

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

« ____ » _____ 20__ г.

Н.В. Савина

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Лесная

Исполнитель

студент группы 842-об2

подпись, дата

Р. И. Стрельцов

Руководитель

канд.техн.наук, доцент

подпись, дата

А. А. Казакул

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Н.Козлов

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента СТРЕЛЬЦОВА Романа Игоревича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Лесная

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 29.07.2022

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема сети Приморского края, перечень потребителей, нормативно – справочная литература.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования. 2. Разработка вариантов подключения. 3. Расчет токов короткого замыкания. 4. Выбор и проверка оборудования 5. Молниезащита.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 1. Схема существующей сети.

2. Варианты подключения 1 и 2. 3. Варианты подключения 3 и 4. 4. Расчет режимов.

5. Однолинейная схема 6. Релейная защита

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

7. Дата выдачи задания 01.02.2022

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

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

Задание принял к исполнению (дата): 01.02.2022 Стр
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 141 с., 24 рисунка, 58 таблиц, 17 источников, 2 приложения.

РЕЖИМ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ОТКЛОНЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, ТОКОВАЯ ЗАГРУЗКА.

В работе спрогнозированы нагрузки, рассчитан существующий режим, предложены 4 варианта присоединения подстанции «Лесная», выбран самый дешевый вариант, рассчитаны токи короткого замыкания, выполнены выбор и проверка оборудования, выполнен расчет молниезащиты, выбраны уставки релейной защиты.

Цель данной выпускной квалификационной работы: спрогнозировать электрические нагрузки; разработать технически осуществимые варианты подключения подстанции Лесная в городе Владивосток к существующей сети Приморского края, рассчитать их режимы и выбрать самый экономичный; выбрать силовые трансформаторы на данной подстанции, сечения и марку кабелей для присоединения подстанции к сети; рассчитать токи короткого замыкания и по ним выбрать коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы, а также уставки срабатывания релейной защиты; выполнить расстановку молниеотводов.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика региона Приморский край	8
1.1 Климатическое описание	8
2 Характеристика источников питания	9
2.1 Восточная ТЭЦ	9
2.2 Артемовская ТЭЦ	9
2.3 Владивостотская ТЭЦ – 2	11
3 Анализ режима существующей сети	14
4 Прогнозирование электрических нагрузок	26
5 Разработка вариантов подключения ПС Лесная к существующей сети	31
5.1 Разработка вариантов	31
5.2 Выбор силовых трансформаторов	35
5.3 Выбор кабельных линий	36
5.4 Расчет режимов по вариантам	37
6 Экономическое сравнение вариантов	87
6.1 Расчет капиталовложений	87
6.2 Расчет потерь электроэнергии	88
6.3 Расчет эксплуатационных издержек	88
6.4 Среднегодовые эксплуатационные затраты	89
7 Безопасность и экологичность	90
7.1 Безопасность	90
7.2 Экологичность	98
7.3 Чрезвычайные ситуации	103
8 Расчет токов короткого замыкания	106
9 Выбор и проверка оборудования	112
9.1 Выбор КРУ	112
9.2 Выбор и проверка выключателей	112
9.3 Выбор и проверка разъединителей	115

9.4 Выбор и проверка трансформатора тока	116
9.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	120
9.6 Выбор трансформатора собственных нужд	121
9.7 Выбор и проверка гибких шин	121
9.8 Выбор и проверка жестких шин	123
9.9 Выбор и проверка ОПН	124
10 Релейная защита и автоматика	125
10.1 Выбор уставок продольной дифференциальной защиты	126
10.2 Выбор уставок дифференциальной отсечки	127
10.3 Выбор уставок токовой отсечки	129
10.4 Защита трансформатора от перегрузок	129
10.5 Газовая защита трансформатора	130
11 Молниезащита и заземление	132
12 Срок окупаемости проекта	134
Заключение	136
Библиографический список	137
Приложение А	139
Приложение Б	140

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ВН – высокое напряжение;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НН – низкое напряжение;
- НП – Нулевая последовательность;
- ОП – Обратная последовательность;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПВК – программно – вычислительный комплекс;
- ПП – Прямая последовательность;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройств электроустановок;
- СН – среднее напряжение;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

В Приморском крае как и в других регионах с каждым годом появляются новые потребители, а у существующих увеличивается потребление электроэнергии. Это связано со строительством новых районов и предприятий.

Цель выпускной квалификационной работы – разработать экономичный вариант подключения подстанции «Лесная»; рассчитать токи короткого замыкания; выбрать оборудование и уставки релейной защиты; рассчитать молниезащиту.

Поставлены следующие задачи:

1. Характеристика региона Приморский;
2. Описание источников питания;
3. Анализ существующего режима;
4. Прогнозирование электрических нагрузок;
5. Разработка вариантов и их техническая и экономическая оценка;
6. Разработка мероприятий для безопасной и экологичной эксплуатации разрабатываемого объекта;
7. Расчет токов короткого замыкания;
8. Выбор и проверка коммутационных аппаратов и измерительных трансформаторов;
9. Разработка молниезащиты;
10. Выбор уставок срабатывания релейной защиты.

В процессе дипломного проектирования использовались программы Microsoft Office 2016, MathCad 15 и RastrWin3.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГИОНА ПРИМОРСКИЙ КРАЙ

1.1 Климатическое описание

Климат умеренный муссонный. Зима сухая и холодная, с ясной погодой, на побережье часто происходят оттепели. Весна продолжительная, с частыми колебаниями температуры. Лето тёплое и влажное, на летние месяцы приходится максимум количества осадков, в некоторых районах до 90 % годовой суммы. Случаются выходы тайфунов, наносящих порой огромный ущерб инфраструктуре и сельскому хозяйству. Осень тёплая, солнечная и сухая. Летом преобладают юго-восточные ветра с Тихого океана, а зимой северо-западные, приносящие холодную, но ясную погоду с континентальных районов.

В Приморском крае четыре района приравнены к районам Крайнего Севера: Дальнегорский, Кавалеровский, Ольгинский и Тернейский, а также посёлок городского типа Восток Красноармейского района, сёла Богуславец, Вострецово, Дальний Кут, Измайлиха, Мельчинское, Таежное и Молодежное Красноармейского района. Включение в список первых трех районов и поселка Терней связано с экономическим (неразвита инфраструктура), а не климатическими условиями.

Район по гололеду – 4, по ветру – 4 (5), количество грозových часов от 20 до 40.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ

2.1 Восточная ТЭЦ

Восточная ТЭЦ (ГТУ—ТЭЦ на площадке ЦПВБ) — тепловая электростанция (ГТУ-ТЭЦ), расположенная в г. Владивосток Приморского края. Одна из самых молодых электростанций на Дальнем Востоке России (введена в эксплуатацию в 2018 году). Собственник — АО «Дальневосточная генерирующая компания», входящее в группу РусГидро.

По конструкции Восточная ТЭЦ 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. Основное оборудование станции включает в себя три газотурбинные установки LM 6000 PF Sprint, производства фирмы General Electric, три котла-утилизатора КУВ-46,4-130, три пиковых водогрейных котла КВ-ГМ-116,3-150 и два паровых котла ТТ-200. Выдача электроэнергии в энергосистему производится через комплектное распределительное устройство (КРУЭ) напряжением 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

КЛ 110 кВ ТЭЦ Восточная — ПС 2Р;

КЛ 110 кВ ТЭЦ Восточная — ПС СИ;

КЛ 110 кВ ТЭЦ Восточная — ПС 1Р;

КВЛ 110 кВ ТЭЦ Восточная — ПС ЗУ.

На рисунке 1 представлена однолинейная схема Восточной ТЭЦ.

2.2 Артемовская ТЭЦ

Артемовская ТЭЦ (рисунок 2) представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 400 МВт, тепловая мощность — 300 Гкал/час. Станция работает по тепловому

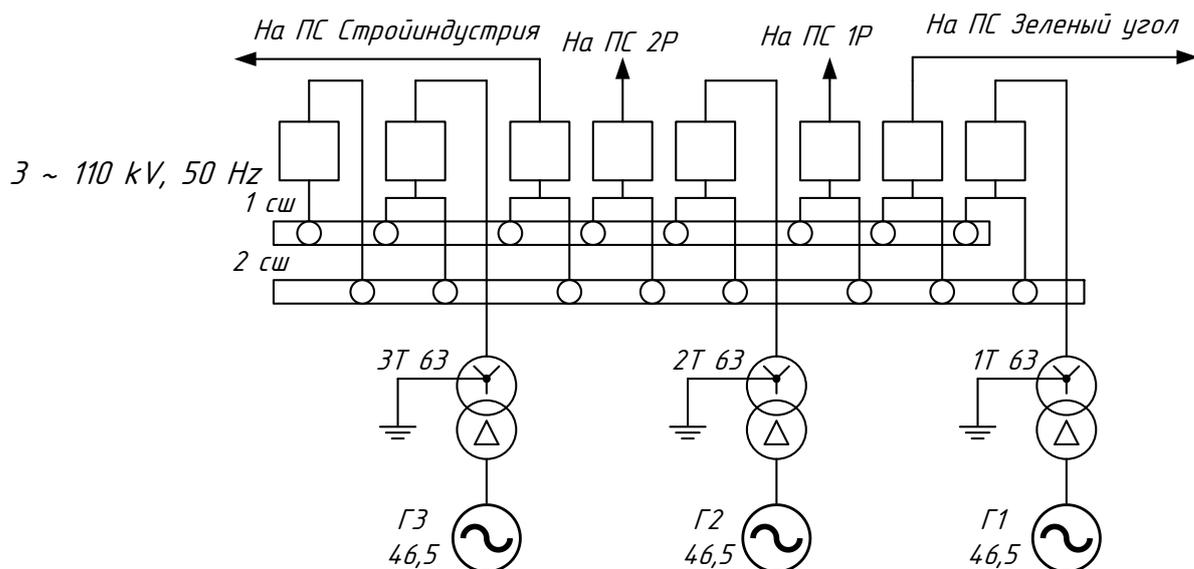


Рисунок 1 – Однолинейная схема Восточной ТЭЦ

графику с конденсационной догрузкой в летний период. Годовое число часов использования установленной электрической мощности составляет 5500-6000 ч. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. В качестве топлива используются каменные угли месторождений Приморского края и угли других регионов: ургальского, черемховского, нерюнгринского, хакасского, кузнецкого, уртуйского. Основное оборудование станции включает 4 турбоагрегата мощностью по 100 МВт:

турбоагрегат № 5 в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100, введён в 2000 году;

турбоагрегат № 6 в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100, введён в 2004 году;

турбоагрегат № 7 в составе турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-100, введён в 1966 году;

турбоагрегат № 8 в составе турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-100, введён в 1967 году.

Пар для турбин (давление 100 кгс/см², температура 530°С) вырабатывают 8 котлоагрегатов БКЗ-220-100ф производительностью 220 т/ч

каждый. Система охлаждения обратная с градирнями, для водоснабжения станции используется водозаборный узел на реке Артёмовка, а также водохранилище на реке Кучелинова падь^[2]. Выдача электроэнергии и мощности станции в энергосистему производится через открытые распределительные устройства (ОРУ) напряжением 220, 110 и 35 кВ по следующим линиям электропередачи:

КВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС Аэропорт;

ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Владивостокская ТЭЦ-2;

ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС Береговая-2;

ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС Уссурийск-1;

ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС Смоляниново-тяговая;

ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС Муравейка;

ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС Шахта-7;

ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС Промузел;

ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС Западная — ПС Кролевцы — ПС Штыково (2 цепи);

ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС Шахтовая;

ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС Птицефабрика;

ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС Мебельная фабрика;

ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС Шкотово;

ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС Суражевка.

На рисунке 2 изображена однолинейная схема Артёмовской ТЭЦ.

2.3 Владивостокская ТЭЦ – 2

Владивостокская ТЭЦ-2 – тепловая электростанция в городе Владивосток, Приморский край. Входит в состав АО «Дальневосточная генерирующая компания» (входит в группу РусГидро), филиал «Приморская генерация». Крупнейшая электростанция Владивостока, играет важную роль в обеспечении электро- и теплоснабжения города.

Владивостокская ТЭЦ-2 представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 497 МВт, тепловая

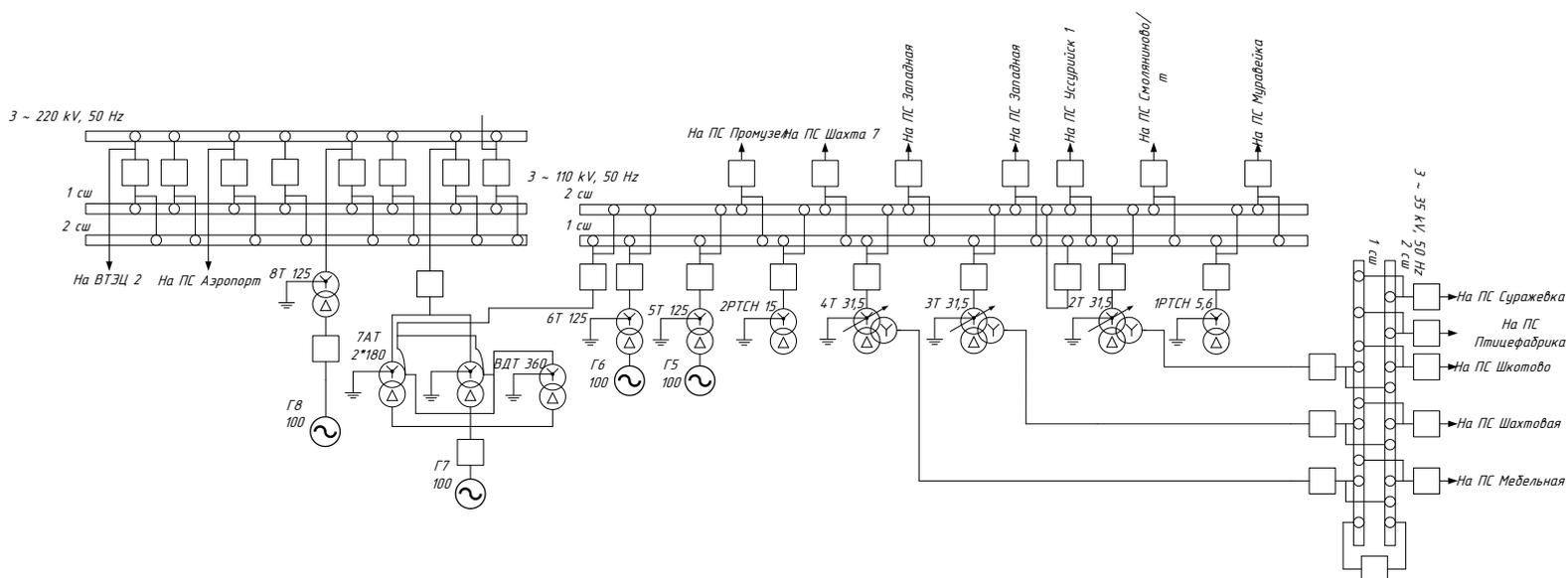


Рисунок 2 – Однолинейная схема Артемовской ТЭЦ

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. Основное оборудование станции включает в себя:.

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

Турбоагрегат № 2 мощностью 98 МВт, в составе турбины Т-98-115 с генератором ТВФ-120-2, введен в 1970 году;

Турбоагрегат № 3 мощностью 105 МВт, в составе турбины Т-105-115 с генератором ТВФ-120-2, введен в 1972 году;

Турбоагрегат № 4 мощностью 109 МВт, в составе турбины Т-109-116 с генератором ТВФ-120-2УЗ, введен в 1975 году;

Турбоагрегат № 5 мощностью 50 МВт, в составе турбины ПР-50(60)-115/13/1,2 с генератором ТВФ-120-2УЗ, введен в 1978 году;

Турбоагрегат № 6 мощностью 55 МВт, в составе турбины ПТ-55-115/13 с генератором ТВФ-120-2УЗ, введен в 1984 году.

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

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

На рисунке 3 представлена схема станции.

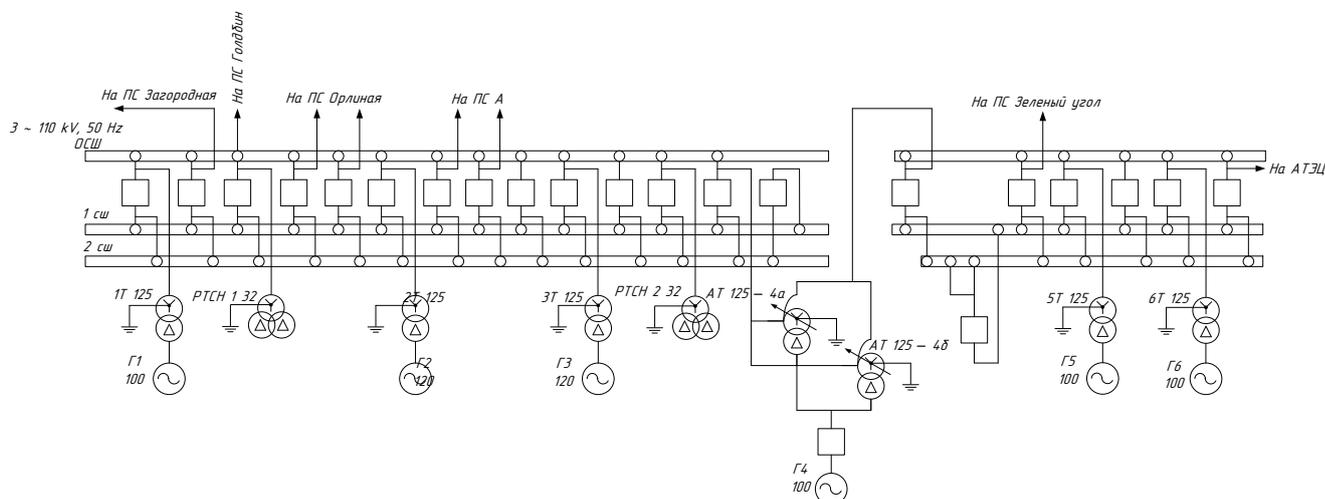


Рисунок 3 – Однолинейная схема ВТЭЦ 2

3 АНАЛИЗ РЕЖИМА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ

Прежде чем рассчитывать существующий режим, необходимо определить параметры схемы замещения. Схема замещения ЛЭП до 35 кВ включительно выглядит следующим образом:



Рисунок 4 – Схема замещения ЛЭП до 35 кВ

Схема замещения ЛЭП 110 – 220 кВ представлена на рисунке 5

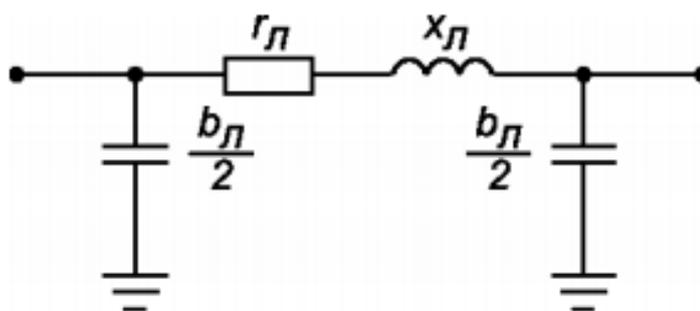


Рисунок 5 – Схема замещения ЛЭП 110 – 220 кВ

Для линий напряжением 220 кВ и выше необходим учитывать активную проводимость. Схема замещения таких линий представляет П – образную схему, которая изображена на рисунке 6.

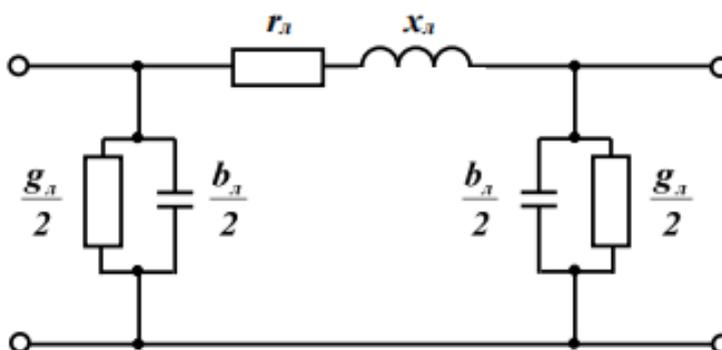


Рисунок 6 – схема замещения ЛЭП напряжением 220 кВ и выше

Комплексное сопротивление линий рассчитывается следующим образом:

$$Z=(r_0+x_0 \cdot i) \cdot l, \quad (1)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии на 1 км, Ом/км;

x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии на 1 км, Ом/км;

l – длина линии, км.

Активная проводимость линий напряжением 220 кВ и выше рассчитывается по следующей формуле:

$$G=g_0 \cdot l, \quad (2)$$

где g_0 – удельная активная проводимость на 1 км, мкСм/км.

Реактивная проводимость вводится со знаком «-» для ЛЭП, так как активно – емкостная нагрузка генерирует реактивную мощность, и вычисляется аналогично активной:

$$B=b_0 \cdot l, \quad (3)$$

где b_0 – удельная реактивная проводимость на 1 км, мкСм/км.

Схема замещения силового двухобмоточного трансформатора представляет собой Г – образную схему, которая изображена на рисунке 7.

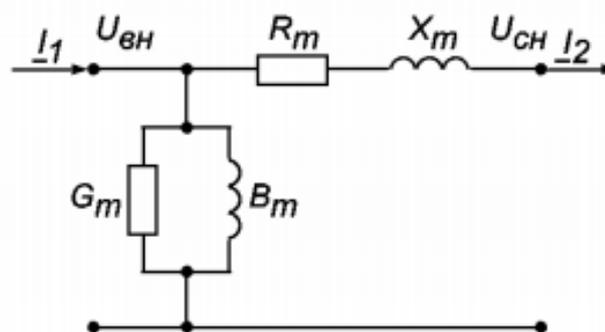


Рисунок 7 – Г – образная схема замещения силового двухобмоточного трансформатора

Трехобмоточный силовой трансформатор и автотрансформатор представляют собой 3-лучевую звезду, сема которой показана на рисунке 8.

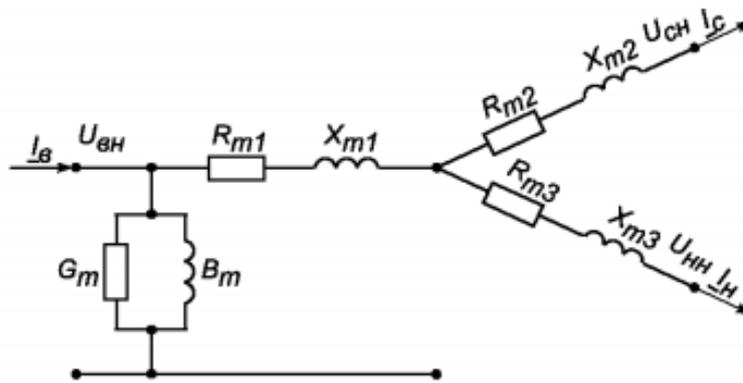


Рисунок 8 – Схема замещения силового трехобмоточного трансформатора и автотрансформатора

Для трансформаторов вводят такие же параметры схемы замещения, как и для линий, но их берут из справочных данных. Также для трансформаторов необходимо рассчитать коэффициенты трансформации. Коэффициент трансформации для двухобмоточного трансформатора:

$$k_{\text{тн}} = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}}, \quad (4)$$

где $U_{\text{нн}}$ – напряжение низкой стороны;

$U_{\text{вн}}$ – напряжение высокой стороны.

Для автотрансформаторов и трехобмоточных нужно вычислить 3 коэффициента трансформации. Коэффициент трансформации между высокой стороной и нейтралью:

$$k_{\text{тнейтр}} = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{вн}}}. \quad (5)$$

Коэффициенты трансформации между высокой и средней:

$$k_{\text{тнейтр}} = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{сн}}}, \quad (6)$$

где $U_{\text{сн}}$ – напряжение средней стороны.

Коэффициент между высоким и низким напряжением вычисляется так же, как для двухобмоточного трансформатора.

