

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
« 29 » 06 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрической сети 220 кВ в Амурской области на участке подстанция Амурская – подстанция Завитая с организацией схемы заход – выход на подстанции Хвойная

ТОМ I

Исполнитель  
студент группы 642-об2

  
17.06.2020  
подпись, дата

А.Д. Евсеев

Руководитель  
профессор, докт.техн.наук

  
17.06.2020  
подпись, дата

Н.В. Савина

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

  
22.06.2020  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

  
22.06.2020  
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
« 24 » 03 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Евсеева Алексея

Димитриевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция электрической сети 220 кВ в Амурской области на участке подстанции Амурская – подстанции Завиная с организацией схемы вход-выход на подстанции Хвойная

(утверждено приказом от 23.03.2020 № 657-ур)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Контрольные замеры нагрузок подстанций Амурской области, электрические схемы подстанций, паспорта подстанций, материалы преддипломной практики

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

Характеристика работы реконструкции; расчет и анализ нагрузок; разработка вариантов реконструкции; расчет токов короткого замыкания; реконструкция подстанции Хвойная; разработка максимизации; релейные защиты; расчет релейных; БЖД.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 20 рисунков; 64 таблицы; 34 источника; 9 листов графической части.

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

7. Дата выдачи задания 24.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В., докт. техн. наук, профессор  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 23.06.2020   
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 198 с., 20 рисунков, 64 таблицы, 9 приложений, 34 источника.

ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ОПОРЫ, РАСЧЕТ РЕЖИМА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ОКУПАЕМОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе были предложены варианты реконструкции электрической сети и выбран наиболее оптимальный. Произведена реконструкция электрической подстанции и линий электропередачи, подходящих к ней. На реконструируемой подстанции рассчитаны токи короткого замыкания, выбрано необходимое оборудование, релейная защита и автоматика, произведен расчет и разработка схем молниезащиты и заземления. Описано конструктивное исполнение линий, к которым подключается подстанция. Выполнен расчет и анализ максимального, минимального, ремонтного и послеаварийного режимов.

Рассчитан чистый дисконтированный доход при реконструкции подстанции и линий электропередачи.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика районной реконструкции электрической сети на участке ПС Амурская-ПС Завитая, включая ПС Хвойная	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района размещения электрических сетей на участке ПС Амурская - ПС Завитая	10
1.2 Характеристика электрических сетей рассматриваемого участка	12
1.3 Анализ существующих режимов рассматриваемого участка	26
1.4 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей, включая ПС Хвойная	38
2 Расчет и анализ электрических нагрузок	40
2.1 Расчет вероятностных характеристик	40
2.2 Расчет спрогнозированных характеристик	45
3 Разработка вариантов реконструкции электрической сети	48
3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при её реконструкции	48
3.2 Выбор номинального напряжения	54
3.3 Компенсация реактивной мощности	57
3.4 Выбор марок и сечений новых линий электропередачи и проверка существующих	63
3.5 Проверка мощности силовых трансформаторов на действующих подстанциях при реконструкции электрической сети и их замена в случае необходимости	68
4 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети	72
5 Расчет токов короткого замыкания	79

6 Реконструкция подстанций рассматриваемого участка электрической сети	86
6.1 Разработка однолинейной схемы подстанции Хвойная при реконструкции	86
6.2 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС Хвойная и выбор оптимального	87
6.3 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН	87
6.4 Выбор и проверка выключателей	90
6.5 Выбор и проверка разъединителей	94
6.6 Выбор и проверка трансформаторов тока	95
6.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	102
6.8 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов	105
6.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	108
6.10 Выбор и проверка ячеек КРУН	109
7 Разработка молниезащиты и заземления реконструируемой ПС Хвойная	111
7.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет	111
7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	116
7.3 Выбор и проверка ОПН	119
7.4 Оценка надежности молниезащиты ПС	125
8 Конструктивное исполнение ЛЭП при реконструкции рассматриваемого участка электрической сети	129
9 Релейная защита и автоматика при реконструкции электрической сети	134
9.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики при реконструкции электрической сети	134
9.2 Релейная защита силового трансформатора на реконструируемой ПС	139
9.3 Релейная защита ЛЭП, подходящих к ПС Хвойная	144

