самых молодых электростанций на Дальнем Востоке России (введена в эксплуатацию в 2018 году).

По конструкции ТЭЦ «Восточная» представляет собой тепловую газотурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии. Установленная электрическая мощность станции составляет 139,5 МВт, тепловая мощность — 432 Гкал/ч. В качестве топлива используется природный газ сахалинских месторождений.

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме 13 – «Две рабочие системы ши».

13) ПС 110/6 кВ Стройиндустрия

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме 5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». РУ 6 кВ выполнено по схеме 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин».

14) ПС 110/6 кВ 2Р

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме 5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». РУ 6 кВ выполнено по схеме 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин».

15) ПС 110/35/6 кВ Бурун

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме 5Н – «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». ОРУ 35 кВ выполнено по

схеме 6Н – «Треугольник». РУ 6 кВ выполнено по схеме 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин».

16) ПС 110/6 кВ 2Р-котельная

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме 1 – «Блок (линия- трансформатор) с разъединителем». РУ 6 кВ выполнено по схеме 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин».

17) ПС 110/35/6 кВ Бурун

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме 5Н – «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». ОРУ 35 кВ выполнено по схеме 6Н – «Треугольник». РУ 6 кВ выполнено по схеме 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин».

18) ПС 110/35/6 кВ Чайка

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме 5Н – «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». ОРУ 35 кВ выполнено по схеме 1 – «Одна, секционированная выключателями, система шин». РУ 6 кВ выполнено по схеме 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин».

19) ПС 110/35/6 кВ Чайка

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме 5Н – «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». ОРУ 35 кВ выполнено по схеме 1 – «Одна, секционированная выключателями, система шин». РУ 6 кВ выполнено по схеме 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин».

20) ПС 110/35/6 кВ Спутник

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме 5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». ОРУ 35 кВ выполнено по схеме 5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». РУ 6 кВ выполнено по схеме 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин».

21) ПС 110/6 кВ Промузел

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме 5Н – «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». РУ 6 кВ выполнено по схеме 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин».

### 1.3 Расчет и анализ режимов существующей сети

Переток мощности на участке электрической сети Артемовская ТЭЦ – Муравейка осуществляется в направлении от 110 кВ Артемовская ТЭЦ к ПС 110 кВ Муравейка, по линии 110 кВ протяженностью 12,65 км. Также возможно осуществлять питание по ВЛ 110 кВ от Восточной ТЭЦ. ПС 110 кВ Муравейка связана с ВТЭЦ линиями 110 кВ, проходящими через ПС 110 кВ 1Р, ПС 110 кВ Мингородок, ПС 220/110 кВ Зеленый угол, ПС 110 кВ Горностай, ПС 110 кВ Океан.

Для анализа существующей режимной ситуации необходимо выполнить расчет режима. В данном проекте для расчета режимов используется ПВК RastrWin3.

Расчет производится для части энергосистемы Приморского края, включающий в себя ПС: Муравейка, Океан, Горностай, Зеленый угол, Мингородок, 1Р, Стройиндустрия, 2Р, Бурун, 2Р-котельная, Волна, Чайка, Спутник, Промузел, а также АТЭЦ, ВТЭЦ. За базисный узел приняты – шины 110 кВ ОРУ АТЭЦ. За генерацию – ВТЭЦ.

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

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 реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (3)$$

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

Потери на коронный разряд моделируются активной проводимостью ВЛ:

$$G = g_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (4)$$

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

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ находим по формулам:

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

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

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

где  $K_{TH}, K_{TC}, K_{TB}$  – соответственно 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.

Таблица 2 – Нагрузка на ПС

ПС	Лето		Зима	
	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар
Муравейка	3,2	1,3	4	1,6
Океан	1,5	0,6	1,9	0,8
Горноста́й	4	1,6	5	2
Зеленый угол	40	8	50	10
Мингородок	8,2	3,23	10,3	4,1
1Р	10,2	3,1	12,7	3,8
Стройиндустрия	9,3	3,7	11,6	4,6
2Р	10,5	4,2	13,1	5,2
Бурун	35,4	14,3	44,2	17,9
2Р-котельная	3,1	2,2	3,9	2,7
Волна	4,5	1,7	5,6	3,4
Чайка	22,6	8,8	28,2	11
Спутник	25,2	9,7	31,5	12,1
Промузел	13,8	5,6	17,2	7

Таблица 3 – Параметры ветвей

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации Кт/г
ВН Муравейка - НН Т1 Муравейка	4,38	86,70	8,5	1,4	0,056

Продолжение таблицы 3

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации Кт/г
ВН Муравейка - НН Т2 Муравейка	4,38	86,70	8,5	1,4	0,056
ВН Бурун - Бурун Т1 Нейтраль	0,8	35,5	18,2	3,2	1
Бурун Т1 Нейтраль - Бурун Т1 СН	0,8				0,335
Бурун Т1 Нейтраль - Бурун Т1 НН	0,8	22,3			0,057
ВН Бурун - Бурун Т2 Нейтраль	0,8	35,5	18,2	3,2	1
Бурун Т2 Нейтраль - Бурун Т2 СН	0,8				0,335
Бурун Т2 Нейтраль - Бурун Т2 НН	0,8	22,3			0,057
ВН Чайка - Чайка Т1 Нейтраль	2,6	88,9	12,1	1,7	1
Чайка Т1 Нейтраль - Чайка Т1 СН	2,6				0,335
Чайка Т1 Нейтраль - Чайка Т1 НН	2,6	52			0,057
ВН Чайка - Чайка Т2 Нейтраль	2,6	88,9	12,1	1,7	1
Чайка Т2 Нейтраль - Чайка Т2 СН	2,6				0,335
Чайка Т2 Нейтраль - Чайка Т2 НН	2,6	52			0,057
ВН Спутник - Спутник Т1 Нейтраль	1,5	56,9	12,1	1,7	1

Продолжение таблицы 3

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации Кт/г
Спутник Т1 Нейтраль - Спутник Т1 СН	1,5				0,335
Спутник Т1 Нейтраль - Спутник Т1 НН	1,5	35,7			0,057
ВН Спутник - Спутник Т2 Нейтраль	1,5	56,9	12,1	1,7	1
Спутник Т2 Нейтраль - Спутник Т2 СН	1,5				0,335
Спутник Т2 Нейтраль - Спутник Т2 НН	1,5	35,7			0,057
ВН АТЭЦ - Г1 АТЭЦ	0,37	12,3	46,9	8,2	0,091
ВН АТЭЦ – Г2 АТЭЦ	0,37	12,3	46,9	8,2	0,091
ВН АТЭЦ - ВН Муравейка	2,87	9,68	-67,1		
ВН Муравейка - ВН Океан	0,44	1,49	-10,4		
ВН Океан - ВН Горностаи	0,26	0,89	-6,2		
СН Зеленый угол - ВН Мингородок	0,4	1,36	-9,4		
ВН Мингородок - ВН 1Р	0,78	2,64	-18,3		
СН Зеленый угол - ВН Восточная ТЭЦ	0,41	1,4	-9,7		
ВН 1Р - ВН Восточная ТЭЦ	0,23	0,79	-5,5		
ВН Восточная ТЭЦ - ВН Стройиндустрия	0,45	1,51	-10,5		

Продолжение таблицы 3

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации Кт/г
ВН 2Р - ВН Бурун	0,01	0,04	-0,3		
ВН Бурун - ВН 2р-котельная	0,07	0,22	-1,5		
ВН Бурун - Отпайка 2р-котельная	1,02	3,44	-23,9		
Отпайка 2р-котельная - ВН 2р-котельная	0,74	2,49	-17,3		
Отпайка 2р-котельная - ВН Волна	0,74	2,49	-17,3		
ВН Волна - ВН Чайка	3	10,12	-70,2		
ВН Промузел - ВН АТЭЦ	0,23	0,79	-5,5		
ВН Чайка - ВН Спутник	0,01	0,04	-0,3		
ВН Спутник - ВН Промузел	0,07	0,22	-1,5		
СН Зеленый угол - ВН Горностаи	1,02	3,44	-23,9		
ВН Восточная ТЭЦ - Г1 Т1 Восточная ТЭЦ	0,87	22	31	4,5	0,091
ВН Восточная ТЭЦ – Г2 Т2 Восточная ТЭЦ	0,87	22	31	4,5	0,091
ВН Восточная ТЭЦ – Г3 Т3 Восточная ТЭЦ	0,87	22	31	4,5	0,091
ВН 2Р - ВН Восточная ТЭЦ	0,23	0,79	-5,5		

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации Кт/г
ВН Стройиндустрия - ВН 2Р	0,45	1,51	-10,5		
ВН Волна - ВН 2Р	0,87	22	-31		
ОРУ 220 АТЭЦ - Нейтраль Т1 ОРУ 220 АТЭЦ	0,3	30,4	18,9	2,4	1
Нейтраль Т1 ОРУ 220 АТЭЦ - ВН АТЭЦ	0,3				0,526
ОРУ 220 АТЭЦ - Нейтраль Т2 ОРУ 220 АТЭЦ	0,3	30,4	18,9	2,4	1
Нейтраль Т2 ОРУ 220 АТЭЦ - ВН АТЭЦ	0,3				0,526
ОРУ 220 ПС Зеленый Угол - Нейтраль Т1 ОРУ 220 ПС Зеленый Угол	1,4	104	6	0,8	1
Нейтраль Т1 ОРУ 220 ПС Зеленый Угол - СН Зеленый угол	1,4				0,526
ОРУ 220 АТЭЦ - ОРУ 220 ВТЭЦ 2	0,01	0,04	-0,3	10	
ОРУ 220 ВТЭЦ 2 - ОРУ 220 ПС Зеленый Угол	0,01	0,04	-0,3	10	

Продолжение таблицы 3

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации Кт/г
ВН 220 Волна - ОРУ 220 ПС Зеленый Угол	0,01	0,04	-0,3	10	
ОРУ 220 ВТЭЦ 2 - Нейтраль Т1 ОРУ ВТЭЦ 2	0,3	30,4	18,9		1
Нейтраль Т1 ОРУ ВТЭЦ 2 - СН Т1 ОРУ ВТЭЦ 2	0,3				0,526
ОРУ 220 ПС Зеленый Угол - Нейтраль Т2 ОРУ 220 ПС Зеленый Угол	1,4	104	6		1
Нейтраль Т2 ОРУ 220 ПС Зеленый Угол - СН Зеленый угол	1,4				0,526
ОРУ 220 ВТЭЦ 2 - Нейтраль Т2 ОРУ ПС Владивосток	0,3	30,4	18,9		1
Нейтраль Т2 ОРУ ПС Владивосток - СН Т2 ОРУ ВТЭЦ 2	0,3				0,526
ВН 220 Волна - ВН Волна					0,5
ВН 220 Волна - ОРУ 220 Владивосток	0,01	0,04	-0,3		
ОРУ 220 Владивосток - ВН 220 Аэропорт	0,01	0,04	-0,3		
ВН 220 Аэропорт	0,01	0,04	-0,3		

Таблица 4 – Параметры узлов (зима)

Название	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{\text{зд}}$ , кВ	Расчетный модуль напряжения $V$ , кВ
		$P_{\text{н}}$ , МВт	$Q_{\text{н}}$ , МВар	$P_{\text{г}}$ , МВт	$Q_{\text{г}}$ , МВар		
Г1 АТЭЦ	10			41,6	28,5	10,5	10,5
Г2 АТЭЦ	10			80,0	29,5	10,5	10,5
ВН АТЭЦ	110						112,3
ВН ПС Муравейка	110						110,8
НН Т1 ПС Муравейка	6	1,7	0,7				6,2
НН Т2 ПС Муравейка	6	2,3	0,9				6,1
ПС Океан ВН	110	1,9	0,8				110,6
ПС Горностай ВН	110	5,0	2,0				110,5
ПС Зеленый угол СН	110	50,0	10,0				110,2
ПС Мингородок ВН	110	10,3	4,1				110,1
ПС 1Р ВН	110	12,7	3,8				110,1
Г1 Т1 Восточная ТЭЦ	10			46,5	27,2	10,5	10,5
Г2 Т2 Восточная ТЭЦ	10			46,5	27,2	10,5	10,5
Г3 Т3 Восточная ТЭЦ	10			46,5	27,2	10,5	10,5
ПС Восточная ТЭЦ ВН	110						110,2
ПС ВН Стройиндустрия	110	11,6	4,6				109,8

Продолжения таблицы 4

Название	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{\text{зд}}$ , кВ	Расчетный модуль напряжения $V$ , кВ
		$P_{\text{н}}$ , МВт	$Q_{\text{н}}$ , МВар	$P_{\text{г}}$ , МВт	$Q_{\text{г}}$ , МВар		
ПС 2Р ВН	110	13,1	5,2				109,6
ПС Бурун ВН	110						109,6
ПС Бурун Т1 Нейтраль	110						105,6
ПС Бурун Т1 СН	35	13,2	5,3				35,5
ПС Бурун Т1 НН	6	9,8	4,0				6,0
ПС Бурун Т2 Нейтраль	110						106,3
ПС Бурун Т2 СН	35	12,0	4,8				35,6
ПС Бурун Т2 НН	6	9,2	3,8				6,0
ПС 2Р- Котельная о.т.	110						109,1
ПС 2Р- Котельная	110	3,9	2,7				109,5
ПС Волна ВН	110	5,6	3,4				108,1
ПС Чайка ВН	110						111,4
ПС Чайка Т1 Нейтраль	110						106,1
ПС Чайка Т1 СН	35	9,6	3,8				35,1
ПС Чайка Т1 НН	6	5,7	2,3				5,9

Продолжение таблицы 4

Название	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{\text{зд}}$ , кВ	Расчетный модуль напряжения $V$ , кВ
		$P_{\text{н}}$ , МВт	$Q_{\text{н}}$ , МВар	$P_{\text{г}}$ , МВт	$Q_{\text{г}}$ , МВар		
ПС Чайка Т2 Нейтраль	110						106,1
ПС Чайка Т2 СН	35	7,2	2,6				35,6
ПС Чайка Т2 НН	6	5,7	2,3				5,9
ПС Спутник ВН	110						111,4
ПС Спутник Т1 Нейтраль	110						106,1
ПС Спутник Т1 СН	35	7,7	3,0				35,9
ПС Спутник Т1 НН	6	9,4	3,7				6,0
ПС Спутник Т2 Нейтраль	110						106,1
ПС Спутник Т2 СН	35	6,7	2,4				36,2
ПС Спутник Т2 НН	6	7,7	3,0				6,1
ПС Промузел ВН	110	17,2	7,0				111,6
ОРУ 220 АТЭЦ	220						216,1
Нейтраль Т1 ОРУ 220 АТЭЦ	220						216,2
Нейтраль Т2 ОРУ 220 АТЭЦ	220						215,2

Продолжение таблицы 4

Название	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{\text{зд}}$ , кВ	Расчетный модуль напряжения $V$ , кВ
		$P_{\text{н}}$ , МВт	$Q_{\text{н}}$ , МВар	$P_{\text{г}}$ , МВт	$Q_{\text{г}}$ , МВар		
ПС Чайка Т2 Нейтраль	110						106,1
ОРУ 220 ПС Зеленый угол	220						217,6
ПС Чайка Т2 Нейтраль	110						106,1
Нейтраль Т1 ОРУ 220 ПС Зеленый угол	220						216,2
ОРУ 220 ВТЭЦ2	220						216,1
Нейтраль Т1 ОРУ 220 АТЭЦ	220						216,1
ОРУ ВТЭЦ2 Т1 СН	110						116,2
Нейтраль Т2 ОРУ 220 ПС Зеленый угол	220						214,6
Нейтраль Т2 ОРУ 220 ПС Владивосток	220						216,5
ОРУ ВТЭЦ2 Т2 СН	110						112,6
ПС Волна 220 ВН	220						216,1
ПС Владивосток 220 ВН	220						216,1
ПС Аэропорт	220	17,9	9,8				216,5

Таблица 5 – Параметры узлов (лето)

Название	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{\text{зд}}$ , кВ	Расчетный модуль напряжения $V$ , кВ
		$P_{\text{н}}$ , МВт	$Q_{\text{н}}$ , МВар	$P_{\text{г}}$ , МВт	$Q_{\text{г}}$ , МВар		
Г1 АТЭЦ	10			41,6	28,5	10,5	10,5
Г2 АТЭЦ	10			80,0	29,5	10,5	10,5
ВН АТЭЦ	110						112,3
ВН ПС Муравейка	110						110,8
НН Т1 ПС Муравейка	6	1,4	0,6				6,2
НН Т2 ПС Муравейка	6	1,8	0,7				6,1
ПС Океан ВН	110	1,5	0,6				110,6
ПС Горностай ВН	110	4,0	1,6				110,5
ПС Зеленый угол СН	110	40,0	8,0				110,2
ПС Мингородок ВН	110	8,2	3,3				110,1
ПС 1Р ВН	110	10,2	3,0				110,1
Г1 Т1 Восточная ТЭЦ	10			46,5	27,2	10,5	10,5
Г2 Т2 Восточная ТЭЦ	10			46,5	27,2	10,5	10,5
Г3 Т3 Восточная ТЭЦ	10			46,5	27,2	10,5	10,5
ПС Восточная ТЭЦ ВН	110						110,2
ПС ВН Стройиндустрия	110	9,3	3,7				109,8

Продолжение таблицы 5

Название	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{\text{зд}}$ , кВ	Расчетный модуль напряжения $V$ , кВ
		$P_{\text{н}}$ , МВт	$Q_{\text{н}}$ , МВар	$P_{\text{г}}$ , МВт	$Q_{\text{г}}$ , МВар		
Г1 АТЭЦ	10			41,6	28,5	10,5	10,5
ПС 2Р ВН	110	10,5	4,2				109,6
ПС Бурун ВН	110						109,6
ПС Бурун Т1 Нейтраль	110						105,6
ПС Бурун Т1 СН	35	10,6	4,2				35,5
ПС Бурун Т1 НН	6	7,2	3,2				6,0
ПС Бурун Т2 Нейтраль	110						106,3
ПС Бурун Т2 СН	35	9,6	3,8				35,6
ПС Бурун Т2 НН	6	7,4	3,1				6,0
ПС 2Р- Котельная о.т.	110						109,1
ПС 2Р- Котельная	110	3,1	2,2				109,5
ПС Волна ВН	110	4,5	2,7				108,1
ПС Чайка ВН	110						111,4
ПС Чайка Т1 Нейтраль	110						106,1
ПС Чайка Т1 СН	35	7,7	3,0				35,1
ПС Чайка Т1 НН	6	4,6	1,8				5,9

Продолжение таблицы 5

Название	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{\text{зд}}$ , кВ	Расчетный модуль напряжения $V$ , кВ
		$P_{\text{н}}$ , МВт	$Q_{\text{н}}$ , МВар	$P_{\text{г}}$ , МВт	$Q_{\text{г}}$ , МВар		
Г1 АТЭЦ	10			41,6	28,5	10,5	10,5
ПС Чайка Т2 Нейтраль	110						106,1
ПС Чайка Т2 СН	35	5,8	2,1				35,6
ПС Чайка Т2 НН	6	4,5	1,8				5,9
ПС Спутник ВН	110						111,4
ПС Спутник Т1 Нейтраль	110						106,1
ПС Спутник Т1 СН	35	6,2	2,4				35,9
ПС Спутник Т1 НН	6	7,5	2,9				6,0
ПС Спутник Т2 Нейтраль	110						106,1
ПС Спутник Т2 СН	35	5,4	1,9				36,2
ПС Спутник Т2 НН	6	6,2	2,4				6,1
ПС Промузел ВН	110	13,7	5,6				111,6
ОРУ 220 АТЭЦ	220						216,1
Нейтраль Т1 ОРУ 220 АТЭЦ	220						216,2
Нейтраль Т2 ОРУ 220 АТЭЦ	220						215,2

Продолжение таблицы 5

Название	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{\text{зд}}$ , кВ	Расчетный модуль напряжения $V$ , кВ
		$P_{\text{н}}$ , МВт	$Q_{\text{н}}$ , МВар	$P_{\text{г}}$ , МВт	$Q_{\text{г}}$ , МВар		
Г1 АТЭЦ	10			41,6	28,5	10,5	10,5
ОРУ 220 ПС Зеленый угол	220						217,6
Нейтраль Т1 ОРУ 220 ПС Зеленый угол	220						216,2
ОРУ 220 ВТЭЦ2	220						216,1
Нейтраль Т1 ОРУ 220 АТЭЦ	220						216,1
ОРУ ВТЭЦ2 Т1 СН	110						116,2
Нейтраль Т2 ОРУ 220 ПС Зеленый угол	220						214,6
Нейтраль Т2 ОРУ 220 ПС Владивосток	220						216,5
ОРУ ВТЭЦ2 Т2 СН	110						112,6
ПС Волна 220 ВН	220						216,1
ПС Владивосток 220 ВН	220						216,1
ПС Аэропорт ВН	220	14,3	7,8				216,5

Схемы потокораспределения представлены на рисунках 1 и 2.



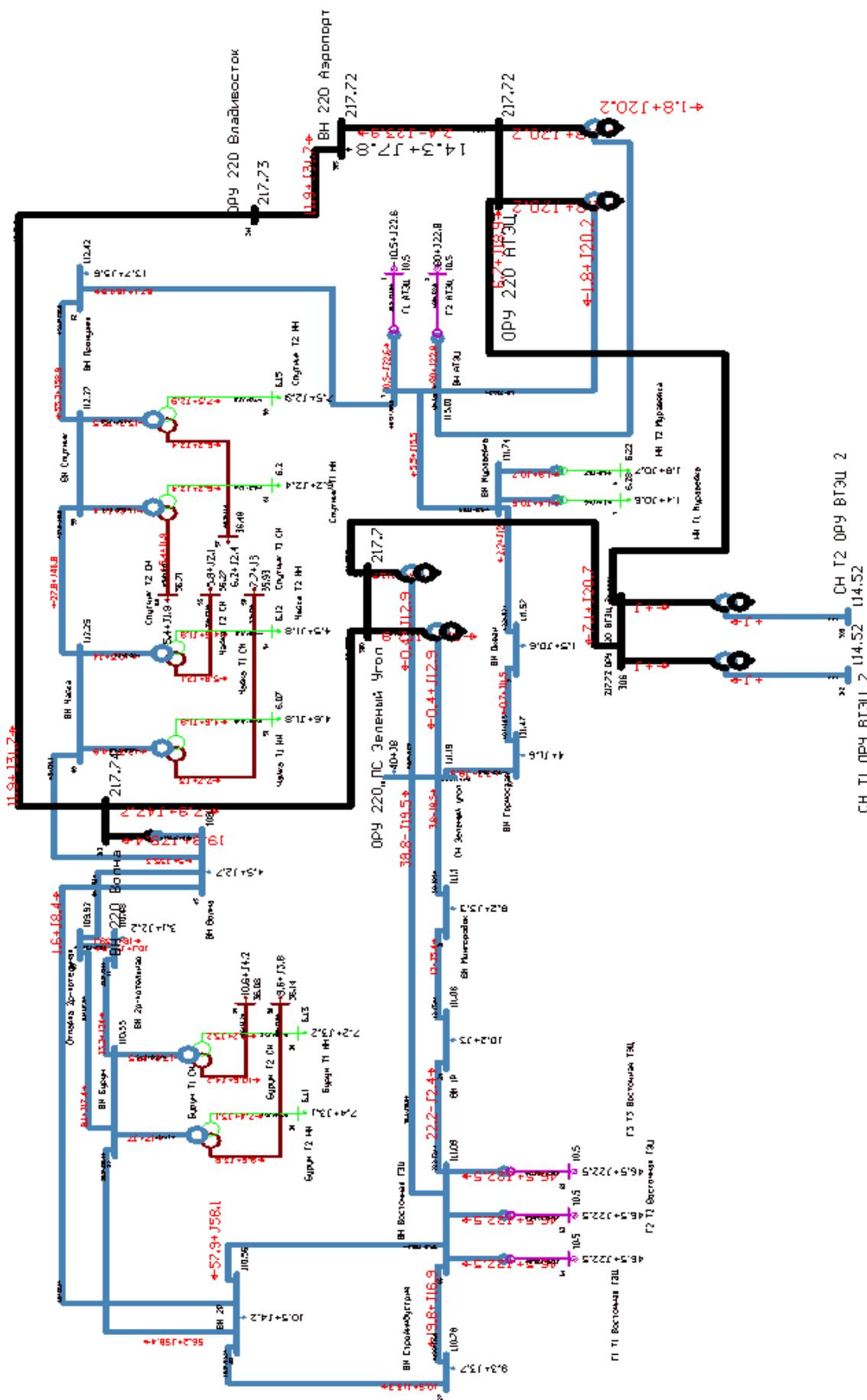


Рисунок 2 – Схема потокораспределения действующей сети (лето)

На основе расчетов режима действующей сети можно произвести анализ.

Загрузка трансформатора – значимый показатель эффективного и правильного использования электрооборудования. Перегрузка трансформатора снижает срок службы устройства, недостаточная загрузка трансформатора приводит к значительным потерям мощности и указывает на перерасход средств.