Параметры схемы замещения линий сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Параметры схемы замещения линий

Название	Z	G	B
1	2	3	4
1 Р - Мингородок	0.42+J1.04	0	-6,4
2Р 110 - Бурун 110	0.47+J0.84	0	-5,2
2Р 110 - Волна 110	0.23+J0.99	0	-6
2Р 110 - Вост ТЭЦ	0.19+J0.58	0	-413,09
2Р 110 - Отпайка 1 на 1Р/т	0.44+J1.49	0	-36,186
2Р 110 - Стройиндустрия	0.35+J1.48	0	-9,3
2РКот - Волна 110	0.07+J0.22	0	-1,55
А - ВТЭЦ2 110	0.28+J1.21	0	-7,5
А - ВТЭЦ2 110	0.28+J1.21	0	-7,5
Академическая - Ипподром 35	1.08+J1.4	0	-1,46
Амурская - Залив	0.12+J0.41	0	-2,81
Бурун 110 - 2РКот	0.37+J1.6	0	-9,9
Бурун 35 - Академическая	0.69+J1.19	0	0
Волна 110 - Отпайка 2 на 1Р/т	0.5+J1.99	0	-38,56
Волна 110 - Чайка 110	1.49+J3.39	0	-12,73
Волна 220 - ЗУ 220	1.11+J4.89	0,57	-30,12
Вост ТЭЦ - 1 Р	0.08+J0.24	0	-158,69
ВТЭЦ 2 220 - АТЭЦ 220	6.85+J29.99	3,5	-184,536
ВТЭЦ1 - Орлиная	0.17+J0.62	0	-3,83
Горностай - Лазурная	1.77+J5.98	0	-41,48
Залив - отпайка 2 на Голубинку	0.27+J1.17	0	-7,18
ЗУ 110 - А	0.37+J1.35	0	-8,98
ЗУ 110 - А	0.1+J0.38	0	-225,3
ЗУ 110 - Горностай	0.7+J2.35	0	-16,298
ЗУ 220 - ВТЭЦ 2 220	0.41+J1.81	0,211	-11,1
Ипподром 35 - Седанка 35	0.41+J0.58	0	0
Лазурная - Океан	1.82+J6.14	0	-42,57
Мингородок - ЗУ 110	0.23+J0.92	0	-5,947
Муравейка - АТЭЦ 110	1.52+J5.12	0	-35,547
Океан - Муравейка	1.83+J6.16	0	-42,77
Орлиная - отпайка 1 на Голубинку	0.16+J0.58	0	-3,6
Отпайка 1 на 1Р/т - Амурская	0.23+J0.77	0	-5,36
отпайка 1 на Голубинку - ВТЭЦ2 110	0.69+J2.68	0	-208,46
Отпайка 2 на 1Р/т - ВТЭЦ1	0.56+J1.89	0	-13,09
отпайка 2 на Голубинку - ВТЭЦ2 110	0.68+J2.64	0	-208,7

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Промузел - АТЭЦ 110	6.76+J11.02	0	-4,2
Спутник - Промузел	1.61+J2.68	0	-6,8
Стройиндустрия - Вост ТЭЦ	0.35+J1.48	0	-9,27
Чайка 110 - Седанка 110	0.94+J3.16	0	-21,9
Чайка 110 - Спутник	1.63+J2.6	0	-4,8
Чайка 35 - Седанка 35	0.9+J1.14	0	0

Параметры схемы замещения трансформаторов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Параметры схемы замещения трансформаторов

Название	Z	G	B	Кт/г
1	2	3	4	5
Бурун 110 - Нейт	0.9+J30.4	4,76	24,2	1
Нейт - Бурун 6	0.9+J20.7	0	0	0,057
Нейт - Бурун 35	0.9	0	0	0,345
Нейт - Бурун 6	0.9+J20.7	0	0	0,057
Нейт - Бурун 35	0.9	0	0	0,345
Нейт - Ипподром 35	5	0	0	0,335
Нейт - Ипподром 6	5+J82.7	0	0	0,057
Ипподром 110 - Нейт	5+J142.2	1,29	8,32	1
Бурун 110 - Нейт	0.9+J30.4	0	24,2	1
Волна 220 - Волна 110	1.03+J59.2	1,23	11,8	0,526
Волна 220 - Волна 110	1.03+J59.2	1,23	11,8	0,526
ЗУ 220 - ЗУ 110	2.8+J104	0,85	5,95	0,526
ЗУ 220 - ЗУ 110	2.8+J104	0,85	5,95	0,526
Нейт ат 1 - Генератор 1 ВТЭЦ 2	3.2+J13.1	0	0	0,048
Нейт ат 1 - ВТЭЦ2 110	0.48	0	0	0,526
ВТЭЦ 2 220 - Нейт ат 1	0.5+J59.2	2,31	10,7	1
ВТЭЦ 2 220 - Нейт ат 2	0.5+J59.2	2,3	10,7	1
Нейт ат 2 - Генератор 1 ВТЭЦ 2	3.2+J13.1	0	0	0,048
Нейт ат 2 - ВТЭЦ2 110	0.48	0	0	0,526
АТЭЦ 220 - Нейт ат 1 АТЭЦ	0.3+J30.4	2,36	18,9	1
АТЭЦ 220 - Нейт ат 2 АТЭЦ	0.3+J30.4	2,4	18,9	1
Нейт ат 1 АТЭЦ - Генератор 1 АТЭЦ	0.6+J54.2	0	0	0,087
Нейт ат 1 АТЭЦ - АТЭЦ 110	0.3	0	0	0,5
АТЭЦ 110 - Генератор 1 АТЭЦ	0.29+J16.1	5,63	27,32	0,181
Нейт ат 2 АТЭЦ - Генератор 1 АТЭЦ	0.6+J54.2	0	0	0,087
Нейт ат 2 АТЭЦ - АТЭЦ 110	0.3	0	0	0,5
Чайка 110 - Нейт	2.6+J88.9	1,74	12,1	1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Чайка 110 - Нейт	2.6+J88.9	1,74	12,1	1
Нейт - Чайка 6	2.6+J52	0	0	0,057
Нейт - Чайка 35	2.6	0	0	0,3
Нейт - Чайка 6	2.6+J52	0	0	0,057
Нейт - Чайка 35	2.6	0	0	0,3
Седанка 110 - Нейт	2.6+J88.9	1,74	12,1	1
Седанка 110 - Седанка 6	4.38+J86.7	1,44	8,4	0,057
Нейт - Седанка 35	2.6	0	0	0,3
Нейт - Седанка 6	2.6+J52	0	0	0,057

Для выключателей достаточно ввести номер узла начала и конца.

В существующем режиме 55 узлов и 80 ветвей (41 линия, 3 выключателя и 36 ветвей трансформаторов).

Для узлов необходимо вводить номинальное напряжение и мощность генерации, если это генерирующий узел, для нагрузочных узлов необходимо вводить мощность потребления. Генерирующие узлы могут представляться постоянной активной мощностью и постоянным напряжением, но для этого необходимо указать пределы генерации реактивной мощности; либо постоянной активной и реактивной мощностью.

В данной работе генерирующие узлы 27, 32, 37, 41 и 43 представлены постоянной активной мощностью и постоянным напряжением, так как переменная реактивная мощность соответствует реальным условиям работы генераторов.

Для балансирующего узла 40 необходимо указать модуль напряжения и выбрать тип база.

В таблицах 3, 4, 5 представлены результаты расчета существующего нормального режима. На рисунке 9 изображена схема потокораспределения.

Таблица 3 – Отклонения напряжений в нормальном режиме
(существующая сеть)

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, кВ
1	2	3	4
2Р 110	110	106,722	-2,980
Отпайка 1 на 1Р/т	110	106,430	-3,245
Отпайка 2 на 1Р/т	110	106,557	-3,130
Амурская	110	106,285	-3,377
Бурун 110	110	106,586	-3,104
Нейт	110	107,430	-2,336
Бурун 6	6	6,084	1,399
Бурун 35	35	37,073	5,922
Нейт	110	107,412	-2,353
Ипподром 35	35	36,957	5,591
Нейт	110	110,321	0,292
Ипподром 110	110	110,091	0,082
Ипподром 6	6	6,263	4,378
2РКот	110	106,647	-3,048
Волна 110	110	106,648	-3,048
Бурун 110	110	106,654	-3,042
Промузел	110	107,120	-2,618
Лазурная	110	108,031	-1,790
Волна 220	220	220,284	0,129
Океан	110	108,509	-1,355
ЗУ 220	220	220,143	0,065
Муравейка	110	109,274	-0,660
Мингородок	110	107,196	-2,549
ЗУ 110	110	107,375	-2,386
А	110	107,229	-2,519
ВТЭЦ2 110	110	107,000	-2,727
ВТЭЦ1	110	106,533	-3,152
Залив	110	106,227	-3,430
Орлиная	110	106,559	-3,129
Нейт ат 1	220	221,172	0,533
Генератор 1 ВТЭЦ 2	10	10,600	6,000
ВТЭЦ 2 220	220	220,600	0,273
Нейт ат 2	220	221,172	0,533
отпайка 1 на Голубинку	110	106,628	-3,065

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
отпайка 2 на Голубинку	110	106,208	-3,447
АТЭЦ 220	220	222,000	0,909
Стройиндустрия	110	106,828	-2,883
Нейт ат 1 АТЭЦ	220	217,868	-0,969
Генератор 1 АТЭЦ	20	19,500	-2,500
АТЭЦ 110	110	110,000	0,000
Нейт ат 2 АТЭЦ	220	217,868	-0,969
Вост ТЭЦ	110	107,000	-2,727
1 Р	110	107,019	-2,710
Чайка 110	110	106,538	-3,148
Нейт	110	108,204	-1,633
Чайка 6	6	6,146	2,441
Чайка 35	35	36,203	3,437
Нейт	110	108,204	-1,633
Седанка 110	110	106,406	-3,267
Седанка 35	35	35,537	1,534
Нейт	110	108,038	-1,783
Седанка 6	6	6,142	2,374
Спутник	110	106,720	-2,982
Горностай	110	107,544	-2,233
Академическая	35	37,025	5,784

Отклонения напряжений находятся в допустимых пределах.

Таблица 4 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме (существующая сеть)

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{загр.} , %
1	2	3	4
1 Р - Мингородок	163	380	43
2Р 110 - Бурун 110	85	380	22
2Р 110 - Волна 110	142	690	21
2Р 110 - Вост ТЭЦ	361	700	52
2Р 110 - Отпайка 1 на 1Р/т	112	605	18
2Р 110 - Стройиндустрия	51	690	7
2РКот - Волна 110	54	605	9
А - ВТЭЦ2 110	256	690	37

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
А - ВТЭЦ2 110	256	690	37
Академическая - Ипподром 35	26	270	10
Амурская - Залив	104	605	17
Бурун 110 - 2РКот	53	690	8
Бурун 35 - Академическая	26	380	7
Волна 110 - Отпайка 2 на 1Р/т	65	605	11
Волна 110 - Чайка 110	164	340	48
Волна 220 - ЗУ 220	19	690	3
Вост ТЭЦ - 1 Р	98	700	14
ВТЭЦ 2 220 - АТЭЦ 220	0	690	0
ВТЭЦ1 - Орлиная	116	605	19
Горностай - Лазурная	91	605	15
Залив - отпайка 2 на Голубинку	201	690	29
ЗУ 110 - А	97	605	16
ЗУ 110 - А	349	780	45
ЗУ 110 - Горностай	98	605	16
ЗУ 220 - ВТЭЦ 2 220	147	690	21
Ипподром 35 - Седанка 35	0	270	0
Лазурная - Океан	89	605	15
Мингородок - ЗУ 110	236	605	39
Муравейка - АТЭЦ 110	99	605	16
Океан - Муравейка	104	605	17
Орлиная - отпайка 1 на Голубинку	197	605	33
Отпайка 1 на 1Р/т - Амурская	107	605	18
отпайка 1 на Голубинку - ВТЭЦ2 110	230	605	38
Отпайка 2 на 1Р/т - ВТЭЦ1	73	605	12
отпайка 2 на Голубинку - ВТЭЦ2 110	275	605	45
Промузел - АТЭЦ 110	130	340	38
Спутник - Промузел	98	340	29
Стройиндустрия - Вост ТЭЦ	93	700	13
Чайка 110 - Седанка 110	39	605	6
Чайка 110 - Спутник	106	340	31
Чайка 35 - Седанка 35	0	380	0

Линии не перегружаются.

Таблица 5 – Токовая загрузка трансформаторов в нормальном режиме
(существующая сеть)

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{загр.} , %
1	2	3	4
Бурун 110 - Нейт	85	201,1	42
Нейт - Бурун 6	914	3503,2	26
Нейт - Бурун 35	111	608,5	18
Нейт - Бурун 6	961	3503,2	27
Нейт - Бурун 35	97	608,5	16
Нейт - Ипподром 35	26	267	10
Нейт - Ипподром 6	146	891	16
Ипподром 110 - Нейт	0	51	0
Бурун 110 - Нейт	52	201,1	26
Волна 220 - Волна 110	83	597,1	14
Волна 220 - Волна 110	83	597,1	14
ЗУ 220 - ЗУ 110	170	301	56
ЗУ 220 - ЗУ 110	170	301	56
Нейт ат 1 - Генератор 1 ВТЭЦ 2	2608	6568,6	40
Нейт ат 1 - ВТЭЦ2 110	349	597,1	58
ВТЭЦ 2 220 - Нейт ат 1	73	314,1	23
ВТЭЦ 2 220 - Нейт ат 2	73	314,1	23
Нейт ат 2 - Генератор 1 ВТЭЦ 2	2608	6568,6	40
Нейт ат 2 - ВТЭЦ2 110	349	597,1	58
АТЭЦ 220 - Нейт ат 1 АТЭЦ	54	502,6	11
АТЭЦ 220 - Нейт ат 2 АТЭЦ	54	502,6	11
Нейт ат 1 АТЭЦ - Генератор 1 АТЭЦ	1108	10509,7	11
Нейт ат 1 АТЭЦ - АТЭЦ 110	266	955,4	28
АТЭЦ 110 - Генератор 1 АТЭЦ	777	14900	5
Нейт ат 2 АТЭЦ - Генератор 1 АТЭЦ	1108	10509,7	11
Нейт ат 2 АТЭЦ - АТЭЦ 110	266	955,4	28
Чайка 110 - Нейт	28	81,8	35
Чайка 110 - Нейт	28	81,8	35
Нейт - Чайка 6	215	1426	15
Нейт - Чайка 35	45	427,8	10
Нейт - Чайка 6	215	1426	15
Нейт - Чайка 35	45	427,8	10
Седанка 110 - Нейт	14	81,8	17
Седанка 110 - Седанка 6	414	1494	28

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
Нейт - Седанка 35	0	427,8	0
Нейт - Седанка 6	241	1426	17

Трансформаторы не перегружены по току.

По результатам расчета нормального режима существующей сети отклонения напряжения находятся в пределах $\pm 10\%$. Токовая загрузка линий и трансформаторов меньше 100%, значит, реконструкция каких – либо элементов не требуется.

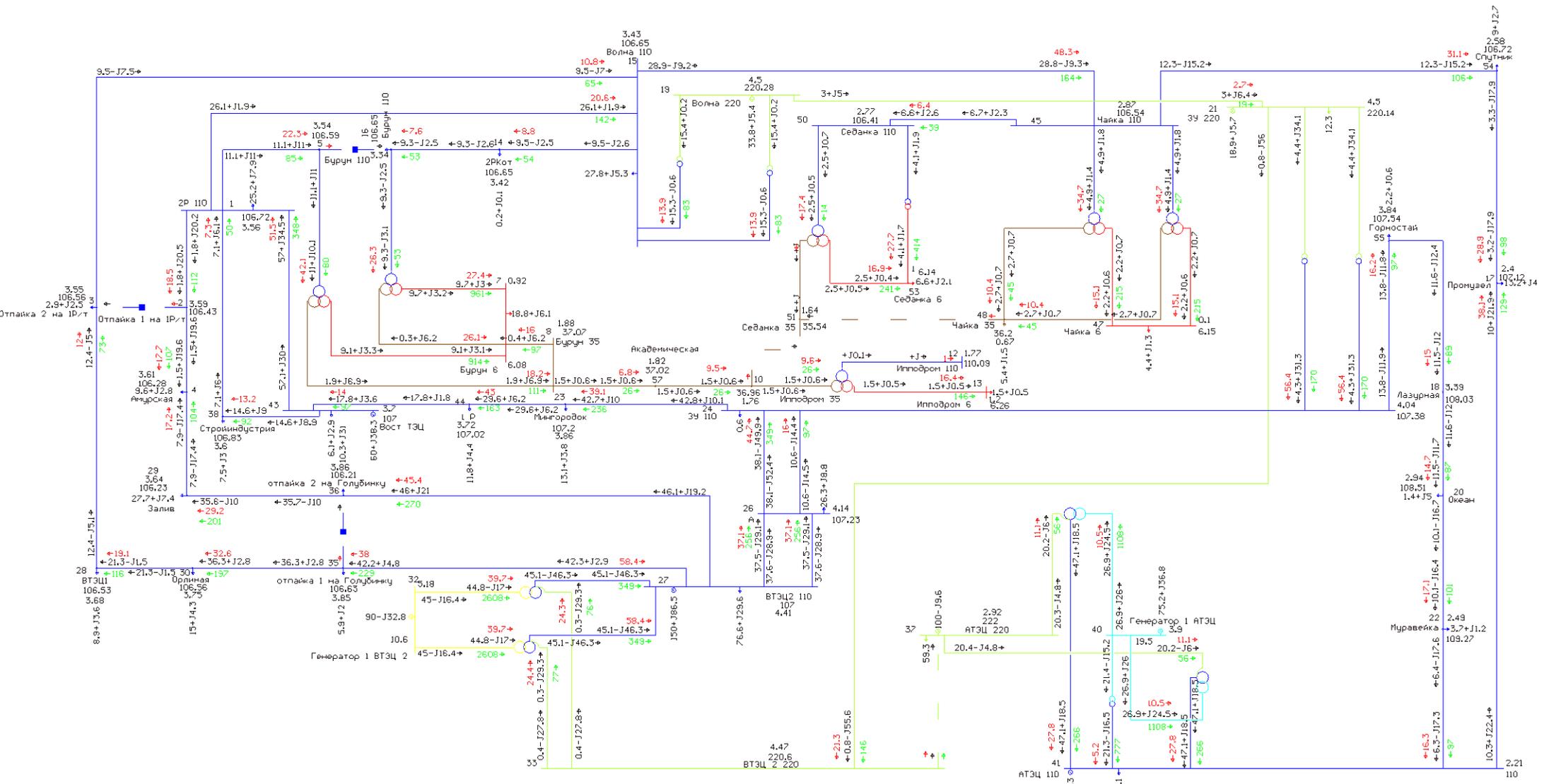


Рисунок 9 – Схема потокораспределения в существующем нормальном режиме

4 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Состояние электрической сети постоянно меняется. Это связано с тем, что электроприемники отключаются от сети либо включаются в нее или изменяются режимы работы. Все это приводит к изменению величины электрических нагрузок.

Особенно такие изменения хорошо видны в промышленных распределительных сетях, где наблюдается резкое изменение состояния электроприемников.

Для составления количественной характеристики работы рассматриваются рабочие режимы электрической сети. Режим сети – ее состояние в какой – либо момент времени. Режимы бывают переходными и установившимся.

Для определения параметров режима сети производят контрольные замеры электрических нагрузок 2 раза в год: зимой и летом.

Для выполнения расчетов необходимы значения средней, максимальной активных и реактивных мощностей. По максимальной активной мощности выбирают провода, по средней – трансформаторы. Чтобы рассчитать данные показания, воспользуемся исходными данными, а именно: коэффициентами загрузки трансформаторов, установленными мощностями. Сначала находим полную мощность, зная коэффициенты трансформаторов и их мощность:

$$S = \frac{k_{\text{загр.}}}{100} \cdot S_{\text{т}}, \quad (7)$$

где $k_{\text{загр.}}$ – коэффициент загрузки трансформатора за последние 19 часов;
 $S_{\text{т}}$ – мощность трансформатора.

Далее находим максимальную активную и реактивную мощности:

$$P_{\text{max}} = S \cdot \cos \varphi, \quad (8)$$

где $\cos\varphi$ – коэффициент мощности, равный 0,82.

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg}\varphi. \quad (9)$$

Средняя мощность вычисляется по формулам:

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

где k_{\max} – коэффициент максимума, равный 1,15;

$$Q_{\text{cp}} = \frac{Q_{\max}}{k_{\max}}. \quad (11)$$

Так как имеются данные замеров только за последний год, то необходимо выполнить прогнозирование на будущие 5 лет, чтобы правильно выбрать оборудование и сечение ЛЭП.

Прогнозируемая нагрузка вычисляется следующим образом:

$$P_{\max}^{\text{прог}} = P_{\max} \cdot (1 + K_{\text{пр}})^T, \quad (12)$$

где $K_{\text{пр}}$ – коэффициент прироста нагрузок, равный 0,12;

T – период прогноза, который равен 5 лет.

Результаты вероятностных характеристик представлены в таблице 6. В таблице 7 сведены значения прогнозируемых нагрузок.

Таблица 6 – Вероятностные характеристики

Подстанция	P_{\max} , МВт	Q_{\max} , МВАР	P_{cp} , МВт	Q_{cp} , МВАР
1	2	3	4	5
2Р	24,549	9,82	21,347	8,539
А	38,896	15,558	33,822	13,529
Академическая	7,471	2,988	6,496	2,598
Бурун	36,811	14,725	32,01	12,804

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
Ипподром	4,941	1,977	4,297	1,719
2РКотельная	3,408	1,363	2,963	1,185
Промузел	16,99	6,796	14,774	5,909
Седанка	13,248	5,299	11,52	3,336
Спутник	24,111	9,644	20,966	8,387
Чайка	24,923	9,171	19,939	7,975
Лесная	20,884	8,354	18,16	7,264
Волна 110	5,2	0,8	4,522	0,696
Волнаб	19,5	4	16,956	3,478
Зеленый угол	0,6	0	0,522	0,209
1Р/т	2,9	2,5	2,522	2,174
Амурская	11,406	4,563	9,918	3,968
Бурная	22,812	9,125	19,837	7,935
Залив	16,129	6,452	14,025	5?61
Стройиндустрия	11,672	4,669	10,149	4,06
ВТЭЦ1	13,263	5,305	11,532	4,613
1Р	15,876	6,35	13,805	5,522
Мингородок	16,931	6,772	14,722	5,889
Голубинка	24,718	9,887	21,494	8,618
Орлиная	18,764	3,955	16,317	3,439
Горностай	4,366	1,746	3,796	1,519
Лазурная	3,417	1,367	2,971	1,189
Океан	2,094	0,838	1,821	0,728
Муравейка	4,839	1,936	4,208	1,684

Таблица 7 – Прогнозируемые нагрузки

Подстанция	$P_{\text{прог max}}$,	$Q_{\text{прог max}}$,	$P_{\text{прог ср}}$,	$Q_{\text{прог ср}}$,
	МВт	МВАР	МВт	МВАР
1	2	3	4	5
2Р	26,058	10,423	22,659	9,064
А	41,286	16,514	35,901	14,361
Академическая	7,93	3,171	6,895	2,758
Бурун	39,074	15,629	33,977	13,591
Ипподром	5,245	2,098	4,561	1,824
2РКотельная	3,617	1,447	3,145	1,258
Промузел	18,034	7,213	15,681	6,272
Седанка	14,062	5,625	12,228	3,542
Спутник	25,593	10,237	22,254	8,902
Чайка	24,339	9,735	21,164	8,466
Лесная	22,168	8,866	19,276	7,71
Волна 110	5,52	0,85	4,8	0,738
Волнаб	20,698	4,246	17,998	2,03
Зеленый угол	0,637	0	0,554	0,222
1Р/т	3,078	2,654	2,677	2,308
Амурская	12,106	4,843	10,528	4,211
Бурная	24,215	9,685	21,056	8,422
Залив	17,121	6,849	14,887	5,955
Стройиндустрия	12,389	4,956	10,773	4,31
ВТЭЦ1	14,078	5,631	12,241	4,896
1Р	16,851	6,74	14,653	5,861
Мингородок	17,971	7,189	15,627	6,251
Голубинка	26,237	10,496	22,815	9,126
Орлиная	19,918	4,198	17,32	3,651
Горностай	4,633	1,853	4,029	1,611

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5
Лазурная	3,626	1,45	3,154	1,261
Океан	2,223	0,889	1,933	0,773
Муравейка	5,137	2,055	4,467	1,787

5 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПС ЛЕСНАЯ К СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ

5.1 Разработка вариантов

Предложено 4 варианта:

1) Подключение ПС Лесная к ПС Бурун 110 кВ и Ипподром с переводом на 110 кВ, рисунок 10 (согласно Схеме и программе развития Приморского края на 5 – летний период, страница 170, планируется перевод ПС Ипподром на 110 кВ);

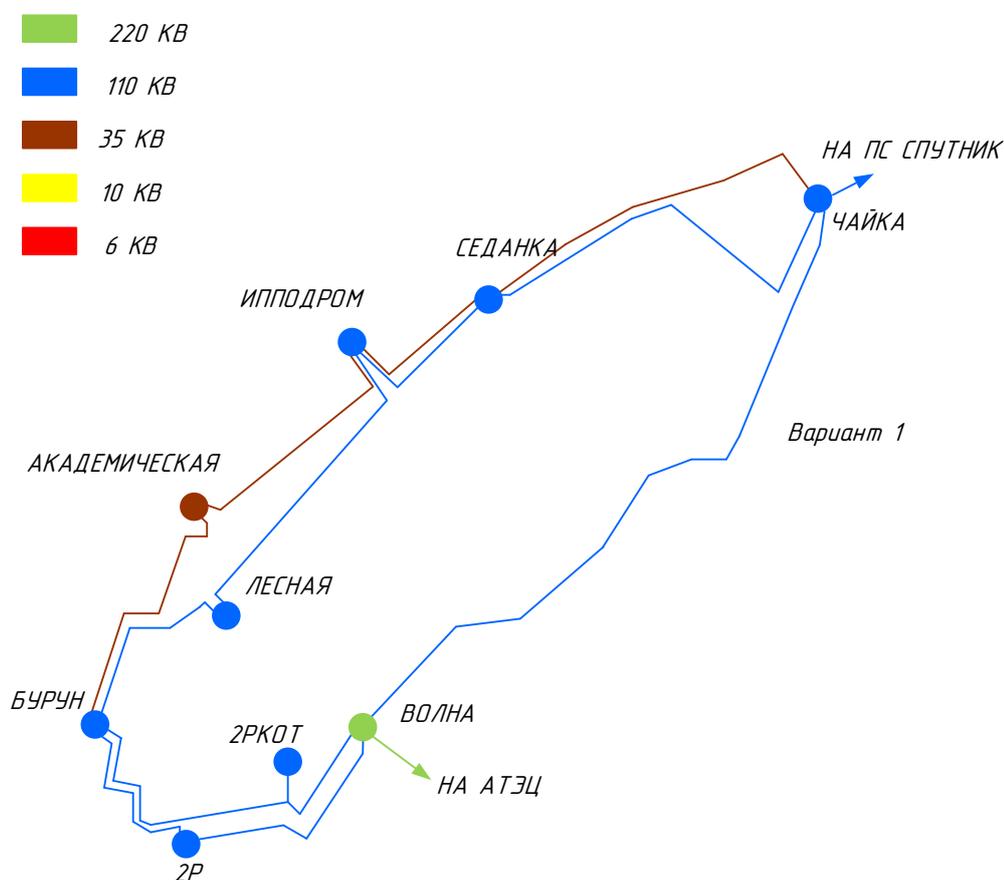


Рисунок 10 – Подключение ПС Лесная по варианту 1

2) Подключение ПС Лесная к ПС Бурун 110 кВ и Седанка 110 кВ, рисунок 11;