9.4 Автоматика	154
10 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов после реконструкции электрической сети	157
10.1 Выбор эквивалента сети для расчета режимов	157
10.2 Выбор и характеристика ПВК для расчетов режимов	157
10.3 Подготовка исходных данных для расчета	158
10.4 Расчет максимального режима и его анализ	163
10.5 Расчет минимального режима и его анализ	167
10.6 Расчет послеаварийного и ремонтного режимов и их анализ.	171
11 Оценка экономической целесообразности реконструкции электрической сети	177
12 Безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции электрической сети	181
12.1 Безопасность	181
12.2 Экологичность	184
12.3 Чрезвычайные ситуации.	191
Заключение	194
Библиографический список	195
Приложение А Результаты контрольных замеров нагрузок на ПС	199
Приложение Б Прогнозирование нагрузок	206
Приложение В Разработка вариантов реконструкции электрической сети	210
Приложение Г Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети	221
Приложение Д Расчет ТКЗ и выбор оборудования	229
Приложение Е Расчет молниезащиты и заземления	234
Приложение Ж Расчет релейной защиты	242
Приложение З Расчет исходных данных для расчета режимов	254
Приложение И Оценка экономической целесообразности проекта	256

Приложение К Расчет максимального режима в ПВК RastrWin 3	262
Приложение Л Расчет минимального режима в ПВК RastrWin 3	265

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ЛЭП – линия электропередачи

ВЛ – воздушная линия

ВН – высокое напряжение

КВЛ – кабельно-воздушная линия

ДКЗ – дневной контрольный замер

КЗ – короткое замыкание

КРУ – комплектное распределительное устройство

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией

КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный

ОРУ – открытое распределительное устройство

ОЭС – Объединенная энергетическая система

ЭЭС – электроэнергетическая система

ПВК – программно-вычислительный комплекс

ПС – подстанция

РЗА – релейная защита и автоматика

СН – собственные нужды

ТН – трансформатор напряжения

ТТ – трансформатор тока

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

ШР – шунтирующий реактор

## ВВЕДЕНИЕ

Основными задачами при проектировании является разработка вариантов подключения и выбор наиболее экономичного, выбор основного оборудования подстанции, разработка и выбор релейной защиты, расчет максимального, минимального и послеаварийного режима, а так же определение экономической эффективности инвестиций в реконструкцию и модернизацию сети.

Область энергетики предусматривает такие задачи, как увеличение уровня проектно-конструктивных разработок, внедрение и грамотную эксплуатацию электрооборудования, снижение непроизводительных расходов электроэнергии при ее потреблении, передаче и распределении.

Главной задачей электроэнергетики является необходимость передавать электроэнергию большому количеству потребителей различных категорий. При этом при её передаче необходимо уменьшение стоимости электроэнергии до минимальной. Это то, чего нужно добиваться, соблюдая все правила, требования, нормы качества и надежности.

В данной выпускной работе рассматривается реконструкция электрической сети 220 кВ Амурской области на участке ПС Амурская – ПС Завитая с организацией схемы заход выход на подстанции Хвойная.

Актуальность данной выпускной квалификационной работы заключается в том что скорейшая реконструкция электрической сети с организацией схемы заход - выход на подстанции Хвойная позволит разгрузить перегруженные линии и догрузить недогруженные. Обеспечить более надежный режим работы для тяговых подстанций, находящихся в данной реконструируемой зоне, которые являются важными составляющими Транссибирской магистрали. А так реконструкция подстанции Хвойная обеспечит надежный отпуск электроэнергии в сеть 110 кВ через подстанцию Хвойная.

Целью данной выпускной квалификационной работы является определение наиболее экономически целесообразного варианта подключения ПС Хвойная к электрической сети для обеспечения требуемого уровня надежности питания потребителей.

В выпускной квалификационной работе проведена характеристика района реконструкции, проведен расчет и анализ электрических нагрузок подстанций, разработаны варианты реконструкции электрической сети и выбран более экономичный. Были рассчитаны токи короткого замыкания на реконструируемой подстанции, после выбрано силовое оборудование на ней. Разработана молниезащита подстанции, описано конструктивное исполнение линий электропередачи, подходящих к реконструируемой подстанции. Рассчитана релейная защита и описана автоматика, проведен расчет нормальных и послеаварийных режимов электрической сети после реконструкции, оценена экономическая целесообразность принятого варианта реконструкции. Описана безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции электрической сети.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы использованы ПК «MathCad-15», «RastrWin-3», а также пакет программ «Microsoft Office - 2010».