Для анализа загруженности трансформаторов необходимо вычислить коэффициент загрузки трансформаторов. Коэффициент загрузки находится как отношение суммарной нагрузки одного трансформатора к номинальной мощности трансформатора. Коэффициент загрузки для потребителей первой категории 0,65-0,7. Если коэффициент загрузки меньше 0,65 трансформатор является недогруженным, что приводит к необоснованным потерям. В режиме минимальных нагрузок возможно отключение трансформатора и перевод всей нагрузки на один трансформатор. На всех ПС шунтирующие реакторы установлены на СН и НН, поэтому коэффициент загрузки трансформатора рассчитан с учетом мощности, которую потребляют шунтирующие реакторы.

Таблица 6 – Коэффициенты загрузки трансформаторов

ПС		Зима	Лето
Муравейка	T1	0,60	0,32
	T2	0,31	0,18
Океан	T1	0,66	0,12
	T2	0,62	0,60
Горностай	T1	0,71	откл.
	T2	0,06	0,68
Зеленый угол	T1	0,71	0,73
	T2	0,22	0,05
Мингородок	T1	0,31	0,34
	T2	0,25	0,17
1Р	T1	0,56	0,23
	T2	0,43	0,31
Стройиндустрия	T1	0,41	откл.

ПС		Зима	Лето
2Р	T1	0,68	0,53
	T2	0,44	0,17
Бурун	T1	0,23	0,35
	T2	0,25	0,21
2Р-котельная	T1	0,51	0,23
Чайка	T1	0,56	откл.
	T2	0,42	0,23
Спутник	T1	0,36	0,32
	T2	0,28	0,17
Промузел	T1	0,34	0,20
	T2	0,25	0,10

На основании расчета коэффициента загрузки трансформаторов можем сделать следующие выводы:

- трансформаторы на ПС 110 кВ Мингородок, ПС 110 кВ 1Р, ПС 110 кВ Бурун, ПС 110 кВ 2Р – котельная, ПС 110 кВ Спутник, ПС 110 кВ Промузел являются недогруженными в обоих рассматриваемых режимах;

- трансформаторы на ПС 110 кВ Муравейка, ПС 110 кВ Чайка, ПС 110 кВ Стройиндустрия, ПС 110 кВ Горностай нормально загружены зимой, но есть возможность перевода на один трансформатор в режиме минимальных нагрузок;

- на ПС 110 кВ Зеленый угол в обоих режимах загружен только один трансформатор;

- на всех рассматриваемых ПС нет перегруженных трансформаторов.

Оценку загрузки линий можно осуществить по длительно допустимым токам.

Допустимый ток – это такой ток, при длительном протекании которого проводник нагревается до допустимой температуры. Величина данного параметра зависит от сечения проводника.

Таблица 7 – Токовая нагрузка ЛЭП (зима)

Участок	Ток начала ветви Инач, А	Ток конца ветви Икон, А	Длительно- допустимый ток Iдоп, А	Токовая нагрузка I/Iдоп, %
АТЭЦ - Муравейка	101	104	610	13,2
Муравейка - Океан	81	82	610	10,4
Океан - Горностай	72	72	610	9,2
Зеленый угол - Мингородок	43	44	610	5,6
Мингородок – 1Р	67	67	610	8,5
Зеленый угол - ВТЭЦ	219	219	610	27,8
1Р - ВТЭЦ	130	130	610	16,5
ВТЭЦ - Стройиндустрия	145	145	610	18,5
2Р - Бурун	437	437	610	55,6
Бурун - 2Р - котельная	135	135	610	17,1
Бурун - Отпайка 2Р - котельная	93	95	610	12,0
Отпайка 2Р - котельная - Волна	231	214	610	27,2
Волна - Чайка	185	181	610	23,6
Промузел - АТЭЦ	587	587	610	74,6
Чайка - Спутник	324	324	610	41,1
Спутник - Промузел	495	495	610	63,0
Зеленый угол - Горностай	50	51	610	6,3

Таблица 8 – Токовая нагрузка ЛЭП (лето)

Участок	Ток начала ветви Инач, А	Ток конца ветви Икон, А	Длительно- допустимый ток Iдоп, А	Токовая нагрузка I/Iдоп, %
АТЭЦ - Муравейка	71	75	610	9,6
Муравейка - Океан	63	64	610	8,1
Океан - Горностай	60	60	610	7,6
Зеленый угол - Мингородок	48	48	610	6,1
Мингородок – 1Р	68	68	610	8,7
Зеленый угол - ВТЭЦ	226	226	610	28,7
1Р - ВТЭЦ	116	116	610	14,7
ВТЭЦ - Стройиндустрия	135	136	610	17,2
2Р - Бурун	423	423	610	53,8
Бурун - 2Р - котельная	143	143	610	18,1
Бурун - Отпайка 2Р - котельная	125	126	610	16,0
Отпайка 2Р - котельная - Волна	227	228	610	29,0
Волна - Чайка	183	188	610	23,8
Промузел - АТЭЦ	477	477	610	60,6
Чайка - Спутник	280	280	610	35,5
Спутник - Промузел	407	408	610	51,8

Продолжение таблицы 8

Участок	Ток начала ветви I <sub>нач</sub> , А	Ток конца ветви I <sub>кон</sub> , А	Длительно- допустимый ток I <sub>доп</sub> , А	Токовая загрузка I/I <sub>доп</sub> , %
Зеленый угол - Горностай	54	56	610	7,1

Все ВЛ на участке АТЭЦ – Муравейка являются нагруженными (около 50%).

Напряжения во всех узлах сети на рассматриваемом участке выше номинальных значение в обоих рассматриваемых режимах, но не превышает значение наибольшего рабочего напряжения для электрооборудования, равного 121 кВ. Отклонение напряжения на СН и НН не превышает 10 %.

Таблица 9 – ВН ПС на участке АТЭЦ – Муравейка

ПС		Расчетное напря-жения U, кВ зима	Отклонение напряжения от номинального dU, %	Расчетное напряжения U, кВ лето	Отклонение напряжения от номинального dU, %
Муравейка	ВН	112,39	0,91	111,74	0,53
	НН	6,14	0,09	6,28	0,17
Океан	ВН	109,8	0,01	111,57	0,54
	НН	6,19	0,15	6,22	0,16
Горностай	ВН	109,08	0,01	111,47	0,55
	НН	6,28	0,21	6,31	0,20
Зеленый угол	ВН	238,28	8,31	217,73	0,66
	СН	108,76	1,10	111,19	0,65
	НН	10,5	0,09	10,5	0,6
Мингородок	ВН	108,67	1,12	111,10	0,69
	НН	6,52	0,31	6,30	0,20
1Р	ВН	108,68	1,12	111,06	0,86
	НН	6,35	0,19	6,28	0,17
Стройиндуст- рия	ВН	108,35	1,12	110,78	0,84
	НН	6,45	0,25	6,22	0,16
2Р	ВН	108,04	1,12	110,56	0,79
	НН	6,33	0,25	6,31	0,20

Продолжение таблицы 9

ПС		Расчетное напряжения U, кВ зима	Отклонение напряжения от номинального dU, %	Расчетное напряжения U, кВ лето	Отклонение напряжения от номинального dU, %
Бурун	ВН	108,04	1,13	110,53	0,78
	СН	34,92	0,75	36,08	1,13
	НН	6,44	0,89	6,13	0,6
2Р - котельная	ВН	107,28	1,45	110,48	0,78
	СН	Откл.		Откл.	
	НН	6,28	0,23	6,30	0,20
Волна	ВН	106,03	2,34	108,90	0,66
	НН	6,48	0,19	6,28	0,17
Чайка	ВН	103,3	3,89	112,25	0,40
	СН	32,66	2,35	35,93	0,78
	НН	5,46	0,45	6,07	0,07
Спутник	ВН	101,98	4,79	112,27	0,40
	СН	33,44	2,55	36,48	1,09
	НН	5,33	0,77	6,15	0,20
Промузел	ВН	102,33	3,13	112,42	0,43
	НН	5,37	0,47	6,20	0,11

Одним из показателей эффективности работы энергосистемы является величина потерь активной мощности. Для анализа необходимо рассчитать долю потерь от суммарной передаваемой мощности, которая находится через отношение суммарных потерь к суммарной нагрузке на данном участке электрической сети.

Таблица 10 – Потери активной мощности на участке АТЭЦ – Муравейка.

	Р <sub>н</sub> , МВт	ΔР, МВт	Δ, %	dP <sub>наг</sub> , МВт	Р <sub>пост</sub> , МВт	dP <sub>лэп</sub> , МВт	dP <sub>тр</sub> , МВт	Р <sub>хх</sub> , МВт	Р <sub>кор.</sub> , МВт
зима	57,2	5,60	8,25	2,89	2,72	1,55	0,32	0,41	2,54
лето	23	3,48	15,44	1,12	2,28	0,85	0,25	0,31	2,02

Из-за малой загруженности линий и трансформаторов потери активной мощности летом велики. Большая часть потерь – условно – постоянные потери, которые складываются из потерь ХХ в трансформаторах, на коронный заряд, потерь в оборудовании, не зависящие от нагрузки. 64 % от всех летних потерь и 53 % зимних потерь это потери на коронный разряд. Для снижения потерь на данном участке нужно применять отключение трансформаторов в режиме малых нагрузок.

## 2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НА УЧАСТЕ АТЭЦ – МУРАВЕЙКА

Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Приморского края, в связи со строительством игровой зоны «Приморье», требуется увеличение пропускной способности сети 110 кВ. Исходя из данных требований планируется реконструкция ПС 110/6 кВ Муравейка.

### 2.1 Краткая характеристика развития электрических сетей

ПС 220 кВ Зеленый угол является узловой ПС в Южном энергорайоне Приморской энергосистемы. ПС 110 кВ Муравейка, ПС 110 кВ Океан, ПС 110 кВ Горностай, ПС 110 кВ Мингородок, ПС 110 кВ 1Р, ПС 110 кВ Стройиндустрия, ПС 110 кВ 2Р, ПС 110 кВ Бурун, ПС 110 кВ Чайка, ПС 110 кВ Спутник, ПС 110 кВ Промузел являются проходными ПС.

На данный момент все проходные ПС на рассматриваемом участке получают питание от Артемовской ТЭЦ. Реконструкция ПС Муравейка обеспечит необходимый уровень надежности электроснабжения игровой зоны «Приморье».

### 2.2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

В районе существующей ПС 110 кВ Муравейка планируется строительство в игровой зоне «Приморье». Существует два варианта размещения игровой зоны «Приморье»: на существующей ПС 110 кВ Муравейка с её частичной реконструкцией, либо строительство в данном районе новой ПС 110 кВ Игорная.

Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров соответствующих ПС.

Произведем расчет вероятностных характеристик и коэффициентов:

- средняя мощность

$$P_{CP} = \frac{1}{T} \cdot \sum P_i \cdot t_i, \quad (10)$$

- эффективная мощность

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum P_i^2 \cdot t_i}, \quad (11)$$

-коэффициент максимума

$$K_{\text{MAX}} = \frac{P_{\text{MAX}}}{P_{\text{CP}}}, \quad (12)$$

-коэффициент формы

$$K_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{CP}}}, \quad (13)$$

Таблица 11 – Значения вероятностных характеристик и коэффициентов (зима)

ПС	$P_{\text{CP}}, \text{MВт}$	$P_{\text{эф}}, \text{MВт}$	$K_{\text{MAX}}$	$K_{\phi}$
Муравейка	1,51	1,53	1,09	1,03
Океан	1,21	1,23	1,06	1,01
Горностай	1,67	1,77	1,08	1,01
Зеленый угол	23,03	23,74	1,21	1,03
Мингородок	1,31	1,43	1,06	1,01
1Р	1,29	1,31	1,21	1,03
Стройиндустрия	1,50	1,52	1,06	1,01
2Р	1,63	1,66	1,08	1,01
Бурун	4,57	4,59	1,05	1,00
2Р - котельная	1,23	1,23	1,18	1,00
Волна	24,21	24,21	1,18	1,00
Чайка	1,71	1,72	1,09	1,02
Спутник	1,53	1,53	1,18	1,00
Промузел	1,21	1,21	1,18	1,00

Для прогнозирования нагрузок используют формулу сложных процентов:

$$P_{\text{ПРОГ}} = P_{\text{БАЗ}} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (14)$$

где  $\varepsilon$  – прирост нагрузки,

N – срок выполнения прогноза (6 лет).

Согласно Приказу Минэнерго России от 01.03.2016 №147 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 годы», среднегодовой прирост нагрузки за 2016 – 2022 годы для Приморского края составит – 0,65%.

Таблица 12 – Спрогнозированные нагрузки

ПС	Активная нагрузка, МВт (зима)			Активная нагрузка, МВт (лето)		
	$P_{CP}, MВт$	$P_{ЭФ}, MВт$	$P_{MAX}, MВт$	$P_{CP}, MВт$	$P_{ЭФ}, MВт$	$P_{MAX}, MВт$
Муравейка	4,746	4,753	4,98	2,425	2,433	2,495
Океан	1,553	1,568	1,646	1,012	1,089	1,132
Горностай	1,732	1,734	1,873	1,247	1,255	1,351
Зеленый угол	29,144	29,878	35,348	12,996	13,13	14,76
Мингородок	2,496	1,322	2,487	2,488	1,498	2,467
ПС	Реактивная нагрузка, МВар (зима)			Реактивная нагрузка, МВар (лето)		
Муравейка	1,431	1,455	1,48	0,55	0,55	0,65
Океан	0,293	0,296	0,311	0,184	0,187	0,212
Горностай	0,87	0,87	0,89	0,21	0,22	0,32
Зеленый угол	4,52	4,63	5,45	3,29	3,32	3,56
Мингородок	1,43	0,69	1,26	0,32	0,22	0,43

### 2.3 Выбор сечения линий электропередачи

Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов.

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях.

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{P_{maxi}^2 + Q_{нескi}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}, \quad (15)$$

где  $P_{max}$ ,  $Q_{неск}$  – потоки активной максимальной и некомпенсированной реактивной мощностей;

$n$  – количество цепей;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение сети.

Расчетный ток, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_p = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (16)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

$\alpha_t$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

Для линий 110-220 кВ может быть принят равным,  $\alpha_i = 1,05$  что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки [21].

Поскольку нет данных о значении числа часов использования максимума нагрузки линии и коэффициента участия в максимуме энергосистемы, примем  $\alpha_t = 1$ .

Согласно [8], для номинального напряжения 110 кВ  $tg\varphi = 0,4$ , тогда

$$Q = P \times tg\varphi = 118 \text{ MVar} \quad (17)$$

Для расчета максимального тока примем суммарную активную и реактивную мощность как сумму активной мощности ВПТ и значения нагрузок промежуточных ПС, в зимний период.

Рассчитаем максимальный ток на головном участке:

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{(200+12,061)^2 + (118+5,579)^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 320 \text{ A}$$

Расчетный ток:

$$I_p = 320 \cdot 1,05 \cdot 1 = 336 \text{ A}$$

Согласно экономическим токовым интервалам с учетом района по гололеду (IV) выбираем провод марки АС-400/51 [2].

Проверка выбранного сечения производится по длительно допустимому току. Для провода марки АС-300/39 – 710 А [10].

Вычислим рабочий максимальный ток, при работе одной линии:

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{(200+12,061)^2 + (118+5,579)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 610A$$

Линия в состоянии выдержать нагрузку, планируемую на игровой зоне «Приморье» на ПС Муравейка.

#### **2.4 Разработка однолинейных схем РУ ВН реконструируемых ПС**

Так как РУ ВН на ПС 110 кВ Муравейка выполнено по схеме 5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» то данное РУ оптимально подходит для реконструкции ПС.

### 3 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

#### 3.1. Выбор эквивалента сети для расчета

Так как планируется увеличение передаваемой мощности, необходимо оценить, как данное воздействие повлияет на часть Приморской энергосистемы.

Проверяем загруженность линий, от 220 кВ Артемовская ТЭЦ до ближайших электрических станций, таких как Владивостокская ТЭЦ 2 и Восточная ТЭЦ, по которым будет передаваться проектная мощность на ПС Муравейка. А так же необходимо произвести оценку уровней напряжения на проходных ПС.

Эквивалентом сети для расчета режима принимается участок Приморской энергосистемы, включающий в себя ПС Муравейка, ПС Океан, ПС Горностай, ПС Зеленый угол, ПС Мингородок, ПС 1Р, ПС Стройиндустрия, ПС 2Р, ПС Бурун, ПС 2Р - котельная, ПС Волна, ПС Чайка, ПС Спутник, ПС Промузел, ПС Аэропорт, ПС Владивосток, Артемовская ТЭЦ, Владивостокская ТЭЦ 2 и Восточная ТЭЦ.

Эквивалент сети для расчета режима представлен на рисунке 3.



### 3.2. Выбор и характеристика ПВК для расчета режима

Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. В России основными пользователями RastrWin3 являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.) [13].

С помощью данной программы можно производить:

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

- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;
- расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров [13].

### 3.3 Подготовка исходных данных

Для расчета в ПВК RastrWin 3 необходимо рассчитать параметры новой линии. Формулы для расчета представлены в п. 2.2.

Поскольку целью данной работы не является подробное изучение системы, установим на ПС Муравейка два трансформатора, мощностью по 25 МВА и необходимой мощностью нагрузим НН трансформаторов.

### 3.4 Расчет и анализ режимов

Максимальный режим рассчитывается на основе прогноза на 2022 год зимнего максимума нагрузки. Подробный расчет минимального режима представлен в Приложении А.

Таблица 13 – Расчетные значения напряжений

Номер	Название	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	Расчетное значение напряжения $V$ , кВ
1	Артемовская ТЭЦ (база)	220	229,12
2	ПС Аэропорт ВН	220	219,17
3	ПС Аэропорт НН	10	10,51
4	ПС Владивосток ВН	220	228,11
5	ПС Владивосток НН	10	10,72
6	Владивостокская ТЭЦ (ген.)	220	224,45
7	ПС Зеленый угол ВН	220	223,27
8	ПС Зеленый угол СН	110	111,16
9	ПС Зеленый угол НН	10	10,52
10	ПС Муравйека ВН	110	112,19
11	ПС Муравйека НН	6	6,11

Продолжение таблицы 13

Номер	Название	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	Расчетное значение напряжения $V$ , кВ
12	ПС Океан ВН	110	113,12
13	ПС Океан НН	6	6,12
14	ПС Горностай ВН	110	109,69
15	ПС Горностай НН	6	6,09
16	ПС Мингородок ВН	110	113,4
17	ПС Мингородок НН	6	6,11
18	ПС 1Р ВН	110	241
19	ПС 1Р НН	6	6,10
20	Восточная ТЭЦ	110	110,51
21	ПС Стройиндустрия ВН	110	118,11
22	ПС Стройиндустрия НН	6	6,72
23	ПС 2Р ВН	110	114,45
24	ПС 2Р НН	6	6,33
25	ПС Бурун ВН	110	111,16
26	ПС Бурун СН	35	36,52
27	ПС Бурун НН	6	6,21
28	ПС 2Р-кательная ВН	110	116,11
29	ПС Волна ВН	220	223,11
30	ПС Волна СН	111	112,18
31	ПС Волна НН	6	6,55
32	ПС Чайка ВН	111	116,09
33	ПС Чайка СН	35	36,44
34	ПС Чайка НН	6	6,12
35	ПС Спутник ВН	110	114,11
36	ПС Спутник СН	35	37,11
37	ПС Спутник НН	6	6,34
38	ПС Промузел ВН	110	116,22
39	ПС Промузел НН	6	6,09

Напряжения СН и НН трансформаторов и АТ не выходят за предел в 10%, установленный ГОСТ 32144-2013. Напряжение 110 кВ не больше наибольшего рабочего напряжения электрооборудования. Все УШР и ШР отключены.

Таблица 14 – Токовая загрузка линий

Название	Ток в начале ветви Инач.	Ток в конце ветви Икон.	Длительно допустимый ток $I_{длит. доп.}$	Токовая загрузка $I / I_{доп.}$
АТЭЦ - Муравейка	101	104	610	13,2
Муравейка - Океан	81	82	610	10,4
Океан - Горностай	72	72	610	9,2
Зеленый угол - Мингородок	43	44	610	5,6
Мингородок – 1Р	67	67	610	8,5
Зеленый угол - ВТЭЦ	219	219	610	27,8
1Р - ВТЭЦ	130	130	610	16,5
ВТЭЦ - Стройиндустрия	145	145	610	18,5
2Р - Бурун	437	437	610	55,6
Бурун - 2Р - котельная	135	135	610	17,1
Бурун - Отпайка 2Р - котельная	93	95	610	12,0
Отпайка 2Р - котельная - Волна	231	214	610	27,2
Волна - Чайка	185	181	610	23,6
Промузел - АТЭЦ	587	587	610	74,6
Чайка - Спутник	324	324	610	41,1
Спутник - Промузел	495	495	610	63,0
Зеленый угол - Горностай	50	51	610	6,3

В режиме наибольших нагрузок перегруженных сечений нет.

Таблица 15 – Потери активной мощности на участке АТЭЦ – Муравейка.

	$P_n,$ МВт	$\Delta P,$ МВт	$\Delta, \%$	$dP_{наг},$ МВт	$P_{пост},$ МВт	$dP_{лэп},$ МВт	$dP_{тр},$ МВт	$P_{хх},$ МВт	$P_{кор.},$ МВт
зима	25ц	24,22	9,11	20,32	3,54	20,12	0,42	0,77	2,72

Большую часть потерь 85 % составляют нагрузочные потери в трансформаторах. Постоянные потери, такие как потери на коронный разряд и ХХ в трансформаторах будут равны значениям представленным в таблице, вне зависимости от величины перетока мощности между энергосистемами.

Режим минимальных нагрузок рассчитывается на основе прогноза на 2022 год летнего максимума нагрузки. Для игровой зоны на ПС Муравейка примем коэффициент летнего снижения 0,75, тогда суммарная мощность двух трансформаторов будет составлять 50 МВт.

Напряжения СН и НН трансформаторов и АТ не выходят за предел в 10%, установленный ГОСТ 32144-2013. Напряжение 110 кВ не больше наибольшего рабочего напряжения электрооборудования.

Таблица 16 – Токовая загрузка линий

Название	Ток в начале ветви Инач.	Ток в конце ветви Икон.	Длительно допустимый ток I <sub>длит.доп.</sub>	Токовая загрузка I / I <sub>доп.</sub>
АТЭЦ - Муравейка	71	75	610	9,6
Муравейка - Океан	63	64	610	8,1
Океан - Горностай	60	60	610	7,6
Зеленый угол - Мингородок	48	48	610	6,1
Мингородок – 1Р	68	68	610	8,7
Зеленый угол - ВТЭЦ	226	226	610	28,7
1Р - ВТЭЦ	116	116	610	14,7
ВТЭЦ - Стройиндустрия	135	136	610	17,2
2Р - Бурун	423	423	610	53,8
Бурун - 2Р - котельная	143	143	610	18,1
Бурун - Отпайка 2Р - котельная	125	126	610	16,0
Отпайка 2Р - котельная - Волна	227	228	610	29,0
Волна - Чайка	183	188	610	23,8
Промузел - АТЭЦ	477	477	610	60,6
Чайка - Спутник	280	280	610	35,5
Спутник - Промузел	407	408	610	51,8
Зеленый угол - Горностай	54	56	610	7,1

Потери активной мощности не выходят за допустимый предел 10%. В данном режиме преобладают нагрузочные потери, которые составляют 77,5 % от всех потерь. 18 % от всех потерь – потери на коронный разряд. Потери ХХ в трансформаторах составляют 5 % суммы потерь.

Графическая схема режима представлена на листе 3 графической части.

Устройств компенсации реактивной мощности установленных на участке Артемовская ТЭЦ – ПС Муравейка в данный момент достаточно, чтобы

отрегулировать напряжение до необходимых значений. Также для регулирования напряжения на СН и НН используются устройства РПН и ПБВ.

Перегруженных линий на данном участке нет.

## 4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Выбор оптимального варианта электрической сети осуществляется по минимуму приведенных затрат.

Расчет приведенных затрат производится по формуле [12]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (18)$$

где  $K$  – суммарные капиталовложения в проектируемую сеть;

$I$  – суммарные затраты на передачу электроэнергии;

$E$  – ставка рефинансирования.

### 4.1 Расчет капиталовложений

При учебном проектировании используются укрупнённые стоимостные показатели.

Укрупненные стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения (базовые показатели).

При проектировании сети капиталовложения состоят из капиталовложений на сооружение ЛЭП и строительство подстанций.

$$K = K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{ПС}}, \quad (19)$$

где  $K_{\text{ЛЭП}}$  – капиталовложения на сооружение ВЛЭП;

$K_{\text{ПС}}$  – капиталовложения на строительство ПС.

$$K = 1,7 \cdot 10^8 + 8,67 \cdot 10^7 = 2,51 \cdot 10^8 \text{ тыс. руб}$$

В капитальные вложения на сооружение ЛЭП входят: затраты на изыскательные работы, подготовку трассы (определение собственника, отвод земли и т. д.), затраты на приобретение элементов линии (опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, заземлителей), транспортировку, монтаж [14, 16].

Базовые показатели стоимости ВЛ 35 – 110 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства и расчетному напору ветра до 0,6 кПа.

Капиталовложения на сооружение ЛЭП определяются следующим образом [14]:

$$K_{ЛЭП} = \sum (K_0 \cdot L_{ЛЭП}) \cdot K_{инф} , \quad (20)$$

где  $K_0$  – удельные капиталовложения на строительство одного километра ВЛ;

$L_{ЛЭП}$  – длина участка ВЛ;

$K_{инф}$  – коэффициент инфляции.