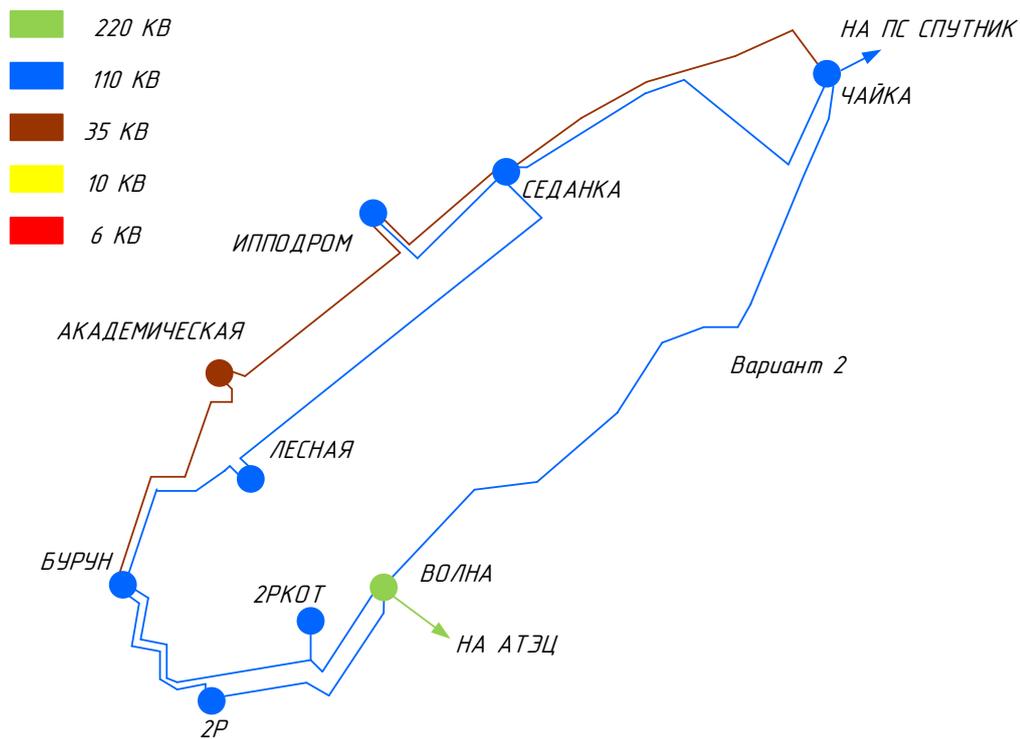


Рисунок 11 –Подключение ПС Лесная по варианту 2

3) Подключение ПС Лесная отпайками к ВЛ Бурун – Волна и 2Р – Волна, рисунок 12;

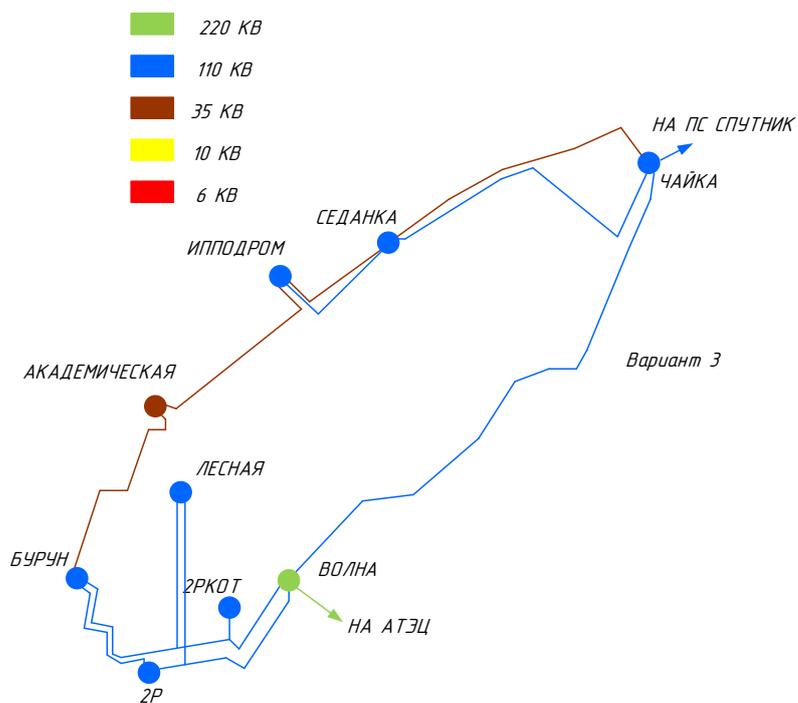


Рисунок 12 – Подключение ПС Лесная по варианту 3

4) Подключение ПС Лесная в рассечку Бурун – Волна, рисунок 13.

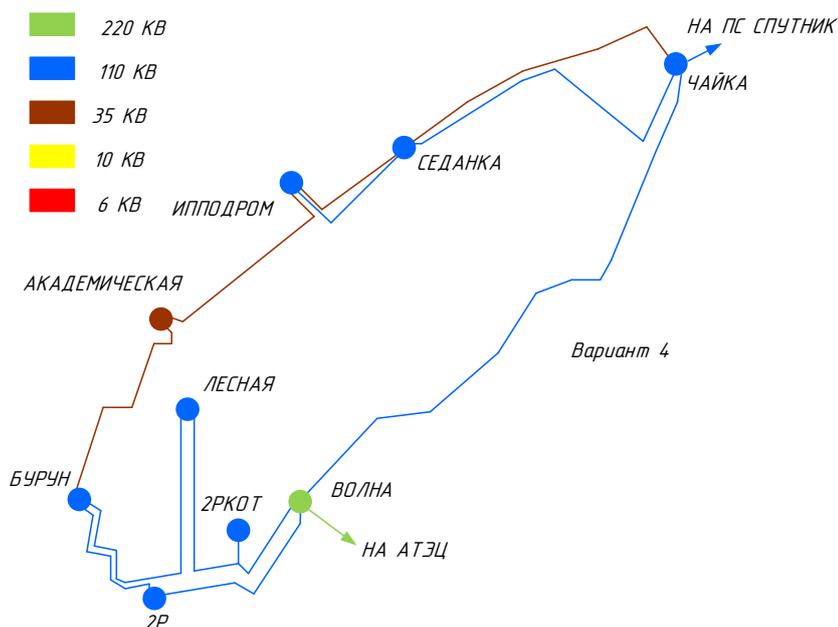


Рисунок 13 – Подключение ПС Лесная по варианту 4

В варианте 3 ПС – Лесная является ответвительной. При данном типе подключения используется схема 4Н, представленная на рисунке 14.

Во всех остальных случаях применяется ПС Лесная является проходной. В данных ситуациях применяется схема 5Н либо 5АН. 5Н применяется в случае необходимости сохранения в работе трансформаторов при повреждении на питающей линии, 5АН – в случае необходимости сохранения транзита при повреждении в трансформаторе. Была принята схема 5Н, чтобы была возможность вывести в ремонт линию без добавления дополнительных выключателей на шинах ВН ПС Лесная со стороны линий. Схемы 5Н и 5АН изображены на рисунках 15 и 16 соответственно.

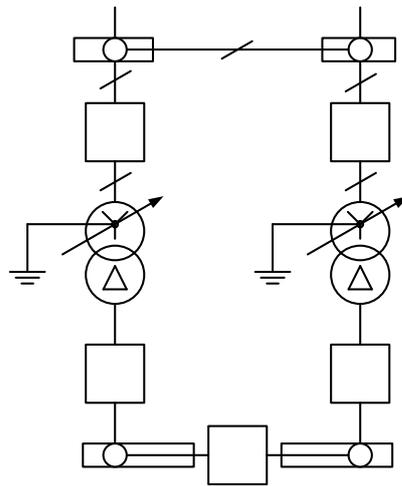


Рисунок 14 – Схема 4Н

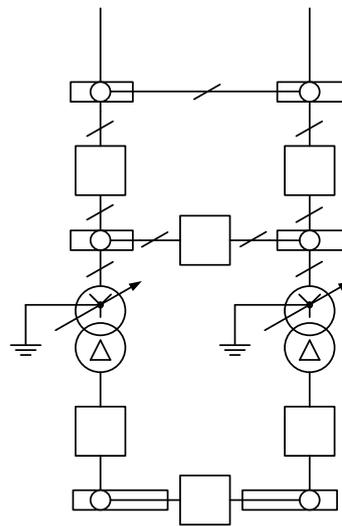


Рисунок 15 – Схема 5Н

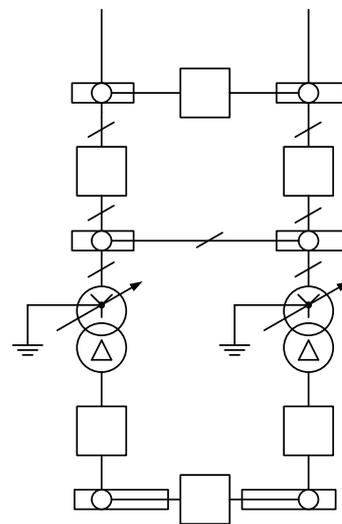


Рисунок 16 – Схема 5АН

Сравним варианты по суммарной длине линий и количеству выключателей. Результаты приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Сравнение вариантов

Вариант	Длина линии, км	Количество дополнительных выключателей, шт
1	6,6	4
2	8,38	7
3	4,46	2
4	4,23	3

Варианты 1 и 2 являются самыми дорогими.

5.2 Выбор силовых трансформаторов

Выбор трансформаторов производят по средней прогнозируемой мощности.

Определим расчетную мощность трансформаторов:

$$S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{српрог}}^2 + Q_{\text{српрог}}^2}}{n \cdot k_3}, \quad (13)$$

где $P_{\text{српрог}}$ – активная средняя прогнозируемая мощность подстанции;

$Q_{\text{српрог}}$ – реактивная средняя прогнозируемая мощность;

n – число трансформаторов, равное 2;

k_3 – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме, принимаемый 0,7.

$$S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{19,276^2 + 7,71^2}}{2 \cdot 0,7} = 14,289 \text{ МВА.}$$

Выбираем 2 трансформатора ТДН – 16000/110. Их проверка приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор трансформаторов

Режим	Коэффициент загрузки	Проверка
1	2	3
Нормальный	$k_3 = \frac{S_{\text{расч}}}{2 \cdot 16} = 0,45$	$k_3 \leq 0,5 \leq 0,75$
Послеаварийный	$k_3 = \frac{S_{\text{расч}}}{16} = 0,89$	$k_3 \leq 1,4$

В нормальном режиме трансформаторы недогружены.

5.3 Выбор кабельных линий

Выбор кабеля производим по току.

Для начала находим максимальный ток, который может протекать по кабелю:

$$I_{\text{max}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (14)$$

где P – активная мощность;

Q – реактивная мощность;

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

Далее находим расчетный ток:

$$I_{\text{расч}} = a_1 \cdot a_t \cdot I_{\text{max}}, \quad (15)$$

где a_1 – коэффициент, учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации, равный 1,05 для 110 – 220 кВ;

a_t – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки T_{max} и коэффициента попадания в максимум энергосистемы.

Коэффициент попадания максимума примем 1. Тогда при 6000 часов использования максимальной нагрузки a_t равен 1,1.

Затем вычисляем длительно допустимый ток:

$$I_{\text{дд}} = I_{\text{таб}} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3, \quad (16)$$

где $I_{\text{таб}}$ – ток из таблицы 2.6[].

k_1 – поправочный коэффициент глубины прокладки, равный 1,05 для глубины 1 метр;

k_2 – поправочный коэффициент термического сопротивления грунта, равный 0,61 при сопротивлении грунта 3 К·м/Вт;

k_3 – поправочный коэффициент температуры грунта, равный 0,92 при температуре 25 °С.

Результаты выбора кабеля сводим в таблицу 10.

Таблица 10 – Выбор кабеля

Вариант	Линия	Ирасч, А	Марка кабеля	Идд, А
1	Бурун – Лесная	179	АпВПу2г – 300	244
	Ипподром – Лесная	179	АпВПу2г – 300	244
2	Бурун – Лесная	270	АпВПу2г – 500	315
	Седанка – Лесная	144	АпВПу2г – 185	188
3	Отпайка от ВЛ Бурун – Волна Лесная	125	АпВПу2г – 185	188
	Отпайка от ВЛ 2Р – Волна – Лесная	125	АпВПу2г – 185	188
4	Бурун – Лесная	144	АпВПу2г – 185	188
	Волна – Лесная	398	АпВПу2г – 1000	462

5.4 Расчет режимов по вариантам

Для того, чтобы оценить техническую осуществимость вариантов подключения ПС Лесная к существующей сети, необходимо рассчитать

нормальные и послеаварийные режимы каждого варианта.

Результаты расчета нормального режима для варианта 1 представлены в таблицах 11, 12 и 13. На рисунке 17 представлена схема потокораспределения нормального режима варианта 1.

Таблица 11 – Отклонения напряжения в нормальном режиме варианта 1

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4
1 Р	110	106,043	-3,597
2Р 110	110	105,556	-4,040
2РКот	110	105,238	-4,329
А	110	106,571	-3,117
Академическая	35	35,106	0,303
Амурская	110	105,359	-4,219
АТЭЦ 110	110	111,000	0,909
АТЭЦ 220	220	226,000	2,727
Бурун 110	110	105,227	-4,339
Бурун 110	110	105,034	-4,515
Бурун 35	35	35,407	1,162
Бурун 6	6	5,796	-3,403
Волна 110	110	105,274	-4,296
Волна 220	220	219,235	-0,348
Вост ТЭЦ	110	106,000	-3,636
ВТЭЦ 2 220	220	220,000	0,000
ВТЭЦ1	110	105,403	-4,179
ВТЭЦ2 110	110	106,500	-3,182
Генератор 1 АТЭЦ	20	20,000	0,000
Генератор 1 ВТЭЦ 2	10	10,600	6,000
Горноста́й	110	106,977	-2,748
Залив	110	105,353	-4,224
ЗУ 110	110	106,686	-3,012
ЗУ 220	220	219,407	-0,269
Ипподром 110	110	103,635	-5,786
Ипподром 35	35	35,052	0,150
Ипподром 6	6	5,917	-1,388
Лазурная	110	107,867	-1,939
Лесная 110	110	103,589	-5,828
Лесная 110	110	105,17	-4,389

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4
Лесная 6	6	6,008	0,137
Мингородок	110	106,348	-3,320
Муравейка	110	109,967	-0,030
Океан	110	108,888	-1,011
Орлиная	110	105,485	-4,104
Отпайка 1 на 1Р/т	110	105,427	-4,157
отпайка 1 на Голубинку	110	106	-3,955
Отпайка 2 на 1Р/т	110	105,310	-4,264
отпайка 2 на Голубинку	110	105,610	-3,991
Промузел	110	105,346	-4,231
Седанка 110	110	103,652	-5,771
Седанка 35	35	34,536	-1,327
Седанка 6	6	5,902	-1,626
Спутник	110	104,430	-5,064
Стройиндустрия	110	105,726	-3,885
Чайка 110	110	104,137	-5,330
Чайка 35	35	36,897	5,421
Чайка 6	6	6,130	2,160

Согласно ГОСТ 32144-2013 отклонения напряжения не должны выходить за пределы $\pm 10\%$. В данном случае эти требования соблюдаются.

Таблица 12 – Токовая загрузка линий в нормальном режиме варианта 1

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{загр.} , %
1	2	3	4
1 Р - Мингородок	169	380	45
2Р 110 - Бурун 110	225	380	59
2Р 110 - Волна 110	326	690	47
2Р 110 - Вост ТЭЦ	660	700	94
2Р 110 - Отпайка 1 на 1Р/т	68	605	11
2Р 110 - Стройиндустрия	98	690	14
2РКот - Волна 110	143	605	24
А - ВТЭЦ2 110	234	690	34
А - ВТЭЦ2 110	234	690	34
Академическая - Ипподром 35	39	270	14
Амурская - Залив	9	605	2

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4
Бурун 110 - 2РКот	124	690	18
Бурун 110 - Лесная 110	75	244	31
Бурун 35 - Академическая	135	380	36
Волна 110 - Отпайка 2 на 1Р/т	31	605	5
Волна 110 - Чайка 110	276	340	81
Волна 220 - ЗУ 220	22	690	3
Вост ТЭЦ - 1 Р	102	700	15
ВТЭЦ 2 220 - АТЭЦ 220	0	690	0
ВТЭЦ1 - Орлиная	127	605	21
Горностай - Лазурная	84	605	14
Залив - отпайка 2 на Голубинку	230	690	33
ЗУ 110 - А	69	605	11
ЗУ 110 - А	251	780	32
ЗУ 110 - Горностай	71	605	12
ЗУ 220 - ВТЭЦ 2 220	188	690	27
Ипподром 110 - Лесная 110	55	244	23
Ипподром 35 - Седанка 35	0	270	0
Лазурная - Океан	95	605	16
Мингородок - ЗУ 110	262	605	43
Муравейка - АТЭЦ 110	123	605	20
Океан - Муравейка	102	605	17
Орлиная - отпайка 1 на Голубинку	298	605	49
Отпайка 1 на 1Р/т - Амурская	68	605	11
отпайка 1 на Голубинку - ВТЭЦ2 110	346	605	57
Отпайка 2 на 1Р/т - ВТЭЦ1	49	605	8
отпайка 2 на Голубинку - ВТЭЦ2 110	340	605	56
Промузел - АТЭЦ 110	291	340	86
Седанка 110 - Ипподром 110	84	700	12
Спутник - Промузел	192	340	56
Стройиндустрия - Вост ТЭЦ	166	700	24
Чайка 110 - Седанка 110	163	605	27
Чайка 110 - Спутник	55	340	16
Чайка 35 - Седанка 35	0	380	0

Линии не перегружены.

Таблица 13 – Токовая загрузка трансформаторов в нормальном режиме
варианта 1

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{загр.} , %
1	2	3	4
Бурун 110 - Нейт	156	201,1	78
Нейт - Бурун 6	2177	3503,2	62
Нейт - Бурун 35	74	608,5	12
Нейт - Бурун 6	1834	3503,2	52
Нейт - Бурун 35	63	608,5	10
Нейт - Ипподром 35	19	267	7
Нейт - Ипподром 6	260	891	29
Ипподром 110 - Нейт	17	51	33
Ипподром 110 - Нейт	17	51	33
Бурун 110 - Нейт	124	201,1	61
Волна 220 - Волна 110	100	597,1	17
Волна 220 - Волна 110	100	597,1	17
ЗУ 220 - ЗУ 110	176	301	58
ЗУ 220 - ЗУ 110	176	301	58
Нейт - Ипподром 35	19	267	7
Нейт - Ипподром 6	260	891	29
Нейт ат 1 - Генератор 1 ВТЭЦ 2	2452	6568,6	37
Нейт ат 1 - ВТЭЦ 2 110	254	597,1	42
ВТЭЦ 2 220 - Нейт ат 1	24	314,1	8
ВТЭЦ 2 220 - Нейт ат 2	24	314,1	8
Нейт ат 2 - Генератор 1 ВТЭЦ 2	2452	6568,6	37
Нейт ат 2 - ВТЭЦ 2 110	254	597,1	42
АТЭЦ 220 - Нейт ат 1 АТЭЦ	58	502,6	11
АТЭЦ 220 - Нейт ат 2 АТЭЦ	58	502,6	11
Нейт ат 1 АТЭЦ - Генератор 1 АТЭЦ	1447	10509,7	14
Нейт ат 1 АТЭЦ - АТЭЦ 110	369	955,4	39
АТЭЦ 110 - Генератор 1 АТЭЦ	1019	14900	7
Нейт ат 2 АТЭЦ - Генератор 1 АТЭЦ	1447	10509,7	14
Нейт ат 2 АТЭЦ - АТЭЦ 110	369	955,4	39
Чайка 110 - Нейт	80	81,8	98
Чайка 110 - Нейт	80	81,8	98
Нейт - Чайка 6	1248	1426	88
Нейт - Чайка 35	0	427,8	0
Нейт - Чайка 6	1248	1426	88

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4
Нейт - Чайка 35	0	427,8	0
Седанка 110 - Нейт	34	81,8	41
Седанка 110 - Седанка 6	840	1494	56
Нейт - Седанка 35	0	427,8	0
Нейт - Седанка 6	558	1426	39
Лесная 110 - Лесная 6	917	1468	62
Лесная 110 - Лесная 6	1245	1468	85

Токовая загрузка трансформаторов меньше 100%.

Далее необходимо провести расчет послеаварийного режима по критерию N – 1. Согласно данному критерию, необходимо отключить самый загруженный элемент, в данном случае произведем отключение линии Бурун – Лесная. Результаты сведем в таблицы 14, 15 и 16. 15 и 16. На рисунке 18 изображена схема потокораспределения послеаварийного режима варианта 1.

Таблица 14 – Отклонения напряжения в послеаварийном режиме
варианта 1

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, кВ
1	2	3	4
1 Р	110	106,043	-3,598
2Р 110	110	105,558	-4,038
2РКот	110	105,181	-4,381
А	110	106,571	-3,118
Академическая	35	35,046	0,132
Амурская	110	105,360	-4,218
АТЭЦ 110	110	111,000	0,909
АТЭЦ 220	220	226,000	2,727
Бурун 110	110	105,314	-4,260
Бурун 110	110	104,975	-4,568
Бурун 35	35	35,379	1,082
Бурун 6	6	5,791	-3,478
Волна 110	110	105,217	-4,348
Волна 220	220	219,212	-0,358
Вост ТЭЦ	110	106,000	-3,636
ВТЭЦ 2 220	220	220,000	0,000
ВТЭЦ1	110	105,375	-4,205
ВТЭЦ2 110	110	106,500	-3,182
Генератор 1 АТЭЦ	20	20,000	0,000
Генератор 1 ВТЭЦ 2	10	10,600	6,000
Горноста́й	110	106,976	-2,749
Залив	110	105,355	-4,223
ЗУ 110	110	106,686	-3,013
ЗУ 220	220	219,401	-0,272
Ипподром 110	110	102,944	-6,414
Ипподром 35	35	34,950	-0,144
Ипподром 6	6	5,898	-1,700
Лазурная	110	107,867	-1,939
Лесная 110	110	102,826	-6,522
Лесная 110	110	102,82	-6,524
Лесная 6	6	5,910	-1,501
Мингородок	110	106,347	-3,321
Муравейка	110	109,968	-0,029
Океан	110	108,888	-1,011

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4
Орлиная	110	105,461	-4,126
Отпайка 1 на 1Р/т	110	105,429	-4,156
отпайка 1 на Голубинку	110	106	-3,973
Отпайка 2 на 1Р/т	110	105,267	-4,303
отпайка 2 на Голубинку	110	105,611	-3,990
Промузел	110	105,093	-4,461
Седанка 110	110	102,989	-6,374
Седанка 35	35	34,304	-1,989
Седанка 6	6	5,862	-2,302
Спутник	110	104,117	-5,348
Стройиндустрия	110	105,727	-3,884
Чайка 110	110	103,767	-5,666
Чайка 35	35	36,745	4,986
Чайка 6	6	6,103	1,716

Требования качества электроэнергии не нарушаются.

Таблица 15 – Токовая загрузка линий в послеаварийном режиме варианта 1

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{загр.} , %
1	2	3	4
1 Р - Мингородок	166	380	44
2Р 110 - Бурун 110	161	380	42
2Р 110 - Волна 110	382	690	55
2Р 110 - Вост ТЭЦ	654	700	93
2Р 110 - Отпайка 1 на 1Р/т	71	605	12
2Р 110 - Стройиндустрия	97	690	14
2РКот - Волна 110	144	605	24
А - ВТЭЦ2 110	234	690	34
А - ВТЭЦ2 110	234	690	34
Академическая - Ипподром 35	43	270	16
Амурская - Залив	8	605	1
Бурун 110 - 2РКот	124	690	18
Бурун 110 - Лесная 110	0	244	0
Бурун 35 - Академическая	151	380	40
Волна 110 - Отпайка 2 на 1Р/т	36	605	6

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4
Волна 110 - Чайка 110	339	340	100
Волна 220 - ЗУ 220	24	690	3
Вост ТЭЦ - 1 Р	103	700	15
ВТЭЦ 2 220 - АТЭЦ 220	0	690	0
ВТЭЦ1 - Орлиная	132	605	22
Горностай - Лазурная	84	605	14
Залив - отпайка 2 на Голубинку	227	690	33
ЗУ 110 - А	69	605	11
ЗУ 110 - А	250	780	32
ЗУ 110 - Горностай	73	605	12
ЗУ 220 - ВТЭЦ 2 220	190	690	28
Ипподром 110 - Лесная 110	133	244	54
Ипподром 35 - Седанка 35	0	270	0
Лазурная - Океан	94	605	16
Мингородок - ЗУ 110	258	605	43
Муравейка - АТЭЦ 110	121	605	20
Океан - Муравейка	101	605	17
Орлиная - отпайка 1 на Голубинку	303	605	50
Отпайка 1 на 1Р/т - Амурская	71	605	12
отпайка 1 на Голубинку - ВТЭЦ2 110	350	605	58
Отпайка 2 на 1Р/т - ВТЭЦ1	54	605	9
отпайка 2 на Голубинку - ВТЭЦ2 110	337	605	56
Промузел - АТЭЦ 110	301	340	89
Седанка 110 - Ипподром 110	155	700	22
Спутник - Промузел	202	340	59
Стройиндустрия - Вост ТЭЦ	165	700	24
Чайка 110 - Седанка 110	235	605	39
Чайка 110 - Спутник	66	340	19
Чайка 35 - Седанка 35	0	380	0

В послеаварийном режиме линии не перегружаются.