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НА УЧАСТКЕ ПС АМУРСКАЯ – ПС ЗАВИТАЯ, ВКЛЮЧАЯ ПС ХВОЙНАЯ

Характеристика района реконструкции электрической сети проводится для того, чтобы при дальнейшем выполнении ВКР можно было понимать что из себя представляет данный участок электрической сети, понимать какие существуют недостатки и возможные решения по устранению этих недостатков.

В данном разделе рассмотрена климатическая характеристика и территориальные особенности района размещения электрических сетей, что позволит правильно выбрать оборудование на ПС, а так же правильно выбрать конструкцию и способы прокладки ЛЭП. Далее будет дана характеристика электрических сетей рассматриваемого участка, где будут подробно описаны ИП, ПС и ЛЭП и сделаны выводы по их недостаткам. Будут даны анализы существующих режимов, чтобы разобраться насколько загружена электрическая сеть. Так же будет приведено обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей.

## **1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района размещения электрических сетей на участке ПС Амурская – ПС Завитая**

Участок электрической сети ПС Амурская-ПС Завитая территориально входит в юго-восток Амурской области, с южной стороны располагается государственная граница с Китайской Народной Республикой. Большинство подстанций расположены на Зейско – Бурейской равнине. По составу грунта в области большую часть территории занимают иллювиально-гумусовые, таежно-глеевые и бурые лесные почвы- около 65 процентов. На территории исследования проходят железно-дорожные пути, что и обуславливает наличие тяговых подстанций Белогорск/т, Завитая/т и Короли/т. Рассматриваемую электрическую сеть пересекают реки Амур, Зeya, Завитая и Бурей.

Нельзя не отметить, что трасса линий электропередачи пересекает стратегически значимые города области: Свободный, вблизи которого строится «Амурский газоперерабатывающий завод», в будущем являющийся крупнейшим предприятием в мире по переработке природного газа, и Белогорск, являющийся крупным транспортным узлом Транссибирской магистрали.

Климат Амурской области резко-континентальный с муссонными чертами. Минимальная температура окружающей среды  $-38\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а максимальная  $37\text{ }^{\circ}\text{C}$  [1]. Эти данные понадобятся мне при выборе сечений проводников, чтобы я мог учесть поправочные коэффициенты, для того чтобы мог определить возможность перегрузки либо недогрузки (в летний период) проводников, а так же для правильного выбора изоляции выключателей и для выбора оборудования подстанций

Среднегодовая температура составляет  $-0,9\text{ }^{\circ}\text{C}$  [1]. Она нужна для правильного выбора силовых трансформаторов.

В соответствии с требованиями ПУЭ по карте районирования территории РФ по ветровому давлению район по ветру III. Нормативный скоростной напор ветра  $650\text{ Па}$ [2]. Данная информация используется для правильного выбора конструкции воздушной линии электропередачи, для правильного расположения подстанции и оборудования на этих подстанциях. Так же правильность выбора этих показателей предотвратит возможное возникновение таких опасных ситуаций как повреждение или полное разрушение опор.

Среднегодовая влажность составляет 85%.

Район исследования относится к району с умеренной пляской проводов в соответствии с ПУЭ[2].

Уровень загрязнения атмосферы высокий (индекс загрязнения атмосферы равен 14) [2]. Это позволяет более точно выбрать изоляцию линий электропередачи и изоляцию на подстанциях.

Нормативная глубина промерзания грунта 2,2 м. Знание данного показателя помогает правильно организовать заземление подстанций и линий электропередачи, а также правильно проложить кабельные линии.

Среднегодовая продолжительность гроз составляет 41-60 ч, а удельная плотность ударов молнии в землю 2,5, 1/(км<sup>2</sup>·год) [3]. Используется для правильного выбора оборудования .

Высота над уровнем моря города Благовещенск составляет 131 м, Свободный 180 м, Белогорск 166 м.

Район по гололеду IV согласно ПУЭ, нормативная толщина стенки гололеда 25 мм[1]. В связи с тем, что район по гололеду нормальный, никаких мероприятий для плавки гололеда нам не нужно применять, обледенение не приведет к выходу из строя оборудования.