Коэффициент инфляции на 2019 год относительно 2000 составил 5,27.[15]

$$K_{ЛЭП} = 2 \cdot 6210 \cdot 2550 \cdot 5,27 = 1,7 \cdot 10^8 \text{ тыс. руб}$$

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН (СН) и НН, затраты на монтаж и наладку [13].

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций вычисляются по следующей формуле:

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{инф} , \quad (21)$$

где  $K_{ОРУ}$  – капиталовложения в распределительные устройства;

$K_{ТР}$  – капиталовложения в трансформаторы;

$K_{КУ}$  – капиталовложения в компенсирующие устройства;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат на строительство ПС;

$K_{инф}$  – коэффициент инфляции.

$$K_{ПС} = (7,421 \cdot 10^7 + 4,901 \cdot 10^6 + 4,442 \cdot 10^5 + 4,617 \cdot 10^6) \cdot 5,27 = 8,67 \cdot 10^7 \text{ тыс. руб}$$

## 4.2 Расчет эксплуатационных издержек

Суммарные издержки определяются следующим образом:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W}, \quad (22)$$

где  $I_{AM}$  – амортизационные отчисления;

$I_{ЭКС}$  – эксплуатационные затраты;

$I_{\Delta W}$  – расходы на потери электроэнергии.

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги). Цель амортизации – накопление финансовых средств, для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для  $i$ -го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$I_{AM} = \frac{K_{ПС}}{T_{сл.пс}} + \frac{K_{ВЛ}}{T_{сл.вл}}, \quad (23)$$

где  $K_{ПС}$  – суммарные капиталовложения в сооружение ПС;

$K_{ВЛ}$  – суммарные капиталовложения в строительство ВЛ;

$T_{СЛ}$  – срок службы соответствующего оборудования [16].

$$I_{AM} = \frac{8,67 \times 10^7}{25} + \frac{1,7 \times 10^8}{15} = 1,443 \times 10^7 \text{ тыс. руб}$$

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. Авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу потребителей.

Все эти факторы риска требуют тщательно продуманной системы профилактических и предупредительных мероприятий по поддержанию оборудования и передаточных устройств в надлежащем техническом состоянии.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также внеплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Расчет эксплуатационных издержек определяется по формуле:

$$I_{\text{ЭКС}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}}, \quad (24)$$

где  $K_{\text{ПС}}$  – суммарные капиталовложения на сооружения ПС;

$K_{\text{ВЛ}}$  – суммарные капиталовложения на сооружения ВЛ;

$\alpha_{\text{ПС}}$  – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС [16];

$\alpha_{\text{ВЛ}}$  – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ВЛ [16].

$$I_{\text{ЭКС}} = 8,67 \times 10^7 \cdot 0,05 + 1,7 \times 10^8 \cdot 0,0085 = 5,8 \times 10^6 \text{ тыс. руб}$$

Расходы на потери электроэнергии в сети определяются по следующей формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (25)$$

где  $\Delta W_{\Sigma}$  – суммарные потери электроэнергии в схеме, кВт·ч;

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

$$I_{\Delta W} = 1,3 \times 10^7 \cdot 2,34 \cdot 10^{-3} = 2,9 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

Таким образом, получив значения амортизационных отчислений, эксплуатационных затрат и расходов на потери электроэнергии можно посчитать суммарные затраты на передачу электроэнергии.

$$Z = 0,1 \cdot 2,51 \times 10^8 + 6,046 \times 10^7 = 8,556 \times 10^7 \text{ тыс. руб}$$

Подробный экономический расчет приведен в Приложении Б.

### 4.3 Сравнение приведенных затрат и выбор оптимального варианта

Получив в результате расчета значения суммарных капиталовложений в проектируемую сеть и издержек, рассчитываются приведенные затраты по формуле [12] для каждого варианта.

Сравнительные характеристики полученных результатов сводятся в соответствующую таблицу, в которой должны быть указаны: номинальное напряжение сети СВН, кВ; суммарные капиталовложения, тыс. руб.; суммарные издержки, тыс. руб.; приведенные затраты, тыс. руб.

Определяется погрешность для стоимости потерь в двух проектируемых вариантах сети по следующей формуле:

$$\varepsilon = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (26)$$

$$\varepsilon = \frac{2,353 \cdot 10^9 - 8,556 \cdot 10^7}{2,353 \cdot 10^9} \cdot 100\% = 96,375\%$$

Если приведенные затраты отличаются больше, чем на 5 %, то выбираем вариант, где  $Z$  меньше. Если нет, то выбираем вариант, где  $I_{\Delta W}$  меньше.

В данном проекте выбираем реконструкцию ПС Муравейка.

## 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА УЧАСТКЕ АРТЕМОВСКАЯ ТЭЦ – МУРАВЕЙКА

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки оборудования, а также для расчета уставок релейной защиты и автоматики.

Основные допущения при расчетах токов КЗ:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания.

Исходная схема сети для расчета токов короткого замыкания представлена на Рисунке 4.

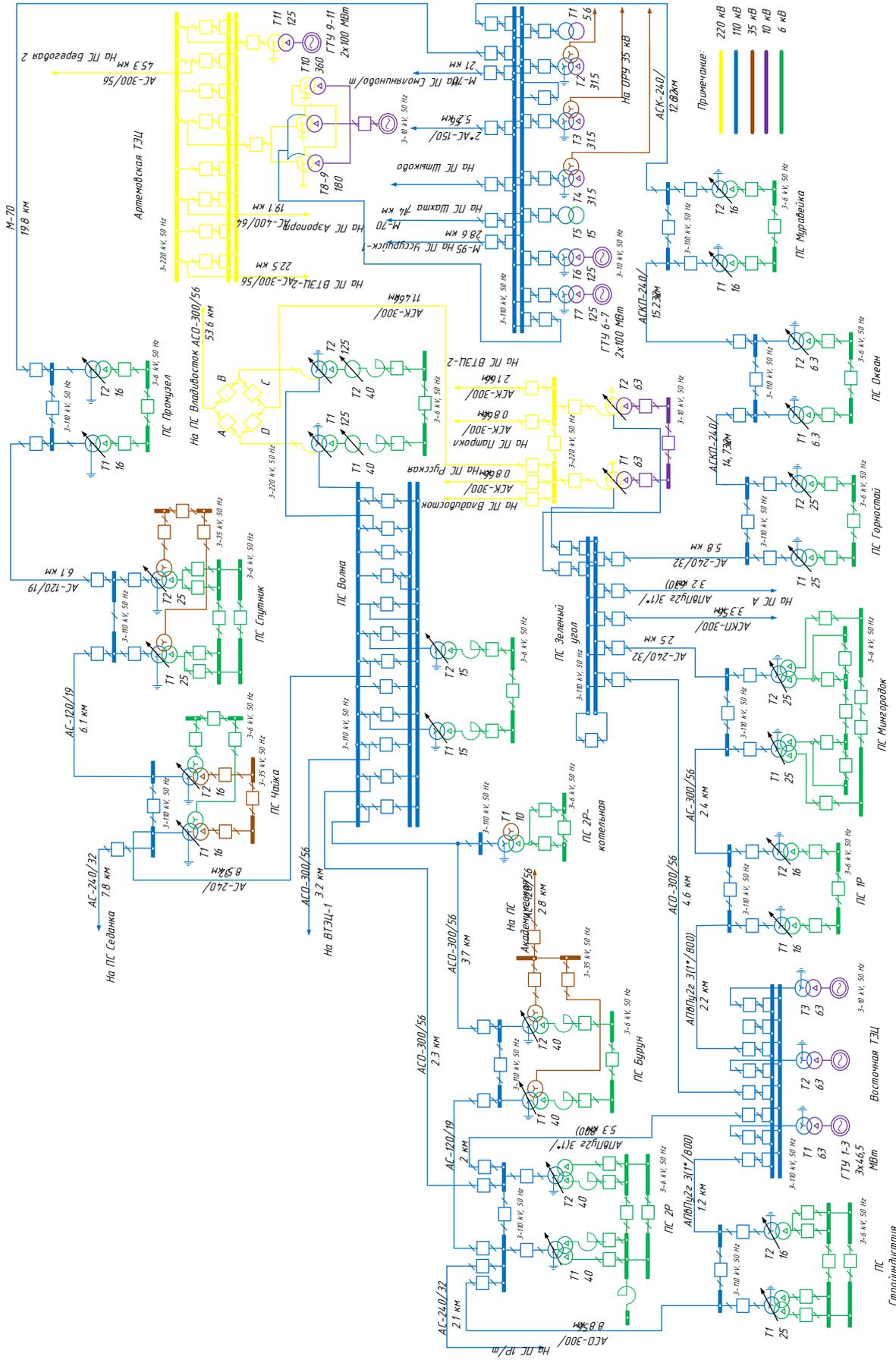


Рисунок 4 – Исходная схема

Для расчета тока трехфазного КЗ необходимо составить схему замещения прямой последовательности, для тока однофазного КЗ – схему замещения нулевой последовательности. Схемы замещения представлены на рисунках 5 и 6 соответственно.

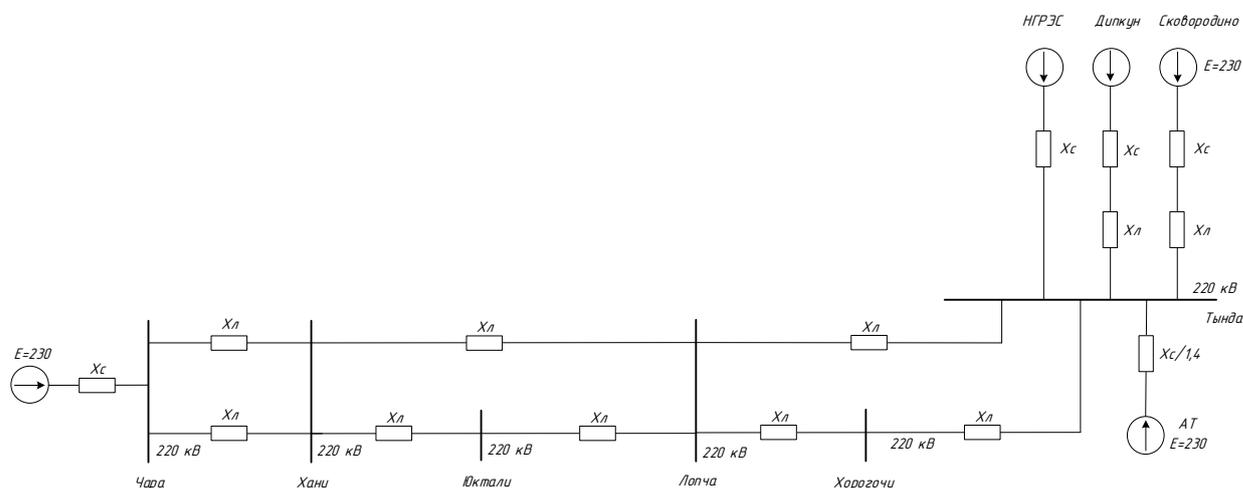


Рисунок 5 – Схема замещения прямой последовательности

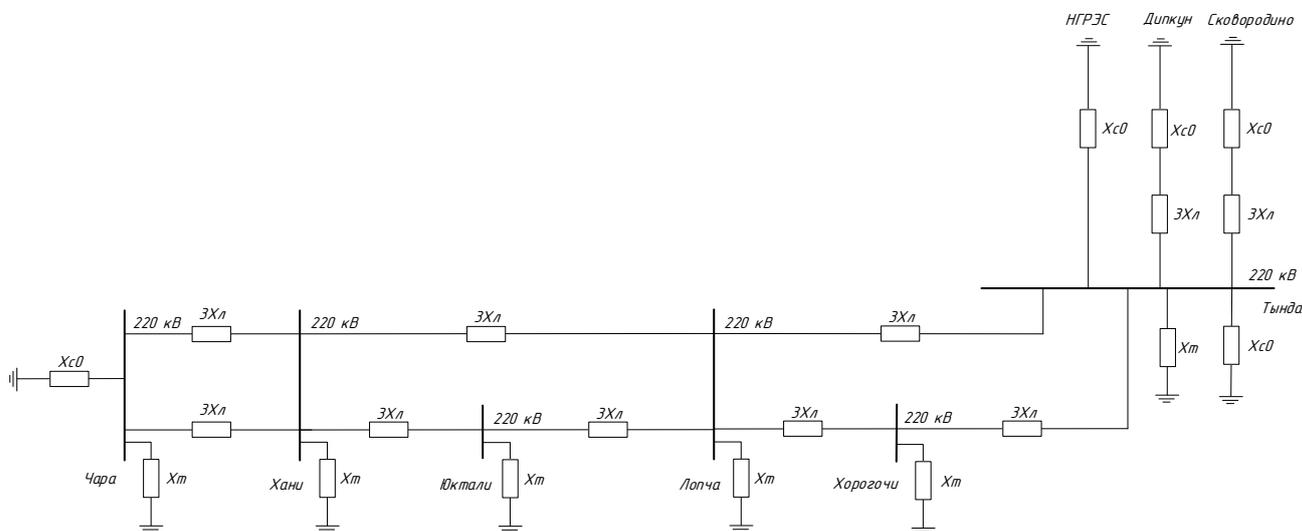


Рисунок 6 – Схема замещения нулевой последовательности

Согласно [15] в электроустановках выше 1 кВ в качестве расчетных сопротивлений следует принимать индуктивные сопротивления электрических машин, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов,

воздушных и кабельных линий, а также токопроводов. Активное сопротивление учитывается только для ВЛ с проводами малых сечений и стальными проводами, а также для протяженных кабельных сетей малых сечений с большим активным сопротивлением.

Расчет индуктивных сопротивлений для расчета тока трехфазного КЗ.

-сопротивление системы рассчитывается по выражению:

$$x_{СМуравейка} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}}, \quad (27)$$

$$x_{СМуравейка} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 2,9} = 21,89 \text{ Ом},$$

$$x_{СОкеан} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 1,3} = 48,85 \text{ Ом},$$

$$x_{СЗеленыйугол} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 9,3} = 6,82 \text{ Ом},$$

$$x_{САГЭЦ} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 0,1} = 635,08 \text{ Ом}.$$

Сопротивления системы нулевой последовательности находятся аналогичным образом.

Сопротивления линий находятся по формуле, Ом:

$$x_{л} = x_{o} \cdot l, \quad (28)$$

Среднее значение отношения  $X_0/X_1$  для одноцепных ВЛ со стальными заземленными тросами равно 3, следовательно сопротивление линии для нахождения однофазного тока необходимо умножить на 3.

$$x_{н.н} = 3 \cdot x_{o} \cdot l, \quad (29)$$

Расчет ТКЗ произведен в ПВК RastrWin3.

Необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль обозначается – зак., изолированная нейтраль – Δ. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Таблица 17 – Узлы/Несим/ИД

Тип	Номер	Название	U_ном
у	1	шины 220 кВ АТЭЦ	220
у	2	шины 220 кВ ВТЭЦ 2	220
зак	3	ПС Зеленый угол	220
у	4	шины 220 кВ ПС Волна	220
зак	5	ПС Владивосток	220
у	6	шины 220 кВ ПС Аэропорт	220
зак	7	ПС Муравейка	110
у	8	шины 110 кВ ПС Океан	110
зак	9	ПС Горностай	110
у	10	шины 110 кВ ПС Мингородок	110
зак	11	ПС 1Р	110
у	12	ВТЭЦ	110
у	13	ПС Стройиндустрия	110
у	14	ПС 2Р	110
зак	15	ПС Промузел	110

Таблица 18 – Ветви/Несим/ИД

Название	Реактивное сопротивление прямой последовательности X, Ом	Реактивное сопротивление нулевой последовательности x0, Ом	Коэффициент трансформации Кт/г
шины 220 кВ АТЭЦ - ПС Аэропорт	51	51	1

Продолжение таблицы 18

Название	Реактивное сопротивление прямой последовательности X, Ом	Реактивное сопротивление нулевой последовательности x0, Ом	Коэффициент трансформации Кт/г
шины 220 кВ ПС Аэропорт - шины 220 кВ ВТЭЦ 2	33	97	
шины 220 кВ ВТЭЦ 2 - шины 220 кВ ПС Зеленый угол	68,62	211,69	
шины 220 кВ ПС Зеленый угол – ПС Волна	124,67	138,55	1
шины 220 кВ ПС Волна - шины 220 кВ ПС Владивосток	37,37	111,21	
шины 110 кВ АТЭЦ – ПС Муравейка	68,5	69,5	1
шины 110 кВ ПС Муравейка - шины 110 кВ ПС Океан	70,38	96,14	
шины 110 кВ ПС Окаен - шины 110 кВ ПС Горностай	60,46	70,59	
шины 110 кВ ПС Горностай – ПС Зеленый угол	37,5	37,5	1
шины 110 кВ ПС Зеленый угол - шины 110 кВ ПС Мингородок	57,21	171,62	
шины 110 кВ ПС Мингородок – ПС 1Р	137,53	137,22	1
шины 110 кВ ПС 1Р - шины 110 кВ ВТЭЦ	53,54	160,66	
шины 110 кВ ВТЭЦ - шины 110 кВ ПС Стройиндустрия	52,42	157,35	
шины 110 кВ ПС Стройиндустрия – шины 110 кВ ПС 2Р	51	51	1
шины 110 кВ ПС 2Р – шины 110 кВ ПС Бурун	43	43	
шины 110 кВ ПС Бурун – шины 110 кВ ПС 2Р-котельная	63,32	114,78	
шины 110 кВ ПС 2Р – шины 110 кВ ПС Волна	66,55	123,35	
шины 110 кВ ПС Волна – шины 110 кВ ПС Чайка	55	55	
шины 110 кВ ПС Чайка – шины 110 кВ ПС Спутник	61,31	124,45	
шины 110 кВ ПС Спутник – шины 110 кВ ПС Промузел	67,55	133,35	

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}, \quad (30)$$

где  $I_{\text{ПО}}^{(3)}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{y\partial}$  – ударный коэффициент .

Для части системы, с которой подстанция связана ВЛ напряжением 110 кВ ударный коэффициент равен  $K_{y\partial} = 1,717 - 1,78$ , значение постоянной времени  $T_a = 0,03 - 0,04$  [4].

Таблица 19– Токи короткого замыкания

Точка КЗ	Трехфазное КЗ, кА	Ударный ток, кА	Однофазное КЗ, кА
Артемовская ТЭЦ	5,8318	14,68	5,825
ПС Океан ВН	3,0363	5,314	2,941
ПС Горностай ВН	2,8113	5,019	2,868
ПС Зеленый угол ВН	1,7211	3,197	1,827
ПС Муравейка ВН	1,8668	3,717	2,124
ПС Промузел ВН	1,787	3,958	2,262

Также для выбора оборудования необходимо рассчитать максимальные рабочие токи в элементах подстанции. Оборудование должно выдерживать полную мощность транзита, на случай ремонта или аварии на одной из линий.

Рабочий максимальный ток рассчитывается по формуле:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (31)$$

Токи на других ПС рассчитываются аналогичным образом. Значения максимальных рабочих токов всех ПС рассматриваемого участка электрической сети приведены в таблице 20. Подробный расчет ТКЗ приведен в Приложении В.

Таблица 20 – Рабочие максимальные токи

ПС/Выключатель	Рабочий максимальный ток, А
Секционный выключатель на АТЭЦ	726
АТЭЦ- Муравейка	644
Секционный выключатель на ПС Муравейка	633
Муравейка-Океан	630
Секционный выключатель на ПС Океан	615

## 6 РЕКОНСТРУКЦИЯ РУ ВН НА ПС МУРАВЕЙКА

### 6.1 Конструктивное исполнение ПС

Тип РУ ВН ПС 110 кВ Муравейка – ОРУ. Изменение схемы или типа РУ ВН на данной ПС не предусматривается.

### 6.2 Выбор и проверка выключателей

На ПС Муравейка необходимо осуществить выбор и проверку секционного выключателя.

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, динамической и термической устойчивости к токам КЗ.

Выбор выключателей произведем по следующим основным параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (32)$$

- по максимальному рабочему току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (33)$$

Проверка выключателей производится по следующим параметрам:

- проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{отк.ном} \geq I_{пт}^{(3)}, \quad (34)$$

где  $I_{пт}^{(3)}$  – ток в момент расхождения контактов

$I_{отк.ном}$  – ток предельной коммутационной способности выключателя.

- проверка по включающей способности производится по условиям:

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (35)$$

$$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{но}}^{(3)}, \quad (36)$$

где  $i_{\text{уд}}$  – ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$i_{\text{вкл.ном}}$  – наибольший пик тока включения, кА;

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

- проверка возможности отключения аperiodической составляющей тока

КЗ:

$$i_{\text{аном}} \geq i_{\text{ат}}, \quad (37)$$

где  $i_{\text{аном}}$  – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе, кА;

$i_{\text{ат}}$  – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$ , кА.

Значения данных величин находятся по формулам:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \frac{\beta}{100}, \quad (38)$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (39)$$

где  $\beta$  – номинальное относительное содержание аperiodической составляющей, %

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

$$\tau = t_{\text{з min}} + t_{\text{св}}, \quad (40)$$

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

$t_{св}$  – собственное время отключения выключателя, с.

Если условие  $I_{откл.ном} \geq I_{пт}^{(3)}$  соблюдается, а  $i_{аном} < i_{ат}$ , то допускается производить проверку по отключающей способности по полному току КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} + i_{ат}, \quad (41)$$

- проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{по}^{(3)}, \quad (42)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (43)$$

где  $I_{пр.сквоз}$  – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$  – наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА.

- проверка на термическую стойкость осуществляется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (44)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ по расчету, кА<sup>2</sup>с;

$I_{тер}$  – среднеквадратичное значение тока за время его протекания, кА;

$t_{тер}$  – длительность протекания тока термической стойкости, с.

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_k = I_{по}^{(3)2} (t_{отк} + T_a), \quad (45)$$

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

Согласно [15] время отключения (время действия тока КЗ) равно:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.выкл}, \quad (46)$$

где  $t_{рз}$  – время действия основной релейной защиты данной цепи, с;

$t_{отк.выкл}$  – полное время отключения выключателя, с.

На ПС 110 кВ Муравейка установлен секционный выключатель колонковый элегазовый марки – GL-314. Тип привода – пружинный.

Таблица 21 – Сравнение каталожных и расчетных данных GL-314

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 608 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 2 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 1,87 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$i_{ПИК} = 157,5 \text{ кА}$	$i_{УД} = 3,717 \text{ кА}$	$i_{ПИК} \geq i_{УД}$
$I_{ПР.СКВ} = 2 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 1,87 \text{ кА}$	$I_{ПР.СКВ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПР.СКВ} = 157,5 \text{ кА}$	$i_{УД} = 3,717 \text{ кА}$	$i_{ПР.СКВ} \geq i_{УД}$
$I_T^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 3 = 11910 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 1,87^2 \cdot (2 + 23 + 0,03) = 87,527 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
$i_{а.норм} = 40 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{46}{100} = 26,022 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 2,645 \text{ кА}$	$i_{а.норм} \geq i_{а.т}$

Данный выключатель прошел проверку по всем параметрам, а значит, не требует замены.

### 6.3 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность, так как они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

На ПС Муравейка, где приняты к установке выключатели ВЭБ-110, выберем для проверки разъединители марки – РПД-110УХЛ1 произведенные ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш». Тип привода – пружинный.

Таблица 22 - Сравнение каталожных и расчетных данных для РПД – 110

Справочные данные	Расчетные данные ПС Лопча, Чара	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 1500 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 630 / 608 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ДИН} = 125 \text{ кА}$	$i_{УД} = 5,02 / 3,96 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq i_{УД}$
<i>Главные ножи</i>		
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 18,267 / 7,441 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
<i>Заземляющие ножи</i>		
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 1 = 2500 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 18,267 / 7,441 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

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

Также необходимо произвести проверку разъединителей.

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

В распределительных устройствах напряжением 35 кВ и выше обычно применяется гибкая ошиновка, выполненная сталеалюминевыми проводами марки АС или проводами трубчатого сечения. Выбор шин сводится к определению сечения и их проверке на электродинамическую и термическую стойкость.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание. На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при  $I_K^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$  и провода ВЛ при  $i_{уд} \geq 50 \text{ кА}$ . На рассматриваемых ПС не требуется проверка на электродинамическую стойкость.

По условию  $I_{дон} > I_{раб.маж}$ , выбираем ошиновку, выполненную проводами марки АС-400/51, допустимый продолжительный ток которого равен 825 А.

Проверка по допустимому току (на нагрев):

$$825 > 640.$$

Завершающим этапом выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по условиям короны. Процесс коронирования приводит к появлению дополнительных потерь энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего негативное влияние на поверхности контактных соединений. Правильный выбор проводников обеспечит уменьшение действия короны до допустимых значений.

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (47)$$

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

$r_0$  – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (48)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (49)$$

где  $D$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз (для 110 кВ это расстояние составляет 3 метра).

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (50)$$

Для провода марки АС-400/51 критическая напряженность электрического поля будет равна, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,375}} \right) = 31,181.$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит, кВ/см:

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,375 \cdot \lg \frac{504}{1,375}} = 22,089.$$

Проверим согласно условию (42):

$$1,07 \cdot 22,089 \leq 0,9 \cdot 31,181,$$

$$23,635 \leq 28,063.$$

Условие выполняется, а значит, коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-300/51 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в РУ 110 кВ на всех реконструируемых ПС.