Таблица 16 – Токовая загрузка трансформаторов в послеаварийном режиме варианта 1

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{загр.} , %
1	2	3	4
Бурун 110 - Нейт	161	201,1	80
Нейт - Бурун 6	2178	3503,2	62
Нейт - Бурун 35	87	608,5	14
Нейт - Бурун 6	1836	3503,2	52
Нейт - Бурун 35	65	608,5	11
Нейт - Ипподром 35	22	267	8
Нейт - Ипподром 6	260	891	29
Ипподром 110 - Нейт	15	51	29
Ипподром 110 - Нейт	15	51	29
Бурун 110 - Нейт	124	201,1	62
Волна 220 - Волна 110	101	597,1	17
Волна 220 - Волна 110	101	597,1	17
ЗУ 220 - ЗУ 110	176	301	58
ЗУ 220 - ЗУ 110	176	301	58
Нейт - Ипподром 35	22	267	8
Нейт - Ипподром 6	260	891	29
Нейт ат 1 - Генератор 1 ВТЭЦ 2	2452	6568,6	37
Нейт ат 1 - ВТЭЦ 2 110	253	597,1	42
ВТЭЦ 2 220 - Нейт ат 1	24	314,1	8
ВТЭЦ 2 220 - Нейт ат 2	24	314,1	8
Нейт ат 2 - Генератор 1 ВТЭЦ 2	2452	6568,6	37
Нейт ат 2 - ВТЭЦ 2 110	253	597,1	42
АТЭЦ 220 - Нейт ат 1 АТЭЦ	58	502,6	11
АТЭЦ 220 - Нейт ат 2 АТЭЦ	58	502,6	11
Нейт ат 1 АТЭЦ - Генератор 1 АТЭЦ	1451	10509,7	14
Нейт ат 1 АТЭЦ - АТЭЦ 110	369	955,4	39
АТЭЦ 110 - Генератор 1 АТЭЦ	1023	14900	7
Нейт ат 2 АТЭЦ - Генератор 1 АТЭЦ	1451	10509,7	14
Нейт ат 2 АТЭЦ - АТЭЦ 110	369	955,4	39
Чайка 110 - Нейт	81	81,8	99
Чайка 110 - Нейт	81	81,8	99
Нейт - Чайка 6	1254	1426	88
Нейт - Чайка 35	0	427,8	0
Нейт - Чайка 6	1254	1426	88

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
Нейт - Чайка 35	0	427,8	0
Седанка 110 - Нейт	34	81,8	41
Седанка 110 - Седанка 6	846	1494	57
Нейт - Седанка 35	0	427,8	0
Нейт - Седанка 6	562	1426	39
Лесная 110 - Лесная 6	1099	1468	75
Лесная 110 - Лесная 6	1098	1468	75

Загрузка трансформаторов меньше 100%.

Расчет режимов для остальных вариантов проводим аналогично. В таблицах 17, 18 и 19 представлены результаты нормального режима варианта 2, на рисунке 19 – схема потокораспределения.

Таблица 17 – Отклонения напряжения в нормальном режиме варианта

2

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, кВ
1	2	3	4
1 Р	110	106,043	-3,597
2Р 110	110	105,548	-4,048
2РКот	110	105,246	-4,322
А	110	106,571	-3,117
Академическая	35	35,752	2,149
Амурская	110	105,354	-4,224
АТЭЦ 110	110	111,000	0,909
АТЭЦ 220	220	226,000	2,727
Бурун 110	110	105,184	-4,378
Бурун 110	110	105,061	-4,490
Бурун 35	35	36,171	3,345
Бурун 6	6	5,786	-3,570
Волна 110	110	105,280	-4,291
Волна 220	220	219,237	-0,347
Вост ТЭЦ	110	106,000	-3,636
ВТЭЦ 2 220	220	220,000	0,000
ВТЭЦ1	110	105,406	-4,176
ВТЭЦ2 110	110	106,500	-3,182
Генератор 1 АТЭЦ	20	20,000	0,000
Генератор 1 ВТЭЦ 2	10	10,600	6,000
Горноста́й	110	106,977	-2,748
Залив	110	105,349	-4,229
ЗУ 110	110	106,686	-3,012
ЗУ 220	220	219,408	-0,269
Ипподром 110	110	104,412	-5,080
Ипподром 35	35	35,511	1,459
Ипподром 6	6	5,925	-1,242
Лазурная	110	107,867	-1,939
Лесная 110	110	103,624	-5,796
Лесная 110	110	105,15	-4,413

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4
Лесная 6	6	5,783	-3,622
Мингородок	110	106,349	-3,319
Муравейка	110	109,967	-0,030
Океан	110	108,888	-1,011
Орлиная	110	105,488	-4,102
Отпайка 1 на 1Р/т	110	105,421	-4,163
отпайка 1 на Голубинку	110	105,651	-3,953
Отпайка 2 на 1Р/т	110	105,314	-4,260
отпайка 2 на Голубинку	110	105,607	-3,994
Промузел	110	105,382	-4,198
Седанка 110	110	103,726	-5,704
Седанка 35	35	34,561	-1,254
Седанка 6	6	5,907	-1,551
Спутник	110	104,474	-5,023
Стройиндустрия	110	105,722	-3,889
Чайка 110	110	104,190	-5,282
Чайка 35	35	36,918	5,480
Чайка 6	6	6,133	2,221

Отклонения напряжения находятся в пределах $\pm 10\%$.

Таблица 18 – Токовая загрузка линий в нормальном режиме варианта 2

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{загр.} , %
1	2	3	4
1 Р - Мингородок	170	380	45
2Р 110 - Бурун 110	247	380	65
2Р 110 - Волна 110	313	690	45
2Р 110 - Вост ТЭЦ	665	700	95
2Р 110 - Отпайка 1 на 1Р/т	67	605	11
2Р 110 - Стройиндустрия	99	690	14
2РКот - Волна 110	155	605	26
А - ВТЭЦ2 110	234	690	34
А - ВТЭЦ2 110	234	690	34
Академическая - Ипподром 35	89	270	33
Амурская - Залив	9	605	2
Бурун 110 - 2РКот	135	690	20

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4
Бурун 110 - Лесная 110	74	315	23
Бурун 35 - Академическая	219	380	58
Волна 110 - Отпайка 2 на 1Р/т	31	605	5
Волна 110 - Чайка 110	250	340	73
Волна 220 - ЗУ 220	22	690	3
Вост ТЭЦ - 1 Р	102	700	15
ВТЭЦ 2 220 - АТЭЦ 220	0	690	0
ВТЭЦ1 - Орлиная	127	605	21
Горноста́й - Лазурная	84	605	14
Залив - отпайка 2 на Голубинку	231	690	33
ЗУ 110 - А	69	605	11
ЗУ 110 - А	251	780	32
ЗУ 110 - Горноста́й	71	605	12
ЗУ 220 - ВТЭЦ 2 220	188	690	27
Ипподром 35 - Седанка 35	0	270	0
Лазурная - Океан	95	605	16
Мингородок - ЗУ 110	264	605	44
Муравейка - АТЭЦ 110	124	605	21
Океан - Муравейка	103	605	17
Орлиная - отпайка 1 на Голубинку	298	605	49
Отпайка 1 на 1Р/т - Амурская	67	605	11
отпайка 1 на Голубинку - ВТЭЦ2 110	345	605	57
Отпайка 2 на 1Р/т - ВТЭЦ1	49	605	8
отпайка 2 на Голубинку - ВТЭЦ2 110	341	605	56
Промузел - АТЭЦ 110	288	340	85
Седанка 110 - Ипподром 110	0	700	0
Седанка 110 - Лесная 110	57	188	30
Спутник - Промузел	189	340	56
Стройиндустрия - Вост ТЭЦ	167	700	24
Чайка 110 - Седанка 110	134	605	22
Чайка 110 - Спутник	54	340	16
Чайка 35 - Седанка 35	0	380	0

Загрузка линий меньше 100%.

Таблица 19 – Токовая загрузка трансформаторов в нормальном режиме
варианта 2

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{загр.} , %
1	2	3	4
Бурун 110 - Нейт	180	201,1	90
Нейт - Бурун 6	1957	3503,2	56
Нейт - Бурун 35	185	608,5	30
Нейт - Бурун 6	1998	3503,2	57
Нейт - Бурун 35	96	608,5	16
Нейт - Ипподром 35	89	267	33
Нейт - Ипподром 6	518	891	58
Ипподром 110 - Нейт	0	51	0
Ипподром 110 - Нейт	0	51	0
Бурун 110 - Нейт	136	201,1	67
Волна 220 - Волна 110	99	597,1	17
Волна 220 - Волна 110	99	597,1	17
ЗУ 220 - ЗУ 110	176	301	58
ЗУ 220 - ЗУ 110	176	301	58
Нейт - Ипподром 35	0	267	0
Нейт - Ипподром 6	0	891	0
Нейт ат 1 - Генератор 1 ВТЭЦ 2	2452	6568,6	37
Нейт ат 1 - ВТЭЦ 2 110	254	597,1	42
ВТЭЦ 2 220 - Нейт ат 1	24	314,1	8
ВТЭЦ 2 220 - Нейт ат 2	24	314,1	8
Нейт ат 2 - Генератор 1 ВТЭЦ 2	2452	6568,6	37
Нейт ат 2 - ВТЭЦ 2 110	254	597,1	42
АТЭЦ 220 - Нейт ат 1 АТЭЦ	58	502,6	11
АТЭЦ 220 - Нейт ат 2 АТЭЦ	58	502,6	11
Нейт ат 1 АТЭЦ - Генератор 1 АТЭЦ	1447	10509,7	14
Нейт ат 1 АТЭЦ - АТЭЦ 110	369	955,4	39
АТЭЦ 110 - Генератор 1 АТЭЦ	1019	14900	7
Нейт ат 2 АТЭЦ - Генератор 1 АТЭЦ	1447	10509,7	14
Нейт ат 2 АТЭЦ - АТЭЦ 110	369	955,4	39
Чайка 110 - Нейт	80	81,8	98
Чайка 110 - Нейт	80	81,8	98
Нейт - Чайка 6	1248	1426	87
Нейт - Чайка 35	0	427,8	0
Нейт - Чайка 6	1248	1426	87

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4
Нейт - Чайка 35	0	427,8	0
Седанка 110 - Нейт	34	81,8	41
Седанка 110 - Седанка 6	840	1494	56
Нейт - Седанка 35	0	427,8	0
Нейт - Седанка 6	558	1426	39
Лесная 110 - Лесная 6	976	1468	67
Лесная 110 - Лесная 6	1270	1468	86

Трансформаторы по току не перегружены.

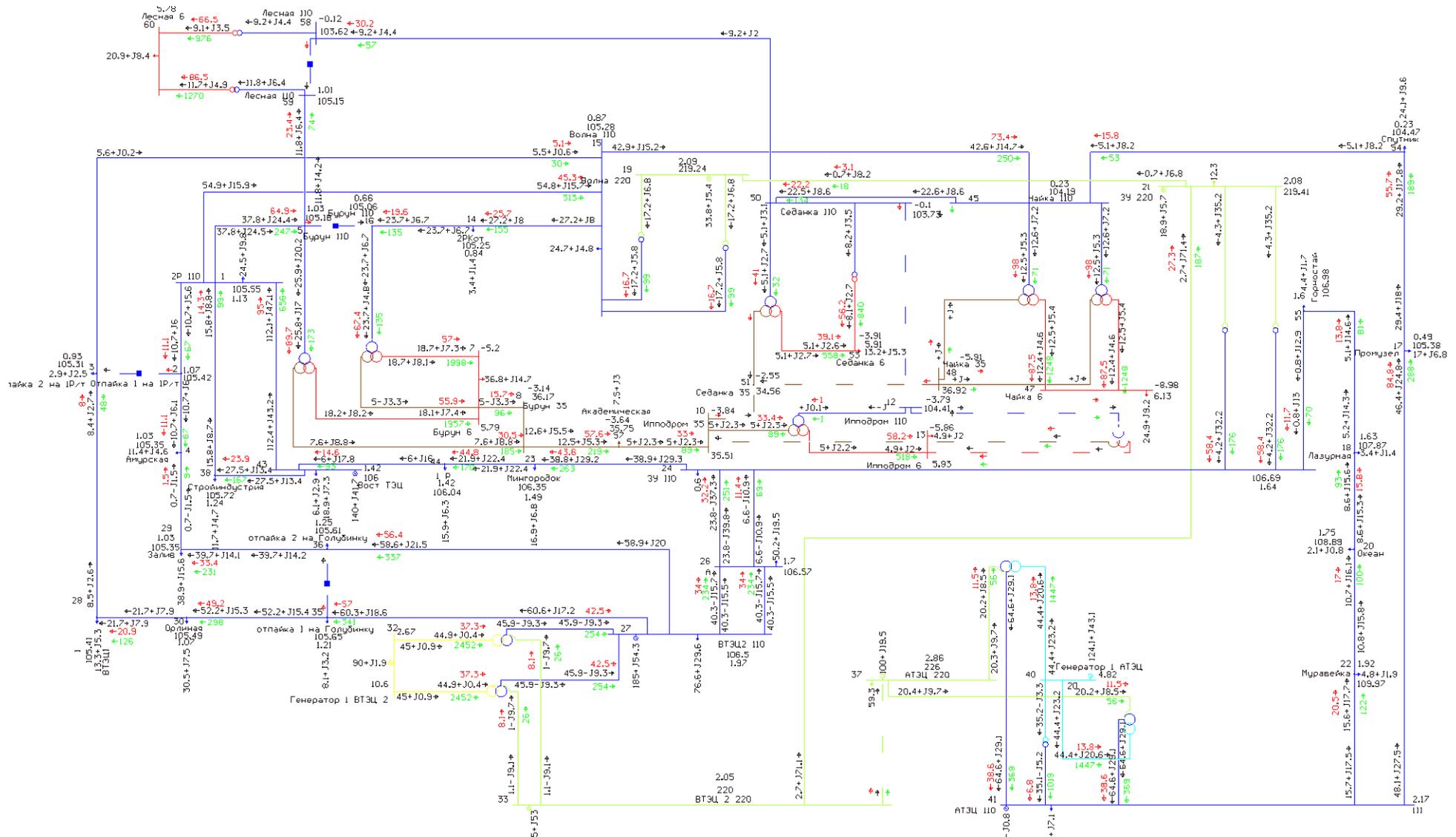


Рисунок 19 – Схема потокораспределения в нормальном режиме варианта 2

Для послеаварийного режима отключаем линию Бурун – Лесная. Результаты в таблицах 20, 21 и 22. На рисунке 20 схема потокораспределения.

Таблица 20 – Отклонения напряжения в послеаварийном режиме варианта 2

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, кВ
1	2	3	4
2Р 110	110	105,550	-4,046
Отпайка 1 на 1Р/т	110	105,422	-4,162
Отпайка 2 на 1Р/т	110	105,271	-4,300
Амурская	110	105,355	-4,223
Бурун 110	110	105,270	-4,300
Бурун 6	6	5,787	-3,555
Бурун 35	35	36,176	3,360
Ипподром 35	35	35,516	1,474
Ипподром 110	110	104,428	-5,066
Ипподром 6	6	5,926	-1,226
2РКот	110	105,189	-4,374
Волна 110	110	105,222	-4,344
Бурун 110	110	105,008	-4,538
Промузел	110	105,116	-4,440
Лазурная	110	107,867	-1,939
Волна 220	220	219,214	-0,357
Океан	110	108,888	-1,011
ЗУ 220	220	219,402	-0,272
Муравейка	110	109,968	-0,030
Мингородок	110	106,347	-3,321
ЗУ 110	110	106,686	-3,013
А	110	106,571	-3,117
ВТЭЦ2 110	110	106,500	-3,182
ВТЭЦ1	110	105,377	-4,203
Залив	110	105,349	-4,228
Орлиная	110	105,463	-4,124
Генератор 1 ВТЭЦ 2	10	10,600	6,000
ВТЭЦ 2 220	220	220,000	0,000
отпайка 1 на Голубинку	110	105,631	-3,972
отпайка 2 на Голубинку	110	105,61	-3,993
АТЭЦ 220	220	226,000	2,727

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4
Стройиндустрия	110	105,723	-3,888
Генератор 1 АТЭЦ	20	20,000	0,000
АТЭЦ 110	110	111,000	0,909
Вост ТЭЦ	110	106,000	-3,636
1 Р	110	106,043	-3,598
Чайка 110	110	104	-5,636
Чайка 6	6	6,105	1,755
Чайка 35	35	36,758	5,024
Седанка 110	110	103,025	-6,341
Седанка 35	35	34,316	-1,954
Седанка 6	6	5,864	-2,266
Спутник	110	104,145	-5,323
Горностай	110	106,976	-2,749
Академическая	35	35,758	2,165
Лесная 110	110	102,775	-6,569
Лесная 110	110	102,772	-6,571
Лесная 6	6	5,685	-5,258

Отклонения напряжения находятся в допустимых пределах.

Таблица 21 – Токовая загрузка линий в послеаварийном режиме варианта 2

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{загр.} , %
1	2	3	4
1 Р - Мингородок	167	380	44
2Р 110 - Бурун 110	182	380	48
2Р 110 - Волна 110	369	690	54
2Р 110 - Вост ТЭЦ	659	700	94
2Р 110 - Отпайка 1 на 1Р/т	70	605	12
2Р 110 - Стройиндустрия	98	690	14
2РКот - Волна 110	154	605	25
А - ВТЭЦ2 110	234	690	34
А - ВТЭЦ2 110	234	690	34
Академическая - Ипподром 35	89	270	33
Амурская - Залив	8	605	1
Бурун 110 - 2РКот	134	690	19

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4
Бурун 110 - Лесная 110	0	315	0
Бурун 35 - Академическая	219	380	58
Волна 110 - Отпайка 2 на 1Р/т	35	605	6
Волна 110 - Чайка 110	316	340	93
Волна 220 - ЗУ 220	24	690	3
Вост ТЭЦ - 1 Р	102	700	15
ВТЭЦ 2 220 - АТЭЦ 220	0	690	0
ВТЭЦ1 - Орлиная	131	605	22
Горноста́й - Лазурная	84	605	14
Залив - отпайка 2 на Голубинку	228	690	33
ЗУ 110 - А	69	605	11
ЗУ 110 - А	250	780	32
ЗУ 110 - Горноста́й	72	605	12
ЗУ 220 - ВТЭЦ 2 220	190	690	28
Ипподром 35 - Седанка 35	0	270	0
Лазурная - Океан	94	605	16
Мингородок - ЗУ 110	259	605	43
Муравейка - АТЭЦ 110	122	605	20
Океан - Муравейка	101	605	17
Орлиная - отпайка 1 на Голубинку	302	605	50
Отпайка 1 на 1Р/т - Амурская	70	605	12
отпайка 1 на Голубинку - ВТЭЦ2 110	350	605	58
Отпайка 2 на 1Р/т - ВТЭЦ1	53	605	9
отпайка 2 на Голубинку - ВТЭЦ2 110	338	605	56
Промузел - АТЭЦ 110	300	340	88
Седанка 110 - Ипподром 110	0	700	0
Седанка 110 - Лесная 110	133	188	71
Спутник - Промузел	200	340	59
Стройиндустрия - Вост ТЭЦ	166	700	24
Чайка 110 - Седанка 110	210	605	35
Чайка 110 - Спутник	65	340	19
Чайка 35 - Седанка 35	0	380	0

Линии не перегружаются.

Таблица 22 – Токовая нагрузка трансформаторов в послеаварийном режиме варианта 2

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{загр.} , %
1	2	3	4
Бурун 110 - Нейт	182	201,1	91
Нейт - Бурун 6	1957	3503,2	56
Нейт - Бурун 35	191	608,5	31
Нейт - Бурун 6	1998	3503,2	57
Нейт - Бурун 35	94	608,5	15
Нейт - Ипподром 35	89	267	33
Нейт - Ипподром 6	518	891	58
Ипподром 110 - Нейт	0	51	0
Ипподром 110 - Нейт	0	51	0
Бурун 110 - Нейт	134	201,1	67
Волна 220 - Волна 110	101	597,1	17
Волна 220 - Волна 110	101	597,1	17
ЗУ 220 - ЗУ 110	176	301	58
ЗУ 220 - ЗУ 110	176	301	58
Нейт - Ипподром 35	0	267	0
Нейт - Ипподром 6	0	891	0
Нейт ат 1 - Генератор 1 ВТЭЦ 2	2452	6568,6	37
Нейт ат 1 - ВТЭЦ 2 110	253	597,1	42
ВТЭЦ 2 220 - Нейт ат 1	24	314,1	8
ВТЭЦ 2 220 - Нейт ат 2	24	314,1	8
Нейт ат 2 - Генератор 1 ВТЭЦ 2	2452	6568,6	37
Нейт ат 2 - ВТЭЦ 2 110	253	597,1	42
АТЭЦ 220 - Нейт ат 1 АТЭЦ	58	502,6	11
АТЭЦ 220 - Нейт ат 2 АТЭЦ	58	502,6	11
Нейт ат 1 АТЭЦ - Генератор 1 АТЭЦ	1451	10509,7	14
Нейт ат 1 АТЭЦ - АТЭЦ 110	369	955,4	39
АТЭЦ 110 - Генератор 1 АТЭЦ	1023	14900	7
Нейт ат 2 АТЭЦ - Генератор 1 АТЭЦ	1451	10509,7	14
Нейт ат 2 АТЭЦ - АТЭЦ 110	369	955,4	39
Чайка 110 - Нейт	81	81,8	98
Чайка 110 - Нейт	81	81,8	98
Нейт - Чайка 6	1253	1426	88
Нейт - Чайка 35	0	427,8	0
Нейт - Чайка 6	1253	1426	88

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4
Нейт - Чайка 35	0	427,8	0
Седанка 110 - Нейт	34	81,8	41
Седанка 110 - Седанка 6	846	1494	57
Нейт - Седанка 35	0	427,8	0
Нейт - Седанка 6	562	1426	39
Лесная 110 - Лесная 6	1142	1468	78
Лесная 110 - Лесная 6	1142	1468	78

Трансформаторы не перегружены.

Результаты расчета нормального режима варианта 3 сводим в таблицы 23, 24 и 25. На рисунке 21 изображена его схема потокораспределения.

Таблица 23 – Отклонения напряжения в нормальном режиме варианта

3

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, кВ
1	2	3	4
2Р 110	110	105,545	-4,050
Отпайка 1 на 1Р/т	110	105,418	-4,165
Отпайка 2 на 1Р/т	110	105,300	-4,272
Амурская	110	105,352	-4,226
Бурун 110	110	105,266	-4,304
Бурун 6	6	5,788	-3,533
Бурун 35	35	36,184	3,384
Ипподром 35	35	35,524	1,498
Ипподром 110	110	104,452	-5,043
Ипподром 6	6	5,928	-1,202
2РКот	110	105,214	-4,351
Волна 110	110	105,262	-4,308
Бурун 110	110	105,051	-4,499
Промузел	110	105,493	-4,097
Лазурная	110	107,867	-1,939
Волна 220	220	219,230	-0,350
Океан	110	108,888	-1,011
ЗУ 220	220	219,406	-0,270
Муравейка	110	109,967	-0,030
Мингородок	110	106,349	-3,320
ЗУ 110	110	106,686	-3,013
А	110	106,571	-3,117
ВТЭЦ2 110	110	106,500	-3,182
ВТЭЦ1	110	105,397	-4,184
Залив	110	105,347	-4,230
Орлиная	110	105,480	-4,109
Генератор 1 ВТЭЦ 2	10	10,600	6,000
ВТЭЦ 2 220	220	220,000	0,000
отпайка 1 на Голубинку	110	105,645	-3,959
отпайка 2 на Голубинку	110	105,606	-3,995
АТЭЦ 220	220	226,000	2,727

Продолжение таблицы 23

1	2	3	4
Стройиндустрия	110	105,721	-3,890
Генератор 1 АТЭЦ	20	20,000	0,000
АТЭЦ 110	110	111,000	0,909
Вост ТЭЦ	110	106,000	-3,636
1 Р	110	106,043	-3,597
Чайка 110	110	104,351	-5,136
Чайка 6	6	6,145	2,414
Чайка 35	35	36,984	5,669
Седанка 110	110	104,034	-5,424
Седанка 35	35	34,669	-0,946
Седанка 6	6	5,926	-1,237
Спутник	110	104,611	-4,899
Горностай	110	106,977	-2,749
Академическая	35	35,766	2,188
Лесная 110	110	105,474	-4,115
Лесная 110	110	105,140	-4,418
Лесная 6	6	6,000	0,000
Отпайка 1	110	105,159	-4,401
Отпайка 2	110	105,496	-4,094

Отклонения напряжения в пределах $\pm 10\%$.