Всю выше изложенную информацию сводим в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

<b>Климатические условия</b>	<b>Показатели</b>
Район по ветру	III
Нормативный скоростной напор ветра, Па	650
Район по гололеду	III
Нормативная стенка гололеда, мм	20
Низшая температура воздуха, °С	-38
Среднегодовая температура воздуха, °С	-0,9
Высшая температура воздуха, °С	37
Число грозových часов в год, ч	41-60
удельная плотность ударов молнии в землю, 1/(км <sup>2</sup> ·год)	2,5
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	2,2
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная

Таблица понадобится при расчетах и выборе оборудования

## **1.2 Характеристика электрических сетей рассматриваемого участка**

Вся энергетическая система Амурской области условно состоит из трех энергорайонов: западный, восточный и центральный энергорайоны. В основном

большая часть рассматриваемой электрической сети располагается в восточном энергорайоне. Её основными энергообъектами являются ПС 500 кВ Амурская и ПС 220 кВ Завитая. Так же на данном участке находится действующая электростанция– Бурейская ГЭС с номинальной установленной мощностью 2010 МВт, Нижне-Бурейская ГЭС и Райчихинская ГРЭС с номинальной установленной мощностью 102 МВт. Одним из крупных потребителей в этом районе Амурской области является тяговая нагрузка.

На рисунке 1 показана карта-схема географического расположения ПС существующего района электрической сети (М 1:36000).