В КРУЭ 6 кВ установлены секции шин, максимальный допустимый ток которых составляет 2000 А. Таким образом шины 110кВ ПС Муравейка способны выдержать увеличение нагрузки.

В распределительных устройствах токоведущие части соединяют с несущими конструкциями при помощи опорных, проходных и подвесных изоляторов.

Шины ОРУ 110 кВ крепятся к порталам с помощью гирлянд подвесных изоляторов. Выбор любых изоляционных конструкций производится по длине пути утечки, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \quad (51)$$

где  $\lambda_3$  – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ [16];

$U$  – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

$K$  – коэффициент эффективности [16].

Число изоляторов в гирлянде определяется как:

$$m = \frac{L}{L_{II}}, \quad (52)$$

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

Для ОРУ 110 кВ к числу изоляторов, полученных по формуле (43) следует прибавить еще 2 изолятора.

В данной работе необходимо выбрать подвесные изоляторы для системы шин на ОРУ 110 кВ.

Длина пути утечки составит:

$$L = 1,5 \cdot 252 \cdot 1,2 = 453,6 \text{ см.}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС120Б с длиной пути утечки  $320 \pm 14$  мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{453,6}{32} + 2 = 15,5.$$

Округляя до целого получим 16 изоляторов в гирлянде на ОРУ 110 кВ.

Для крепления токоведущих частей на ОРУ 110 кВ, а также ошиновки трансформатора 6 кВ используются опорные изоляторы.

Опорные изоляторы выбираются по следующим параметрам:

- по напряжению установки;

- по месту установки;
- по допускаемой механической нагрузке, Н:

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (53)$$

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

$F_{доп}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (54)$$

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

Согласно [15] расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, приводимой в паспортных данных на изоляторы.

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (55)$$

где  $a$  – расстояние между фазами (для 110 кВ – 3 метра [4]);

$l$  – длина пролета между изоляторами

В качестве опорных изоляторов на ОРУ 110 кВ выбираем ОСК-6-110-4 УХЛ1 расшифровывается как – изолятор опорный стержневой защитная оболочка кремнийорганическая. Высоковольтные полимерные изоляторы ОСК-6-110-А-4 УХЛ1 выпускаются серийно на основе композиционных материалов: высокопрочного стеклопластикового стержня диаметром 120 мм, защитной оболочки из кремнийорганической резины обладающей повышенной гидрофобностью и трекинговостойкостью. Изоляторы обладают повышенной сейсмостойкостью и устойчивостью к актам вандализма. Длина пути утечки – 5700 мм.

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 8000 = 4800 \text{ Н.}$$

## 6.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Поскольку выключатели ВЭБ-110 комплектуется встроенными трансформаторами тока типа ТВГ-110, произведем проверку данных ТТ.

Для выбора ТТ необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь, и иметь данные о длине  $l$  соединительных проводов. Их минимальное сечение должно быть  $2,5 \text{ мм}^2$  для медных и  $4 \text{ мм}^2$  для алюминиевых проводов. Максимальные сечения соответственно 6 и  $10 \text{ мм}^2$  [9].

Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов можно принять для разных присоединений приблизительно равной значениям, приведенным в таблице 23.

На линиях 110 кВ необходимо устанавливать следующее оборудование: амперметр, ваттметр, варметр и расчетные счетчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях. В таблице приведен перечень приборов, подключаемых к ТТ.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	0	4	0
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	5	5
Итого		10	9	10

Для выключателей ВЭБ-110 выберем комплектацию трансформаторов тока №623-09. В данном комплекте присутствуют ТТ марок ТВГ-УЭТМ-110-0,2-1000/5 для измерения (количество на полюс – 1) и ТВГ-УЭТМ-110-5Р-1000/5 для защиты (количество на полюс –3). Класс точности для измерения – 0,2, для учета – 0,2S, для РЗА – 5Р.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{НОМ}} \geq \sum (R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПРОВ}} + R_K), \quad (56)$$

$Z_{2НОМ}$  найдем по следующей формуле:

$$Z_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2}, \quad (57)$$

где  $S_{2НОМ}$  – номинальная вторичная нагрузка, ВА;

$I_2$  – номинальный вторичный ток.

$$Z_{2НОМ} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 1,155$$

$R_{ПРИБ}$  найдем по формуле:

$$\Sigma R_{ПРИБ} = \frac{\Sigma S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}, \quad (58)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

$$\Sigma R_{ПРИБ} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}$$

$R_{ПРОВ}$  находится по формуле:

$$\Sigma R_{ПРОВ} = \rho \cdot \frac{l}{S_{ПРОВ}}, \quad (59)$$

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

$\rho = 0,0175$  - удельное сопротивление материала (медь).

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_K = 0,05$  Ом.

Так как сечение кабеля не известно и его необходимо найти, приближенное сопротивление провода определяется по формуле (47):

$$R_{ПРОВ} = Z_{2НОМ} - \Sigma R_{ПРИБ} - R_K = 1,155 - 0,4 - 0,05 = 0,705 \text{ Ом}$$

Сечение провода определяется по формуле (51):

$$S_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{ПРОВ}}} = \frac{0,0175 \cdot 90}{0,705} = 2,234,$$

Принимаем медный кабель с сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

$$\text{Тогда } \Sigma R_{\text{ПРОВ}} = \rho \cdot \frac{l}{S_{\text{ПРОВ}}} = 0,63$$

$$Z_2 = \Sigma R_{\text{ПРИБ}} + R_K + R_{\text{ПРОВ}} = 0,4 + 0,63 + 0,05 = 1,08 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 24.

Таблица 24 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ТВГ – 110.

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 750 \text{ А}$	$I_{\text{Р.МАХ}} = 630 / 608 / 608 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{Р.МАХ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{УД}} = 5,02 / 3,72 / 3,96 \text{ кА}$	$I_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}$
$Z_{2\text{НОМ}} = 1,155 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,08 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{НОМ}} \geq Z_2$
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 1 = 2500 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 18,267 / 8,148 / 7,441 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

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

### 6.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Необходимо заменить трансформаторы напряжения на ПС 110 кВ Муравейка, в связи с тем, что ТН на этой ПС был установлен в 80-х гг. прошлого столетия.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

При выборе трансформаторов напряжения должно соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \tag{60}$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности;  
 $S_{2\Sigma}$  - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

Для установки на ПС Муравейка выберем ТН произведенные ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш» марки – ЗНГ – 110 кВ.

Трансформатор напряжения данной марки оснащен эффективно действующим взрывозащитным устройством (мембраной), исключающим взрыв трансформатора даже при коротком внутреннем замыкании. Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха для данного ТН составляет  $-60^{\circ}\text{C}$ , верхнее значение –  $+50^{\circ}\text{C}$ . Существует возможность изготовления трансформатора с тремя вторичными обмотками: одна - для подключения цепей учета, вторая - для подсоединения цепей измерения, защиты и управления, третья - для цепей защиты от замыканий на землю.

Класс точности – 0,2.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 25.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка ТН в ОРУ 110 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	7,5	1	7,5
Частотомер	СС3021	5	1	5
Итого				17,5

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

$$S_{\Sigma} = 5 + 7,5 + 5 = 17,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 26.

Таблица 26 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$S_{НОМ2} = 500 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 17,5 \text{ ВА}$	$S_{НОМ2} \geq S_{\Sigma}$

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

### 6.7 Выбор КРУЭ

Для установки на ПС 110 кВ Хани примем к установке КРУЭ отечественного производителя ОАО ВО "Электроаппарат" тип – ЯГГ -110. КРУЭ включает в себя основное технологическое оборудование подстанции, такое как: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом. КРУЭ типа ЯГГ-110 на класс напряжения 110 кВ отвечает всем требованиям, предъявляемым сегодня к современным распределительным устройствам. Возможна комплектация оборудованием, как для кабельного подключения, так и для присоединения к воздушной линии. Благодаря модульной конструкции возможна реализация любой схемы

электрической подстанции. КРУЭ данного типа обеспечивает легкий доступ к компонентам и позволяет осуществлять проверку и замену контактов выключателя без демонтажа.

Привод высоковольтных выключателей – пружинно-гидравлический. Привод разъединителей и заземлителей – моторный.

Класс точности ТТ для учета – 0,2S, для измерений – 0,2, для защиты – 5P. Класс точности для ТН для учета – 0,2, для измерений – 0,2, для защиты 3P.

Таблица 27– Технические характеристики ЯГГ-110

Наименование параметра		Значение	Расчетные данные		Условия выбора
Номинальное напряжение, кВ		110	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$		$U_{НОМ} \geq U_{уст}$
Номинальный ток, А	линейной ячейки	1500	$I_{P.MAX} = 630 \text{ А}$		$I_{НОМ} \geq I_{P.MAX}$
	сборных шин	2000			
Номинальный ток отключения выключателя, кА		5	$I_{ПО} = 1,87 \text{ кА}$		$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{ПО}$
Ток электродинамической стойкости, кА		125	$i_{уд} = 3,72 \text{ кА}$		$i_{ПИК} \geq i_{уд}$
Ток термической стойкости, кА		50	$B_K = 3,04^2 \cdot (2 + 0,3 + 0,03) = 8,148 \text{ кА}^2 / \text{с}$		$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
Время протекания тока термической стойкости, с		3			
Трансформатор тока					
Ток первичной обмотки, А		750	$I_{P.MAX} = 608 \text{ А}$		$I_{НОМ} \geq I_{P.MAX}$
Мощность, ВА		50	$Z_{2НОМ} = 1,155 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,08 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$
Трансформатор напряжения					
Мощность, ВА		150	$S_{\Sigma} = 17,5 \text{ ВА}$		$S_{НОМ2} \geq S_{\Sigma}$

## 7 РАЗРАБОТКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ РУ ВН ПС

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

В зависимости от назначения, различают следующие виды заземлений: защитное, молниезащиты, рабочее.

Защитное заземление применяется для защиты персонала от напряжения прикосновения. Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны быть заземлены. В электроустановках заземляются корпуса трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, проводов, металлические конструкции зданий и сооружений.

Рабочее заземление необходимо для нормальной заботы электроустановок. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек.

Заземление молниезащиты необходимо для отвода токов молнии в землю.

Обычно для выполнения всех трёх типов заземления используют одно заземляющее устройство.

Конструктивно заземление на подстанции выполняется в виде сетки состоящей из горизонтальных заземлителей, со стороны квадрата сетки кратной 6 м. В узлах данной сетки располагаются вертикальные заземлители. Сетка закладывается на глубину 0,5-0,7 м. Сетка не должна проходить под фундаментом электрических установок. Вертикальные заземлители – прутковая сталь диаметром не менее 10 мм.

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя, определение расчетных геометричес-

ких параметров сетки заземления и проверку электродов на термическую и коррозионную стойкость.

Произведем расчет заземления ОРУ 110 кВ ПС Муравейка.

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

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

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (61)$$

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

$$S = (123,2 + 2 \cdot 1,5) \cdot (93,6 + 2 \cdot 1,5) = 12190 \text{ м}^2.$$

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

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{m.n} = \pi \cdot R^2, \quad (62)$$

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

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

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (63)$$

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

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

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{2800^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 16,733 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}), \quad (64)$$

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

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (65)$$

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

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

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

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

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{м.н} \geq F_{\min} \geq F_{кор} + F_{m.c}, \quad (66)$$

$$F_{м.н} = 113,097 \geq F_{\min} = 48,21 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется, поэтому оставляем выбранный диаметр прутков.

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

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}}, \quad (67)$$

$$L_T = \frac{2 \cdot 12190}{6} = 4064 \text{ м.}$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_T}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (68)$$

$$m = \frac{4064}{2 \cdot \sqrt{12190}} - 1 = 17,4.$$

Принимаем:  $m=18$ .

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6,134 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (69)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{12190} \cdot (18 + 1) = 4196 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (70)$$

где  $a$  – расстояние между вертикальными электродами, равное 15 м.

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{12190}}{15} = 29,44.$$

Принимаем:  $n_g = 30$ .

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_g \cdot l_g} \right), \quad (71)$$

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

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

$l_g / \sqrt{S_1} = 5 / \sqrt{12190} = 0,045$ , следовательно,  $A = 0,4$  [2].

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 50 \cdot \left( \frac{0,4}{\sqrt{12190}} + \frac{l}{4196 + 30 \cdot 5} \right) = 0,193 \text{ Ом.}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (72)$$

где  $I_m$  – ток молнии, кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{12190}}{(50 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 2,295.$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом}, \quad (73)$$

$$R_u = 0,193 \cdot 2,295 = 0,442 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

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

## 7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие предметы. Благодаря этому защищаемый объект, более низкий по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если он будет полностью входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту объектов от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности.

Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, прожекторных мачтах, на крышах зданий, а также на отдельностоящих конструкциях.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

Защита ОРУ 110 кВ ПС Муравейка от прямого удара молнии осуществляется пятью молниеотводами, установленными на линейных порталах. Рассчитаем зоны защиты на трех уровнях: на уровне земли, шинного и линейного портала.

Произведем расчет параметров защиты молниеотводов.

Высота молниеотвода  $h = 30,5$  м, тогда

Эффективную высоту молниеотвода найдем по формуле:

$$h_{эф} = 0,92 \cdot h, \quad (74)$$

$$h_{эф} = 0,92 \cdot 30,5 = 28,06 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (75)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 30,5 = 45,75 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта (линейного портала, высотой 17 м):

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right), \quad (76)$$

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

$$r_x = 45 \cdot \left( 1 - \frac{17}{28,06} \right) = 18,033 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами определяется как:

$$h_{\text{cx}} = h_{\text{эф}} - 0,14 \cdot (L - h), \quad (77)$$

где  $L$  – расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_{\text{cx}} = r_{\text{c0}} \cdot \frac{h_{\text{cx}} - h_x}{h_{\text{cx}}}, \quad (78)$$

Для примера рассмотрим параметры защиты молниеотводов 1-5. Расстояние между молниеотводами  $L=57\text{м}$ .

$$h_{\text{cx}} = 28,06 - 0,14 \cdot (57,308 - 30,5) = 24,307,$$

$$r_{\text{cx}} = 45,75 \cdot \frac{24,307 - 17,5}{24,307} = 13,753.$$

Далее находятся параметры для остальных молниеотводов и по окончании расчета строится общая картина для зон защиты для указанного объекта.

Подробный расчет приведён в Приложении Г.

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

### 7.3 Выбор и проверка ОПН

Ограничитель перенапряжений нелинейный является одним из основных элементов системы защиты от перенапряжений, обеспечивающий защиту электрооборудования РУ подстанций и линий от коммутационных и грозовых перенапряжений.

Выбор ОПН производится в два этапа:

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

Предварительно выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-110 УХЛ1 (П – в полимерной крышке), произведенным ЗАО «Завод энергозащитных устройств».

Таблица 28– Основные характеристики ОПН-П-110 УХЛ1

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	156
Остающееся напряжение при коммут. токе $U_{ост}$ ,	374
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$ , кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	650
Полная энергоемкость $W_c$ , кДж	624
Характеристика	Значение
Длина пути утечки внешней изоляции, см	560

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

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

$$U_{н.д.р.} \geq (1,02 \div 1,05) \cdot \frac{U_{н.р.с}}{\sqrt{3}}, \quad (79)$$

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

$$U_{НР} = \frac{121 \cdot (1,02 \div 1,05)}{\sqrt{3}} = 152,8 \text{ кВ.}$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.p}}{K_B}, \quad (80)$$

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

$$U \leq \frac{146}{1,3} = 112,3 \leq 156.$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_K \leq I_{разр},$$

$$\text{где } I_K = \frac{U - U_{ост}}{Z_B}, \quad (81)$$

$U$  – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

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

$Z_B$  – волновое сопротивление провода относительно земли.

$$I_K = \frac{U - U_{ост}}{Z_B}, \quad (82)$$

$$I_k = \frac{308 - 121}{506} = 0,15 \text{ кА},$$

$$0,15 \leq 10 \text{ кА} .$$

ОПН прошел предварительную проверку.

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

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

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

Для сетей до 110 кВ наиболее опасными являются грозовые перенапряжения, поэтому проверку характеристик по квазистационарным перенапряжениям проводит не обязательно.

1) Поглощаемая ограничителем энергия не должна превосходить энергоемкость ОПН:

$$W_{yd} \cdot U_{нд} \geq W_c, \tag{83}$$

$$5,6 \cdot 146 = 817,6 \text{ Дж} \rightarrow 817,6 \geq 624 \text{ кДж}.$$

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

$$A_{gp110} = \frac{U_{исп} - U_{ост.гр}}{U_{исп}} = \frac{551 - 436}{551} = 0,206 \geq 0,2 .$$

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

$$A_{вн110} = \frac{U_{дон} - U_{ост.к}}{U_{дон}} = \frac{533 - 385}{533} = 0,278 \geq 0,25 .$$

4) Ток короткого замыкания сети должен быть меньше тока взрывобезопасности ОПН.

$$I_{кз} \leq I_{вз.без.}, \quad (84)$$

$$5,8 \leq 40 \text{ кА} .$$

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

## 8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 8.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики при развитии электрической сети

Согласно [15] на линии 110 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание [15].

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или быстроты отключения повреждения, например на головных участках, или если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В последнем случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени [15].

Для линий 110-220 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности (например, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты [15].

Для организации защиты проектируемой линии необходима установка комплектов релейной защиты и автоматики на всех присоединениях.

### 8.2 Релейная защита ПС Муравейка

Для защиты от внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках, сопровождающихся выделением газа) и от понижения уровня масла

на трансформаторах мощностью 6300 кВА и выше, а также на трансформаторах мощностью 1000 - 4000 кВА, не имеющих дифзащиты или отсечки, и если максимальная токовая защита имеет выдержку времени 1 с и более, применяется газовая защита с действием на сигнал при слабых и на отключение при интенсивных газообразованиях. Применение газовой защиты является обязательным на внутрицеховых трансформаторах мощностью 630 кВА и выше независимо от наличия других быстродействующих защит.

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители, и осуществляется с помощью поплавковых, лопастных и чашечных газовых реле. Газовая защита является единственной защитой трансформаторов от «пожара стали» магнитопровода, возникающего при нарушении изоляции между листами стали.

Допускается действие газовой защиты на сигнал как при слабом, так и при сильном газообразовании на трансформаторах, имеющих дифзащиту или отсечку, не имеющих выключателей, а также на внутрицеховых мощностью 1600 кВА и меньше при наличии защиты от коротких замыканий со стороны источника питания.

Для защиты от однофазных замыканий на землю повышающих трансформаторов мощностью 1000 кВА и более, присоединенных к сетям с большими токами замыкания на землю, а также на понижающих трансформаторах с заземленной нейтралью предусматривается максимальная токовая защита нулевой последовательности от токов внешних замыканий на землю, действующая на отключение.

Для защиты понижающих трансформаторов от токов, обусловленных внешними короткими замыканиями, предусматривается максимальная токовая защита без пуска или с пуском от реле минимального напряжения, действующая на отключение выключателя. Вследствие низкой чувствительности максимальная токовая защита без пуска от реле

минимального напряжения применяется только на трансформаторах мощностью до 1000 кВА.

Для защиты повышающих трансформаторов от внешних коротких замыканий. применяется максимальная токовая защита с пуском от реле минимального напряжения или токовая защита нулевой последовательности.

Для защиты силового трансформатора принимаем к установке терминал защит АВВ RET670.

В интеллектуальных электронных устройствах (ИЭУ) RET670 реализованы решения для защиты с предварительной конфигурацией или конфигурируемые в соответствии с требованиями заказчика для применения на любых типах трансформаторов и токоограничивающих реакторов. Устройство RET670, конфигурируемое в соответствии с требованиями заказчика, дает возможность гибкого выбора функциональных возможностей в полном соответствии с этими требованиями. Варианты устройства RET670 с предварительной конфигурацией упрощают работу с ними, поскольку уже содержат базовый набор функций и предварительную конфигурацию. С целью расширения функциональных возможностей ИЭУ RET670 в состав могут добавляться дополнительные функции для выполнения специфических требований, определяемых конкретной моделью трансформатора или токоограничивающего реактора.

Устройство RET670 обеспечивает исключительно быстродействующую дифференциальную защиту с автоматическим согласованием по коэффициенту трансформации ТТ и компенсацией групп соединений, что делает его идеальным решением для большинства применений. Кроме этого, одно ИЭУ RET670 может быть модифицировано для построения двух комплектов дифференциальной защиты. Данное ИЭУ спроектировано для корректного функционирования в широком диапазоне частот, чтобы адаптироваться к изменениям частоты в энергосистеме при возмущениях, а также при пусках и остановах генераторов. Для устройства характерны очень низкие требования к

трансформаторам тока и отсутствие необходимости использования промежуточных трансформаторов тока.

В устройстве RET670 также реализованы несколько функций локального и дистанционного управления аппаратами на всех сторонах трансформатора. Оперативная блокировка на уровне присоединения и станции обеспечивает безопасность персонала и позволяет избежать опасных операций с коммутационными аппаратами.



Рисунок 7 – Внешний вид терминалов RET 670

Двухобмоточный трансформатор типа ТДН-25000/110/6;

Схема и группы соединения обмоток звезда /треугольник-0-11;

Мощность = 25 МВА;

Номинальное напряжение обмоток:  $115 \pm 9 \times 1,78\% / 6$  кВ;

Напряжения короткого замыкания:

Сторона 110 кВ  $U_{квс} = 10,5\%$ ;

Сторона 6 кВ  $U_{кch} = 6\%$ .

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$K_{тТВН} = 100/5$ ;

$K_{тТНН} = 600/5$ .

1. Первое что мы должны выполнить, это проверить обеспечивается ли цифровое выравнивание токов плеч защищаемого трансформатора, для этого определяем первичные номинальные токи:

$$I_{номВН} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}}, \quad (85)$$

$$I_{номВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,511 \text{ , А}$$

$$I_{номНН} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}} \text{ ,} \quad (86)$$

$$I_{номНН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2405,626 \text{ , А}$$

2. Определяем вторичные номинальные токи на сторонах трансформатора с учетом установки группы ТТ «звезда» со всех сторон защищаемого трансформатора, т.е.  $K_{сх}=1$  на всех сторонах трансформатора.

$$I_{вторВН} = \frac{I_{перВН} \cdot k_{сх}}{n_{ТА.учмВН}} \text{ ,} \quad (87)$$

$$I_{вторВН} = \frac{125,511 \cdot 5 \cdot 1}{100} = 6,271 \text{ , А}$$

$$I_{вторНН} = \frac{I_{перНН} \cdot k_{сх}}{n_{ТА.учмНН}} \text{ ,} \quad (88)$$

$$I_{вторНН} = \frac{2405,626 \cdot 1 \cdot 5}{600} = 20,046 \text{ , А}$$

По таблице 29 выбираем номинальный ток входа устройства для каждого плеча защиты и относительную погрешность выравнивания при  $I_{ном.вт.п}=1-5$ , соответственно  $i_{ном.т.п} = 5\text{А}$ ,  $\Delta f^*_{выр}=0,02$ .

Таблица 29 – Выбор рабочих ответвлений токовых входов устройства

Вторичный ток в номинальном режиме $I_{ном.вт.п}$ ,А	Номинальный ток входа устройства $I_{ном.т.п}$ ,А	Относительная погрешность выравнивания $\Delta f^*_{выр}$ .
5÷20	5	0,03

Вторичный ток в номинальном режиме $I_{ном.вт.п}$ , А	Номинальный ток входа устройства $I_{ном.т.п}$ , А	Относительная погрешность выравнивания $\Delta f_{выр.}$
1÷5	5	0,02
0,5÷1,0	1	0,02
0,125÷0,5	1	0,03
0,1÷0,125	1	0,05

Проверка обеспечения цифрового выравнивания для всех сторон защищаемого трансформатора, производится по выражению:

$$0,1 < \frac{I_{ном.вт.п}}{I_{ном.т.п}} < 4, \quad (89)$$

$$0,1 < \frac{I_{ном.вт.п}}{I_{ном.т.п}} = \frac{2,624}{5} = 0,525 < 4,$$

$$0,1 < \frac{I_{ном.вт.п}}{I_{ном.т.п}} = \frac{2,499}{5} = 0,5 < 4,$$

$$0,1 < \frac{I_{ном.вт.п}}{I_{ном.т.п}} = \frac{4,374}{5} = 0,875 < 4.$$

Как мы видим для всех сторон цифровое выравнивание амплитуд токов плеч обеспечивается.

3. Определяем расчетный коэффициент небаланса, по уточненному выражению:

$$K_{нб.расч} = \sqrt{(K'_{пер} \cdot \varepsilon)^2 \cdot [1 + 2 \cdot (\Delta U_{рпн} + \Delta U_{пбв} + \Delta f_{выр.})] + (\Delta U_{рпн} + \Delta U_{пбв} + \Delta f_{выр.})^2}, \quad (90)$$

где  $K'_{пер}$  - коэффициент, учитывающий переходный процесс, для силового трансформатора мощностью не более 40 МВА и при отсутствии подключенных токоограничивающих реакторов на НН  $K'_{пер}=1$ .