Таблица 24 – Токовая загрузка линий в нормальном режиме варианта 3

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{загр.} , %
1	2	3	4
1 Р - Мингородок	171	380	45
2Р 110 - Бурун 110	181	380	48
2Р 110 - Вост ТЭЦ	667	700	95
2Р 110 - Отпайка 1 на 1Р/т	67	605	11
2Р 110 - Отпайка 2	382	690	55
2Р 110 - Стройиндустрия	99	690	14
2РКот - Волна 110	213	605	35
А - ВТЭЦ2 110	233	690	34
А - ВТЭЦ2 110	233	690	34
Академическая - Ипподром 35	89	270	33
Амурская - Залив	9	605	1

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4
Бурун 110 - Отпайка 1	134	690	19
Бурун 35 - Академическая	219	380	58
Волна 110 - Отпайка 2 на 1Р/т	32	605	5
Волна 110 - Чайка 110	202	340	59
Волна 220 - ЗУ 220	22	690	3
Вост ТЭЦ - 1 Р	102	700	15
ВТЭЦ 2 220 - АТЭЦ 220	0	690	0
ВТЭЦ1 - Орлиная	128	605	21
Горноста́й - Лазурная	84	605	14
Залив - отпайка 2 на Голубинку	231	690	33
ЗУ 110 - А	69	605	11
ЗУ 110 - А	250	780	32
ЗУ 110 - Горноста́й	70	605	12
ЗУ 220 - ВТЭЦ 2 220	189	690	27
Ипподром 35 - Седанка 35	0	270	0
Лазурная - Океан	96	605	16
Лесная 110 - Отпайка 1	33	188	18
Лесная 110 - Отпайка 2	36	188	19
Мингородок - ЗУ 110	264	605	44
Муравейка - АТЭЦ 110	126	605	21
Океан - Муравейка	104	605	17
Орлиная - отпайка 1 на Голубинку	300	605	50
Отпайка 1 - 2РКот	193	690	28
Отпайка 1 на 1Р/т - Амурская	67	605	11
отпайка 1 на Голубинку - ВТЭЦ2 110	347	605	57
Отпайка 2 - Волна 110	319	690	46
Отпайка 2 на 1Р/т - ВТЭЦ1	51	605	8
отпайка 2 на Голубинку - ВТЭЦ2 110	341	605	56
Промузел - АТЭЦ 110	283	340	83
Спутник - Промузел	184	340	54
Стройиндустрия - Вост ТЭЦ	167	700	24
Чайка 110 - Седанка 110	83	605	14
Чайка 110 - Спутник	49	340	14
Чайка 35 - Седанка 35	0	380	0

Загрузка линий меньше 100%.

Таблица 25 – Токовая загрузка трансформаторов в нормальном режиме
варианта 3

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{загр.} , %
1	2	3	4
Бурун 110 - Нейт	181	201,1	90
Нейт - Бурун 6	1956	3503,2	56
Нейт - Бурун 35	188	608,5	31
Нейт - Бурун 6	1998	3503,2	57
Нейт - Бурун 35	95	608,5	16
Нейт - Ипподром 35	89	267	33
Нейт - Ипподром 6	518	891	58
Ипподром 110 - Нейт	0	51	0
Бурун 110 - Нейт	134	201,1	67
Волна 220 - Волна 110	100	597,1	17
Волна 220 - Волна 110	100	597,1	17
ЗУ 220 - ЗУ 110	176	301	58
ЗУ 220 - ЗУ 110	176	301	58
Нейт ат 1 - Генератор 1 ВТЭЦ 2	2452	6568,6	37
Нейт ат 1 - ВТЭЦ2 110	253	597,1	42
ВТЭЦ 2 220 - Нейт ат 1	24	314,1	8
ВТЭЦ 2 220 - Нейт ат 2	24	314,1	8
Нейт ат 2 - Генератор 1 ВТЭЦ 2	2452	6568,6	37
Нейт ат 2 - ВТЭЦ2 110	253	597,1	42
АТЭЦ 220 - Нейт ат 1 АТЭЦ	58	502,6	11
АТЭЦ 220 - Нейт ат 2 АТЭЦ	58	502,6	11
Нейт ат 1 АТЭЦ - Генератор 1 АТЭЦ	1445	10509,7	14
Нейт ат 1 АТЭЦ - АТЭЦ 110	368	955,4	39
АТЭЦ 110 - Генератор 1 АТЭЦ	1017	14900	7
Нейт ат 2 АТЭЦ - Генератор 1 АТЭЦ	1445	10509,7	14
Нейт ат 2 АТЭЦ - АТЭЦ 110	368	955,4	39
Чайка 110 - Нейт	80	81,8	98
Чайка 110 - Нейт	80	81,8	98
Нейт - Чайка 6	1245	1426	87
Нейт - Чайка 35	0	427,8	0
Нейт - Чайка 6	1245	1426	87
Нейт - Чайка 35	0	427,8	0
Седанка 110 - Нейт	33	81,8	41
Седанка 110 - Седанка 6	837	1494	56

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4
Нейт - Седанка 35	0	427,8	0
Нейт - Седанка 6	556	1426	39
Лесная 110 - Лесная 6	1058	1468	72
Лесная 110 - Лесная 6	984	1468	67

Трансформаторы не перегружаются.

Для послеаварийного режима отключаем линию 2Р – Волна. Результаты представлены в таблицах 26, 27 и 28. На рисунке 22 – представлена схема его потокораспределения.

Таблица 26 – Отклонения напряжения в послеаварийном режиме варианта 3

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, кВ
1	2	3	4
2Р 110	110	105,701	-3,909
Отпайка 1 на 1Р/т	110	105,531	-4,063
Отпайка 2 на 1Р/т	110	104,386	-5,103
Амурская	110	105,443	-4,143
Бурун 110	110	105,374	-4,206
Бурун 6	6	5,752	-4,135
Бурун 35	35	35,966	2,761
Ипподром 35	35	35,302	0,862
Ипподром 110	110	103,795	-5,641
Ипподром 6	6	5,889	-1,847
2РКот	110	104,004	-5,451
Волна 110	110	104,064	-5,396
Бурун 110	110	103,853	-5,588
Промузел	110	104,770	-4,755
Лазурная	110	107,845	-1,959
Волна 220	220	218,665	-0,607
Океан	110	108,875	-1,023
ЗУ 220	220	219,266	-0,334
Муравейка	110	109,962	-0,035
Мингородок	110	106,303	-3,361
ЗУ 110	110	106,655	-3,041
А	110	106,549	-3,138
ВТЭЦ2 110	110	106,500	-3,182
ВТЭЦ1	110	104,785	-4,741
Залив	110	105,427	-4,158
Орлиная	110	104,963	-4,579
Генератор 1 ВТЭЦ 2	10	10,600	6,000
ВТЭЦ 2 220	220	220,000	0,000
отпайка 1 на Голубинку	110	105,220	-4,346
отпайка 2 на Голубинку	110	105,667	-3,939

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4
АТЭЦ 220	220	226,000	2,727
Стройиндустрия	110	105,799	-3,819
Генератор 1 АТЭЦ	20	20,000	0,000
АТЭЦ 110	110	111,000	0,909
Вост ТЭЦ	110	106,000	-3,636
1 Р	110	106,039	-3,601
Чайка 110	110	103,303	-6,088
Чайка 6	6	6,070	1,159
Чайка 35	35	36,554	4,440
Седанка 110	110	102,982	-6,380
Седанка 35	35	34,301	-1,996
Седанка 6	6	5,861	-2,309
Спутник	110	103,722	-5,707
Горностай	110	106,948	-2,775
Академическая	35	35,545	1,557
Лесная 110	110	103,828	-5,611
Лесная 110	110	103,830	-5,609
Лесная 6	6	5,749	-4,183
Отпайка 1	110	103,931	-5,518
Отпайка 2	110	0,000	0,000

Отклонения напряжения соответствуют качеству электроэнергии.

Таблица 27 – Токовая загрузка линий в послеаварийном режиме варианта 3

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{загр.} , %
1	2	3	4
1 Р - Мингородок	211	380	56
2Р 110 - Бурун 110	217	380	57
2Р 110 - Вост ТЭЦ	460	700	66
2Р 110 - Отпайка 1 на 1Р/т	171	605	28
2Р 110 - Отпайка 2	0	690	0
2Р 110 - Стройиндустрия	58	690	8
2РКот - Волна 110	248	605	41
А - ВТЭЦ2 110	159	690	23
А - ВТЭЦ2 110	159	690	23

1	2	3	4
Академическая - Ипподром 35	90	270	33
Амурская - Залив	108	605	18
Бурун 110 - Отпайка 1	100	690	15
Бурун 35 - Академическая	220	380	58
Волна 110 - Отпайка 2 на 1Р/т	221	605	37
Волна 110 - Чайка 110	166	340	49
Волна 220 - ЗУ 220	82	690	12
Вост ТЭЦ - 1 Р	246	700	35
ВТЭЦ 2 220 - АТЭЦ 220	0	690	0
ВТЭЦ1 - Орлиная	317	605	52
Горностай - Лазурная	89	605	15
Залив - отпайка 2 на Голубинку	142	690	21
ЗУ 110 - А	47	605	8
ЗУ 110 - А	174	780	22
ЗУ 110 - Горностай	85	605	14
ЗУ 220 - ВТЭЦ 2 220	229	690	33
Ипподром 35 - Седанка 35	0	270	0
Лазурная - Океан	95	605	16
Лесная 110 - Отпайка 1	131	188	70
Лесная 110 - Отпайка 2	0	188	0
Мингородок - ЗУ 110	223	605	37
Муравейка - АТЭЦ 110	115	605	19
Океан - Муравейка	99	605	16
Орлиная - отпайка 1 на Голубинку	489	605	81
Отпайка 1 - 2РКот	228	690	33
Отпайка 1 на 1Р/т - Амурская	171	605	28
отпайка 1 на Голубинку - ВТЭЦ2 110	537	605	89
Отпайка 2 - Волна 110	0	690	0
Отпайка 2 на 1Р/т - ВТЭЦ1	239	605	40
отпайка 2 на Голубинку - ВТЭЦ2 110	248	605	41
Промузел - АТЭЦ 110	323	340	95
Спутник - Промузел	223	340	66
Стройиндустрия - Вост ТЭЦ	126	700	18
Чайка 110 - Седанка 110	83	605	14
Чайка 110 - Спутник	82	340	24
Чайка 35 - Седанка 35	0	380	0

Максимальный ток в линиях меньше длительно допустимого.

Таблица 28 – Токовая нагрузка трансформаторов в послеаварийном режиме варианта 3

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{загр.} , %
1	2	3	4
Бурун 110 - Нейт	217	201,1	108
Нейт - Бурун 6	1977	3503,2	56
Нейт - Бурун 35	274	608,5	45
Нейт - Бурун 6	2003	3503,2	57
Нейт - Бурун 35	75	608,5	12
Нейт - Ипподром 35	90	267	34
Нейт - Ипподром 6	522	891	59
Ипподром 110 - Нейт	0	51	0
Бурун 110 - Нейт	100	201,1	50
Волна 220 - Волна 110	167	597,1	28
Волна 220 - Волна 110	167	597,1	28
ЗУ 220 - ЗУ 110	174	301	58
ЗУ 220 - ЗУ 110	174	301	58
Нейт ат 1 - Генератор 1 ВТЭЦ 2	2452	6568,6	37
Нейт ат 1 - ВТЭЦ2 110	221	597,1	37
ВТЭЦ 2 220 - Нейт ат 1	27	314,1	9
ВТЭЦ 2 220 - Нейт ат 2	27	314,1	9
Нейт ат 2 - Генератор 1 ВТЭЦ 2	2452	6568,6	37
Нейт ат 2 - ВТЭЦ2 110	221	597,1	37
АТЭЦ 220 - Нейт ат 1 АТЭЦ	58	502,6	11
АТЭЦ 220 - Нейт ат 2 АТЭЦ	58	502,6	11
Нейт ат 1 АТЭЦ - Генератор 1 АТЭЦ	1454	10509,7	14
Нейт ат 1 АТЭЦ - АТЭЦ 110	370	955,4	39
АТЭЦ 110 - Генератор 1 АТЭЦ	1025	14900	7
Нейт ат 2 АТЭЦ - Генератор 1 АТЭЦ	1454	10509,7	14
Нейт ат 2 АТЭЦ - АТЭЦ 110	370	955,4	39
Чайка 110 - Нейт	81	81,8	99
Чайка 110 - Нейт	81	81,8	99
Нейт - Чайка 6	1261	1426	88
Нейт - Чайка 35	0	427,8	0
Нейт - Чайка 6	1261	1426	88
Нейт - Чайка 35	0	427,8	0

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4
Седанка 110 - Нейт	34	81,8	41
Седанка 110 - Седанка 6	846	1494	57
Нейт - Седанка 35	0	427,8	0
Нейт - Седанка 6	562	1426	39
Лесная 110 - Лесная 6	1129	1468	77
Лесная 110 - Лесная 6	1130	1468	77

Обмотка ВН трансформатора на ПС Бурун перегружена. Необходима замена трансформатора.

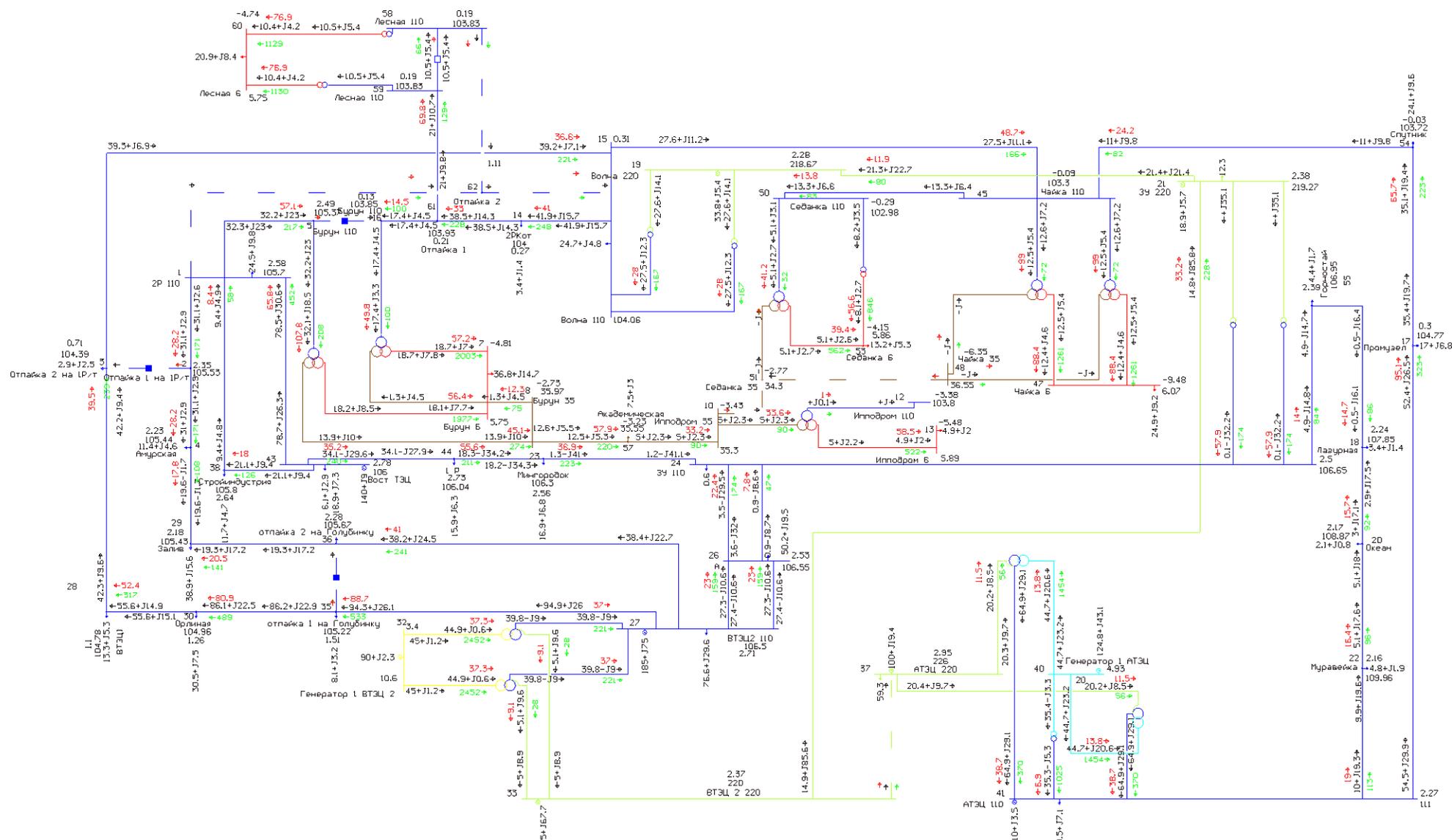


Рисунок 22 – Схема потокораспределения в послеварийном режиме варианта 3

Результаты расчета нормального режима варианта 4 приведены в таблицах 29, 30 и 31, на рисунке 23 – схема его потокораспределения.

Таблица 29 – Отклонения напряжений в нормальном режиме варианта

4

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, кВ
1	2	3	4
2Р 110	110	105,531	-4,062
Отпайка 1 на 1Р/т	110	105,408	-4,174
Отпайка 2 на 1Р/т	110	105,360	-4,218
Амурская	110	105,343	-4,233
Бурун 110	110	105,015	-4,532
Нейт	110	103,930	-5,518
Бурун 6	6	5,780	-3,659
Бурун 35	35	35,307	0,877
Нейт	110	102,358	-6,948
Ипподром 35	35	34,629	-1,059
Нейт	110	103,197	-6,184
Ипподром 110	110	101,809	-7,446
Ипподром 6	6	5,772	-3,799
2РКот	110	105,322	-4,253
Волна 110	110	105,341	-4,236
Бурун 110	110	105,009	-4,537
Промузел	110	105,541	-4,054
Лазурная	110	107,868	-1,938
Волна 220	220	219,265	-0,334
Океан	110	108,889	-1,010
ЗУ 220	220	219,415	-0,266
Муравейка	110	109,967	-0,030
Мингородок	110	106,351	-3,317
ЗУ 110	110	106,688	-3,011
Нейт	110	0,000	0,000
А	110	106,572	-3,116
ВТЭЦ2 110	110	106,500	-3,182
ВТЭЦ1	110	105,437	-4,148
Залив	110	105,340	-4,237
Орлиная	110	105,514	-4,079
Нейт ат 1	220	220,142	0,065

Продолжение таблицы 29

1	2	3	4
Генератор 1 ВТЭЦ 2	10	10,600	6,000
ВТЭЦ 2 220	220	220,000	0,000
Нейт ат 2	220	220,142	0,065
отпайка 1 на Голубинку	110	105,673	-3,934
отпайка 2 на Голубинку	110	105,600	-4,000
АТЭЦ 220	220	226,000	2,727
Стройиндустрия	110	105,714	-3,897
Нейт ат 1 АТЭЦ	220	224,546	2,066
Генератор 1 АТЭЦ	20	20,000	0,000
АТЭЦ 110	110	111,000	0,909
Нейт ат 2 АТЭЦ	220	224,546	2,066
Вост ТЭЦ	110	106,000	-3,636
1 Р	110	106,043	-3,597
Чайка 110	110	104,419	-5,073
Нейт	110	110,554	0,504
Чайка 6	6	6,150	2,495
Чайка 35	35	37,012	5,748
Нейт	110	110,554	0,504
Седанка 110	110	104,102	-5,361
Седанка 35	35	34,693	-0,877
Нейт	110	105,473	-4,116
Седанка 6	6	5,930	-1,167
Спутник	110	104,669	-4,846
Горностай	110	106,978	-2,747
Академическая	35	34,877	-0,350
Лесная 110	110	105,283	-4,288
Лесная 110	110	104,897	-4,639
Лесная 6	6	5,826	-2,900

Отклонения напряжения в пределах $\pm 10\%$.

Таблица 30 – Токовая загрузка линий в нормальном режиме варианта 4

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\text{загр.}}$, %
1	2	3	4
1 Р - Мингородок	177	380	47
2Р 110 - Бурун 110	371	380	98

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4
2Р 110 - Волна 110	207	690	30
2Р 110 - Вост ТЭЦ	680	700	97
2Р 110 - Отпайка 1 на 1Р/т	62	605	10
2Р 110 - Стройиндустрия	102	690	15
2РКот - Волна 110	81	605	13
А - ВТЭЦ2 110	237	690	34
А - ВТЭЦ2 110	237	690	34
Академическая - Ипподром 35	91	270	34
Амурская - Залив	13	605	2
Бурун 35 - Академическая	224	380	59
Волна 110 - Отпайка 2 на 1Р/т	22	605	4
Волна 110 - Чайка 110	204	340	60
Волна 220 - ЗУ 220	20	690	3
Вост ТЭЦ - 1 Р	104	700	15
ВТЭЦ 2 220 - АТЭЦ 220	0	690	0
ВТЭЦ1 - Орлиная	118	605	19
Горностай - Лазурная	84	605	14
Залив - отпайка 2 на Голубинку	236	690	34
ЗУ 110 - А	70	605	12
ЗУ 110 - А	255	780	33
ЗУ 110 - Горностай	70	605	12
ЗУ 220 - ВТЭЦ 2 220	186	690	27
Ипподром 35 - Седанка 35	0	270	0
Лазурная - Океан	97	605	16
Лесная 110 - 2РКот	66	462	14
Лесная 110 - Бурун 110	64	188	34
Мингородок - ЗУ 110	272	605	45
Муравейка - АТЭЦ 110	126	605	21
Океан - Муравейка	104	605	17
Орлиная - отпайка 1 на Голубинку	289	605	48
Отпайка 1 на 1Р/т - Амурская	62	605	10
отпайка 1 на Голубинку - ВТЭЦ2 110	336	605	56
Отпайка 2 на 1Р/т - ВТЭЦ1	40	605	7
отпайка 2 на Голубинку - ВТЭЦ2 110	347	605	57
Промузел - АТЭЦ 110	281	340	83
Седанка 110 - Ипподром 110	0	700	0

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4
Спутник - Промузел	182	340	53
Стройиндустрия - Вост ТЭЦ	170	700	24
Чайка 110 - Седанка 110	82	605	14
Чайка 110 - Спутник	47	340	14
Чайка 35 - Седанка 35	0	380	0

Загрузка линий меньше 100%.

Таблица 31 – Токовая загрузка трансформаторов в нормальном режиме варианта 4

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{загр.} , %
1	2	3	4
Бурун 110 - Нейт	166	201,1	82
Нейт - Бурун 6	2179	3503,2	62
Нейт - Бурун 35	103	608,5	17
Нейт - Бурун 6	1840	3503,2	53
Нейт - Бурун 35	122	608,5	20
Нейт - Ипподром 35	91	267	34
Нейт - Ипподром 6	532	891	60
Ипподром 110 - Нейт	0	51	0
Ипподром 110 - Нейт	0	51	0
Бурун 110 - Нейт	147	201,1	73
Волна 220 - Волна 110	96	597,1	16
Волна 220 - Волна 110	96	597,1	16
ЗУ 220 - ЗУ 110	176	301	58
ЗУ 220 - ЗУ 110	176	301	58
Нейт - Ипподром 35	0	267	0
Нейт - Ипподром 6	0	891	0
Нейт ат 1 - Генератор 1 ВТЭЦ 2	2452	6568,6	37
Нейт ат 1 - ВТЭЦ2 110	255	597,1	43
ВТЭЦ 2 220 - Нейт ат 1	24	314,1	8
ВТЭЦ 2 220 - Нейт ат 2	24	314,1	8
Нейт ат 2 - Генератор 1 ВТЭЦ 2	2452	6568,6	37
Нейт ат 2 - ВТЭЦ2 110	255	597,1	43
АТЭЦ 220 - Нейт ат 1 АТЭЦ	58	502,6	11
АТЭЦ 220 - Нейт ат 2 АТЭЦ	58	502,6	11

Продолжение таблицы 31

1	2	3	4
Нейт ат 1 АТЭЦ - Генератор 1 АТЭЦ	1445	10509,7	14
Нейт ат 1 АТЭЦ - АТЭЦ 110	368	955,4	39
АТЭЦ 110 - Генератор 1 АТЭЦ	1018	14900	7
Нейт ат 2 АТЭЦ - Генератор 1 АТЭЦ	1445	10509,7	14
Нейт ат 2 АТЭЦ - АТЭЦ 110	368	955,4	39
Чайка 110 - Нейт	80	81,8	98
Чайка 110 - Нейт	80	81,8	98
Нейт - Чайка 6	1244	1426	87
Нейт - Чайка 35	0	427,8	0
Нейт - Чайка 6	1244	1426	87
Нейт - Чайка 35	0	427,8	0
Седанка 110 - Нейт	33	81,8	41
Седанка 110 - Седанка 6	836	1494	56
Нейт - Седанка 35	0	427,8	0
Нейт - Седанка 6	556	1426	39
Лесная 110 - Лесная 6	1129	1468	77
Лесная 110 - Лесная 6	1100	1468	75

Максимальный ток меньше длительно допустимого.

Для послеаварийного режима отключим линию Лесная 2Р/Кот. Результаты представлены в таблицах 32, 33 и 34, графическая часть – на рисунке 24.

Таблица 32 – Отклонения напряжения в послеаварийном режиме варианта 4

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, кВ
1	2	3	4
2Р 110	110	105,526	-4,067
Отпайка 1 на 1Р/т	110	105,405	-4,178
Отпайка 2 на 1Р/т	110	105,389	-4,191
Амурская	110	105,340	-4,236
Бурун 110	110	104,947	-4,594
Нейт	110	104,038	-5,420
Бурун 6	6	5,787	-3,556
Бурун 35	35	35,350	0,999
Нейт	110	102,463	-6,852
Ипподром 35	35	34,933	-0,192
Нейт	110	104,304	-5,179
Ипподром 110	110	104,093	-5,370
Ипподром 6	6	5,836	-2,727
2РКот	110	105,375	-4,205
Волна 110	110	105,380	-4,200
Бурун 110	110	104,938	-4,602
Промузел	110	105,543	-4,052
Лазурная	110	107,868	-1,938
Волна 220	220	219,281	-0,327
Океан	110	108,889	-1,010
ЗУ 220	220	219,419	-0,264
Муравейка	110	109,968	-0,029
Мингородок	110	106,351	-3,317
ЗУ 110	110	106,688	-3,011
Нейт	110	0,000	0,000
А	110	106,573	-3,116
ВТЭЦ2 110	110	106,500	-3,182
ВТЭЦ1	110	105,457	-4,130
Залив	110	105,337	-4,239
Орлиная	110	105,530	-4,064

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4
Нейт ат 1	220	220,142	0,065
Генератор 1 ВТЭЦ 2	10	10,600	6,000
ВТЭЦ 2 220	220	220,000	0,000
Нейт ат 2	220	220,142	0,065
отпайка 1 на Голубинку	110	105,686	-3,922
отпайка 2 на Голубинку	110	105,598	-4,002
АТЭЦ 220	220	226,000	2,727
Стройиндустрия	110	105,711	-3,899
Нейт ат 1 АТЭЦ	220	224,546	2,066
Генератор 1 АТЭЦ	20	20,000	0,000
АТЭЦ 110	110	111,000	0,909
Нейт ат 2 АТЭЦ	220	224,546	2,066
Вост ТЭЦ	110	106,000	-3,636
1 Р	110	106,043	-3,597
Чайка 110	110	104,424	-5,069
Нейт	110	110,564	0,513
Чайка 6	6	6,150	2,504
Чайка 35	35	37,015	5,757
Нейт	110	110,564	0,513
Седанка 110	110	104,096	-5,367
Седанка 35	35	34,691	-0,884
Нейт	110	105,466	-4,122
Седанка 6	6	5,930	-1,173
Спутник	110	104,673	-4,843
Горностай	110	106,979	-2,747
Академическая	35	35,026	0,076
Лесная 110	110	104,699	-4,819
Лесная 110	110	104,702	-4,817
Лесная 6	6	5,802	-3,296

Отклонения напряжения не выходят за пределы $\pm 10\%$.