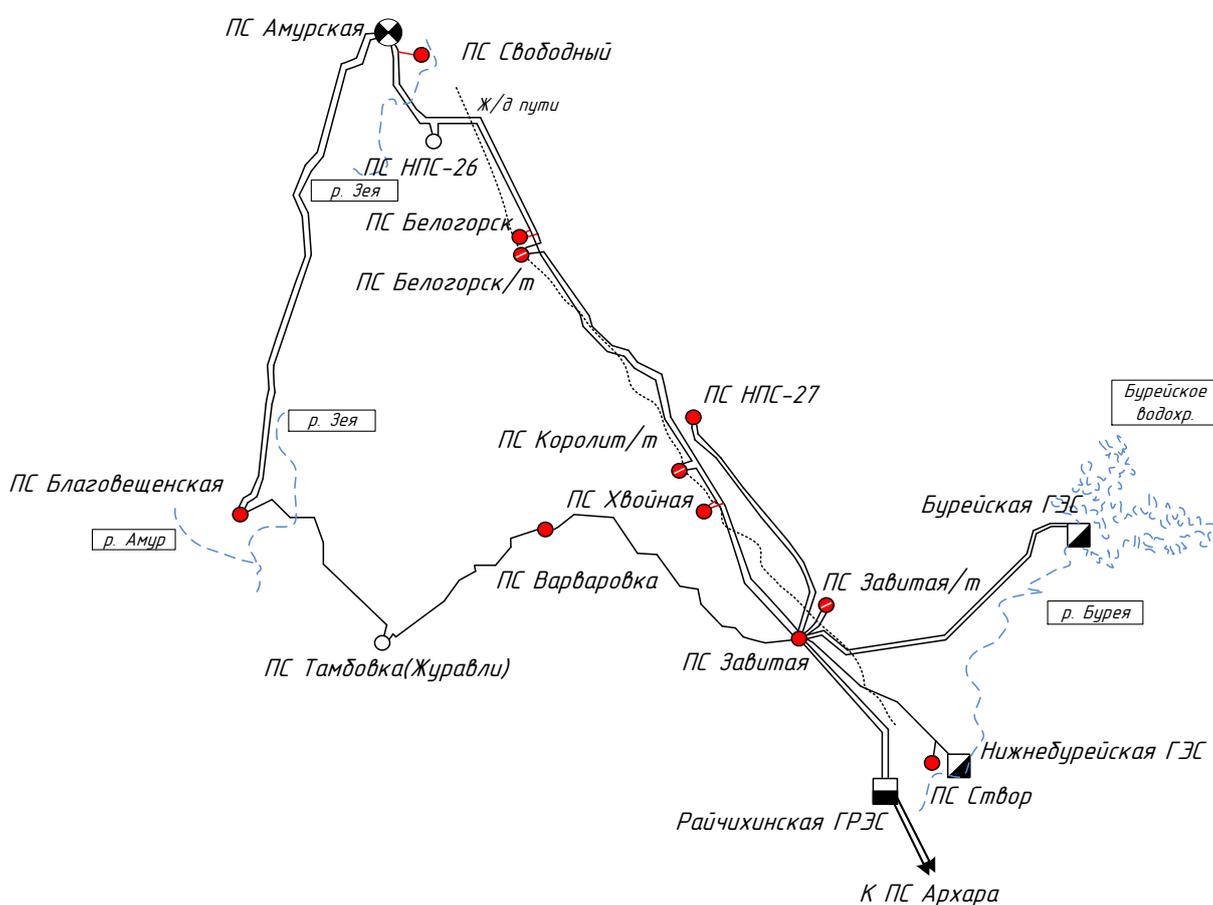


Рисунок 1 - Карта-схема географического расположения ПС

В исследуемом районе реконструкции электрической сети 220 кВ Амурской области расположены следующие подстанции и станции: ПС Амурская, ПС Свободный, ПС НПС-26( будет введена в эксплуатацию в 2025- 2030 гг.), ПС Белогорск, ПС Белогорск/т, ПС Короли/т, ПС Хвойная, ПС Завитая, ПС

Варваровка, ПС Тамбовка(Журавли) ( будет введена в эксплуатацию в 2025-2030 гг.), ПС Благовещенская, ПС НПС-27, ПС Завитая/т, ПС Створ, Бурейская ГЭС, Райчихинская ГРЭС, Нижне-Бурейская ГЭС.

Для рассматриваемого района реконструкции электрической сети в качестве источников питания выбраны Райчихинская ГРЭС, Нижнебурейская ГЭС и ПС Амурская. На Райчихинской ГРЭС на стороне 220 кВ источник питания имеет независимые системы шин, то есть имеет автоматический ввод резерва, присутствует свободная мощность. Так же установлен автотрансформатор с наличием устройства РПН с номинальной мощностью 125МВА. По этому же принципу ПС Амурская была выбрана в качестве ИП.

Характеристика источников питания:

1) Райчихинская ГРЭС является тепловой паротурбинной электростанцией с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Фактическое и проектное топливо- бурый уголь. Установленная мощность электростанции 102 МВт, тепловая мощность 238,1 Гкал/час. Приводится характеристика только электрической части станции. Оборудование станции разделено на 2 очереди, оборудование первой очереди (среднего давления) включает:

- Турбоагрегат № 4 мощностью 12 МВт, в составе турбины К-12-29 и генератора Т2-12-2, введен в эксплуатацию в 1961 году;
- Турбоагрегат № 5 мощностью 7 МВт, в составе турбины Р-7-29/7,0 и генератора Т2-12-2, введен в эксплуатацию в 1956 году.

В середине 2019 года планировался демонтаж турбоагрегатов №4,5, вследствие чего снизится установленная мощность на 19 МВт. Оборудование второй очереди (высокого давления) включает в себя:

- Турбоагрегат № 6 мощностью 50 МВт, в составе турбины К-50-90-3 и генератора ТВ-60-2, введен в эксплуатацию в 1965 году;
- Турбоагрегат № 7 мощностью 33 МВт, в составе турбины П-33/50-90/8 и генератора ТВ-60-2, введен в эксплуатацию в 1966 году.

Сторона ВН ОРУ 220 кВ и сторона СН ОРУ 110 кВ имеет распределительное устройство типа 13Н- «две рабочие и обходная системы шин»[4]. Однолинейная схема приведена в графической части ВКР на листе 1.