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

$\Delta f_{\text{выр}} = 0,02$  - относительная погрешность выравнивания токов плеч, выбранная ранее по таблице 5;

$$K_{\text{нб.расч}} = \sqrt{(1 \cdot 0,1)^2 \cdot [1 + 2 \cdot (0,12 + 0,05 + 0,02)] + (0,12 + 0,05 + 0,02)^2} = 0,26$$

4. Определяем начальный дифференциальный ток срабатывания  $I_{d\text{min}}$ :

$$I_{d\text{min}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб.расч}} \cdot \text{EndSection1} \quad , \quad (91)$$

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

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

$\text{EndSection1}$  – начальный тормозной ток, принимается равным 1,15 по рекомендациям фирмы «ABB».

$$I_{d\text{min}} = 1,2 \cdot 0,26 \cdot 1,15 = 0,359 \text{ , A}$$

5. Проверяем чувствительность для горизонтального участка тормозной характеристики:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.расч}}}{I_{\text{диф.ср}}} \geq 2 \quad , \quad (92)$$

где  $I_{\text{диф.ср}}$  - определяем уставку по начальному дифференциальному току срабатывания  $I_{d\text{min}}=0,248$  по рисунку Д.2, соответственно относительный дифференциальный ток будет равен 0,3.

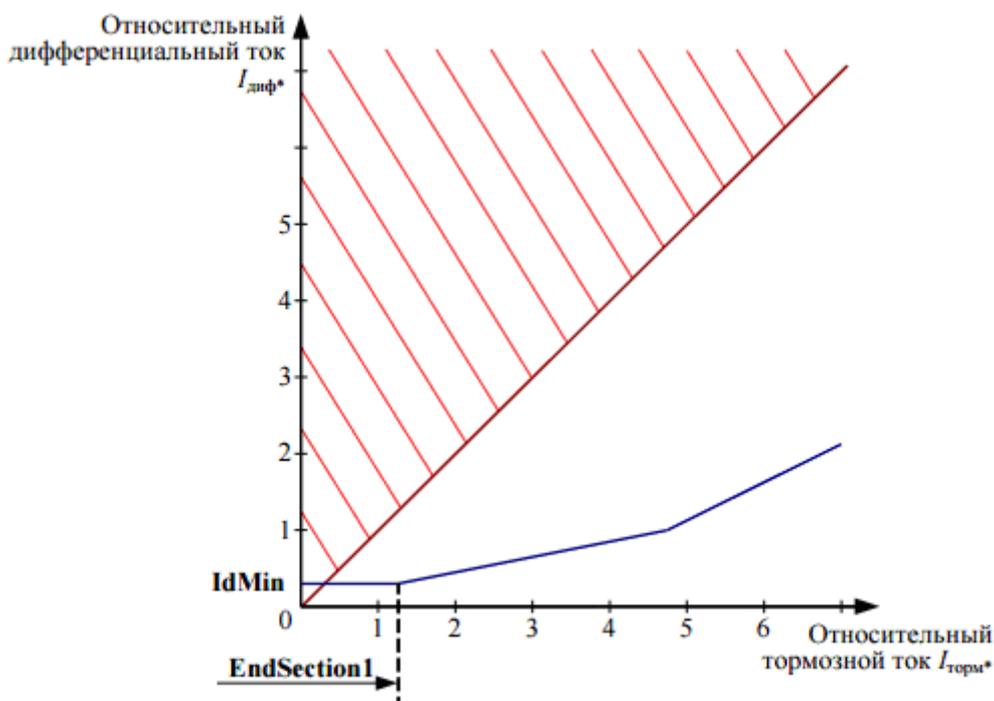


Рисунок 8 – Область тормозной характеристики соответствующая внутренним КЗ

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

$$I_{диф.расч.} = \frac{I_{мин}^{(2)}}{I_{ном.ВН}} , \quad (93)$$

$$I_{диф.расч.} = \frac{257}{52,486} = 4,897 \text{ , А}$$

$$K_{\chi} = \frac{I_{диф.расч.}}{I_{диф.ср}} = \frac{4,897}{0,3} = 16,322 \geq 2.$$

Как мы видим чувствительность при внутренних КЗ на горизонтальном участке тормозной характеристики обеспечена.

Чувствительность защиты на наклонных участках тормозной характеристики будет обеспечиваться всегда, так как выполняется условие:

$$\frac{I_{d\min}}{EndSection1} = \frac{0,359}{1,15} = 0,312 \leq 0,5.$$

6. Ток срабатывания дифференциальной отсечки  $I_{dunre}$ .

По условию отстройки от режима броска намагничивающего тока параметр срабатывания токового органа дифференциальной отсечки должен приниматься не менее 500 %:

$$I_{dunre} > 500 \%$$

По условию отстройки от максимального тока небаланса при внешних повреждениях, параметр срабатывания можно находить по выражению:

$$I_{dunre} = K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{КЗмакс} \cdot 100\% , \quad (94)$$

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

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

$I_{кз.макс}$  - относительный максимальный ток при внешнем КЗ, определяется по формуле:

$$I_{КЗмакс} = \frac{I_{КЗмакс}}{I_{ном.опор}} , \quad (95)$$

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

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

$$I_{КЗмакс} = \frac{603}{52,486} = 11,5 , \text{ А}$$

$$Idunre = 1,2 \cdot 0,26 \cdot 11,5 \cdot 100\% = 897\% > 500\%$$

Параметр срабатывания принимается равным наибольшему значению из двух полученных. Итоговое значение параметра в процентах рекомендуется округлять до десятков.

Принимаем параметр  $Idunre = 900\%$  ( $IdUnre = 9$ ).

Следующие параметры и уставки для терминала RET 670 принимаются в соответствии с рекомендациями фирмы «ABB»:

- параметр SlopeSection3 = 50 %;
- параметр StabByOption- «всегда»;
- параметр I2 / I1 ratio=14 %;
- параметр I5 / I1 ratio=25 %;
- уставка ZSCSub – выключено;
- уставка CrossBlockEn – выключено;
- уставка SOTFMode – выключено;
- уставка NegSegDiffEn –выключено;
- уставка OpenCNEEnable –выключено.

Результаты расчетов и выбранных параметров сводим в таблицу 30.

Таблица 30 – Результаты расчетов

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	По умолчанию	Принятое значение
EndSection1	В долях от $I^*_{ном.опор}$	0,20-1,50	1,25	1,15
IdMin	В долях от $I^*_{ном.опор}$	0,10-0,60	0,26	0,3
EndSection2	В долях от $I^*_{ном.опор}$	1,00-10,00	3	2,0
SlopeSection2	%	10,0-50,0	40	45
SlopeSection3	%	30,0-100,0	80	50
Idunre	В долях от $I^*_{ном.опор}$	1,00-50,00	10	9

Продолжение таблицы 30

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	По умолчанию	Принятое значение
I2 / I1 ratio	%	5-100	15	14
I5 / I1 ratio	%	5-100	25	25
CrossBlockEn	-	On;Off	On	Off
SOTFMode	-	On;Off	On	Off
NegSegDiffEn	-	On;Off	On	Off
OpenCNEnable	-	On;Off	On	Off

Подробный расчет представлен в Приложении Д.

## 9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 9.1 Безопасность проекта

Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы :

1. работники электромонтажных организаций периодически должны проходить медицинское освидетельствование;
2. перед началом электромонтажных работ на территории строящейся ВЛ или подстанции с рабочими необходимо провести инструктаж по общим правилам ТБ и особым условиям работы.;
3. по окончании инструктажа лицо, проводившее его, делает запись в “Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем месте”;
4. административно-технический персонал, бригадиры и члены бригады должны обеспечивать высокую трудовую дисциплину в бригаде (звене), соблюдать требования правил внутреннего трудового распорядка, правил техники безопасности и выполнять указания, полученные при инструктажах;
5. лица, нарушившие требования правил техники безопасности несут персональную ответственность в дисциплинарном, административном или уголовном порядке;
6. нахождение посторонних лиц, а также работников в нетрезвом состоянии на территории монтажной площадки запрещается;
7. электромонтажные работы на территории ПС разрешается производить лицам не моложе восемнадцати лет, которые прошли:
  - 1) соответствующее медицинское освидетельствование;
  - 2) вводный инструктаж;
  - 3) обучение безопасным методам труда;
  - 4) проверку знаний с получением соответствующей группы по электробезопасности;

- 5) первичный инструктаж;
- б) стажировку в течение первых трёх-десяти смен под наблюдением опытного специалиста. Эти лица должны получить допуск к самостоятельной работе.

Все лица, выполняющие электромонтажные работы, должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и средствами индивидуальной защиты в соответствии с характером и условиями работы на основании типовых отраслевых норм.

Все лица, находящиеся на строительном-монтажной площадке, обязаны носить защитные каски и без них, а также других средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются.

Средства защиты с просроченным сроком годности использовать запрещается.

Все работы со стальными тросами должны выполняться в рукавицах.

На каждом объекте монтажа ВЛ 110 кВ должны быть аптечка с медикаментами и другие средства для оказания доврачебной помощи пострадавшим от поражения электрическим током и при других несчастных случаях.

Все работающие на монтажной площадке должны быть обеспечены питьевой водой в соответствии с санитарными требованиями.

На строительном-монтажной площадке должны быть оборудованы туалеты в соответствии с санитарными нормами.

Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии электропередачи 110 кВ рассматривается согласно.

На участке, где выполняются работы по монтажу и ремонту воздушной линии электропередачи 110 кВ, опасные для окружающих, следует вывешивать предупредительные плакаты, устанавливать ограждения, назначать дежурных. Все рабочие места на строительной площадке должны быть в тёмное время достаточно освещены.

Все монтажные работы вблизи токоведущих частей (действующие ВЛ, проходящие вблизи строящейся линии) должны производиться при снятом напряжении.

Работы по монтажу и ремонту воздушной линии электропередачи связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту, с применением грузоподъемных машин и механизмов, а так же приспособлений, облегчающих труд рабочих-монтажников и обеспечивающих безопасные условия работы. Отсюда возникает опасность травмирования в случаях падения с конструкций опор, ушибов и ранений, а также не исключено поражение током молнии при работе во время грозы или наведенным напряжением от соседних ВЛ.

Как правило, подъем и опускание одностоечных опор ВЛ производится с помощью стреловых грузоподъемных кранов.

Электромонтажники должны быть обучены сигналам, согласно которым регулируется подъем грузов на высоту или его опускание. При подъеме на стальные опоры при отсутствии вышки или подъемника допускается применение лестниц, которые должны быть надежными и устойчивыми.

Во избежание ушибов и ранений в результате падения с высоты каких-либо деталей или инструментов запрещается находиться под опорой, люлькой подъемника или корзиной вышки во время производства работы, а так же не разрешается сбрасывать какие-либо предметы с высоты опоры. При подъеме на опору тяжелых деталей оборудования необходимо пользоваться специальной веревкой, перекинутой через блок, при этом подъем груза производит рабочий, стоящий внизу и находящийся несколько в стороне от поднимаемого предмета.

При раскатке голого провода с барабана во избежание ранения рук необходимо надевать брезентовые рукавицы.

На время работ по монтажу ВЛ отдельные смонтированные участки длиной 3 км и более необходимо замыкать накоротко и заземлять на случай появления на данном участке линии наведенного напряжения от соседних,

находящихся в работе, или от грозового облака (иногда находящегося даже вне поля зрения электромонтажников).

Так как ВЛ 110 кВ будет пересекать автомобильные дороги, не допускается проход людей и проезд транспортных средств во время подъема проводов на опоры ВЛ; в этом случае в надлежащих местах устанавливают предупредительные плакаты и сторожевые посты.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния ПС «Муравейка» должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы подстанции усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу;

2) при нарушении нормальных условий работы подстанции была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

При использовании ножевых разъединителей для отключения и включения тока ненагруженных трансформаторов, зарядного или уравнительного тока линий электропередачи, тока замыкания на землю расстояния между токоведущими частями и от токоведущих частей до земли должны соответствовать требованиям настоящей главы и специальных директивных документов.

Строительные конструкции, находящиеся вблизи токоведущих частей и доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока до температуры 50°C и выше; недоступные для прикосновения — до 70°C и выше.

Конструкции могут не проверяться на нагрев, если по находящимся вблизи них токоведущим частям проходит переменный ток 1000 А и менее.

Во всех цепях РУ должна быть предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. п.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения.

В ОРУ 110 кВ ПС «Муравейка» должен быть предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений; габарит проезда должен составлять как минимум 4 м по ширине и высоте, для того чтобы при проезде ремонтных механизмов не задеть высоковольтные провода, составляющую большую опасность для ремонтного персонала производящего ремонт оборудования.

Персонал, обслуживающий распределительное устройство, должен располагать схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

РУ высокого напряжения этой подстанции должны быть оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных действия персонала, блокировочные устройства должны быть всегда опломбированы.

Смонтированное электрооборудование должно быть принято в эксплуатацию в порядке, установленном действующими правилами.

Реконструируемая ПС «Муравейка» и установленное на ней электрооборудование должны быть подвергнуты приемо-сдаточным испытаниям и введены в промышленную эксплуатацию только после приемки их приемочными комиссиями согласно действующим положениям.

Перед приемкой в эксплуатацию ПС должны быть проведены:

1) приемо-сдаточные испытания оборудования и пусконаладочные испытания отдельных систем подстанции;

2) в период строительства и монтажа зданий и сооружений промежуточные приемки узлов оборудования и сооружений, в том числе скрытых работ.

Приемо-сдаточные испытания оборудования и пусконаладочные испытания отдельных систем должны быть проведены подрядчиком (ген-подрядчиком) по проектным схемам после окончания всех строительных и монтажных работ по сдаваемой подстанции.

Дефекты и недоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе приемосдаточных и пусконаладочных испытаний, должны быть устранены строительными, монтажными организациями и заводами-изготовителями до приемки ПС «Муравейка» в эксплуатацию.

Для принятия в эксплуатацию ВЛ 110 кВ необходимо произвести:

- 1) проверку изоляторов;
- 2) проверку соединений проводов;
- 3) измерение сопротивления заземления опор и тросов.

## **9.2 Экологичность проекта**

Силовые трансформаторы являются характерным источником шума на территории населенных мест. В зависимости от типовой мощности и класса напряжения в трансформаторах применяют различные системы охлаждения:

1) с естественной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения вида М);

2) с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д);

3) с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ и НДЦ);

4) с принудительной циркуляцией воды и масла (системы охлаждения видов Ц, НЦ, МЦ и НМЦ).

На ПС Муравейка установлены 2 трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла серии ТДН – 25000/110. Для трансформаторов с таким типом охлаждения характерны электромагнитный и аэродинамический шумы.

Электромагнитный шум возникает по следующим причинам:

- 1) магнитострикционный эффект;
- 2) силы, действующие на витки обмотки трансформатора в магнитном поле;
- 3) силы Максвелла, возникающие в стыках и шиповых соединениях сердечника трансформатора.

Магнитострикционный шум создается сердечником трансформатора. В процессе работы трансформатора как преобразователя напряжения на его сердечник воздействует периодически меняющаяся магнитная индукция. Из-за неизбежного магнитострикционного эффекта периодически изменяется длина сердечника. В результате возникают изгибные колебания ярма и стержней сердечника. У больших трансформаторов звуковая вибрация через масло в баке по «звуковым мостикам» передается на стенки бака и излучается в окружающее пространство в виде воздушного шума. У небольших трансформаторов сам сердечник является излучателем.

Аэродинамический шум вызван движением потока воздуха, который создается системой механической вентиляции. Спектр аэродинамического шума, вызванный циркуляцией воздуха, непрерывный вследствие случайных распределений многих завихрений, следующих по поверхности вращения. На этот шум с физиологическим эффектом для уха в виде визга наложены высокие тона, частота которых определяется геометрией путей циркуляции охлаждающего воздуха. Аэродинамический шум можно снизить путем подбора малошумных вентиляторов, а также установкой звукопоглотителей.

Суммарный уровень шума трансформаторов определяется, как правило, электромагнитной составляющей, причем в любом случае она существенна в диапазоне частот приблизительно до 800 Гц, т.е. уровни шума в этом диапазоне

значительно выше, чем на более высоких частотах. В шуме трансформатора преимущественно ощущаются тональные составляющие, частота которых соответствует удвоенной частоте сети (при частоте сети 50 Гц частота тональной составляющей равна 100 Гц), и их кратные гармоники, что воспринимается на слух как низкое гудение [1].

Для проверки соблюдения норм, необходимо определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму. Исходные данные приведены в таблице 29.

Таблица 31 - Исходные данные

Количество Трансформаторов, N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д)	25	110	Территории, непосредственно прилегающие к домам отдыха, жи-лым домам

1. Определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов [3].

Допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к жилым домам составляет: 45 дБА.

2. Определяем шумовые характеристики источника шума, согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса

напряжения и вида системы охлаждения. Корректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора [2].

Для трансформатора с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения вида Д) уровень звуковой мощности составляет ( $S_{\text{ном}} = 16$  МВА,  $U_{\text{ном}} = 110$  кВ):

$$L_{PA} = 88 \text{ дБА.}$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Распределительное устройство ПС «Муравейка» открытого исполнения.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТР, и его корректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{PA}$ , то в любой точке полусферы радиусом  $R$  уровень шума создаваемый данным источником будет равным  $L_A$  (см. рисунок 1).

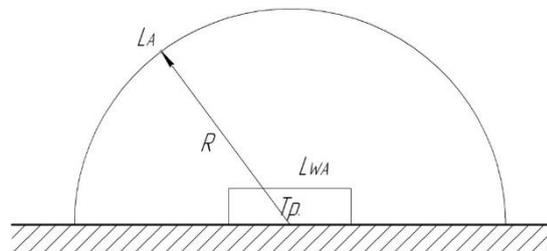


Рисунок 9 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \tag{96}$$

где  $S$  - площадь поверхности полусферы,  $\text{м}^2$ ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии  $R$  от трансформатора ( $R > 30 \text{ м}$ ) можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (97)$$

где  $S = \pi R^2$ .

На ПС расположены 2 трансформатора и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 9. Расстояния  $R_1$ ,  $R_2$  и  $l$  известны –  $R_1=82 \text{ м}$ ,  $R_2=85 \text{ м}$  и  $l=6 \text{ м}$ .

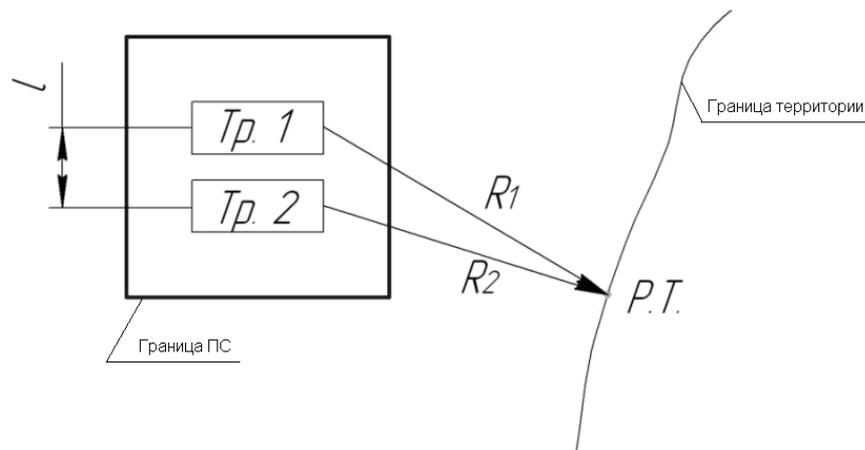


Рисунок 10 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Уровень шума, создаваемый каждым из трансформаторов, определяем по формулам:

$$L_{A1} = L_{PA} - 10 \lg \frac{2\pi R_1^2}{S_0}, \quad (98)$$

$$L_{A2} = L_{PA} - 10 \lg \frac{2\pi R_2^2}{S_0}, \quad (99)$$

$$L_{A2} = 88 - 10 \lg \frac{2\pi \cdot 82^2}{1} = 41,7 \text{ дБА,}$$

$$L_{A2} = 88 - 10 \lg \frac{2\pi \cdot 85^2}{1} = 41,4 \text{ дБА.}$$

Суммарный уровень шума в расчетной точке определяется по формуле:

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg \sum 10^{0,1L_{Ai}}, \quad (100)$$

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg (10^{0,1 \times 41,74} + 10^{0,1 \times 41,43}) = 44,6 \text{ дБА.}$$

Соответствие создаваемого трансформаторами уровня шума санитарно-гигиеническим требованиям будет выполняться в случае соблюдения неравенства:

$$L_{A\Sigma} \leq \text{ДУ}_{L_A}, \quad (101)$$

где  $\text{ДУ}_{L_A}$  – допустимый уровень шума.

$$44,6 < 45.$$

Уровень шума, создаваемый трансформаторами, не превышает допустимого уровня звука, следовательно, проведение мер по понижению уровня шума не требуется.

### 9.3 Чрезвычайные ситуации

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами;

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара;

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников;

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта;

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара;

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении;

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению

правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения);

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц;

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Для пожаротушения автотрансформаторов 25 МВ·А, учитывая их важность, на подстанции может быть предусмотрена автоматическая система пожаротушения распыленной водой, включающая в себя насосную станцию пожаротушения с насосами ДЗ20-50, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводов, трубную обвязку автотрансформаторов с оросителями ОПДР-15 и пожарные резервуары. Расход воды на тушение одного автотрансформатора составляет 70,4 л/с.

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Противопожарный запас в объеме 160 м<sup>3</sup> хранится в двух резервуарах емкостью 100 м<sup>3</sup>.

Восстановление пожарного запаса предусмотрено в течение 36 часов от двух скважин, одна из которых – рабочая, вторая – резервная.

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При

пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит авто-трансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслонаполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду /19/.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Помещение аккумуляторной ОПУ относится к взрывоопасным класса В-1а в период формовки батарей и заряда их после ремонта.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Развитие электрических сетей Приморского края в связи с подключением игорной зоны «Приморье» были решены основные задачи необходимые для развития электрической сети.

Был выбран оптимальный вариант конфигурации и схемы РУ для реконструируемой ПС. Выбранные схемы РУ ВН проходных ПС позволяют надёжно и бесперебойно осуществлять транзит.

Всё принятое к замене оборудование соответствует климато-географическим условиям установки, а также обладает большим запасом прочности к воздействию токов короткого замыкания, а, значит, способно выполнять свои функции в нормальном и аварийных режимах. С целью обеспечения безопасности на подстанции было рассчитано и спроектировано защитное заземление. Для защиты оборудования был произведен расчет молниезащиты подстанции.

Выбраны устройства релейной защиты и автоматики и рассчитаны соответствующие основные резервные защиты линии.

На основании спрогнозированных нагрузок и проектной мощности игорной зоны «Приморье» на ПС Муравейка были выполнены расчеты режимов, которые показали, что сеть в достаточной мере снабжена устройствами КРМ, выбранное сечение и оборудование способно выдержать послеаварийные режимы. Оснащённость данного участка сети устройствами КРМ позволяет в нормальных и послеаварийных режимах поддерживать требуемые уровни напряжения.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. - Екатеринбург : Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. - 52 с.
- 2 Выбор нелинейных ограничителей напряжения для установки в сетях 110-750 кВ [Электронный ресурс]. - Режим доступа : <http://www.positron.ru/> - 17.05.19.
- 3 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. - Режим доступа : <http://www.uetm.ru/products/146/> - 28.05.2019.
- 4 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
- 5 Группа компаний Омеур [Электронный ресурс]. - Режим доступа : <http://omeur.ru/mnogogrannie-opori.html> - 03.05.2019.
- 6 Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие.- М.: Издательство МЭИ, 2006.- 248с
- 7 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.
- 8 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118.-2003 Утверждено приказом Минэнерго России от 30.06.03 №281
- 9 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.
- 10 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., - Изд-во БХВ - Петербург. 2013. - 608 с.

- 11 Нерюнгринская ГРЭС [Электронный ресурс]. - Режим доступа : <http://www.rosteplo.ru/> - 20.05.2019.
- 12 ООО НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс]. - Режим доступа : <http://www.ekra.ru/> - 03.05.2019.
- 13 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [http:// www.rastrwin.ru](http://www.rastrwin.ru). - 05.05.2019.
- 14 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, 2003 г.
- 15 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М. : Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.
- 16 Инструкция по выбору изоляции электроустановок. РД 34.51.101-90. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
- 17 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.
- 18 Рокотян, С.С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Рокотяна, С.С., Шапиро И.М. – М. : Энергоатомиздат, 2005. – 352 с.
- 19 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 1999.
- 20 РусГидро [Электронный ресурс]. - Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/> - 15.05.2019.
- 21 Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 22 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.70.200-2015
- 23 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008.
- 24 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007- 29.240.037-2010.

25 Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах : учеб. пособие / С.А. Ульянов. - М. : Энергия, 2009. – 188 с.

26 ФСК [Электронный ресурс]. - Режим доступа : <http://www.fsk-ees.ru/> - 14.05.2019.

27 Электрокабель [Электронный ресурс]. - Режим доступа : <http://elektrokable.ru/> - 10.05.2019.