Таблица 33 – Токовая загрузка линий в послеаварийном режиме
варианта 4

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{загр.} , %
1	2	3	4
1 Р - Мингородок	178	380	47
2Р 110 - Бурун 110	414	380	109
2Р 110 - Волна 110	171	690	25
2Р 110 - Вост ТЭЦ	684	700	98
2Р 110 - Отпайка 1 на 1Р/т	61	605	10
2Р 110 - Стройиндустрия	103	690	15
2РКот - Волна 110	20	605	3
А - ВТЭЦ2 110	239	690	35
А - ВТЭЦ2 110	239	690	35
Академическая - Ипподром 35	31	270	12
Амурская - Залив	14	605	2
Бурун 35 - Академическая	157	380	41
Волна 110 - Отпайка 2 на 1Р/т	19	605	3
Волна 110 - Чайка 110	223	340	66
Волна 220 - ЗУ 220	19	690	3
Вост ТЭЦ - 1 Р	104	700	15
ВТЭЦ 2 220 - АТЭЦ 220	0	690	0
ВТЭЦ1 - Орлиная	114	605	19
Горностай - Лазурная	84	605	14
Залив - отпайка 2 на Голубинку	238	690	34
ЗУ 110 - А	71	605	12
ЗУ 110 - А	257	780	33
ЗУ 110 - Горностай	70	605	12
ЗУ 220 - ВТЭЦ 2 220	185	690	27
Ипподром 35 - Седанка 35	0	270	0
Лазурная - Океан	96	605	16
Лесная 110 - 2РКот	0	462	0
Лесная 110 - Бурун 110	130	188	69
Мингородок - ЗУ 110	273	605	45
Муравейка - АТЭЦ 110	126	605	21
Океан - Муравейка	104	605	17
Орлиная - отпайка 1 на Голубинку	286	605	47
Отпайка 1 на 1Р/т - Амурская	61	605	10
отпайка 1 на Голубинку - ВТЭЦ2 110	333	605	55

1	2	3	4
Отпайка 2 на 1Р/т - ВТЭЦ1	37	605	6
отпайка 2 на Голубинку - ВТЭЦ2 110	348	605	58
Промузел - АТЭЦ 110	281	340	83
Седанка 110 - Ипподром 110	23	700	3
Спутник - Промузел	182	340	54
Стройиндустрия - Вост ТЭЦ	171	700	24
Чайка 110 - Седанка 110	102	605	17
Чайка 110 - Спутник	47	340	14
Чайка 35 - Седанка 35	0	380	0

В послеаварийном режиме перегружается ВЛ 2Р – Бурун. Необходима замена провода АС – 120 на данном участке.

Таблица 34 – Токовая загрузка трансформаторов в послеаварийном режиме варианта 4

Название	I_{max} , А	$I_{доп}$, А	$I_{загр.}$, %
1	2	3	4
Бурун 110 - Нейт	154	201,1	77
Нейт - Бурун 6	2177	3503,2	62
Нейт - Бурун 35	69	608,5	11
Нейт - Бурун 6	1838	3503,2	52
Нейт - Бурун 35	88	608,5	14
Нейт - Ипподром 35	31	267	12
Нейт - Ипподром 6	526	891	59
Ипподром 110 - Нейт	0	51	0
Ипподром 110 - Нейт	23	51	46
Бурун 110 - Нейт	135	201,1	67
Волна 220 - Волна 110	95	597,1	16
Волна 220 - Волна 110	95	597,1	16
ЗУ 220 - ЗУ 110	176	301	58
ЗУ 220 - ЗУ 110	176	301	58
Нейт - Ипподром 35	0	267	0
Нейт - Ипподром 6	0	891	0
Нейт ат 1 - Генератор 1 ВТЭЦ 2	2452	6568,6	37
Нейт ат 1 - ВТЭЦ2 110	256	597,1	43
ВТЭЦ 2 220 - Нейт ат 1	24	314,1	8

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4
ВТЭЦ 2 220 - Нейт ат 2	24	314,1	8
Нейт ат 2 - Генератор 1 ВТЭЦ 2	2452	6568,6	37
Нейт ат 2 - ВТЭЦ2 110	256	597,1	43
АТЭЦ 220 - Нейт ат 1 АТЭЦ	58	502,6	11
АТЭЦ 220 - Нейт ат 2 АТЭЦ	58	502,6	11
Нейт ат 1 АТЭЦ - Генератор 1 АТЭЦ	1445	10509,7	14
Нейт ат 1 АТЭЦ - АТЭЦ 110	368	955,4	39
АТЭЦ 110 - Генератор 1 АТЭЦ	1018	14900	7
Нейт ат 2 АТЭЦ - Генератор 1 АТЭЦ	1445	10509,7	14
Нейт ат 2 АТЭЦ - АТЭЦ 110	368	955,4	39
Чайка 110 - Нейт	80	81,8	98
Чайка 110 - Нейт	80	81,8	98
Нейт - Чайка 6	1244	1426	87
Нейт - Чайка 35	0	427,8	0
Нейт - Чайка 6	1244	1426	87
Нейт - Чайка 35	0	427,8	0
Седанка 110 - Нейт	33	81,8	41
Седанка 110 - Седанка 6	836	1494	56
Нейт - Седанка 35	0	427,8	0
Нейт - Седанка 6	556	1426	39
Лесная 110 - Лесная 6	1119	1468	76
Лесная 110 - Лесная 6	1119	1468	76

Трансформаторы не перегружены.

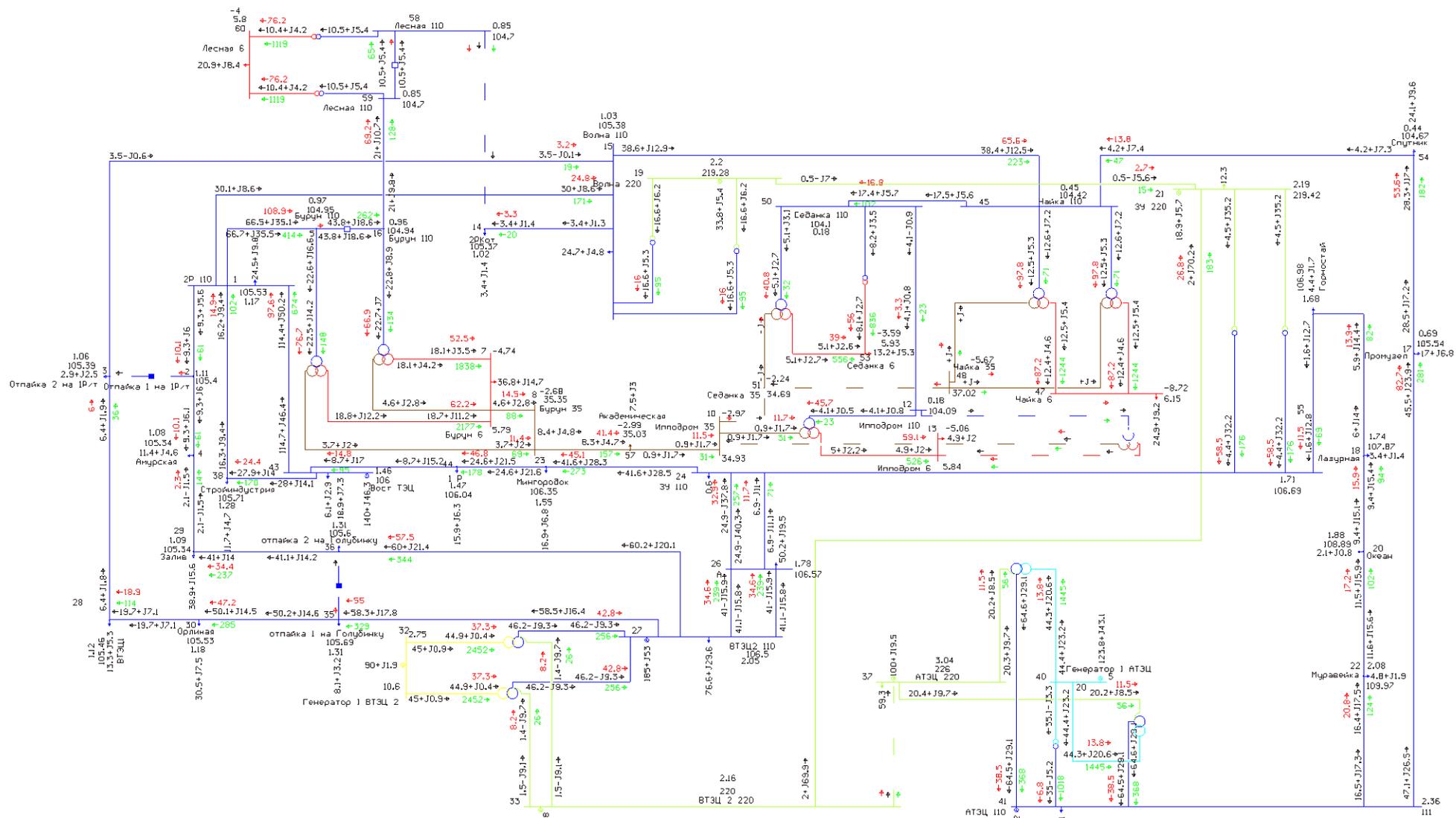


Рисунок 24 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме варианта 4

В результате расчета режимов для каждого варианта выяснилось, что при подключении по варианту 1 и 2 реконструкция каких – либо элементов не требуется. В варианте 3 необходимо заменить трансформатор на ПС Бурун. В варианте 4 на ВЛ 2Р – Бурун необходимо заменить провод АС – 120 на провод с большим длительно допустимым током.

Для дальнейшего отбора оставляем варианты 3 и 4, так как даже с учетом стоимости реконструкции данные варианты будут экономичнее, чем 1 и 2.

6 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ

6.1 Расчет капиталовложений

Сначала необходимо рассчитать стоимость строительства подстанции. Для этого необходимо определить затраты на покупку трансформаторов и выключатели, на отводимые земли, а также постоянные затраты.

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{от.з}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{пост}} + K_{\text{ру}}) \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{инф}}, \quad (17)$$

где $K_{\text{от.з}}$ – стоимость отвода земли для строительства ПС;

$K_{\text{тр}}$ – стоимость трансформаторов;

$K_{\text{пост}}$ – постоянные затраты;

$K_{\text{ру}}$ – стоимость РУ;

$K_{\text{зон}}$ – коэффициент зональности, равный 1,4;

$K_{\text{инф}}$ – коэффициент инфляции, равный 9,5.

Далее рассчитываем стоимость кабеля с учетом прокладки:

$$K_{\text{КЛ}} = K_0 \cdot l \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{инф}}, \quad (18)$$

где K_0 – стоимость прокладки кабеля на 1 км;

l – длина трассы, км.

Суммарные капиталовложения рассчитываются по формуле:

$$K = K_{\text{ПС}} + K_{\text{КЛ}}. \quad (19)$$

Результаты расчета сведем в таблицу 35.

Таблица 35– Капиталовложения для выбранных вариантов

Вариант	$K_{\text{ПС}}$, тыс. руб.	$K_{\text{КЛ}}$, тыс. руб.	K , тыс. руб.
3	490400	1483000	1973000
4	583500	1409000	1992000

6.2 Расчет потерь электроэнергии

Расчет потерь проведем также в программном комплексе RastrWin3. Для расчета потерь необходимо создать район и затем выбрать его для каждого узла. Рассчитываем потери существующего режима, затем потери для каждого варианта. Из потерь варианта вычитаем потери исходного режима, умножаем на 6000 (число часов максимальной нагрузки для Владивостока) и представляем в таблице 36.

Таблица 36 – Потери активной мощности

Вариант	Суммарные потери, МВт·ч
3	2880
4	3360

6.3 Расчет эксплуатационных издержек

Для начала необходимо определить издержки на эксплуатацию и ремонт оборудования:

$$I_{ЭИР} = \alpha_{КЛ} K_{КЛ} + \alpha_{ПС} K_{ПС}, \quad (20)$$

где $\alpha_{КЛ}$ – нормативные отчисления на эксплуатацию и ремонт линий, равный 0,008 для линий 35 кВ и выше;

$\alpha_{ПС}$ – нормативные отчисления на эксплуатацию и ремонт подстанций.

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

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

где $T_{ср}$ – срок службы, равный 20 лет.

Затраты на компенсацию потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = (\Delta W_{ТР} + \Delta W_{КЛ} + \Delta W_{пост}) \cdot T, \quad (22)$$

где $\Delta W_{ТР}$ – потери в трансформаторах;

$\Delta W_{КЛ}$ – потери в кабельных линиях;

T – тариф на покупку потерь для сетевых организаций, принимаемый 2,5 для Приморья руб/кВт ч.

Суммарные издержки определим по формуле:

$$I = I_{\text{ЭиР}} + I_{\text{Ам}} + I_{\Delta W}. \quad (23)$$

Результаты сводим в таблицу 37.

Таблица 37 – Издержки для вариантов

Вариант	$I_{\text{ЭиР}}$, тыс. руб	$I_{\text{Ам}}$, тыс. руб	$I_{\Delta W}$, тыс. руб	I , тыс. руб
3	128300	98670	11890	238860
4	128700	99500	13880	242080

6.4 Среднегодовые эксплуатационные затраты

Для дальнейшего проектирования выбирается тот вариант, у которого наименьшие приведенные затраты. Если затраты отличаются не более, чем на 5%, то оптимальным вариантом считается вариант с наименьшими потерями.

Затраты определим по следующей формуле:

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

где E_n – нормативный коэффициент экономической эффективности, равный 0,14.

Экономическое сравнение вариантов представлено в таблице 38.

Таблица 38 – Экономическое сравнение вариантов

Вариант	Издержки, тыс. руб	Капиталовложения, тыс. руб	Потери, МВт·ч	Затраты, тыс. руб
3	238860	1973000	2880	515080
4	242080	1992000	3360	520960

Очевидно, что по всем показателям самым дешевым является вариант 3.

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

7.1 Безопасность

При эксплуатации подстанции «Лесная» есть следующие опасные и вредные факторы: поражение электрическим током при прикосновении к токоведущим частям; падение с высоты; пожар и взрыв оборудования.

Для того, чтобы не произошли несчастные случаи, необходимо соблюдать правила техники безопасности, правила охраны труда, электробезопасности.

Согласно Приказу Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" пункт 2 к работникам, допускаемым к выполнению работ в электроустановках, предъявляются следующие требования:

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

2.2. Работники должны проходить обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве до допуска к самостоятельной работе.

Электротехнический персонал кроме обучения оказанию первой помощи пострадавшему на производстве должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока с учетом специфики обслуживаемых (эксплуатируемых) электроустановок.

2.3. Работники, относящиеся к электротехническому и электротехнологическому персоналу, а также должностные лица, осуществляющие контроль и надзор за соблюдением требований безопасности при эксплуатации электроустановок, специалисты по охране труда, контролирующие электроустановки, должны пройти проверку знаний требований Правил и других требований безопасности, предъявляемых к организации и выполнению работ в электроустановках в пределах требований,

предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

Требования Правил, установленные для работников из числа электротехнического персонала, являются обязательными и для работников из числа электротехнологического персонала.

Группа I по электробезопасности распространяется на неэлектротехнический персонал (не относящийся к электротехническому и электротехнологическому персоналу). Перечень должностей, рабочих мест, требующих отнесения производственного персонала к группе I по электробезопасности, определяет руководитель организации (обособленного подразделения). Персоналу, усвоившему требования по электробезопасности, относящиеся к его производственной деятельности, присваивается группа I по электробезопасности с оформлением в журнале, который должен содержать фамилию, имя, отчество работника, его должность, дату присвоения группы I по электробезопасности, подпись проверяемого и проверяющего. Присвоение группы I по электробезопасности производится путем проведения инструктажа, который должен завершаться проверкой знаний в форме устного опроса и (при необходимости) проверкой приобретенных навыков безопасных способов работы или оказания первой помощи при поражении электрическим током.

Присвоение I группы по электробезопасности проводится работником из числа электротехнического персонала, имеющего группу III по электробезопасности или специалистом по охране труда, имеющим группу IV по электробезопасности или выше, назначенным распоряжением руководителя организации.

Группу III по электробезопасности разрешается присваивать работникам только по достижении 18-летнего возраста.

При поступлении на работу (переводе на другой участок работы, замещении отсутствующего работника) работник при проверке знаний должен

подтвердить имеющуюся группу по электробезопасности применительно к новой должности и к оборудованию электроустановок на новом участке.

При переводе работника, занятого обслуживанием электроустановок напряжением ниже 1000 В, на работу по обслуживанию электроустановок напряжением выше 1000 В, работнику нельзя присвоить начальную группу по электробезопасности выше III.

Должностные лица, осуществляющие контроль и надзор за соблюдением требований безопасности при эксплуатации электроустановок, должны иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

Специалисты по охране труда, контролирующие электроустановки организаций потребителей электроэнергии, должны иметь группу IV по электробезопасности, их производственный стаж (не обязательно в электроустановках) должен быть не менее 3 лет.

Специалисты по охране труда субъектов электроэнергетики, контролирующие электроустановки, должны иметь группу V по электробезопасности и допускаются к выполнению должностных обязанностей в порядке, установленном для электротехнического персонала.

Рекомендуемый образец удостоверения, выдаваемого должностным лицам, осуществляющим контроль и надзор за соблюдением требований безопасности при эксплуатации электроустановок, и специалистам по охране труда, предусмотрен приложением N 3 к Правилам.

2.4. Работник обязан соблюдать требования Правил, инструкций по охране труда, указания, полученные при целевом и других инструктажах.

В пункте 4 перечислены правила охраны труда при производстве работ в действующих электроустановках:

4.1. Работы в действующих электроустановках должны проводиться:

по заданию на производство работы, определяющему содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы (далее - наряд-допуск);

по распоряжению;

на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

4.2. Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом-допуском, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

4.3. Выполнение работ в месте проведения работ по другому наряду-допуску должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд.

Согласование оформляется до начала подготовки рабочего места по второму наряду записью "Согласовано" на лицевой стороне второго наряда-допуска, располагаемой в левом нижнем поле документа с подписями работников, согласующих документ.

4.4. Капитальный ремонт электрооборудования напряжением выше 1000 В, работа на токоведущих частях без снятия напряжения в электроустановках напряжением выше 1000 В, а также ремонт ВЛ независимо от напряжения должны выполняться по технологическим картам или проекту производства работ, утвержденным руководителем организации (обособленного подразделения) или техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

Работы на линиях под наведенным напряжением (ВЛ, кабельные ВЛ, воздушные участки кабельных ВЛ, которые проходят по всей длине или на отдельных участках вблизи действующих ВЛ или контактной сети электрифицированной железной дороги переменного тока, на отключенных проводах (тросах) которых при заземлении линии по концам (в РУ) на отдельных ее участках сохраняется напряжение более 25 В при наибольшем рабочем токе влияющих ВЛ (при пересчете на наибольший рабочий ток влияющих ВЛ), выполняются по технологическим картам или проекту производства работ, утвержденным руководителем организации

(обособленного подразделения) или техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

4.5. В электроустановках напряжением до 1000 В при работе под напряжением необходимо:

снять напряжение с расположенных вблизи рабочего места других токоведущих частей, находящихся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение, или оградить их;

работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на резиновом диэлектрическом ковре;

применять изолированный или изолирующий инструмент, предназначенный для работ под напряжением на токоведущих частях, и пользоваться диэлектрическими перчатками.

При производстве работ под напряжением на ВЛ до 1000 В методом в контакте или методом в изоляции необходимо применять комплект средств индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки, хлопчатобумажные перчатки, защитные кожаные перчатки.

Не допускается работать в одежде с короткими или засученными рукавами, а также использовать ножовки, напильники, металлические метры и другие металлические инструменты и приспособления, не предназначенные для выполнения работ под напряжением.

4.6. При выполнении работ в электроустановках не допускается приближение людей, механизмов и подъемных сооружений, а также токопроводящей части стрелы при использовании подъемника (вышки) с изолирующим звеном к находящимся под напряжением неогражденным или неизолированным токоведущим частям на расстояния менее указанных в таблице 35, кроме случаев выполнения работ под напряжением.

При работах на токоведущих частях электроустановок напряжением до и выше 1000 В допускается приближение люльки подъемных сооружений с изолирующим звеном к находящимся под напряжением неогражденным или

неизолированным токоведущим частям на расстояния менее указанных в таблице 35.

4.7. Не допускается в электроустановках работать в согнутом положении, если при выпрямлении расстояние до токоведущих частей будет менее расстояния, указанного в таблице 35.

Не допускается при работе около неогражденных токоведущих частей располагаться так, чтобы эти части находились сзади работника или по обеим сторонам от него.

4.8. Работа в электроустановках должна производиться с применением электробезопасных средств, предназначенных для выполнения конкретного метода работ и класса напряжения электроустановки.

Запрещается прикасаться без применения электробезопасных средств к изоляторам, изолирующим частям оборудования, находящегося под напряжением.

4.9. В пролетах пересечения в ОРУ и на ВЛ при замене проводов (тросов) и относящихся к ним изоляторов и арматуры, расположенных ниже проводов, находящихся под напряжением, через заменяемые провода (тросы) в целях предупреждения подсеки расположенных выше проводов должны быть перекинуты канаты из растительных или синтетических волокон. Канаты следует перекидывать в двух местах - по обе стороны от места пересечения, закрепляя их концы за якоря, конструкции. Подъем провода (троса) должен осуществляться медленно и плавно.

4.10. Работы в ОРУ на проводах (тросах) и относящихся к ним изоляторах, арматуре, расположенных выше проводов, тросов, находящихся под напряжением, необходимо проводить в соответствии с ПИР, утвержденным руководителем организации (обособленного подразделения) или техническим руководителем субъекта электроэнергетики. В ППР должны быть предусмотрены меры для предотвращения опускания проводов (тросов) и для защиты от наведенного напряжения. Не допускается замена проводов (тросов) при этих работах без снятия напряжения с пересекаемых проводов.

4.11. Не допускаются работы в неосвещенных местах. Освещенность участков работ, рабочих мест, проездов и подходов к ним должна быть равномерной.

4.12. При приближении грозы должны быть прекращены работы на ВЛ, ОРУ, на вводах и коммутационных аппаратах ЗРУ, непосредственно подключенных к ВЛ, на линиях для передачи электроэнергии или отдельных импульсов ее, состоящих из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями, а для маслonaполненных кабельных линий, кроме того, с подпитывающими аппаратами и системой сигнализации давления масла (далее - КЛ), подключенных к участкам ВЛ, а также на вводах ВЛС в помещениях узлов связи и антенно-мачтовых сооружениях.

4.13. Работники, работающие в помещениях с электрооборудованием (за исключением щитов управления, релейных и им подобных), в ЗРУ и ОРУ, в подземных сооружениях, колодцах, туннелях, траншеях и котлованах, а также участвующие в обслуживании и ремонте ВЛ, должны пользоваться защитными касками.

4.14. На ВЛ независимо от класса напряжения допускается перемещение работников по проводам сечением не менее 240 кв. мм и по тросам сечением не менее 70 кв. мм при условии, что провода и тросы находятся в нормальном техническом состоянии, не имеют повреждений, вызванных вибрацией, коррозией. При перемещении по расщепленным проводам и тросам, применяется удерживающая система обеспечения безопасности работ на высоте, при этом строп страховочной привязи следует закреплять за них, а в случае использования специальной тележки - за тележку.

4.15. Техническое обслуживание осветительных устройств, расположенных на потолке машинных залов и цехов, с тележки мостового крана должны производить по наряду-допуску не менее двух работников, один из которых должен иметь группу по электробезопасности не ниже III и находиться вблизи

работающего и контролировать соблюдение им необходимых мер безопасности.

Устройство временных подмостей, лестниц на тележке мостового крана не допускается. Работать следует непосредственно с настила тележки или с установленных на настиле стационарных подмостей.

С троллейных проводов электропитания механизмов грузовой тележки мостового крана перед подъемом на тележку мостового крана должно быть снято напряжение. При работе следует соблюдать требования нормативных правовых актов, содержащих требования охраны труда при работе на высоте. Передвигать мост или тележку мостового крана крановщик должен только по команде производителя работ. При передвижении мостового крана работники должны размещаться в кабине мостового крана или на настиле моста. Когда работники находятся на тележке мостового крана, передвижение моста и тележки запрещается[11].

Таблица 39 - Допустимые расстояния до токоведущих частей электроустановок, находящихся под напряжением

Напряжение электроустановок, кВ	Расстояние от работников и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м	Расстояния от механизмов и подъемных сооружений в рабочем и транспортном положении от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м
1	2	3
ВЛ до 1	0,6	1,0
Остальные электроустановки:		
до 1	не нормируется (без прикосновения)	1,0

1	2	3
1 - 35	0,6	1,0
60 (постоянный ток) - 110	1,0	1,5
150	1,5	2,0
220	2,0	2,5
330	2,5	3,5
400 (постоянный ток) - 500	3,5	4,5
750	5,0	6,0
1150	8,0	10,0

Для предотвращения пожара и взрыва оборудования рекомендуется его вовремя осматривать и ремонтировать, соблюдать Правила устройств электроустановок. Не рекомендуется перегружать оборудование, эксплуатировать его с неисправностями.

7.2 Экологичность

При эксплуатации трансформаторов с масляным охлаждением возможны потери трансформаторного масла. Например, они могут возникнуть при пожаре в трансформаторе, сушке масла. Это может нанести вред здоровью человека и окружающей среде (загрязнение земли, водоема, испарение масла). Чтобы этого не произошло, необходимо принять меры.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонеполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице в соответствии с ПУЭ п. 4.2.69 (7 ред.)

должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м.

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

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин;

3) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

4) маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется вы-

полнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике;

5) маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного телеприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п. 2.

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки. Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приямка и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего края борта (при устройстве маслоприемников с бортовыми ограждениями) или уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений).

Допускается не производить засыпку дна маслоприемников по всей площади гравием. При этом на системах отвода масла от трансформаторов (реакторов) следует предусматривать установку огнепреградителей;

б) при установке маслonaполненного электрооборудования на железобетонном перекрытии здания (сооружения) устройство маслоотвода является обязательным;

7) маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков;

8) маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, ограждений маслоприемника и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием.

Сделаем расчет маслоприемника для трансформаторов, установленных на подстанции «Лесная». Маслоприемник примем без маслоотвода, так как масса масла 8150 кг, что меньше 20 тонн[3]. Для установки были выбраны 2 трансформатора ТНД – 16000/110, в которых масса масла составляет 8,15 тонн. В таблице 40 приведены размеры данного трансформатора.

Таблица 40 – Габариты трансформатора ТДН – 16000/110

A_T , мм	B_T , мм	H_T , мм	M_{TM} , кг
1	2	3	4
790	3600	4820	8150

Для начала рассчитаем длину маслоприемника:

$$A_{МП} = A_T + 2\Delta, \quad (25)$$

где A_T – длина трансформатора, м;

Δ – выступ габаритов маслоприемника за габариты трансформатора, м.

$$A_{\text{МП}}=0,79+2=2,79 \text{ м.}$$

Далее необходимо определить его ширину:

$$B_{\text{МП}}=B_{\text{T}}+2\Delta, \quad (26)$$

где B_{T} – ширина трансформатора, м.

$$B_{\text{МП}}=3,6+2=5,6 \text{ м.}$$

Находим площадь маслоприемника:

$$S_{\text{МП}}=A_{\text{МП}} \cdot B_{\text{МП}}, \quad (27)$$

$$S_{\text{МП}}=2,79 \cdot 5,6=15,634 \text{ м}^2.$$

Теперь определим объем масла:

$$V_{\text{ТМ}}=\frac{M_{\text{ТМ}}}{\rho}, \quad (28)$$

где $M_{\text{ТМ}}$ – масса трансформаторного масла, кг;

ρ – плотность, 880-890 кг/м³.

$$V_{\text{ТМ}}=\frac{8150}{880}=9,261 \text{ м}^3.$$

Рассчитываем площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{БПТ}}=2 \cdot H_{\text{T}} \cdot (A_{\text{T}}+B_{\text{T}}), \quad (29)$$

где H_{T} – высота трансформатора;

$$S_{\text{БПТ}}=2 \cdot 4,82 \cdot (0,79+3,6)=42,32 \text{ м}^2.$$

Объем воды равен:

$$V_{\text{воды}}=I \cdot t \cdot (S_{\text{МП}}+S_{\text{БПТ}}), \quad (30)$$

где I – интенсивность пожаротушения, 0,2 л/с·м²;

t – нормативное время пожаротушения, 30 мин.

$$V_{\text{воды}}=0,0002 \cdot 1800 \cdot (15,624+42,32)=20,86 \text{ м}^3.$$

Объем маслоприемника без отвода масла рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{МП}}=V_{\text{ТМ}}+0,8 \cdot V_{\text{воды}}. \quad (31)$$

$$V_{\text{МП}}=9,261+0,8 \cdot 20,86=25,949 \text{ м}^3.$$

Тогда глубина маслоприемника будет равна:

$$V_{\text{МП}} = \frac{V_{\text{ТМ}}}{S_{\text{МП}}} + \frac{V_{\text{ВОДЫ}}}{S_{\text{МП}}} + h_{\text{В}} + h_{\text{Гр}}, \quad (32)$$

где $h_{\text{В}}$ – глубина воздушного зазора между решеткой с гравием и смесью трансформаторного масла и воды в маслоприемнике, м (не менее 50 мм);

$h_{\text{Гр}}$ – толщина гравия (щебня), м (не менее 0,25 м).

$$V_{\text{МП}} = \frac{9,261}{15,624} + \frac{0,8 \cdot 20,86}{15,624} + 0,05 + 0,25 = 1,96 \text{ м}^3.$$

7.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации подстанции «Лесная» могут возникнуть непредвиденные чрезвычайные ситуации, такие как пожар, взрыв силового трансформатора, разрушение выключателя или пробой изоляции кабельной линии. Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов. Данная чрезвычайная ситуация может возникнуть из – за грозových разрядов, умышленного поджога, несоблюдения правил эксплуатации электроустановок или из – за эксплуатации электроустановки с неисправностями, из – за несоблюдения правил пожарной безопасности. Опасными факторами пожара являются повышенная температура, задымление, изменение газовой среды, пламя и искры, продукты горения и термического разложения, пониженная концентрация кислорода, которые

могут привести к смерти людей, нанести материальный ущерб. Чтобы этого не случилось, необходимо проводить противопожарную профилактику для работников; вовремя осматривать, проверять, ремонтировать электрооборудование; не эксплуатировать электрооборудование с выработанным сроком работы и какими – либо неисправностями; следить за состоянием противопожарных средств; не курить в неположенных местах.

Согласно «Методическим рекомендациям по действиям подразделений федеральной противопожарной службы при тушении пожаров и проведении аварийно – спасательных работ», направленных указанием МЧС России от 26.05.2010 N 43-2007-18, главе 4, при ведении действий по тушению пожаров необходимо:

- подавать огнетушащие вещества на электроустановки только после снятия напряжения, заземления пожарных автомобилей и стволов, соответствующего инструктажа старшим из числа технического персонала объекта или оперативно-выездной бригады и получения письменного допуска;

- не допускать самостоятельных действий личного состава подразделений пожарной охраны по отключению электроэнергии и подаче огнетушащих веществ;

- организовать остановку турбогенераторов при угрозе пожара машинному залу, перекрыть подачу водорода на охлаждение и вытеснить его инертным газом из системы охлаждения, слить масло из маслосистемы и маслобаков (объем до 20 куб. м каждый);

- осуществлять подачу порошка, пены низкой кратности или распыленной воды внутрь трансформаторов и другого маслonaполненного оборудования через отверстия шинопроводов, избегая аварийного слива масла из трансформаторов;

- тушение жидкометаллического теплоносителя осуществлять порошками специального назначения;

- следить постоянно за состоянием несущих конструкций и покрытия, обеспечить их охлаждение;

- не допускать скопления в помещениях с электроустановками личного состава подразделений пожарной охраны;

- соблюдать правила охраны труда и техники безопасности при выполнении поставленных задач.

На объектах атомной энергетики дополнительно необходимо:

- создавать при необходимости участок тушения пожара в зоне или помещениях с повышенным уровнем радиации, обеспечив личный состав необходимыми средствами защиты;

- обеспечивать непрерывную связь с боевыми участками, работающими в зонах повышенной радиации;

- соблюдать правила охраны труда и техники безопасности при выполнении поставленных задач[7].

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ необходим для выбора и проверки коммутационного оборудования, измерительных трансформаторов и настройки релейной защиты. Расчет выполнен в ПК RastrWin3.

Для начала определяем параметры схем замещения.

Сопротивление системы прямой последовательности рассчитывается следующим образом:

$$X_C = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}}, \quad (33)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение;

$I_{\text{КЗ}}$ – ток короткого замыкания.

Сопротивление для двухобмоточного трансформатора вычисляется по формуле:

$$X_T = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (34)$$

где u_K – напряжение КЗ;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора.

Для трехобмоточного трансформатора и автотрансформатора необходимо вычислять сопротивления для каждой стороны.

Сопротивление высокой стороны:

$$X_B = \frac{0,5 \cdot (u_{\text{КВС}} + u_{\text{КВН}} - u_{\text{КСН}})}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}. \quad (35)$$

Для средней стороны:

$$X_C = \frac{0,5 \cdot (u_{\text{КВС}} + u_{\text{КСН}} - u_{\text{КВН}})}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}. \quad (36)$$

Для низкой стороны:

$$X_B = \frac{0,5 \cdot (u_{кСН} + u_{кВН} - u_{кВС})}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}. \quad (37)$$

Сопротивление нагрузки:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}, \quad (38)$$

Индуктивное сопротивление ВЛ и КЛ:

$$X_L = x_0 \cdot l, \quad (39)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление;

l – длина линии

Для кабельной линии помимо индуктивного сопротивление необходимо учитывать активное. Запишем комплексное сопротивление для КЛ:

$$Z_{кл} = (x_0 + i \cdot r_0 \cdot l), \quad (40)$$

где r_0 – погонное активное сопротивление.

Схема замещения обратной последовательности по конфигурации аналогична схеме замещения прямой последовательности, т.е. в ней должны быть представлены все элементы исходной расчетной схемы.

Схема замещения нулевой последовательности обычно существенно отличается от схем прямой и обратной последовательностей. Ее конфигурация определяется в основном положением расчетной точки КЗ и схемами соединения обмоток трансформаторов и автотрансформаторов исходной расчетной схемы.

Реактивное сопротивление нулевой последовательности воздушной линии определяется по формуле:

$$X_{вл0} = X_{л} \cdot 3. \quad (41)$$

Для кабельной линии:

$$X_{кл0} = X_{л} \cdot 4,5. \quad (42)$$

Активное сопротивление кабеля:

$$R_{кл0} = R_{кл} \cdot 10, \quad (43)$$

где $R_{кл}$ – активное сопротивление кабеля прямой последовательности.

В таблице 41 сведены параметры схем замещения линий.

Таблица 41 – Параметры линий

Название	R, Ом	X, Ом	R0, Ом	X0, Ом
1 Р - Мингородок	0	1,04	0	3,12
2Р 110 - Бурун 110	0	0,84	0	2,52
2Р 110 - Вост ТЭЦ	0,193	0,58	1,9	2,03
2Р 110 - Отпайка 1 на 1Р/т	0,444	1,49	0,12	4,5
2Р 110 - Отпайка 2	0	0,15	0	0,45
2Р 110 - Стройиндустрия	0	1,476	0	4,44
2РКот - Волна 110	0	0,222	0	0,66
А - ВТЭЦ2 110	0	1,21	0	3,63
А - ВТЭЦ2 110	0	1,21	0	3,63
Академическая - Ипподром 35	0	1,4	0	4,2
Амурская - Залив	0	0,405	0	1,23
Бурун 110 - Отпайка 1	0	0,95	0	2,85
Бурун 35 - Академическая	0	1,19	0	3,57
Волна 110 - Отпайка 2 на 1Р/т	0,5	1,99	0,12	6
Волна 110 - Чайка 110	0	3,39	0	10,17
Волна 220 - ЗУ 220	0	4,89	0	14,67
Вост ТЭЦ - 1 Р	0,08	0,24	0,8	0,84
ВТЭЦ 2 220 - АТЭЦ 220	0	29,99	0	89,97
ВТЭЦ1 - Орлиная	0	0,62	0	1,86
Горностай - Лазурная	0	5,98	0	17,94
Залив - отпайка 2 на Голубинку	0	1,17	0	3,51
ЗУ 110 - А	0	1,35	0	4,05
ЗУ 110 - А	0,1	0,38	3,44	1,32
ЗУ 110 - Горностай	0	2,35	0	7,05
ЗУ 220 - ВТЭЦ 2 220	0	1,81	0	5,43
Ипподром 35 - Седанка 35	0	0,58	0	1,74

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4	5
Лазурная - Океан	0	6,14	0	18,42
Мингородок - ЗУ 110	0	0,92	0	2,76
Муравейка - АТЭЦ 110	0	5,12	0	15,36
Океан - Муравейка	0	6,16	0	18,48
Орлиная - отпайка 1 на Голубинку	0	0,58	0	1,74
Отпайка 1 - 2РКот	0	0,33	0	0,99
Отпайка 1 - Лесаня 110	0,099	0,23	1	0,805
Отпайка 1 на 1Р/т - Амурская	0	0,77	0	2,31
отпайка 1 на Голубинку - ВТЭЦ2 110	0,694	2,68	0,903	8,186
Отпайка 2 - Волна 110	0	0,84	0	2,52
Отпайка 2 - Лесная 110	0,11	0,26	1,1	0,91
Отпайка 2 на 1Р/т - ВТЭЦ1	0	1,89	0	5,67
отпайка 2 на Голубинку - ВТЭЦ2 110	0,68	2,64	0,907	8,05
Промузел - АТЭЦ 110	0	11,02	0	33,06
Спутник - Промузел	0	2,68	0	8,04
Стройиндустрия - Вост ТЭЦ	0	1,48	0	4,44
Чайка 110 - Седанка 110	0	3,16	0	9,48
Чайка 110 - Спутник	0	2,6	0	7,8
Чайка 35 - Седанка 35	0,9	1,14	5,6	3,7064

В таблице 42 представлены параметры трансформаторов

Таблица 42 – Параметры трансформаторов

Название	X, Ом	x0, Ом
Бурун 110 - Нейт	30,4	30,4
Нейт - Бурун 6	20,7	20,7
Нейт - Бурун 35	0	0
Нейт - Бурун 6	20,7	20,7
Нейт - Бурун 35	0	0
Нейт - Ипподром 35	0	0
Нейт - Ипподром 6	82,7	82,7
Ипподром 110 - Нейт	142,2	142,2
Бурун 110 - Нейт	30,4	30,4
Волна 220 - Волна 110	59,2	59,2
Волна 220 - Волна 110	59,2	59,2
ЗУ 220 - ЗУ 110	104	104
ЗУ 220 - ЗУ 110	104	104
Нейт ат 1 - Генератор 1 ВТЭЦ 2	13,1	13,1
Нейт ат 1 - ВТЭЦ2 110	0	0
ВТЭЦ 2 220 - Нейт ат 1	59,2	59,2

Продолжение таблицы 42

1	2	3
ВТЭЦ 2 220 - Нейт ат 2	59,2	59,2
Нейт ат 2 - Генератор 1 ВТЭЦ 2	13,1	13,1
Нейт ат 2 - ВТЭЦ2 110	0	0
АТЭЦ 220 - Нейт ат 1 АТЭЦ	30,4	30,4
АТЭЦ 220 - Нейт ат 2 АТЭЦ	30,4	30,4
Нейт ат 1 АТЭЦ - Генератор 1 АТЭЦ	54,2	54,2
Нейт ат 1 АТЭЦ - АТЭЦ 110	0	0
АТЭЦ 110 - Генератор 1 АТЭЦ	16,1	16,1
Нейт ат 2 АТЭЦ - Генератор 1 АТЭЦ	54,2	54,2
Нейт ат 2 АТЭЦ - АТЭЦ 110	0	0
Чайка 110 - Нейт	88,9	88,9
Чайка 110 - Нейт	88,9	88,9
Нейт - Чайка 6	52	52
Нейт - Чайка 35	0	0
Нейт - Чайка 6	52	52
Нейт - Чайка 35	0	0
Седанка 110 - Нейт	88,9	88,9
Седанка 110 - Седанка 6	86,7	86,7
Нейт - Седанка 35	0	0
Нейт - Седанка 6	52	52
Лесная 110 - Лесная 10	86,7	86,7
Лесная 110 - Лесная 10	86,7	86,7

В таблицу 43 сведены параметры эквивалентных источников (систем)

Таблица 43 – Параметры систем

Название	x	X2	X0	E
АТЭЦ 110	10,95	10,95	10,95	110
АТЭЦ 220	35,283	35,283	35,283	220
Вост ТЭЦ	2,452	2,452	2,452	110
ВТЭЦ 2 220	9,339	9,339	9,339	220
ВТЭЦ2 110	2,388	2,388	2,388	110

В таблице 44 представлены значения токов КЗ.

Таблица 44 – Значения токов КЗ

Вид КЗ	Точка КЗ	$I^{(3)}_{п0}$
3Ф	ВН	24 кА
3Ф	НН	15 кА

Далее можно определить токи двухфазного КЗ по формуле:

$$I^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{п0}^{(3)}. \quad (44)$$

Результаты расчета двухфазного сводим в таблицу 45.

Таблица 45 – Токи двухфазного КЗ

Вид КЗ	Точка КЗ	$I_{п0}^{(2)}$
2Ф	ВН	20,8 кА
2Ф	НН	13 кА

Для определения ударного тока сначала находим его коэффициент:

$$K_{уд} = \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right), \quad (45)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей.

Тогда ударный ток равен:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot K_{уд}. \quad (46)$$

Аperiodическая составляющая рассчитывается следующим образом:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot e^{-\frac{0,01}{T_a}}. \quad (47)$$

Результаты расчета в таблице 46.

Таблица 46 – Значения аperiodической составляющей и ударного тока

Вид КЗ	Точка КЗ	i_a , кА	$i_{уд}$, кА
3Ф	ВН	24,32	58,27
3Ф	НН	15,2	36,4

Подробный расчет приведен в приложении А.

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

9.1 Выбор КРУ

Выбираем КРУ серии СЭЩ – 70 – 10.

Таблица 47 – Параметры СЭЩ – 70 – 10

Параметр	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный ток главных цепей, А	630; 1000; 1250; 1600;
Номинальный ток сборных шин, А	2000; 2500; 3150; 4000
Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ, кА	1000; 1600; 2000; 2500;
Ток термической стойкости, кА	3150; 4000
Ток электродинамической стойкости, кА	20; 31,5; 40
Номинальное напряжение, кВ	20; 25; 31,5; 40
Выключатель вакуумный	ВВУ-СЭЩ, ВВМ-СЭЩ
Выключатель элегазовый	LF-1, LF-2, LF-3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10, ТШЛ-СЭЩ-10
Трансформаторы тока нулевой последовательности	ТЗЛК(Р)-СЭЩ
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ-10, ЗНОЛ-СЭЩ-10-1-УТ, НОЛ-СЭЩ-10

9.2 Выбор и проверка выключателей

Высоковольтный выключатель — коммутационный аппарат, предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме в нормальных или аварийных режимах при ручном, дистанционном или автоматическом управлении.

Высоковольтный выключатель состоит из: контактной системы с дугогасительным устройством, токоведущих частей, корпуса, изоляционной конструкции и приводного механизма (например, электромагнитный привод, ручной привод).

В соответствии с ГОСТ Р 52565-2006 выключатели характеризуются следующими параметрами:

1) номинальное напряжение $U_{ном}$ (напряжение сети, в которой работает выключатель);

2) номинальный ток $I_{ном}$ (ток через включённый выключатель, при котором он может работать длительное время);

3) номинальный ток отключения $I_{о.ном}$ — наибольший ток короткого замыкания (действующее значение), который выключатель способен отключить при напряжении, равном наибольшему рабочему напряжению при заданных условиях восстанавливающегося напряжения и заданном цикле операций;

4) допустимое относительное содержание апериодического тока в токе отключения;

5) устойчивость при сквозных токах КЗ, которая характеризуется токами термической стойкости I_t и предельным сквозным током

6) номинальный ток включения — ток КЗ, который выключатель с соответствующим приводом способен включить без приваривания контактов и других повреждений при $U_{ном}$ и заданном цикле.

7) собственное время отключения — промежуток времени от момента подачи команды на отключение до момента начала расхождения дугогасительных контактов.

8) параметры восстанавливающегося напряжения при номинальном токе отключения — скорость восстанавливающегося напряжения, нормированная кривая, коэффициент превышения амплитуды и восстанавливающегося напряжения.

Выбор выключателя производится по напряжению, длительному току, включающей и отключающей способности. Проверяется выключатель по апериодической составляющей тока КЗ.

Для начала определим максимальный ток:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 16}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,118 \text{ кА.}$$

Для установки выбираем элегазовый выключатель ВГТ-110Ш-40/2000 У1, параметры которого в таблице 48.

Номинальное значение апериодической составляющей:

$$i_{a, \text{НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}}{100}. \quad (48)$$

Также для проверки необходимо рассчитать тепловой импульс КЗ:

$$W_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}). \quad (49)$$

где t – время выключения выключателя.

$$W_{\text{к}} = 24^2 \cdot (0,05 + 0,03) = 46,08 \text{ кА} \cdot \text{с}^2.$$

Таблица 48 – Параметры выключателя ВГТ-110Ш-40/2000 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 118 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$i_{a, \text{НОМ}} = 25,456 \text{ кА}$	$i_{a, \tau} = 21,077 \text{ кА}$	$i_{a, \tau} \leq i_{a, \text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 24 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 58,27 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.СКВ}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$W_{\text{к}} = 46,08 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$W_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

Для низкой стороны выбираем выключатель ВВУ – СЭЩ – Э – 10 – 31,5/2500 (таблица 49).

Таблица 49 – Параметры выключателя серии ВВУ – СЭЩ – Э – 10 – 31,5/2500

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 2155 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$i_{a, \text{НОМ}} = 18 \text{ кА}$	$i_{a, \tau} = 7,8 \text{ кА}$	$i_{a, \tau} \leq i_{a, \text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 24 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}$

1	2	3
$i_{\text{дин}}=81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=58,27 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.СКВ}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=2976,75 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$W_{\text{к}}=11,25 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$W_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

9.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель – контактный коммутационный аппарат, предназначенный для коммутации электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет в отключенном положении изоляционный промежуток.

Разъединитель состоит из подвижных и неподвижных контактов, укрепленных на изоляторах.

Разъединитель снабжен механической блокировкой, предотвращающей включение заземлителей при включенном разъединителе и включение разъединителя при включенных заземлителях.

Разъединители используются для видимого отделения участка электрической сети на время ревизии или ремонта оборудования, для создания безопасных условий работы и отделения от смежных частей электрооборудования, находящихся под напряжением, для создания которых разъединители комплектуются блокировкой включенного (отключенного) положения и заземляющими ножами, исключающими подачу напряжения на выведенный в ремонт участок сети. Также разъединители применяются для переключения присоединений с одной системы шин на другую, в электроустановках с несколькими системами шин.

Разъединитель выбирается так же, как и выключатель, но не проверяется на отключающую способность, поскольку он не предназначен для отключения нагрузки. Ими нельзя отключать нагрузку, так как их контактная система не имеет дугогасительных устройств и в случае ошибочного отключения возникает устойчивая дуга, которая может привести к междуфазному КЗ и несчастным случаям с персоналом.

Для установки принимаем разъединители наружной установки РДНЗ.1-110/3200 У1 (таблица 50).

Таблица 50 – Параметры и проверка разъединителя РДНЗ.1-110/3200 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном}=110$ кВ	$U_{уст}=110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном}=3200$ А	$I_{max}=118$ А	$I_{max} \leq I_{ном}$
Главные ножи		
$i_{дин}=125$ кА	$i_{уд}=58,27$ кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7500$ кА \cdot с 2	$B_k = 46,08$ кА \cdot с 2	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
Заземляющие ножи		
$i_{дин}=125$ кА	$i_{уд}=58,27$ кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2500$ кА \cdot с 2	$B_k = 46,08$ кА \cdot с 2	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

9.4 Выбор и проверка трансформатора тока

Измерительный трансформатор тока – представляет собой повышающий трансформатор, предназначенный для преобразования тока большой величины до значения, удобного для измерения. Первичной обмоткой трансформатора тока является проводник с измеряемым переменным током, а во вторичной подключаются измерительные приборы. Ток, протекающий во вторичной обмотке трансформатора тока, пропорционален току, протекающему в его первичной обмотке. Число витков во вторичной обмотке берётся с таким расчётом, чтобы рабочий ток в ней равнялся 5А (или в конструкциях, встроенных в мультиметры – единицы миллиампер).

Трансформаторы тока (далее – ТТ) широко используются как для измерения электрического тока, так и в устройствах релейной защиты электроэнергетических систем. Помимо своего основного назначения (расширение пределов измерения приборов) трансформаторы тока защищают приборы от разрушительного действия токов короткого замыкания. Трансформаторы тока применяются также для измерений тока (даже небольшой величины) в установках высокого напряжения, часто достигающего сотен киловольт. Непосредственное измерение (без ТТ)

означает опасность прикосновения к амперметру, т.е. к находящемуся под высоким напряжением проводу.

В первую очередь при выборе трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{\text{ном}}, \quad (50)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора:

$Z_{\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Так как индуктивное сопротивление цепей невелико, можно принять:

$$Z_2 = R_2. \quad (51)$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{приб}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{пр}}$ и контактов $R_{\text{к}}$:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}. \quad (52)$$

Перед выбором ТТ необходимо определиться с измерительными приборами, а также определить длину и сопротивление для соединительных проводов.

Выбранные приборы приведены в таблице 51.

Таблица 51 – Приборы, подключаемые к ТТ на ВН

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3		
Амперметр	Э – 335	0,5	-	-
Ваттметр	Д – 335	0,5	-	0,5
Варметр	Д – 304	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий – 200	2,5	2,5	2,5
Счетчик РЭ	Меркурий – 200	2,5	2,5	2,5
Итого		6,5	5	6

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$R_{2\text{ном}} \geq R_{\text{приб}} + R_{\text{к}} + R_{\text{каб}}, \quad (53)$$

где $R_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов;

$R_{\text{каб}}$ – сопротивление кабеля;

$R_{\text{к}}$ – сопротивление контактов.