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Прогнозирование нагрузок

1. Нагрузки подстанций

$$i := \sqrt{-1} \quad k_{\text{ср}} := 1.2 \quad k_{\text{эф}} := 1.17$$

1) ПС Муравейка 110 кВ - 4+j1.6 МВА	$S_{1\text{max}} := 4 + i \cdot 1.6$	МВА
2) ПС Океан 110 кВ - 1.9+j0.8 МВА	$S_{2\text{max}} := 1.9 + i \cdot 0.8$	МВА
3) ПС Горностай 110 кВ - 5+j2 МВА	$S_{3\text{max}} := 5 + i \cdot 2$	МВА
4) ПС Зеленый угол: 220 кВ - 50+j10 МВА	$S_{4\text{max}} := 50 + i \cdot 10$	МВА
5) ПС Мингородок 110 кВ - 10.3+j4.1 МВА	$S_{5\text{max}} := (10.3 + i \cdot 4.1)3$	МВА
6) ПС 1Р: 110 кВ - 12.7+j3.8 МВА	$S_{6\text{max}} := 12.7 + i \cdot 3.8$	МВА
7) ПС Стройиндустрия: 110 кВ - 11.6+j4.6 МВА	$S_{7\text{max}} := 11.6 + i \cdot 4.6$	МВА
8) ПС 2Р 110 кВ - 13.1+j5.2 МВА	$S_{8\text{max}} := 13.1 + i \cdot 5.2$	МВА
9) ВТЭЦ2: 220 кВ - 44.2+j17.9 МВА;		
$S_{9\text{max}500} := 547 + i \cdot 67$	$S_{9\text{max}220} := 177.3 + i \cdot 25.8$	МВА
10) Артемовская ТЭЦ: 220 кВ - 273.9+j52.4 МВА	$S_{10\text{max}} := 273.9 + i \cdot 52.4$	МВА
11) ПС 2р-котельная: 125+j82 МВА	$S_{11\text{max}} := 125 + i \cdot 82$	МВА
12) ПС Волна: 80+j32 МВА	$S_{12\text{max}} := 80 + i \cdot 32$	МВА
13) ПС Спутник: 18,5+j3,3 МВА	$S_{13\text{max}} := 18.5 + i \cdot 3.3$	МВА
14) ПС Чайка: 7,3+j4,4 МВА	$S_{14\text{max}} := 7.3 + i \cdot 4.4$	МВА
15) ПС Промузел: 5,2+j0,1 МВА	$S_{15\text{max}} := 5.2 + i \cdot 0.1$	МВА
16) ПС Аэропорт: 12,3+j8,6 МВА	$S_{16\text{max}} := 12.3 + i \cdot 8.6$	МВА
17) ПС Владивосток: 9,3+j4 МВА	$S_{17\text{max}} := 9.3 + i \cdot 4$	МВА
18) ПС Бурун: 8,2+j0,1 МВА	$S_{18\text{max}} := 8.2 + i \cdot 0.1$	МВА

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

2. Расчет прогнозируемых нагрузок

$$\text{Прирост нагрузки: } e := \frac{3.3 + 2.7 + 1.2 + 1.4 + 0.5}{5} = 1.82 \quad \%$$

$$S_{1\max\text{ПР}} := S_{1\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 4.377 + 1.751i \quad \text{MBA}$$

$$S_{2\max\text{ПР}} := S_{2\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 2.079 + 0.875i \quad \text{MBA}$$

$$S_{3\max\text{ПР}} := S_{3\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 5.472 + 2.189i \quad \text{MBA}$$

$$S_{4\max\text{ПР}} := S_{4\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 54.719 + 10.944i \quad \text{MBA}$$

$$S_{5\max\text{ПР}} := S_{5\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 33.816 + 13.461i \quad \text{MBA}$$

$$S_{6\max\text{ПР}} := S_{6\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 13.899 + 4.159i \quad \text{MBA}$$

$$S_{7\max\text{ПР}} := S_{7\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 12.695 + 5.034i \quad \text{MBA}$$

$$S_{8\max\text{ПР}} := S_{8\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 14.336 + 5.691i \quad \text{MBA}$$

$$S_{9\max 220\text{ПР}} := S_{9\max 220} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 194.032 + 28.235i \quad \text{MBA}$$

$$S_{10\max\text{ПР}} := S_{10\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 299.749 + 57.345i \quad \text{MBA}$$

$$S_{11\max\text{ПР}} := S_{11\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 136.797 + 89.739i \quad \text{MBA}$$

$$S_{12\max\text{ПР}} := S_{12\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 87.55 + 35.02i \quad \text{MBA}$$

$$S_{13\max\text{ПР}} := S_{13\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 20.246 + 3.611i \quad \text{MBA}$$

$$S_{14\max\text{ПР}} := S_{14\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 7.989 + 4.815i \quad \text{MBA}$$

$$S_{15\max\text{ПР}} := S_{15\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 5.691 + 0.109i \quad \text{MBA}$$

$$S_{16\max\text{ПР}} := S_{16\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 13.461 + 9.412i \quad \text{MBA}$$

$$S_{17\max\text{ПР}} := S_{17\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 10.178 + 4.377i \quad \text{MBA}$$

$$S_{18\max\text{ПР}} := S_{18\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 8.974 + 0.109i \quad \text{MBA}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

2. Погонные параметры ЛЭП

АС-300/39:

$$r_{300} := 0.098 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{300} := 0.429 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{300} := 2.64 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$$

$$\Delta P_{300} := 2.5 \quad \text{кВт/км}$$

$$g_{300} := \left( \frac{\Delta P_{300}}{220^2} \right) \cdot 10^{-3} = 5.165 \times 10^{-8} \quad \text{См/км}$$

$$g_{240} := \left( \frac{\Delta P_{240}}{220^2} \right) \cdot 10^{-3} = 5.579 \times 10^{-8} \quad \text{См/км}$$

АС-240/32:

$$r_{240} := 0.121 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{240} := 0.435 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{240} := 2.6 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$$

$$\Delta P_{240} := 2.7 \quad \text{кВт/км}$$

$$j_w := \sqrt{-1}$$

3хАС-330/43:

$$r_{330} := 0.029 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{330} := 0.308 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{330} := 3.6 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$$

$$\Delta P_{330} := 8 \quad \text{кВт/км}$$

$$g_{330} := \left( \frac{\Delta P_{330}}{500^2} \right) \cdot 10^{-3} = 3.2 \times 10^{-8} \quad \text{См/км}$$

2. Параметры ЛЭП

1) АГЭЦ-Муравейка  $r_1 := r_{300} \cdot 147.7 = 14.475 \quad \text{Ом}$

$$x_1 := x_{300} \cdot 147.7 = 63.363 \quad \text{Ом}$$

$$b_1 := b_{300} \cdot 147.7 = 3.899 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$g_1 := g_{300} \cdot 147.7 = 7.629 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

2) Муравейка-Океан:  $r_2 := r_{300} \cdot 54.3 = 5.321 \quad \text{Ом}$

$$x_2 := x_{300} \cdot 54.3 = 23.295 \quad \text{Ом}$$

$$b_2 := b_{300} \cdot 54.3 = 1.434 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$g_2 := g_{300} \cdot 54.3 = 2.805 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

3) Океан-Горностай  $r_3 := r_{300} \cdot 98.7 = 9.673 \quad \text{Ом}$

$$x_3 := x_{300} \cdot 98.7 = 42.342 \quad \text{Ом}$$

$$b_3 := b_{300} \cdot 98.7 = 2.606 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$g_3 := g_{300} \cdot 98.7 = 5.098 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

4) Горностай-Зеленый угол  $r_4 := r_{300} \cdot 268 = 26.264 \quad \text{Ом}$

$$x_4 := x_{300} \cdot 268 = 114.972 \quad \text{Ом}$$

$$b_4 := b_{300} \cdot 268 = 7.075 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$g_4 := g_{300} \cdot 268 = 1.384 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

5) Зеленый угол-Мингородок  $r_5 := r_{300} \cdot 268 = 26.264 \quad \text{Ом}$

$$x_5 := x_{300} \cdot 268 = 114.972 \quad \text{Ом}$$

$$b_5 := b_{300} \cdot 268 = 7.075 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$g_5 := g_{300} \cdot 268 = 1.384 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

6) Мингородок-1Р  $r_6 := r_{300} \cdot 146.7 = 14.377 \quad \text{Ом}$

$$x_6 := x_{300} \cdot 146.7 = 62.934 \quad \text{Ом}$$

$$b_6 := b_{300} \cdot 146.7 = 3.873 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$g_6 := g_{300} \cdot 146.7 = 7.577 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

7) 1Р-Восточная ТЭЦ  $r_7 := r_{300} \cdot 166.6 = 16.327 \text{ Ом}$

$x_7 := x_{300} \cdot 166.6 = 71.471 \text{ Ом}$

$b_7 := b_{300} \cdot 166.6 = 4.398 \times 10^{-4} \text{ См}$

$g_7 := g_{300} \cdot 166.6 = 8.605 \times 10^{-6} \text{ См}$

8) Восточная ТЭЦ-Стройиндустрия  $r_8 := r_{240} \cdot 180.4 = 21.828 \text{ Ом}$

$x_8 := x_{240} \cdot 180.4 = 78.474 \text{ Ом}$

$b_8 := b_{240} \cdot 180.4 = 4.69 \times 10^{-4} \text{ См}$

$g_8 := g_{240} \cdot 180.4 = 1.006 \times 10^{-5} \text{ См}$

9) Стройиндустрия-2Р  $r_9 := r_{240} \cdot 180.4 = 21.828 \text{ Ом}$

$x_9 := x_{240} \cdot 180.4 = 78.474 \text{ Ом}$

$b_9 := b_{240} \cdot 180.4 = 4.69 \times 10^{-4} \text{ См}$

$g_9 := g_{240} \cdot 180.4 = 1.006 \times 10^{-5} \text{ См}$

10) Владивосткская ТЭЦ 2-Зеленый угол

$$Z_B := \sqrt{\frac{r_{330} + i \cdot x_{330}}{g_{330} + i \cdot b_{330}}} = 292.875 - 12.453i \text{ Ом}$$

$$|Z_B| = 293.139 \text{ Ом}$$

$$\gamma := \sqrt{(r_{330} + i \cdot x_{330}) \cdot (g_{330} + i \cdot b_{330})} = 5.42 \times 10^{-5} + 1.054i \times 10^{-3}$$

$$Z_{II} := Z_B \cdot \sinh(\gamma \cdot 354.5) = 9.786 + 106.694i \text{ Ом}$$

$$|Z_{II}| = 107.142 \text{ Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$Y_{II} := \frac{\tanh\left[\frac{(\gamma \cdot 354.5)}{2}\right]}{Z_B} = 6.524 \times 10^{-6} + 6.456i \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$|Y_{II}| = 6.456 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

11) Бурун-2Р-котельная:  $r_{11} := r_{300} \cdot 183.8 = 18.012 \quad \text{Ом}$

$$x_{11} := x_{300} \cdot 183.8 = 78.85 \quad \text{Ом}$$

$$b_{11} := b_{300} \cdot 183.8 = 4.852 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$g_{11} := g_{300} \cdot 183.8 = 9.494 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

12) 2Р-котельная-Волна  $r_{12} := r_{300} \cdot 46.3 = 4.537 \quad \text{Ом}$

$$x_{12} := x_{300} \cdot 46.3 = 19.863 \quad \text{Ом}$$

$$b_{12} := b_{300} \cdot 46.3 = 1.222 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$g_{12} := g_{300} \cdot 46.3 = 2.392 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

13) Бурун-Волна  $r_{13} := r_{240} \cdot 47.3 = 5.723 \quad \text{Ом}$

$$x_{13} := x_{240} \cdot 47.3 = 20.575 \quad \text{Ом}$$

$$b_{13} := b_{240} \cdot 47.3 = 1.23 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$g_{13} := g_{240} \cdot 47.3 = 2.639 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

14) Волна-Чайка  $r_{14} := r_{300} \cdot 3.1 = 0.304 \quad \text{Ом}$

$$x_{14} := x_{300} \cdot 3.1 = 1.33 \quad \text{Ом}$$

$$b_{14} := b_{300} \cdot 3.1 = 8.184 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

$$g_{14} := g_{300} \cdot 3.1 = 1.601 \times 10^{-7} \quad \text{См}$$

15) Чайка-Спутник  $r_{15} := r_{300} \cdot 39.5 = 3.871 \quad \text{Ом}$

$$x_{15} := x_{300} \cdot 39.5 = 16.945 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

$b_{15} := b_{300} \cdot 39.5 = 1.043 \times 10^{-4}$	См	
$g_{15} := g_{300} \cdot 39.5 = 2.04 \times 10^{-6}$	См	
16) Спутник-Промузел	$r_{16} := r_{300} \cdot 36.4 = 3.567$	Ом
$x_{16} := x_{300} \cdot 36.4 = 15.616$	Ом	
$b_{16} := b_{300} \cdot 36.4 = 9.61 \times 10^{-5}$	См	
$g_{16} := g_{300} \cdot 36.4 = 1.88 \times 10^{-6}$	См	
17) Промузел-АТЭЦ	$r_{17} := r_{300} \cdot 52.7 = 5.165$	Ом
$x_{17} := x_{300} \cdot 52.7 = 22.608$	Ом	
$b_{17} := b_{300} \cdot 52.7 = 1.391 \times 10^{-4}$	См	
$g_{17} := g_{300} \cdot 52.7 = 2.722 \times 10^{-6}$	См	
18) АТЭЦ-Аэропорт	$r_{18} := r_{300} \cdot 55.2 = 5.41$	Ом
$x_{18} := x_{300} \cdot 55.2 = 23.681$	Ом	
$b_{18} := b_{300} \cdot 55.2 = 1.457 \times 10^{-4}$	См	
$g_{18} := g_{300} \cdot 55.2 = 2.851 \times 10^{-6}$	См	
20) Аэропорт-Владивостокская ТЭЦ 2	$r_{20} := r_{240} \cdot 14.1 = 1.706$	Ом
$x_{20} := x_{240} \cdot 14.1 = 6.133$	Ом	
$b_{20} := b_{240} \cdot 14.1 = 3.666 \times 10^{-5}$	См	
$g_{20} := g_{240} \cdot 14.1 = 7.866 \times 10^{-7}$	См	
21) Владивостокская ТЭЦ 2-Зеленый угол	$r_{21} := r_{300} \cdot 54.1 = 5.302$	Ом
$x_{21} := x_{300} \cdot 54.1 = 23.209$	Ом	
$b_{21} := b_{300} \cdot 54.1 = 1.428 \times 10^{-4}$	См	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$g_{21} := g_{300} \cdot 54.1 = 2.794 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

$$22) \text{ Зеленый угол-Волна} \quad r_{22} := r_{240} \cdot 40 = 4.84 \quad \text{Ом}$$

$$x_{22} := x_{240} \cdot 40 = 17.4 \quad \text{Ом}$$

$$b_{22} := b_{240} \cdot 40 = 1.04 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$g_{22} := g_{240} \cdot 40 = 2.231 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

$$23) \text{ Волна-Владивосток} \quad r_{23} := r_{240} \cdot 2.72 = 0.329 \quad \text{Ом}$$

$$x_{23} := x_{240} \cdot 2.72 = 1.183 \quad \text{Ом}$$

$$b_{23} := b_{240} \cdot 2.72 = 7.072 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

$$g_{23} := g_{240} \cdot 2.72 = 1.517 \times 10^{-7} \quad \text{См}$$

$$24) \text{ Владивосток-Аэропорт} \quad r_{24} := r_{300} \cdot 77.5 = 7.595 \quad \text{Ом}$$

$$x_{24} := x_{300} \cdot 77.5 = 33.248 \quad \text{Ом}$$

$$b_{24} := b_{300} \cdot 77.5 = 2.046 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$g_{24} := g_{300} \cdot 77.5 = 4.003 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$r_{10ТВН} := 0.58 \text{ Ом} \quad r_{10ТСН} := 0.39 \text{ Ом} \quad r_{10ТНН} := 2.9 \text{ Ом}$$

$$x_{10ТВН} := 61.1 \text{ Ом} \quad x_{10ТСН} := 0 \text{ Ом} \quad x_{10ТНН} := 113.5 \text{ Ом}$$

$$B_{10Т} := 24.16 \text{ мкСм} \quad G_{10Т} := 1.51 \text{ мкСм}$$

11) ПС Волна: АОДЦТН-125000/220/110/6

5. Расчет вариантов проектируемой сети

1)  $S_{АТЭЦ\max} := 87.55 + 35.02i \text{ МВА}$

Поток мощности по линии от АТЭЦ:

$$S_{КунМанье} := S_{АТЭЦ\max} = 87.55 + 35.02i \text{ МВА}$$

$$S_{гу} := S_{КунМанье} = 87.55 + 35.02i \text{ МВА}$$

Расчитываем рациональное напряжение на головном участке:

$$U_{1\text{рац}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{220} + \frac{2500}{87.55}}} = 180.106 \text{ кВ}$$

Найдем расчетный ток на рассматриваемом участке :

$$I_{1\max} := 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{\sqrt{(43.72)^2 + (17.51)^2}}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0.13 \text{ кА}$$

Идл.доп для данного сечения равен 690 А

Максимальный ток не превышает длительнодопустимый для провода АС-300/39

Погонные параметры линий:

Призейская-41:  $r'_1 := r_{300} \cdot 35 = 3.43 \text{ Ом}$

$$x'_1 := x_{300} \cdot 35 = 15.015 \text{ Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$b'_1 := b_{300} \cdot 35 = 9.24 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

$$g'_1 := g_{300} \cdot 35 = 1.808 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

$$42\text{-ВТЭЦ:} \quad r''_2 := r_{300} \cdot 111.7 = 10.947 \quad \text{Ом}$$

$$x'_2 := x_{300} \cdot 111.7 = 47.919 \quad \text{Ом}$$

$$b'_2 := b_{300} \cdot 111.7 = 2.949 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$g'_2 := g_{300} \cdot 111.7 = 5.77 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

$$41\text{-Владивосток:} \quad r'_6 := r_{300} \cdot 220 = 21.56 \quad \text{Ом}$$

$$x'_6 := x_{300} \cdot 220 = 94.38 \quad \text{Ом}$$

$$b'_6 := b_{300} \cdot 220 = 5.808 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$g'_6 := g_{300} \cdot 220 = 1.136 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Где 41 и 42-узлы отходящих линий

Поток мощности на головном участке:

$$S'_{гу} := S_{\text{КунМанье}} = 87.55 + 35.02i \quad \text{МВА}$$

Расчитываем рациональное напряжение на головном участке:

$$U_{\text{рац}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{216} + \frac{2500}{87.55}}} = 179.983 \quad \text{кВ}$$

Найдем расчетный ток на рассматриваемом участке в послеаварийном:

$$I_{\text{max}} := 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{\sqrt{\left(\frac{87.55}{2}\right)^2 + \left(\frac{35.02}{2}\right)^2}}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 216} = 0.132 \quad \text{кА}$$

Для данного варианта выбираем две линии с проводом АС-300/39

Длительно допустимый ток для этого сечения равен 690 А, что удовлетворяет условию, при котором максимальный ток не должен превышать длительно допустимый.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

6. Выбор трансформаторов на ПС Муравейка

$$S_{\text{ср}} := \frac{S_{\text{КунМанье}}}{1.2} = 72.958 + 29.183i \quad \text{МВА}$$

$$S_{\text{расч}} := \frac{\sqrt{72.958^2 + 29.183^2}}{2 \cdot 0.7} = 56.127 \quad \text{МВА}$$

Можно выбрать трансформатор ТРДЦН-25000/110/10

Проверяем трансформатор по послеаварийному коэффициенту и коэффициенту нормальной работы

$$k_{\text{ПА}} := \frac{\sqrt{72.958^2 + 29.183^2}}{1.63} = 1.247$$

$$k_{\text{НР}} := \frac{\sqrt{72.958^2 + 29.183^2}}{2.63} = 0.624$$

Расчет параметров ВЛЭП АТЭЦ-Муравейка

$$r'_{12} := r_{240} \cdot 216 = 26.136 \quad \text{Ом}$$

$$x'_{12} := x_{240} \cdot 216 = 93.96 \quad \text{Ом}$$

$$b'_{12} := b_{240} \cdot 216 = 5.616 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$g'_{12} := g_{240} \cdot 216 = 1.205 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Расчет параметров трансформатора ПС АТЭЦ-Муравейка

$$r_{12T} := 1.9 \quad \text{Ом} \quad x_{12T} := 63.5 \quad \text{Ом} \quad B_{12T} := 13.23 \quad \text{мкСм}$$

$$G_{12T} := 2.17 \quad \text{мкСм}$$

**Экономический расчет для варианта №1**

$$K_{\text{инфл}} := 4.61$$

1. Капиталовложения

1.1 Капиталовложения в строительство линии

Провод АС-300  $k_{300.1} := 1120$  тыс.руб/км для одноцепной линии

$L_{\text{АТЭЦМуравейка}} := 216$  км

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$K_{1\text{цепи}} := L_{\text{АТЭЦМуравейка}} \cdot k_{300.1} = 2.419 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{2\text{цепи}} := K_{1\text{цепи}}$$

### 1.1.1 Суммарные вложения в линии

$$K_{\text{ВЛ}} := (K_{1\text{цепи}} + K_{2\text{цепи}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 2.2305024 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

### 1.2 Капиталовложения на вырубку просеки

$$K_{\text{прос110}} := 110 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$K_{\text{прос}} := L_{\text{АТЭЦМуравейка}} \cdot K_{\text{прос110}} = 2.376 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{прос.сум}} := (K_{\text{прос}} \cdot K_{\text{инфл}}) \cdot 2 = 2.191 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

### 1.3 Капиталовложения в ОРУ

$$K_{\text{ору.Муравейка}} := (24000 \cdot 9) + (42 \cdot 160) = 2.227 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

#### 1.3.1 Суммарные вложения в ОРУ

$$K_{\text{ору.сумм}} := K_{\text{ору.Муравейка}} \cdot K_{\text{инфл}} = 1.027 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

### 1.4 Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{\text{ТР100}} := 18700 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр.Муравейка}} := 2 \cdot K_{\text{ТР100}} = 3.74 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

#### Суммарные вложения в трансформаторы

$$K_{\text{тр.сумм}} := K_{\text{тр.Муравейка}} \cdot K_{\text{инфл}} = 1.724 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

### 1.5 Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.Муравейка}} := 12500 \quad \text{тыс.руб}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Суммарные вложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.сумм}} := (K_{\text{пост.Муравейка}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 5.763 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

1.6 Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{\text{ПС}} := K_{\text{пост.сумм}} + K_{\text{тр.сумм}} + K_{\text{ору.сумм}} + K_{\text{прос.сум}}$$

$$K_{\text{ПС}} = 1.476 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

1.7 Общие капиталовложения

$$K_{\text{об}} := K_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} = 3.706 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

### 2. Издержки

2.1 Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{рэовл}} := 0.008$$

$$\text{Для ПС 110 кВ} \quad \alpha_{\text{рэопс110}} := 0.059$$

$$I_{\text{рЭИ}} := K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{рэопс110}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{рэовл}} = 1.049 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

2.2 Издержки на амортизационные отчисления

$$T_{\text{сл}} := 20 \quad \text{лет}$$

$$I_{\text{ам}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{сл}}} + \frac{K_{\text{ВЛ}}}{T_{\text{сл}}} = 1.8531739 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

2.3 Издержки на потери

2.3.1 Потери в трансформаторах

Потери в трансформаторах

$$U_{\text{НОМ}} := 230 \quad \text{кВ}$$

$$\text{ТРДЦН – 100000/220} \quad R_{\text{тр.100}} := 1.9 \quad \text{Ом} \quad X_{\text{тр.100}} := 63.5 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$Z_{\text{Тр}100} := R_{\text{Тр}100} + X_{\text{Тр}100} \cdot i = 1.9 + 63.5i \quad \text{Ом}$$

$$Z_{\text{Тр}100} := \sqrt{\text{Re}(Z_{\text{Тр}100})^2 + \text{Im}(Z_{\text{Тр}100})^2} = 63.528 \quad \text{Ом}$$

Потери мощности при хх

$$\Delta P_{\text{хх}100} := 115 \cdot 10^{-3} \quad \text{МВт} \quad \Delta Q_{\text{хх}100} := 700 \cdot 10^{-3} \quad \text{МВАр}$$

$$\Delta S_{\text{хх}100} := \Delta P_{\text{хх}100} + \Delta Q_{\text{хх}100} i = 0.115 + 0.7i \quad \text{МВА}$$

$$\Delta S_{\text{хх}100} := \sqrt{\text{Re}(\Delta S_{\text{хх}100})^2 + \text{Im}(\Delta S_{\text{хх}100})^2} = 0.709 \quad \text{МВА}$$

$$\text{Эффективные мощности зима} \quad e := 0.091$$

$$P_{\text{эфз.Муравейка}} := \frac{123.656}{1.17} = 105.689 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эфз.Муравейка}} := \frac{49.462}{1.17} = 42.275 \quad \text{МВАр} \quad T_{\text{год}} := 8760$$

$$\Delta W_{\text{Тр}} := 2 \cdot \Delta S_{\text{хх}100} \cdot T_{\text{год}} \dots + \left[ \frac{\left( P_{\text{эфз.Муравейка}}^2 + Q_{\text{эфз.Муравейка}}^2 \right) \cdot Z_{\text{Тр}100} \cdot T_{\text{год}}}{U_{\text{ном}}^2} \right]$$

$$\Delta W_{\text{Тр}} = 1.487 \times 10^5 \quad \text{МВтч/год}$$

Суммарные потери в трансформаторах

$$\Delta W_{\text{Тр.сумм}} := \Delta W_{\text{Тр}} = 1.487 \times 10^5 \quad \text{МВтч/год}$$

4. Потери в ВЛ

$$P_{\text{эфз.П\_КМ}} := \frac{P_{\text{эфз.Муравейка}}}{2} = 52.844 \quad \text{МВт}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$Q_{\text{эфз.П\_КМ}} := \frac{Q_{\text{эфз.Муравейка}}}{2} = 21.138 \quad \text{МВАр}$$

### 4.1 Потери на корону

$$\text{АС - 300/39} \quad R_{\text{уд300}} := 0.098 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{\text{П\_КМ}} := 216 \quad \text{км}$$

$$\Delta W_{\text{кор}} := 22 \cdot L_{\text{П\_КМ}} = 4.752 \times 10^3 \quad \text{кВтч/км}$$

$$\Delta W_{\text{вл.П\_КМ}} := \frac{P_{\text{эфз.П\_КМ}}^2 + Q_{\text{эфз.П\_КМ}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{уд300}} \cdot L_{\text{П\_КМ}} \cdot T_{\text{год}}$$

$$\Delta W_{\text{вл.П\_КМ}} = 1.135 \times 10^4 \quad \text{МВтч}$$

### 4.2 Суммарные потери в ВЛ

$$\Delta W_{\text{вл.сумм}} := \Delta W_{\text{вл.П\_КМ}} = 1.135 \times 10^4 \quad \text{МВтч}$$

## 5. Общие потери

$$\Delta W_{\text{об}} := 2 \cdot \Delta W_{\text{вл.сумм}} + \Delta W_{\text{тр.сумм}} + 2 \cdot \Delta W_{\text{кор}} = 1.81 \times 10^5 \quad \text{МВтч}$$

$$c_0 := 2 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W_{\text{об}} \cdot 10^{-3} = 361.907 \quad \text{тыс руб}$$

## 6. Общие издержки

$$I := I_{\text{рЭИ}} + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W} = 2.906 \times 10^5 \quad \text{тыс руб}$$

## 7. Затраты $E := 0.1$

$$З := E \cdot K_{\text{об}} + I = 6.612 \times 10^5 \quad \text{тыс руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

**Экономический расчет для варианта №2**

$$K_{\text{инфл}} := 4.61$$

1. Капиталовложения

1.1 Капиталовложения в строительство линий

Провод АС-300  $k_{300.1} := 1120$  тыс.руб/км для одноцепной линии

$L_{\text{Игорная}} := 12$  км

$$K'_{1\text{цепи}} := L_{\text{Игорная}} \cdot k_{300.1} = 1.344 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$K'_{2\text{цепи}} := K'_{1\text{цепи}}$$

1.1.1 Суммарные вложения в линии

$$K'_{\text{ВЛ}} := (K'_{1\text{цепи}} + K'_{2\text{цепи}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 1.177 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

1.2 Капиталовложения на вырубку просеки

$K_{\text{прос220}} := 110$  тыс.руб/км

$$K'_{\text{прос}} := L_{\text{Игорная}} \cdot K_{\text{прос220}} = 1.32 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$K'_{\text{прос.сум}} := (K'_{\text{прос}} \cdot K_{\text{инфл}}) \cdot 2 = 1.217 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

1.3 Капиталовложения в ОРУ

$$K'_{\text{ору.Игорная}} := (24000 \cdot 7) + (42 \cdot 160) = 1.747 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

1.3.1 Суммарные вложения в ОРУ

$$K'_{\text{ору.сумм}} := K'_{\text{ору.Игорная}} \cdot K_{\text{инфл}} = 8.055 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

1.4 Капиталовложения в трансформаторы

$K_{\text{ТР100}} := 1870$  тыс.руб

$$K_{\text{тр.Игорная}} := 2 \cdot K_{\text{ТР100}} = 3.74 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Суммарные вложения в трансформаторы

$$K_{\text{тр.сумм}} := K_{\text{тр.Игорная}} \cdot K_{\text{инфл}} = 1.724 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

1.5 Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.Игорная}} := 12500 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.сумм}} := (K_{\text{пост.Игорная}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 5.763 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

1.6 Суммарные капиталовложения в ПС

$$K'_{\text{пс}} := K_{\text{пост.сумм}} + K_{\text{тр.сумм}} + K'_{\text{ору.сумм}} + K'_{\text{прос.сумм}}$$

$$K'_{\text{пс}} = 8.925 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

1.7 Общие капиталовложения

$$K'_{\text{об}} := K'_{\text{пс}} + K'_{\text{ВЛ}} = 2.07 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

2. Издержки

2.1 Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{рзэвл}} := 0.008$$

$$\text{Для ПС 110 кВ} \quad \alpha_{\text{рзэпс220}} := 0.059$$

$$I'_{\text{РЭИ}} := K'_{\text{пс}} \cdot \alpha_{\text{рзэпс220}} + K'_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{рзэвл}} = 6.207 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

2.2 Издержки на амортизационные отчисления

$$T_{\text{сл}} := 20 \quad \text{лет}$$

$$I'_{\text{ам}} := \frac{K'_{\text{пс}}}{T_{\text{сл}}} + \frac{K'_{\text{ВЛ}}}{T_{\text{сл}}} = 1.035 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

### 2.3 Издержки на потери

#### 2.3.1 Потери в трансформаторах

Потери в трансформаторах

$$U_{\text{ном}} := 110 \quad \text{кВ}$$

$$\text{ТДН} - 16000/110 \quad R_{\text{тр.100}} := 1.9 \quad \text{Ом} \quad X_{\text{тр.100}} := 63.5 \quad \text{Ом}$$

$$Z_{\text{тр.100}} := R_{\text{тр.100}} + X_{\text{тр.100}} \cdot i = 1.9 + 63.5i \quad \text{Ом}$$

$$Z_{\text{тр.100}} := \sqrt{\text{Re}(Z_{\text{тр.100}})^2 + \text{Im}(Z_{\text{тр.100}})^2} = 63.528 \quad \text{Ом}$$

Потери мощности при хх

$$\Delta P_{\text{хх.100}} := 115 \cdot 10^{-3} \quad \text{МВт} \quad \Delta Q_{\text{хх.100}} := 700 \cdot 10^{-3} \quad \text{МВАр}$$

$$\Delta S_{\text{хх.100}} := \Delta P_{\text{хх.100}} + \Delta Q_{\text{хх.100}} i = 0.115 + 0.7i \quad \text{МВА}$$

$$\Delta S_{\text{хх.100}} := \sqrt{\text{Re}(\Delta S_{\text{хх.100}})^2 + \text{Im}(\Delta S_{\text{хх.100}})^2} = 0.709 \quad \text{МВА}$$

Эффективные мощности зима  $\epsilon := 0.091$

$$P_{\text{эфз.Игорная}} := \frac{123.656}{1.17} = 105.689 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эфз.Игорная}} := \frac{49.462}{1.17} = 42.275 \quad \text{МВАр} \quad T_{\text{год}} := 8760$$

$$\Delta W_{\text{тр}} := 2 \cdot \Delta S_{\text{хх.100}} \cdot T_{\text{год}} \dots + \left[ \frac{\left( P_{\text{эфз.Игорная}}^2 + Q_{\text{эфз.Игорная}}^2 \right) \cdot Z_{\text{тр.100}} \cdot T_{\text{год}}}{U_{\text{ном}}^2} \right]$$

$$\Delta W_{\text{тр}} = 6.084 \times 10^5 \quad \text{МВтч/год}$$

Суммарные потери в трансформаторах

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$\Delta W_{\text{тр.сумм}} := \Delta W_{\text{тр}} = 6.084 \times 10^5 \quad \text{МВтч/год}$$

4. Потери в ВЛ

$$P_{\text{эфз.КМ}} := \frac{P_{\text{эфз.Игорная}}}{2} = 52.844 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эфз.КМ}} := \frac{Q_{\text{эфз.Игорная}}}{2} = 21.138 \quad \text{МВАр}$$

4.1 Потери на корону

$$\text{АС - 300/39} \quad R_{\text{уд300}} := 0.098 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{\text{КМ}} := 220 \quad \text{км}$$

$$\Delta W'_{\text{кор}} := 22 \cdot L_{\text{КМ}} = 4.84 \times 10^3 \quad \text{кВтч/км}$$

$$\Delta W_{\text{вл.КМ}} := \frac{P_{\text{эфз.П\_КМ}}^2 + Q_{\text{эфз.П\_КМ}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{уд300}} \cdot L_{\text{КМ}} \cdot T_{\text{год}}$$

$$\Delta W_{\text{вл.КМ}} = 5.056 \times 10^4 \quad \text{МВтч}$$

4.2 Суммарные потери в ВЛ

$$\Delta W'_{\text{вл.сумм}} := \Delta W_{\text{вл.КМ}} = 5.056 \times 10^4 \quad \text{МВтч}$$

5. Общие потери

$$\Delta W'_{\text{об}} := 2 \cdot \Delta W'_{\text{вл.сумм}} + \Delta W_{\text{тр.сумм}} + 2 \cdot \Delta W'_{\text{кор}} = 7.192 \times 10^5 \quad \text{МВтч}$$

$$c_0 := 2 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

$$I'_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W'_{\text{об}} \cdot 10^{-3} = 1.438 \times 10^3 \quad \text{тыс руб}$$

6. Общие издержки

$$I' := I'_{\text{рЭИ}} + I'_{\text{ам}} + I'_{\Delta W} = 1.67 \times 10^5 \quad \text{тыс руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

7. Затраты  $\underline{E} := 0.1$

$$Z' := E \cdot K'_{об} + И' = 3.74 \times 10^5 \quad \text{тыс руб}$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Расчет ТКЗ

#### 1. Расчет сопротивления линий

1) АТЭЦ-Муравейка:  $x_{1,1} := x_{300} \cdot 147.7 = 63.363 \text{ Ом}$

$x_{0,1} := x_1 \cdot 3 = 190.09 \text{ Ом}$

2) Муравейка-Океан  $x_{2,2} := x_{300} \cdot 54.3 = 23.295 \text{ Ом}$

$x_{0,2} := x_2 \cdot 3 = 69.884 \text{ Ом}$

3) Океан-Горностай  $x_{3,3} := x_{300} \cdot 98.7 = 42.342 \text{ Ом}$

$x_{0,3} := x_3 \cdot 3 = 127.027 \text{ Ом}$

4) Горностай-Зеленый угол  $x_{4,4} := x_{300} \cdot 268 = 114.972 \text{ Ом}$

$x_{0,4} := x_4 \cdot 3 = 344.916 \text{ Ом}$

5) Зеленый угол-Мингородок  $x_{5,5} := x_{300} \cdot 268 = 114.972 \text{ Ом}$

$x_{0,5} := x_5 \cdot 3 = 344.916 \text{ Ом}$

6) Мингородок-1Р  $x_{6,6} := x_{300} \cdot 146.7 = 62.934 \text{ Ом}$

$x_{0,6} := x_6 \cdot 3 = 188.803 \text{ Ом}$

7) 1Р-Восточная ТЭЦ  $x_{7,7} := x_{300} \cdot 166.6 = 71.471 \text{ Ом}$

$x_{0,7} := x_7 \cdot 3 = 214.414 \text{ Ом}$

8) Восточная ТЭЦ-Стройиндустрия  $x_{8,8} := x_{240} \cdot 180.4 = 78.474 \text{ Ом}$

$x_{0,8} := x_8 \cdot 3 = 235.422 \text{ Ом}$

9) Стройиндустрия-Бурун  $x_{9,9} := x_{240} \cdot 83.3 = 36.236 \text{ Ом}$

$x_{0,9} := x_9 \cdot 3 = 108.707 \text{ Ом}$

10) Бурун-2Р-котельная:  $x_{10,10} := 12.453 \text{ Ом}$

$x_{0,10} := x_{10} \cdot 3 = 37.359 \text{ Ом}$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

- 11) Бурун-Волна  $\underline{x}_{11} := x_{300} \cdot 183.8 = 78.85$  Ом  
 $x_{0.11} := x_{11} \cdot 3 = 236.551$  Ом
- 12) 2Р-котельная-Волна  $\underline{x}_{12} := x_{300} \cdot 46.3 = 19.863$  Ом  
 $x_{0.12} := x_{12} \cdot 3 = 59.588$  Ом
- 13) Волна-Чайка  $\underline{x}_{13} := x_{240} \cdot 47.3 = 20.575$  Ом  
 $x_{0.13} := x_{13} \cdot 3 = 61.726$  Ом
- 14) Чайка-Спутник  $\underline{x}_{14} := x_{300} \cdot 3.1 = 1.33$  Ом  
 $x_{0.14} := x_{14} \cdot 3 = 3.99$  Ом
- 15) Спутник-Промузел  $\underline{x}_{15} := x_{300} \cdot 39.5 = 16.945$  Ом  
 $x_{0.15} := x_{15} \cdot 3 = 50.837$  Ом
- 16) Промузел-АГЭЦ  $\underline{x}_{16} := x_{300} \cdot 36.4 = 15.616$  Ом  
 $x_{0.16} := x_{16} \cdot 3 = 46.847$  Ом
- 17) АГЭЦ-Аэропорт  $\underline{x}_{17} := x_{300} \cdot 52.7 = 22.608$  Ом  
 $x_{0.17} := x_{17} \cdot 3 = 67.825$  Ом
- 18) Аэропорт-Владивосток  $\underline{x}_{18} := x_{300} \cdot 55.2 = 23.681$  Ом  
 $x_{0.18} := x_{18} \cdot 3 = 71.042$  Ом
- 20) Владивосток-ВТЭЦ 2  $\underline{x}_{20} := x_{240} \cdot 14.1 = 6.133$  Ом  
 $x_{0.20} := x_{20} \cdot 3 = 18.401$  Ом
- 21) ВТЭЦ 2-Зеленый угол  $\underline{x}_{21} := x_{300} \cdot 54.1 = 23.209$  Ом  
 $x_{0.21} := x_{21} \cdot 3 = 69.627$  Ом

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

22) Зеленый угол-Волна  $x_{22} := x_{240} \cdot 40 = 17.4 \quad \text{Ом}$

$x_{o.22} := x_{22} \cdot 3 = 52.2 \quad \text{Ом}$

23) Волна-Владивосток  $x_{23} := x_{240} \cdot 2.72 = 1.183 \quad \text{Ом}$

$x_{o.23} := x_{23} \cdot 3 = 3.55 \quad \text{Ом}$

Расчитываем сопротивление генераторов и системы

$X_{c1} := \frac{525}{\sqrt{3} \cdot 10} = 30.311 \quad \text{Ом} \quad X_{o.c1} := \frac{525}{\sqrt{3} \cdot 10.6} = 28.595 \quad \text{Ом}$

$X_{c2} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 5.7} = 23.297 \quad \text{Ом} \quad X_{o.c2} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 5.2} = 25.537 \quad \text{Ом}$

$X_{c3\_500} := \frac{525}{\sqrt{3} \cdot 10.7} = 28.328 \quad \text{Ом} \quad X_{o.c3\_500} := \frac{525}{\sqrt{3} \cdot 12.4} = 24.444 \quad \text{Ом}$

$X_{c4\_220} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 14.7} = 9.033 \quad \text{Ом} \quad X_{o.c4\_220} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 16.2} = 8.197 \quad \text{Ом}$

$X_{c5\_500} := \frac{525}{\sqrt{3} \cdot 14} = 21.651 \quad \text{Ом} \quad X_{o.c5\_500} := \frac{525}{\sqrt{3} \cdot 17.4} = 17.42 \quad \text{Ом}$

$X_{c2} \cdot 1.22 = 28.422 \quad X_{c3\_500} \cdot 1.22 = 34.56 \quad X_{c4\_220} \cdot 1.22 = 11.021$

Ударный ток на шинах ПС "Муравейка"

$k_{уд} := 1.78$

$I_{ВН\_ПО\_3\phi} := 1.458 \quad \text{кА}$

$i_{уд\_220} := \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{ВН\_ПО\_3\phi} = 3.67 \quad \text{кА}$

$I_{НН\_ПО\_3\phi} := 9.694 \quad \text{кА}$

$i_{уд\_10} := \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{НН\_ПО\_3\phi} = 24.403 \quad \text{кА}$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$I_{\text{рабmax220}} := \frac{\sqrt{87.55^2 + 35.02^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0.247 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{рабmax10}} := \frac{\frac{\sqrt{87.55^2 + 35.02^2}}{4}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1.361 \quad \text{кА}$$

$$I_{\alpha T} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{ВН\_ПО\_3ф}} \cdot e^{\frac{-(0.01+0.035)}{1.8}} = 2.011$$

$$i_{\alpha \text{норм}} := 40 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} = 22.627 \quad \text{кА}$$

$$40^2 \cdot 3 = 4.8 \times 10^3$$

$$V_k := (1.458)^2 \cdot (0.01 + 1.8 + 0.035) = 3.922$$

Выбор ошиновки и изоляторов

$$E_0 := 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.11}}\right) = 31.897 \quad \text{кВ/см}$$

$$E := \frac{0.354 \cdot 220}{1.11 \cdot 2.657} = 26.407 \quad \text{кВ/см}$$

$$1.07 \cdot E = 28.255$$

$$0.9 \cdot E_0 = 28.708$$

$$F_{\text{расч}} := \sqrt{3} \cdot \frac{3670^2}{4} \cdot 16 \cdot 10^{-7} = 9.332 \quad \text{Н}$$

Выбор и проверка трансформаторов тока

$$Z_{2\text{ном}} := \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 1.155$$

$$\Sigma R_{\text{приб}} := \frac{10}{5^2} = 0.4 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$R_{\text{пров}} := Z_{2\text{ном}} - \Sigma R_{\text{приб}} - 0.05 = 0.705$$

$$S_{\text{пров}} := \frac{0.0175 \cdot 90}{R_{\text{пров}}} = 2.235$$

$$\Sigma R_{\text{пров}} := 0.0175 \cdot \frac{90}{S_{\text{пров}}} = 0.705$$

$$Z_2 := \Sigma R_{\text{приб}} + 0.05 + \Sigma R_{\text{пров}} = 1.155$$

Выбор КРУ 10 кВ

$$Вк_{10} := (9.694)^2 \cdot (0.01 + 1.8 + 0.035) = 173.381$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г  
Расчет молниезащиты в ПВК MathCad 15

**Исходные данные:**

Номинальное напряжение ОРУ: 110 кВ

Число ячеек: 4

Число ВЛЭП в схеме ОРУ: 1

Климатическая зона: IV

Сечение ВЛ: 300 мм<sup>2</sup>

Толщина первого слоя грунта: 0,35 м

Ток короткого замыкания: 1.458 кА

Время срабатывания защиты: 0,2 сек

Состав грунта 1-го/2-го слоя:

Схема ОРУ: Четырехугольник

**1. Расчет заземлителя**

Верхний слой грунта: почва

удельное сопротивление верхнего слоя грунта, (Ом\*м)  $\rho_1 := 61$

Толщина верхнего слоя грунта, (м)  $h_1 := 0.35$

Климатическая зона  $N := 4$

Ток однофазного короткого замыкания, (кА)  $I_{кз} := 1.458$

Время отключения, (с)  $t_{сз} := 0.2$

Вспомогательный коэффициент для стали  $\beta := 21$

Ток молнии, (кА)  $I_M := 55$

**1. Расчет удельного сопротивления грунта**

коэффициент сезонности для третьей климатической зоны  $\psi := 1.25$

удельное сопротивление верхнего слоя грунта, (Ом\*м)  $\rho_1 := 61$

удельное сопротивление второго слоя грунта,

$$\rho_2 := \frac{\rho_1}{\psi} = 48.8 \quad \rho_2 = 48.8$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет молниезащиты в ПВК MathCad 15

**2. Рассчитываем контур сетки заземлителя.**

$$A := 74 \quad \text{длина ПС, (м).}$$

$$B := 27 \quad \text{ширина ПС, (м).}$$

Площадь ПС с учетом выноса сетки заземления на 1,5 м за пределы ПС, (м<sup>2</sup>)

$$S := (A + 1.5 \cdot 2)(B + 1.5 \cdot 2) \quad S = 2.31 \times 10^3$$

**3. Принимаем диаметр горизонтальных прутков в сетке по условиям мех. прочности.**

$$d_{\text{пр\_гор}} := 1 \text{ (мм)} \quad I_{\text{кз}} := 1458 \text{ А}$$

$$F_{\text{мехпроч}} := 78. \text{ мм}^2$$

Определяем сечение прутка по термической стойкости, (мм<sup>2</sup>)

$$F_{\text{ТС}} := \sqrt{\frac{(I_{\text{кз}})^2 \cdot t_{\text{сз}}}{400 \cdot \beta}} \quad F_{\text{ТС}} = 7.114$$

**4. Определяем сечение прутка по коррозийной стойкости.**

$$\begin{aligned} a_0 &:= 0.243 & a_2 &:= 0.003 & \text{средние значения коэффициентов, зависящие от} \\ a_1 &:= 0.041 & a_3 &:= 0.005 & \text{грунта.} \end{aligned}$$

$$T := 240 \quad \text{время использования заземления,}$$

$$S_{\text{ср}} := a_3 \cdot \ln(T)^3 + a_2 \cdot \ln(T)^2 - a_1 \cdot \ln(T) + a_0 \quad S_{\text{ср}} = 0.932$$

$$F_{\text{кор}} := 3.14 \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d_{\text{пр\_гор}} + S_{\text{ср}}) \quad F_{\text{кор}} = 31.6 \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{min}} := F_{\text{кор}} + F_{\text{ТС}} \quad F_{\text{min}} = 39.0 \text{ мм}^2 \quad F_{\text{мехпроч}} := 78. \text{ мм}^2$$

т.к.  $F_{\text{мехпроч}}$  больше  $F_{\text{min}}$ , то условие выполняется.

$$H := 1.6 \quad \text{для четвертой климатической зоны толщина слоя сезонных изменений грунта, (м).}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет молниезащиты в ПВК MathCad 15

$h_{\text{верт}} := 0.8$  глубина заложения верхнего конца вертикального прутка, (м).

$d_{\text{верт}} := 12$  диаметр вертикального прутка, (мм).

$l_{\text{верт}} := 5$  длина вертикального прутка, (м).

**5. Рассчитываем общую длину горизонтальных полос (м).**

$a_{\text{гор}} := 6$  расстояние между полосами сетки, (м).

$$w := \frac{B}{a_{\text{гор}}} \quad w = 4.5 \quad \underline{w} := 5 \quad w' := \frac{A}{a_{\text{гор}}} \quad w' = 12.333 \quad \underline{w'} := 11$$

$$L_{\text{гор}} := A \cdot w + B \cdot w' \quad L_{\text{гор}} = 667$$

Уточняется длина горизонтальных полос квадратичной модели, (м):

$$l_{\text{гор}} := \sqrt{S} \quad l_{\text{гор}} = 48.062$$

Определяем число ячеек:

$$\underline{m} := \frac{L_{\text{гор}}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad \underline{m} := 6.254 \quad \underline{m} := 7$$

Определяем длину стороны ячейки:

$$L_{\text{ячейки}} := \frac{\sqrt{S}}{m} \quad L_{\text{ячейки}} = 6.866$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$\underline{L} := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad L = 768.999$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n'_{\text{в}} := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{12} \quad n'_{\text{в}} = 16.021$$

принимаем количество вертикальных электродов

$$n_{\text{в}} := 17$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет молниезащиты в ПВК MathCad 15

Определяем стационарное сопротивление заземлителя для обоих слоев грунта, (Ом):

$$\frac{l_{\text{верт}}}{\sqrt{S}} = 0.104 \quad \text{следовательно} \quad A' := 0.1$$
$$R_{1s} := \rho_1 \cdot \left( \frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_{\text{верт}}} \right) \quad R_{1s} = 0.198$$
$$R_{2s} := \rho_2 \cdot \left( \frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_{\text{верт}}} \right) \quad R_{2s} = 0.159$$

Находим импульсный коэффициент для обоих слоев

$$\alpha_{и1} := \sqrt{\frac{1500\sqrt{S}}{(\rho_1 + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad \alpha_{и1} = 1.376$$
$$\alpha_{и2} := \sqrt{\frac{1500\sqrt{S}}{(\rho_2 + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad \alpha_{и2} = 1.398$$

Рассчитываем импульсное сопротивление заземлителя,

$$R_{и1} := R_{1s} \cdot \alpha_{и1} \quad R_{и1} = 0.273$$
$$R_{и2} := R_{2s} \cdot \alpha_{и2} \quad R_{и2} = 0.22$$

## 2. Расчет молниезащиты

### 1. Защита на уровне земли и первого защищаемого объекта

$H_{\text{мв}}$  := 25 высота молниеотвода, (м)

Расстояние между молниеотводами 1 и 2, (м)

$L_{M12}$  := 77

$h_{1i}$  := 11 высота защищаемого объекта, (м).

Эффективная высота молниеотвода, (м):

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет молниезащиты в ПВК MathCad 15

$$h_{\text{эф1}} := 0.85 \cdot H \qquad h_{\text{эф1}} = 21.3$$

Половина ширины внутренней

$$r_{o1} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \qquad r_{o1} = 26.3$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):  $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{co1} := r_{o1} \qquad r_{co1} = 26.3$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{1c.g.} := h_{\text{эф1}} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M12} - H) \qquad h_{1c.g.} = 12.0$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{1cx} := r_{co1} \cdot \frac{h_{1c.g.} - h_{1i}}{h_{1c.g.}} \qquad r_{1cx} = 2.2$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1x} := r_{o1} \cdot \left( 1 - \frac{h_{1i}}{h_{\text{эф1}}} \right) \qquad r_{1x} = 12.7$$

Расстояние между молниеотводами 2 и 3, (м)

$$L_{M23} := 62$$

$h_{2i} := 11$  высота защищаемого объекта, (м).