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{н}}^2}, \quad (54)$$

$S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2\text{н}}$ – вторичный номинальный ток прибора.

$$R_{\text{приб}} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом.}$$

Далее необходимо найти сопротивление кабеля:

$$r_{\text{каб}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (55)$$

где $r_{2\text{ном}}$ – допустимое сопротивление нагрузки трансформатора;

$r_{\text{приб}}$ – суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН;

$r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов (равное 0,05 Ом).

Выбираем ТТ ТФЗМ – 110Б, допустимое сопротивление нагрузки которого 20 Ом в классе точности 0,5.

Тогда сопротивление кабеля равно:

$$r_{\text{каб}} = 30 - 6,5 - 0,05 = 23,45 \text{ Ом.}$$

Находим сечение кабеля:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{каб}}}, \quad (56)$$

где ρ – удельное сопротивления материала кабеля ($\rho = 0,0174$ для меди; $\rho = 0,0283$ для алюминия);

l – длина кабеля (75 – 100 м для 110 кВ).

$$q = \frac{0,0174 \cdot 100}{13,45} = 0,074 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель с сечением 2,5 мм² марки 2КВВГнг.

Тогда сопротивление кабеля:

$$r_{\text{каб}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{каб}}}, \quad (57)$$

где $S_{\text{каб}}$ – сечение кабеля.

$$r_{\text{каб}} = \frac{0,0174 \cdot 100}{2,5} = 0,696 \text{ Ом}.$$

Определяем суммарное сопротивление нагрузки:

$$R = 6,5 + 0,05 + 0,696 = 7,25 \text{ Ом}.$$

Выбираем трансформатор ТФЗМ – 110Б – III (таблица 52).

Таблица 52 – Параметры ТФЗМ – 110Б – III

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{н}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}}=750 \text{ А}$	$I_{\text{мах}}=118 \text{ А}$	$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$Z_{2\text{ном}}=20 \text{ Ом}$	$Z_2=7,246$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$i_{\text{дин}}=158 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=58,27 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=13872 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_{\text{к}}=46,08 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

Для НН выбираем трансформатор подобным образом. Его выбор приведен в таблице 53.

Таблица 53 – Параметры ТОЛ – СЭЩ – 10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{н}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}}=3000 \text{ А}$	$I_{\text{мах}}=2155 \text{ А}$	$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$

1	2	3
$Z_{2ном}=20 \text{ Ом}$	$Z_2=7,246$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$i_{дин}=100 \text{ кА}$	$i_{уд}=58,27 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=1600 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_k=9 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

9.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения (ТН) – одна из разновидностей понижающего трансформатора, предназначенная для безопасного измерения напряжения в высоковольтных сетях (выше 1000В). Первичная обмотка ТН рассчитана на номинальное напряжение электроустановки, а напряжение вторичных обмоток стандартизировано, обычно 100В.

ТН выбираются по напряжению и нагрузке. Приборы, которые будут подключены ко вторичной обмотке, представлены в таблице 54.

Таблица 54 – Приборы, подключаемые к ТН на ВН

Прибор	Тип	S одной обмотки, В·А	Число обмоток	Число приборов	Общая мощность	
					P, Вт	Q, Вт
1	2	3	4	5	6	
Вольтметр	Э - 335	2	1	1	2	-
Счетчик активный	И - 674	3	2	1	2,28	5,5
Счетчик реактивный	И - 673	3	2	1	2,28	5,5
Ваттметр	Д - 335	1,5	2	1	3	-
Итого					9,56	11

Находим общее суммарную мощность приборов:

$$S_{\text{приб}} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (58)$$

где $P_{\text{приб}}$ – суммарная активная мощность приборов;

$Q_{\text{приб}}$ – суммарная реактивная мощность приборов.

$$S_{\text{приб}} = \sqrt{9,56^2 + 11^2} = 14,6 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Выбираем ТН НКФ – 110 – 83 У1 (таблица 55).

Таблица 55 – Параметры ТН НКФ – 110 – 83 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$S_{\text{ном}}=400 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{\text{приб}}=14,6 \text{ В}\cdot\text{А}.$	$S_{\text{приб}} \leq S_{\text{ном}}$

Для низкой стороны выбираем такие приборы измерения, как и для ВН.

Принимаем к установке ТН ЗНОЛ – СЭЩ – 10, параметра и проверка которого

приведены в таблице 56.

Таблица 56 – Параметры ЗНОЛ – СЭЩ – 10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$S_{\text{ном}}=300 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{\text{приб}}=14,6 \text{ В}\cdot\text{А}.$	$S_{\text{приб}} \leq S_{\text{ном}}$

9.6 Выбор трансформатора собственных нужд

Для трансформаторных подстанций мощность собственных нужд принимается раной 0,3—0,5 % от полной мощности потребителей:

$$S_{\text{С.Н.}} = 0,005 \sqrt{P_{\text{максЛесная}}^2 + Q_{\text{максЛесная}}^2} \quad (59)$$

$$S_{\text{С.Н.}} = 0,005 \sqrt{20884^2 + 8354^2} = 112,5 \text{ КВА}.$$

Выбираем ТМ-125/10.

9.7 Выбор и проверка гибких шин

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины. Они проверяются по экономической плотности тока, по допустимому току, по термической стойкости, на коронирование, а также на электродинамическое действие тока КЗ при токе трехфазного КЗ от 20 ампер и больше.

Экономическая плотность тока:

$$q_3 = \frac{I_{\text{норм}}}{J_3}, \quad (60)$$

где J_3 – нормированная плотность тока.

$$q_3 = \frac{59}{1} = 59 \text{ мм}^2.$$

Выбираем АС – 70/11.

Сила тяжести 1 метра провода АС -70/11:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m, \quad (61)$$

где m – масса 1 метра провода.

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot 0,276 = 2,98 \text{ Н/м.}$$

Далее определим допустимое расстояние:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D-d-a_{\text{доп}}}{2}, \quad (62)$$

где D – междуфазное расстояние;

$a_{\text{доп}}$ – наименьшее междуфазное расстояние;

d – диаметр провода.

$$b_{\text{доп}} = \frac{6-0,011-1}{2} = 2,49 \text{ м.}$$

Результаты выбора и проверки в таблице 57.

Таблица 57 – Выбор и проверка гибких шин

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$q_{\text{ном}} = 70 \text{ мм}^2$	$q = 59 \text{ мм}^2$	$q < q_{\text{ном}}$
$b_{\text{доп}} = 2,49 \text{ м}$	$b = 2,38 \text{ м}$	$b < b_{\text{доп}}$

9.8 Выбор и проверка жестких шин

В РУ 6 – 10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами, которые проверяются по нагреву, термической стойкости и на механическую прочность.

Выбираем шины марки АДЗ1Т 100х6.

Определяем минимальное сечение шины:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (63)$$

где $C=82$ для алюминиевых шин марки АДЗ1Т.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{1407000}}{82} = 14,46 \text{ мм}^2.$$

Далее необходимо определить момент сопротивления:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (64)$$

где b и h – размеры шины.

$$W = \frac{0,8 \cdot 10^2}{6} = 13 \text{ см}^3.$$

Тогда напряжение в материале шин при взаимодействии фаз:

$$\sigma_{\max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (65)$$

где l – длина пролета между изоляторами и шинной конструкцией;

$a=0,8$.

$$\sigma_{\max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{39933^2 \cdot 1,5^2}{13 \cdot 0,8} = 5,8 \text{ МПа}.$$

Таблица 58 – Выбор и проверка жестких шин

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$q_{\text{ном}}=600 \text{ мм}^2$	$q=14,46 \text{ мм}^2$	$q < q_{\text{ном}}$
$\sigma_{\text{доп}}=75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\max}=5,8 \text{ МПа}$	$\sigma_{\max} < \sigma_{\text{доп}}$

1	2	3
$I_{\text{доп}}=1425 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=1293 \text{ А}$	$I_{\text{max}} < I_{\text{доп}}$

9.9 Выбор и проверка ОПН

Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) – электрический аппарат, предназначенный для защиты оборудования систем электроснабжения от коммутационных и грозовых перенапряжений. ОПН также можно назвать разрядником без искровых промежутков. ОПН на сегодняшний день являются одним из эффективных средств защиты оборудования электрических сетей.

На ВН выбираем ограничитель типа – ОПН 110У1, на стороне НН – ОПН-П/ЗЭУ-К.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Релейная защита – комплекс устройств, предназначенных для быстрого, автоматического (при повреждениях) выявления и отделения от электроэнергетической системы повреждённых элементов этой электроэнергетической системы в аварийных ситуациях с целью обеспечения нормальной работы всей системы. Действия средств релейной защиты организованы по принципу непрерывной оценки технического состояния отдельных контролируемых элементов электроэнергетических систем. Релейная защита (РЗ) осуществляет непрерывный контроль состояния всех элементов электроэнергетической системы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений РЗ должна выявить повреждённый участок и отключить его от ЭЭС, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения (краткого замыкания).

Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная работа энергосистем.

Для защиты трансформаторов от повреждений и ненормальных режимов в соответствии с ПУЭ должны быть предусмотрены следующие типы релейной защиты.

От повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа и (или) понижением уровня масла – газовая защита с действием на сигнал и отключение:

- для трансформаторов мощностью 6300 кВА и более;
- для внутрицеховых понижающих трансформаторов мощностью 630 кВА и более;
- для трансформаторов мощностью 1000-4000 кВА, если отсутствует быстродействующая защита.

От повреждений на выводах и внутренних повреждениях – продольная дифференциальная защита или токовая отсечка.

Продольная дифференциальная защита ставится на трансформаторах мощностью 6300 кВА и более, на трансформаторах меньшей мощности – токовая отсечка. Если токовая отсечка не проходит по условиям чувствительности, то дифференциальная защита может быть установлена на трансформаторах меньшей мощности, но не менее 1000 кВА.

От токов внешних коротких замыканий должны быть установлены следующие защиты с действием на отключение:

- максимальная токовая защита для трансформаторов мощностью до 1000 кВА;

- максимальная токовая защита или максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или токовая защита обратной последовательности для трансформаторов мощностью 1000 кВА и более.

10.1 Выбор уставок продольной дифференциальной защиты

Устройство «Сириус-Т» является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики. Устройство может применяться для защиты элементов распределительных сетей как самостоятельное устройство, так и совместно с другими устройствами РЗА (например, резервной защитой силового трансформатора, газовой защитой и т.д.).

Устройство «Сириус-Т» всегда находится в режиме слежения за подведенными токами. Оно производит измерение электрических параметров входных аналоговых сигналов фазных токов IA , IB , IC сторон высшего и низшего напряжений силового трансформатора.

Устройство периодически измеряет мгновенные значения вторичных токов двух сторон трансформатора с помощью аналого-цифрового преобразователя (АЦП). При измерениях осуществляется компенсация аperiodической составляющей, а также фильтрация высших гармоник входных сигналов. На основе снятых значений вычисляются дифференциальные и тормозные токи трех фаз.

Для сравнения с уставками ступеней максимально-токовой защиты (МТЗ) используется только действующее значение первой гармоники входных сигналов.

На основе отфильтрованных данных вычисляются действующие значения необходимых величин, которые сравниваются с заданными уставками.

Защиты устройства срабатывают, если хотя бы одна контролируемая величина превышает заданную уставку. Далее запускаются временные задержки, заданные для каждой ступени срабатывания. В случае снижения входных токов ниже порога происходит сброс выдержки времени.

После выдержки заданного времени включенных защит происходит выдача команды на отключение выключателя с помощью реле «Откл.».

Результаты выбора уставок представлены в таблице 59.

Таблица 59 – Выбор уставок дифференциальной токовой защиты

Параметр	Формула	Сторона	
		ВН	НН
Первичный номинальный ток	$I_{\text{перв.ном.}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}}$	80,33 А	839,78
Коэффициент трансформации тока	$k_{\text{ТА.уст.}}$	100/5	1500/5
Вторичный номинальный ток	$I_{\text{втор.ном.}} = \frac{I_{\text{перв.ном.}}}{k_{\text{ТА.уст.}}}$	4 А	2,8 А
Принятые значения	$I_{\text{ном.ВН}}, I_{\text{ном.НН}}$	4 А	2,8 А

10.2 Выбор уставок дифференциальной отсечки

Произведем отстройку от срабатывания при КЗ на низкой стороне.

Для этого приведем токи КЗ низкой стороны к высокой:

$$I_{\text{НН}}^{(3)\text{ВН}} = \frac{I^{(3)}}{k_{\text{T}}}; \quad (66)$$

где $I^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ;

k_{T} – коэффициент трансформации силового трансформатора.

$$I_{\text{НН}}^{(3)\text{ВН}} = \frac{24000}{115/11} = 2295,7 \text{ А.}$$

Относительное значение тока КЗ равно:

$$I_{\text{баз}} = \frac{I_{\text{НН}}^{(3)\text{ВН}}}{I_{\text{НОМ}}} \quad (67)$$

$$I_{\text{баз.ВН}} = \frac{2295,7}{80,33} = 28,6 \text{ А.}$$

Затем определим уставки дифференциальной отсечки

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{НОМ}}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{баз}}; \quad (68)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$k_{\text{нб}}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ. Согласно если на стороне ВН и на стороне НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5 А, можно принимать $k_{\text{нб}} = 0,7$. Если на стороне ВН используются ТТ с вторичным номинальным током 1 А, то следует принимать $k_{\text{нб}}=1$.

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{НОМ}}} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 28,6 = 20.$$

Принимаем уставку 24.

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки будет равен

$$I_{\text{диф}} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 28,6 \cdot 80,33 = 1929,85 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности равен:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ВН}}^2}{I_{\text{диф}}} \quad (69)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{20800}{1929,85} = 10,78.$$

В соответствии с ПУЭ коэффициент чувствительности должен быть не меньше 2.

10.3 Выбор уставок токовой отсечки

Токовая отсечка контролирует три фазных тока высшей стороны трансформатора и предназначена для защиты от всех видов коротких замыканий. Она отстраивается от максимального тока внешнего короткого замыкания. Ток внешнего короткого замыкания – это ток КЗ на НН или СН, приведенный к стороне высшего напряжения.

Отстройка токовой отсечки от максимального тока КЗ производится по формуле:

$$I_{\text{ТО}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{баз.ВН}}, \quad (70)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибку в определении токов, и необходимый запас, принимаемый 1,3.

$$I_{\text{ТО}} = 1,3 \cdot 28,6 = 37,2 \text{ А.}$$

Резервная максимально токовая защита трансформатора устанавливается со стороны источника питания трансформатора. Для двухобмоточного трансформатора понизительной подстанции без источников питания на стороне НН нет необходимости использования МТЗ НН. Поэтому МТЗ НН выводится из действия, а уставки МТЗ НН задаются величинам максимально возможными в устройстве «Сириус-Т».

10.4 Защита трансформатора от перегрузок

Защита от перегрузки устанавливается, как правило, на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток.

Для удобства пользования в устройстве «Сириус-Т» можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Уставка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{\text{пер}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном.}}, \quad (71)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки защиты от перегрузки равен 1,05;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-Т» равен 0,92.

Номинальный вторичный ток трансформатора на стороне установки защиты от перегрузки рекомендует определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

$$I_{\text{пер.ВН}} = \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,92} \cdot 0,4 = 0,48 \text{ А.}$$

$$I_{\text{пер.НН}} = \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,92} \cdot 2,8 = 3,36 \text{ А.}$$

10.5 Газовая защита трансформатора

Газовая защита является наиболее чувствительной защитой трансформаторов от повреждений его обмоток и особенно витковых замыканий, на которые дифференциальная защита реагирует только при замыкании большого числа витков, а МТЗ и отсечка не реагируют совсем.

Образование газов в кожухе трансформатора и движение масла в сторону расширителя могут служить признаком повреждения внутри трансформатора.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле. В нашем примере на трансформаторе установлено реле типа BF-80/Q.

В соответствии с требованиями ПУЭ схемой защиты трансформатора предусматривается возможность перевода действия отключающего контакта газового реле (кроме отсека РПН) на сигнал и выполнена отдельная сигнализация от сигнального и отключающего контактов.

11 МОЛНЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В качестве токоотвода могут использоваться мачты, линейные и шинные порталы, крыши зданий, либо тросы-прутки.

Параметры зоны защиты:

- эффективная высота молниеотвода $h_{эф}$ – высота, которая является пространственной зоной защиты. Для одиночного стержневого молниеотвода пространственная зона защиты выполняется в виде конуса;

- радиус зоны защиты на уровне земли r_0 ;
- радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта r_x ;
- высота защищаемого объекта h_x .

Высота линейного портала на ПС 110 кВ составляет 11 м, шинного – 7,5 м.

Принимаем зону Б, так как у нее больше вероятности прорыва молнии.

Принимаем высоту молниеотвода $h=35$ м.

Тогда эффективная высота молниеотвода равна:

$$h_{эф}=0,92 \cdot h. \quad (72)$$

$$h_{эф}=0,92 \cdot 30=27,6 \text{ м.}$$

Рассчитаем радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0=1,5 \cdot h. \quad (73)$$

$$r_0=1,5 \cdot 30=45 \text{ м.}$$

Определим радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x=r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right), \quad (74)$$

где h_x – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 45 \cdot \left(1 - \frac{11}{27,6}\right) = 27 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте шинного портала:

$$r_x = 45 \cdot \left(1 - \frac{7,5}{27,6}\right) = 33 \text{ м.}$$

Для ПС заземлитель выполняется в виде сетки.

Контур заземляющей сетки должен располагаться за границы оборудования на 1,5 м для того, чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя.

В качестве заземлителя были выбраны стальные прутки диаметром 14 мм². Подробный расчет заземлителя приведен в приложении Б.

12 СРОК ОКУПАЕМОСТИ ПРОЕКТА

Срок окупаемости проекта – это период времени, за который сумма чистого денежного потока (все деньги, которые пришли, минус все деньги, которые вложили в проект и потратили на расходы) от нового проекта покроет сумму вложенных в него средств. Может измеряться в месяцах или годах.

Рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\Pi_{\text{ч}} + I_{\text{а}}}, \quad (75)$$

где O – доход от полезного отпуска электроэнергии;

$I_{\text{а}}$ – амортизационные отчисления;

H – налог на прибыль. На ставка налога на прибыль составляет 20%.

Доход от полезного отпуска электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$O = W_{\text{по}} \cdot T_{\text{пер}}, \quad (76)$$

где $W_{\text{по}}$ – полезный отпуск;

$T_{\text{пер}}$ – средний тариф на передачу электроэнергии составляет 3,18 руб./тыс.кВт·ч для Приморского края.

Полезный отпуск рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{\text{по}} = \sum P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}}. \quad (77)$$

$$W_{\text{по}} = 20,88 \cdot 6000 = 125280 \text{ МВ} \cdot \text{ч/год}.$$

Далее находим доход от полезного отпуска электроэнергии, млн.руб:

$$O = 125280 \cdot 3,18 = 398390 \text{ тыс.руб.}$$

Налог на прибыль зависит от дохода, полезного отпуска электроэнергии и издержек. Определяется следующим образом:

$$H=0.2 \cdot (O-I), \quad (78)$$

где I – издержки.

$$I=I_a+I_{\text{ЭиР}}. \quad (79)$$

$$I=128300+98670=226970 \text{ тыс.руб.}$$

$$H=0,2 \cdot (398467 - 226970)=34299 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитываем чистую прибыль:

$$Пч=O-I-H. \quad (80)$$

$$Пч = 398390 - 226970 - 34299 = 137197 \text{ тыс.руб.}$$

Находим срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{1973000}{137197+98670} = 8,4 \text{ лет.}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе было сделано описание климата и источников питания Приморского края. Затем рассчитан режим существующей сети для оценки загрузки оборудования. Далее спрогнозированы максимальные и средние мощности. Затем было разработано и предложено 4 варианта подключения подстанции Лесная к существующей сети Приморского края. В 3 вариантах подстанция является проходной, в 1 ответвительной. Каждый вариант оценен по экономическим показателям и режимам. Как показал расчет режимов, для каждого варианта необходима реконструкция некоторых элементов. Был выбран наиболее выгодный вариант. Для него рассчитаны токи короткого замыкания для выбора и проверки коммутационного оборудования и измерительных трансформаторов. После этого выбраны уставки релейной защиты трансформаторов. Выбрана высота молниеотводов и рассчитаны их зоны защиты на высоте линейного портала, шинного портала и на уровне земли.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования часть 1 электроэнергетические системы и сети / С. С. Ананичева, А. Л. Мызин, С. Н. Шелюг – Екатеринбург : Изд-во УГТУ, 2005. – 52 с.

2 Баков, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций с применением ЭВМ : учеб. пособие для вузов / Ю.В. Баков. — М. : Энергоатомиздат, 2013.— 272 с.

3 Булгаков, А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике : учебное пособие / А.Б. Булгаков – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2020. – 89 с.

4 Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 456 с.

5 Идельчик, В. И. Расчеты установившихся режимов электрических систем – Москва : Изд-во «Энергия» , 1977. – 189 с.

6 Казакул, А. А. Алгоритмы задач электроэнергетики: методические указания по выполнению лабораторных работ / А. А. Казакул – Благовещенск : Изд – во АмГУ, 2014. – 134 с.

7 Методические рекомендации по действиям подразделений федеральной противопожарной службы при тушении пожаров и проведении аварийно-спасательных работ (направлен указанием МЧС России от 26.05.2010 N 43-2007-18) (legalacts.ru).

8 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608с.

9 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.rastrwin.ru](http://www.rastrwin.ru) – 22.03.2018 г.

10 Правила устройства электроустановок : нормативно-технический материал. – 7-е изд. – М. : Энергосервис, 2006. – 280с.

11 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957).

12 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова – 10 изд., стереотип – Москва : Изд-во «Академия», 2013. – 449 с.

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

14 Савина, Н. В. Электроэнергетические системы и сети: методические указания к курсовому проектированию / Н. В. Савина – Благовещенск : Изд-во АмГУ 2013. – 59 с.

15 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.30.010-2008.

16 Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели сетей 35 – 1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : ЭНАС, 2013. – 376 с.

17 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 10-е изд., испр. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2013. – 964 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет токов КЗ в ПВК MathCad 15

$$T_a := 0.03$$

$$I_{3\phi BH} := 24 \text{ кА}$$

$$I_{3\phi HH} := 15 \text{ кА}$$

$$K_{уд} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}} = 1.717$$

$$I_{2\phi BH} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{3\phi BH} = 20.785 \text{ кА}$$

$$I_{2\phi HH} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{3\phi HH} = 12.99 \text{ кА}$$

$$i_{удBH} := \sqrt{2} \cdot I_{3\phi BH} \cdot K_{уд} = 58.261 \text{ кА}$$

$$i_{удHH} := \sqrt{2} \cdot I_{3\phi HH} \cdot K_{уд} = 36.413 \text{ кА}$$

$$i_{aBH} := \sqrt{2} \cdot I_{3\phi BH} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_a}} = 24.32 \text{ кА}$$

$$i_{aHH} := \sqrt{2} \cdot I_{3\phi HH} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_a}} = 15.2 \text{ кА}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет заземлителя в ПВК MathCad 15

Расчет заземлителя

$$a := 68.4 \quad b := 30 \quad I_{\text{кз}} := 24000 \quad t_{\text{откл}} := 0.05 \quad \beta := 21$$

$$S := (a + 1.5 \cdot 2) \cdot (b + 1.5 \cdot 2) = 2.356 \times 10^3 \text{ м}^2$$

Сечение по термической стойкости:

$$F := \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^2 \cdot t_{\text{откл}}}{400 \cdot \beta}} = 58.554 \text{ мм}^2$$

Выбираем прутки диаметром 14 мм. Тогда их сечение равно:

$$F_{\text{пр}} := \pi \cdot 7^2 = 153.938 \text{ мм}^2$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$T := 240 \text{ мес} \quad \alpha_0 := 0.0026 \quad \alpha_1 := 0.00915 \quad \alpha_2 := 0.0104 \quad \alpha_3 := 0.0224$$

$$S_{\text{ср}} := \ln(T)^3 \cdot \alpha_0 + \ln(T)^2 \cdot \alpha_1 + \ln(T) \cdot \alpha_2 + \alpha_3 = 0.782$$

$$F := 3.14 \cdot S_{\text{ср}} \cdot (14 + S_{\text{ср}}) = 36.31 \text{ мм}^2$$

Далее необходимо определить длину горизонтальных полос:

$$k := 6 \text{ м}$$

$$L_{\Gamma} := \frac{(b + 3)}{k} \cdot (a + 3) + \frac{(a + 3)}{k} \cdot (b + 3) = 785.4 \text{ м}$$

После этого находим количество ячеек:

$$m := \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} = 8.09$$

Тогда длина горизонтальных полос равна:

$$L_{\text{В}} := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 882.481 \text{ м}$$

Количество вертикальных электродов равно:

$$n_{\text{В}} := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{6} = 32.36$$

Стационарное сопротивление грунта:

$$\rho := 20 \quad A := 0.33$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет заземлителя в ПВК MathCad 15

$$R := \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{\Gamma} + n_{\text{В}} \cdot L_{\text{В}}} \right) = 0.137$$

Импульсный коэффициент равен:

$$I_{\text{м}} := 60000$$

$$\alpha_{\text{И}} := \sqrt{\left[\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{\text{м}} + 45)} \right]} = 0.06$$

Тогда импульсное сопротивление равно:

$$R_{\text{И}} := R \cdot \alpha_{\text{И}} = 8.161 \times \text{Ом}^{-3}$$