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{\text{эф2}} := 0.85 \cdot H \qquad h_{\text{эф2}} = 21.3$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o2} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \qquad r_{o2} = 26.3$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):  $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{co2} := r_{o2} \qquad r_{co2} = 26.3$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{2c.g.} := h_{\text{эф2}} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M23} - H) \qquad h_{2c.g.} = 14.7$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет молниезащиты в ПВК MathCad 15

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{2cx} := r_{co2} \cdot \frac{h_{2c.г.} - h_{2i}}{h_{2c.г.}} \quad r_{1cx} = 2.2$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{2x} := r_{o2} \cdot \left( 1 - \frac{h_{2i}}{h_{эф2}} \right) \quad r_{2x} = 12.7$$

2 случай

$$h_{2cx} := h_{эф2} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L_{M23} - H) = 14.682$$

$$r_{co2} := r_{co2} \cdot \left[ 1 - \frac{0.2 \cdot (L_{M23} - 2 \cdot H)}{H} \right] = 23.73$$

Расстояние между молниеотводами 3 и 4, (м)

$$L_{M34} := 66.5$$

$h_{3i} := 11$  высота защищаемого объекта, (м).

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{эф3} := 0.85 \cdot H \quad h_{эф3} = 21.3$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o3} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \quad r_{o3} = 26.3$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):  $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{co3} := r_{o3} \quad r_{co3} = 26.3$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{3c.г.} := h_{эф3} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M34} - H) \quad h_{2c.г.} = 14.7$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет молниезащиты в ПВК MathCad 15

$$r_{cx3} := r_{co2} \cdot \frac{h_{3c.g.} - h_{3i}}{h_{3c.g.}} = 5.452 \quad r_{cx3} = 5.5$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{3x} := r_{o2} \cdot \left( 1 - \frac{h_{3i}}{h_{эф3}} \right) \quad r_{3x} = 12.7$$

2 случай

$$h_{3cx} := h_{эф3} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L_{M34} - H) = 13.884$$

$$r_{co3} := r_{co3} \cdot \left[ 1 - \frac{0.2 \cdot (L_{M34} - 2 \cdot H)}{H} \right] = 22.785$$

Расстояние между молниеотводами 4 и 5, (м)

$$L_{M45} := 61.039$$

$$h_{4i} := 11 \quad \text{высота защищаемого объекта, (м).}$$

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{эф4} := 0.85 \cdot H \quad h_{эф4} = 21.3$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o4} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \quad r_{o4} = 26.3$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):  $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{co4} := r_{o4} \quad r_{co4} = 26.3$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{4c.g.} := h_{эф4} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M45} - H) \quad h_{4c.g.} = 14.9$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{cx4} := r_{co4} \cdot \frac{h_{4c.g.} - h_{4i}}{h_{4c.g.}} = 6.81 \quad r_{cx4} = 6.8$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет молниезащиты в ПВК MathCad 15

Радиус внутренней зоны:

$$r_{4x} := r_{o4} \cdot \left( 1 - \frac{h_{4i}}{h_{эф4}} \right) \quad r_{4x} = 12.7$$

2 случай

$$h_{4cx} := h_{эф4} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L_{M45} - H) = 14.853$$

$$r_{co4} := r_{co4} \cdot \left[ 1 - \frac{0.2 \cdot (L_{M45} - 2 \cdot H)}{H} \right] = 23.932$$

Расстояние между молниеотводами 5 и 6, (м)

$$L_{M56} := 63$$

$h_{5i} := 11$  высота защищаемого объекта, (м).

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{эф5} := 0.85 \cdot H \quad h_{эф5} = 21.3$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o5} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \quad r_{o5} = 26.3$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):  $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{co5} := r_{o4} \quad r_{co5} = 26.3$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{5c.г.} := h_{эф5} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M56} - H) \quad h_{5c.г.} = 14.5$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{cx5} := r_{co5} \cdot \frac{h_{5c.г.} - h_{5i}}{h_{5c.г.}} = 6.343 \quad r_{cx5} = 6.3$$

Радиус внутренней зоны:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет молниезащиты в ПВК MathCad 15

$$r_{5x} := r_{o4} \cdot \left( 1 - \frac{h_{4i}}{h_{эф4}} \right) \quad r_{5x} = 12.7$$

2 случай

$$h_{5cx} := h_{эф5} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L_{M56} - H) = 14.505$$

$$r_{co5} := r_{co5} \cdot \left[ 1 - \frac{0.2 \cdot (L_{M56} - 2 \cdot H)}{H} \right] = 23.52$$

Расстояние между молниеотводами  $b$  и  $l$ , (м)

$$L_{M61} := 63$$

$h_{6i} := 11$  высота защищаемого объекта, (м).

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{эф6} := 0.85 \cdot H \quad h_{эф6} = 21.3$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o6} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \quad r_{o6} = 26.3$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):  $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{co6} := r_{o6} \quad r_{co6} = 26.3$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{6с.г.} := h_{эф6} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M61} - H) \quad h_{6с.г.} = 14.5$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{cx6} := r_{co6} \cdot \frac{h_{6с.г.} - h_{6i}}{h_{6с.г.}} = 6.343 \quad r_{cx6} = 6.3$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{6x} := r_{o4} \cdot \left( 1 - \frac{h_{4i}}{h_{эф4}} \right) \quad r_{6x} = 12.7$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет молниезащиты в ПВК MathCad 15

2 случай

$$h_{бсх} := h_{эф6} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L_{м61} - H) = 14.505$$

$$r_{с06} := r_{с06} \cdot \left[ 1 - \frac{0.2 \cdot (L_{м61} - 2 \cdot H)}{H} \right] = 23.52$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Д  
Расчет релейной защиты

Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора на терминале  
RET 670

1. Расчет уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$I_{3фК1} := 1.458 \quad \text{кА}$$

$$I_{пВН} := 158.144 \quad \text{А}$$

$$I_{КЗвнештах} := \frac{I_{3фК1} \cdot 10^3}{I_{пВН}} = 9.219 \quad \text{А}$$

Определяем уставку дифференциальной отсечки при КЗ на стороне  
НН по условию:

$$1.2 \cdot 0.7 \cdot I_{КЗвнештах} = 7.744 \quad \text{А}$$

Принимаем уставку  $I_{диф}/I_{ном}=7,8$

Расчет уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-2)

Определяем базовую уставку  $I_{д1}/I_{ном}=0.4$

Определяем дифференциальный ток, вызванный протеканием  
по защищаемому трансформатору сквозного тока

$$I_{диф} := 1.3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0.1 + 0.16 + 0.04) \cdot 0.158 = 0.082 \quad \text{кА}$$

Определяем тормозной ток

$$I_{Торм} := 0.158 \cdot \sqrt{1 - (2 \cdot 1 \cdot 0.1 + 0.16 + 0.04)} = 0.077 \quad \text{кА}$$

Определяем расчетный коэффициент торможения

Первичные токи

$$S_T := 63000 \quad \text{кВА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

$$I_{\text{пВН}} := \frac{S_{\text{T}}}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158.144 \quad \text{А} \quad I_{\text{пНН}} := \frac{S_{\text{T}}}{\sqrt{3} \cdot 11} = 3.307 \times 10^3 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{ном.в.НН}} := \frac{I_{\text{пНН}}}{\frac{1000}{5}} = 16.533 \quad \text{А}$$

Принимаем уставку  $K_{\text{торм}}=75\%$

Определяем значение первой точки излома

$$I_{\text{T1}} := 0.4 \cdot \frac{100}{75} = 0.533 \quad \text{кА}$$

Определяем первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения

$$I_{\text{пВН}} = 158.144 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{с.з}} := I_{\text{пВН}} \cdot 0.4 = 63.258 \quad \text{А}$$

Определяем коэффициент чувствительности

$$I_{2\phi_{\text{К1}}} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{3\phi_{\text{К1}}} = 1.263 \quad \text{кА}$$

$$K_{\text{чз}} := \frac{I_{2\phi_{\text{К1}}} \cdot 10^3}{I_{\text{с.з}}} = 19.961$$

Чувствительность защиты соответствует требованиям ПУЭ.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### Расчет в ПВК RastrWin 3

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Рай...	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta	Тер...
1			База	1	Г1 АТЭЦ	10					41.6	28.5	10.5	-500.0	500.0		10.50		
2			Ген	2	Г2 АТЭЦ	10					80.0	29.5	10.5	-500.0	500.0		10.50	2.09	
3			Нагр	3	ВН АТЭЦ	110											112.30	-2.22	
4			Нагр	4	ВН Муравейка	110											110.83	-2.74	
5			Нагр	5	НН Т1 Муравейка	6			1.7	0.7							6.23	-3.40	
6			Нагр	6	НН Т2 Муравейка	6			2.3	0.9							6.16	-3.67	
7			Нагр	7	ВН Океан	110			1.9	0.8							110.64	-2.80	
8			Нагр	10	ВН Горноста́й	110			5.0	2.0							110.54	-2.83	
9			Нагр	13	СН Зеленый угол	110			50.0	10.0							110.24	-2.86	
10			Нагр	21	ВН Мингородок	110			10.3	4.1							110.15	-2.83	
11			Нагр	24	ВН 1Р	110			12.7	3.8							110.13	-2.67	
12			Ген	63	Г1 Т1 Восточная ...	10					46.5	27.2	10.5	-23.2	46.5		10.50	1.93	
13			Ген	64	Г2 Т2 Восточная ...	10					46.5	27.2	10.5	-23.5	46.5		10.50	1.93	
14			Ген	65	Г3 Т3 Восточная ...	10					46.5	27.2	10.5	-23.5	46.5		10.50	1.93	
15			Нагр	66	ВН Восточная ТЭЦ	110											110.18	-2.57	
16			Нагр	27	ВН Стройиндустрия	110			11.6	4.6							109.84	-2.68	
17			Нагр	30	ВН 2Р	110			13.1	5.2							109.61	-2.71	
18			Нагр	33	ВН Бурун	110											109.58	-2.72	
19			Нагр	34	Бурун Т1 Нейтраль	110											105.96	-6.72	
20			Нагр	35	Бурун Т1 СН	35			13.2	5.3							35.46	-6.70	
21			Нагр	36	Бурун Т1 НН	6			9.8	4.0							6.02	-7.83	
22			Нагр	37	Бурун Т2 Нейтраль	110											106.26	-6.39	
23			Нагр	38	Бурун Т2 СН	35			12.0	4.8							35.57	-6.37	
24			Нагр	39	Бурун Т2 НН	6			9.2	3.8							6.01	-7.43	
25			Нагр	40	Отпайка 2р-котел...	110											109.01	-2.66	
26			Нагр	41	ВН 2р-котельная	110			3.9	2.7							109.53	-2.72	
27			Нагр	45	ВН Волна	110			5.6	3.4							108.07	-2.56	
28			Нагр	48	ВН Чайка	110											111.42	-2.52	
29			Нагр	49	Чайка Т1 Нейтраль	110											105.01	-9.14	
30			Нагр	50	Чайка Т1 СН	35			9.6	3.8							35.10	-9.08	
31			Нагр	51	Чайка Т1 НН	6			5.7	2.3							5.91	-10.66	
32			Нагр	52	Чайка Т2 Нейтраль	110											106.37	-8.02	
33			Нагр	53	Чайка Т2 СН	35			7.2	2.6							35.57	-7.99	
34			Нагр	54	Чайка Т2 НН	6			5.7	2.3							5.99	-9.51	
35			Нагр	55	ВН Спутник	110											111.44	-2.51	
36			Нагр	56	Спутник Т1 Нейтр...	110											107.12	-7.15	
37			Нагр	57	Спутник Т1 СН	35			7.7	3.0							35.85	-7.12	
38			Нагр	58	Спутник Т1 НН	6			9.4	3.7							6.02	-8.81	
39			Нагр	59	Спутник Т2 Нейтр...	110											108.04	-6.38	
40			Нагр	60	Спутник Т2 СН	35			6.7	2.4							36.16	-6.36	
41			Нагр	61	Спутник Т2 НН	6			7.7	3.0							6.09	-7.72	
42			Нагр	62	ВН Промузел	110			17.2	7.0							111.61	-2.46	
43			Нагр	100	ОРУ 220 АТЭЦ	220											216.05	-2.56	
44			Нагр	101	Нейтраль Т1 ОРУ ...	220											213.48	-2.22	
45			Нагр	102	Нейтраль Т2 ОРУ ...	220											213.48	-2.22	
46			Нагр	300	ОРУ 220 ПС Зеле...	220											216.05	-2.56	
47			Нагр	301	Нейтраль Т1 ОРУ ...	220											209.60	-2.88	
48			Нагр	306	ОРУ 220 ВТЭЦ 2	220											216.05	-2.56	
49			Нагр	307	Нейтраль Т1 ОРУ ...	220											216.07	-2.56	
50			Нагр	309	СН Т1 ОРУ ВТЭЦ 2	110											113.65	-2.56	
51			Нагр	310	Нейтраль Т2 ОРУ ...	220											209.60	-2.88	
52			Нагр	311	Нейтраль Т2 ОРУ ...	220											216.07	-2.56	
53			Нагр	312	СН Т2 ОРУ ВТЭЦ 2	110											113.65	-2.56	
54			Нагр	313	ВН 220 Волна	220											216.06	-2.56	

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N...	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_...	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I зарг.
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	5			ВН Муравейка - НН Т...	4.38	86.70	8.5	0.056			-2	-1		10	
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	6			ВН Муравейка - НН Т...	4.38	86.70	8.5	0.056			-2	-1		13	
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	34			ВН Бурун - Бурун Т1 ...	0.80	35.50	18.2	1.000			-23	-12		136	
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	35			Бурун Т1 Нейтраль - ...	0.80			0.335			-13	-5		78	
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	36			Бурун Т1 Нейтраль - ...	0.80	22.30		0.057			-10	-4		58	
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	37			ВН Бурун - Бурун Т2 ...	0.80	35.50	18.2	1.000			-21	-11		126	
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	38			Бурун Т2 Нейтраль - ...	0.80			0.335			-12	-5		70	
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	39			Бурун Т2 Нейтраль - ...	0.80	22.30		0.057			-9	-4		54	
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	48	49			ВН Чайка - Чайка Т1 ...	2.60	88.90	12.1	1.000			-15	-9		92	
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	49	50			Чайка Т1 Нейтраль - ...	2.60			0.335			-10	-4		57	
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	49	51			Чайка Т1 Нейтраль - ...	2.60	52.00		0.057			-6	-2		34	
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	48	52			ВН Чайка - Чайка Т2 ...	2.60	88.90	12.1	1.000			-13	-7		76	
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	52	53			Чайка Т2 Нейтраль - ...	2.60			0.335			-7	-3		42	
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	52	54			Чайка Т2 Нейтраль - ...	2.60	52.00		0.057			-6	-2		34	
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	55	56			ВН Спутник - Спутник...	1.50	56.90	12.1	1.000			-17	-9		100	
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	56	57			Спутник Т1 Нейтраль...	1.50			0.335			-8	-3		45	
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	56	58			Спутник Т1 Нейтраль...	1.50	35.70		0.057			-9	-4		55	
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	55	59			ВН Спутник - Спутник...	1.50	56.90	12.1	1.000			-14	-7		83	
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	59	60			Спутник Т2 Нейтраль...	1.50			0.335			-7	-2		38	
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	59	61			Спутник Т2 Нейтраль...	1.50	35.70		0.057			-8	-3		45	
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	1			ВН АТЭЦ - Г1 АТЭЦ	0.37	12.30	46.9	0.091			41	26		250	
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	2			ВН АТЭЦ - Г2 АТЭЦ	0.37	12.30	46.9	0.091			80	22		425	
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	4			ВН АТЭЦ - ВН Мурав...	2.87	9.68	-67.1				-15	-12		104	13.2
24	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	7			ВН Муравейка - ВН О...	0.44	1.49	-10.4				-11	-11		82	10.4
25	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	10			ВН Океан - ВН Горно...	0.26	0.89	-6.2				-9	-10		72	9.2
26	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	21			СН Зеленый угол - В...	0.40	1.36	-9.4				2	-8		44	5.6
27	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	21	24			ВН Мингородок - ВН 1Р	0.78	2.64	-18.3				12	-4		67	8.5
28	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	66			СН Зеленый угол - В...	0.41	1.40	-9.7				38	-16		219	27.8
29	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	24	66			ВН 1Р - ВН Восточная...	0.23	0.79	-5.5				25	0		130	16.5
30	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	66	27			ВН Восточная ТЭЦ - ...	0.45	1.51	-10.5				-20	-19		145	18.5
31	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	33			ВН 2Р - ВН Бурун	0.01	0.04	-0.3				-52	-65		437	55.6
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	41			ВН Бурун - ВН 2р-кот...	0.07	0.22	-1.5				-6	-25		135	17.1
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	40			ВН Бурун - Отпайка 2...	1.02	3.44	-23.9				-2	-18		95	12.0
34	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	40	41			Отпайка 2р-котельна...	0.74	2.49	-17.3				2	22		118	15.1
35	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	40	45			Отпайка 2р-котельна...	0.74	2.49	-17.3				-3	-40		214	27.2
36	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	45	48			ВН Волна - ВН Чайка	3.00	10.12	-70.2				11	33		185	23.6
37	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	62	3			ВН Промузел - ВН АТ...	0.23	0.79	-5.5				88	71		587	74.6
38	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	48	55			ВН Чайка - ВН Спутник	0.01	0.04	-0.3				39	49		324	41.1
39	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	55	62			ВН Спутник - ВН Про...	0.07	0.22	-1.5				71	64		495	63.0
40	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	10			СН Зеленый угол - В...	1.02	3.44	-23.9				4	8		50	6.3
41	<input type="checkbox"/>		Тр-р	66	63			ВН Восточная ТЭЦ - ...	0.87	22.00	31.0	0.091			46	22		269	
42	<input type="checkbox"/>		Тр-р	66	65			ВН Восточная ТЭЦ - ...	0.87	22.00	31.0	0.091			46	22		269	
43	<input type="checkbox"/>		Тр-р	66	64			ВН Восточная ТЭЦ - ...	0.87	22.00	31.0	0.091			46	22		269	
44	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	66			ВН 2Р - ВН Восточная...	0.23	0.79	-5.5				55	64		443	
45	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	30			ВН Стройиндустрия - ...	0.45	1.51	-10.5				-9	-14		88	
46	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	45	30			ВН Волна - ВН 2Р	0.87	22.00	31.0				-1	7		42	
47	<input type="checkbox"/>		Тр-р	100	101			ОРУ 220 АТЭЦ - Нейт...	0.30	30.40	18.9	1.000			9	-19		56	
48	<input type="checkbox"/>		Тр-р	101	3			Нейтраль Т1 ОРУ 220...	0.30			0.526			9	-18		54	
49	<input type="checkbox"/>		Тр-р	100	102			ОРУ 220 АТЭЦ - Нейт...	0.30	30.40	18.9	1.000			9	-19		56	
50	<input type="checkbox"/>		Тр-р	102	3			Нейтраль Т2 ОРУ 220...	0.30			0.526			9	-18		54	
51	<input type="checkbox"/>		Тр-р	300	301			ОРУ 220 ПС Зеленый ...	1.40	104.00	6.0	1.000			-3	-14		37	
52	<input type="checkbox"/>		Тр-р	301	13			Нейтраль Т1 ОРУ 220...	1.40			0.526			-3	-13		36	
53	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	100	306			ОРУ 220 АТЭЦ - ОРУ ...	0.01	0.04	-0.3				-4	17		48	
54	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	306	300			ОРУ 220 ВТЭЦ 2 - ОР...	0.01	0.04	-0.3				-3	19		51	

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	N_I(t)	Tс	Идоп_25	I_доп...	Идоп_...	I/I_доп
1	3	4	ВН АТЭЦ - ВН Мурав...	101	104	ВН	✓	1		610.0		786.9	13.2
2	4	7	ВН Муравейка - ВН О...	81	82	ВН	✓	1		610.0		786.9	10.4
3	7	10	ВН Океан - ВН Горно...	72	72	ВН	✓	1		610.0		786.9	9.2
4	13	21	СН Зеленый угол - В...	43	44	ВН	✓	1		610.0		786.9	5.6
5	21	24	ВН Мингородок - ВН 1Р	67	67	ВН	✓	1		610.0		786.9	8.5
5	13	66	СН Зеленый угол - В...	219	219	ВН	✓	1		610.0		786.9	27.8
7	24	66	ВН 1Р - ВН Восточная...	130	130	ВН	✓	1		610.0		786.9	16.5
3	66	27	ВН Восточная ТЭЦ - ...	145	145	ВН	✓	1		610.0		786.9	18.5
9	30	33	ВН 2Р - ВН Бурун	437	437	ВН	✓	1		610.0		786.9	55.6
10	33	41	ВН Бурун - ВН 2р-кот...	135	135	ВН	✓	1		610.0		786.9	17.1
11	33	40	ВН Бурун - Отпайка 2...	93	95	ВН	✓	1		610.0		786.9	12.0
12	40	41	Отпайка 2р-котельна...	118	117	ВН	✓	1		610.0		786.9	15.1
13	40	45	Отпайка 2р-котельна...	213	214	ВН	✓	1		610.0		786.9	27.2
14	45	48	ВН Волна - ВН Чайка	185	181	ВН	✓	1		610.0		786.9	23.6
15	62	3	ВН Промузел - ВН АТ...	587	587	ВН	✓	1		610.0		786.9	74.6
16	48	55	ВН Чайка - ВН Спутник	324	324	ВН	✓	1		610.0		786.9	41.1
17	55	62	ВН Спутник - ВН Про...	495	495	ВН	✓	1		610.0		786.9	63.0
18	13	10	СН Зеленый угол - В...	50	48	ВН	✓	1		610.0		786.9	6.3

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N...	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N...	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I зар.
40	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	10			СН Зеленый угол - В...	1.02	3.44	-23.9				4	8		50	6.3
41	<input type="checkbox"/>		Тр-р	66	63			ВН Восточная ТЭЦ - ...	0.87	22.00	31.0	0.091			46	22		269	
42	<input type="checkbox"/>		Тр-р	66	65			ВН Восточная ТЭЦ - ...	0.87	22.00	31.0	0.091			46	22		269	
43	<input type="checkbox"/>		Тр-р	66	64			ВН Восточная ТЭЦ - ...	0.87	22.00	31.0	0.091			46	22		269	
44	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	66			ВН 2Р - ВН Восточная...	0.23	0.79	-5.5				55	64		443	
45	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	30			ВН Стройиндустрия - ...	0.45	1.51	-10.5				-9	-14		88	
46	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	45	30			ВН Волна - ВН 2Р	0.87	22.00	31.0				-1	7		42	
47	<input type="checkbox"/>		Тр-р	100	101			ОРУ 220 АТЭЦ - Нейт...	0.30	30.40	18.9	1.000			9	-19		56	
48	<input type="checkbox"/>		Тр-р	101	3			Нейтраль Т1 ОРУ 220...	0.30			0.526			9	-18		54	
49	<input type="checkbox"/>		Тр-р	100	102			ОРУ 220 АТЭЦ - Нейт...	0.30	30.40	18.9	1.000			9	-19		56	
50	<input type="checkbox"/>		Тр-р	102	3			Нейтраль Т2 ОРУ 220...	0.30			0.526			9	-18		54	
51	<input type="checkbox"/>		Тр-р	300	301			ОРУ 220 ПС Зеленый ...	1.40	104.00	6.0	1.000			-3	-14		37	
52	<input type="checkbox"/>		Тр-р	301	13			Нейтраль Т1 ОРУ 220...	1.40			0.526			-3	-13		36	
53	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	100	306			ОРУ 220 АТЭЦ - ОРУ ...	0.01	0.04	-0.3				-4	17		48	
54	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	306	300			ОРУ 220 ВТЭЦ 2 - ОР...	0.01	0.04	-0.3				-3	19		51	
55	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	313	300			ВН 220 Волна - ОРУ 2...	0.01	0.04	-0.3				-3	-46		124	
56	<input type="checkbox"/>		Тр-р	306	307			ОРУ 220 ВТЭЦ 2 - Не...	0.30	30.40	18.9	1.000			0	-1		2	
57	<input type="checkbox"/>		Тр-р	307	309			Нейтраль Т1 ОРУ ВТ...	0.30			0.526			0	0		0	
58	<input type="checkbox"/>		Тр-р	300	310			ОРУ 220 ПС Зеленый ...	1.40	104.00	6.0	1.000			-3	-14		37	
59	<input type="checkbox"/>		Тр-р	310	13			Нейтраль Т2 ОРУ 220...	1.40			0.526			-3	-13		36	
60	<input type="checkbox"/>		Тр-р	306	311			ОРУ 220 ВТЭЦ 2 - Не...	0.30	30.40	18.9	1.000			0	-1		2	
61	<input type="checkbox"/>		Тр-р	311	312			Нейтраль Т2 ОРУ ПС ...	0.30			0.526			0	0		0	
62	<input type="checkbox"/>		Тр-р	313	45			ВН 220 Волна - ВН Во...				0.500			7	77		207	
63	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	313	314			ВН 220 Волна - ОРУ 2...	0.01	0.04	-0.3				-5	-31		83	
64	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	314	315			ОРУ 220 Владивосток...	0.01	0.04	-0.3				-5	-31		83	
65	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	315	100			ВН 220 Аэропорт - О...	0.01	0.04	-0.3				13	-21		66	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