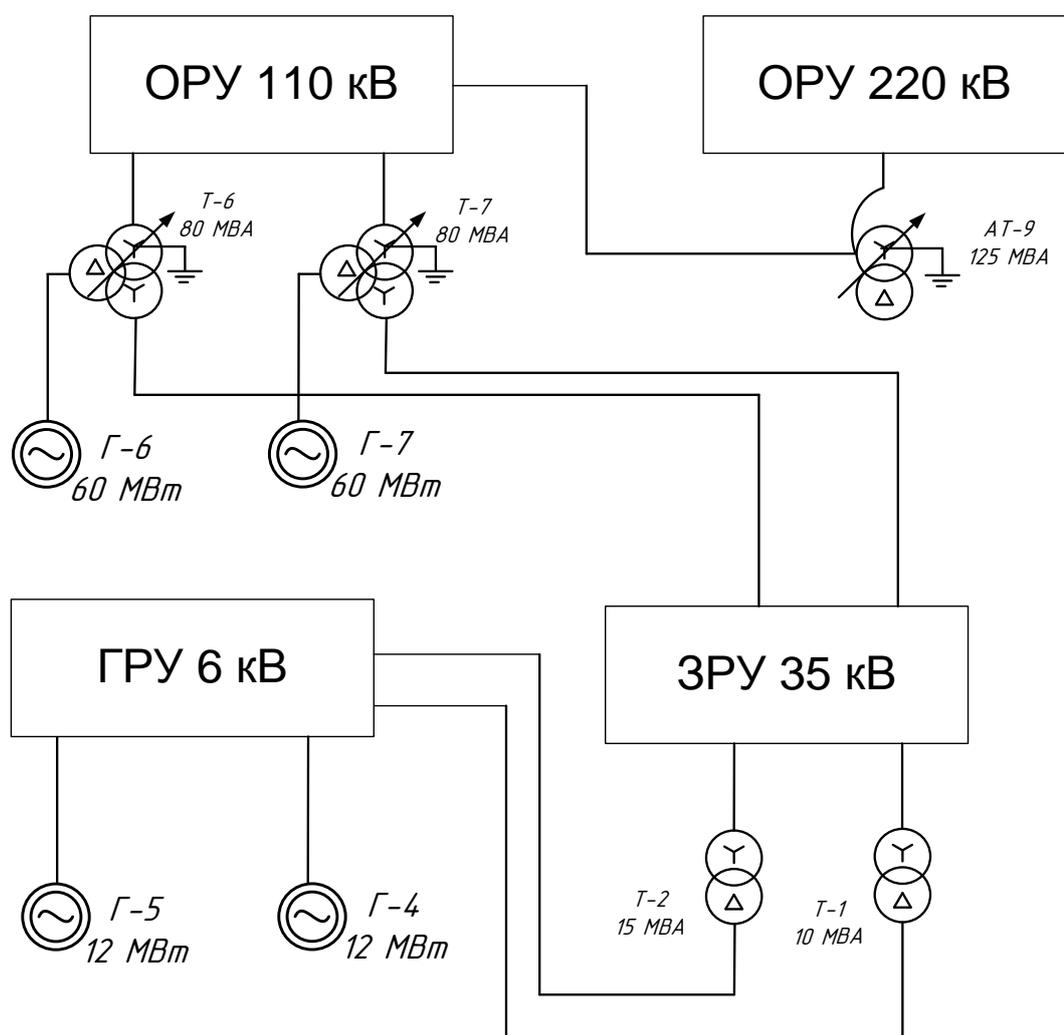


Рисунок 2 - Структурная схема Райчихинской ГРЭС

В ОРУ 220 кВ установлены 4 линейных выключателя, 1 секционный выключатель и 2 трансформаторных выключателя.

В линейную ячейку шин, кроме выключателя, входят 2 шинных разъединителя первой и второй секции шин, один разъединитель обходной секции шин и один линейный разъединитель, которые применяются для создания видимого разрыва. Так же входят заземляющие ножи шинного разъединителя второй секции шин и пара заземляющих ножей линейного разъединителя. Помимо всего

этого установлен трансформатор тока 220 кВ, предназначенный для преобразования тока большой величины до значения, удобного для измерения.

В трансформаторную ячейку шин, помимо выключателя, входят два шинных разъединителя первой и второй секции шин, линейный разъединитель и разъединитель обходной секции шин. Так же пара заземляющих ножей линейного разъединителя и заземляющий нож шинного разъединителя первой секции шин. Резервные линейные ячейки отсутствуют. На стороне ВН установлены ОПН-220, предназначенные для защиты оборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений.

На ВН установлен автотрансформатор 220/110/6 с полной мощностью 125 МВА, а так же трёхобмоточный трансформатор собственных нужд 220/35/6 с полной мощностью 25 МВА. По коэффициенту загрузки автотрансформатора не могу судить есть ли свободная мощность, так как отсутствуют его точные значения.

К ОРУ 110 кВ подключены два автотрансформатора 220/35/6 полная мощность каждого из которых составляет 80 МВА

2) ПС Амурская 500 кВ, но так как в ВКР реконструируется электрическая сеть 220 кВ, то при описании подстанции оборудование и системы шин 500 кВ описаны не будут.

ОРУ 220 кВ выполнено по 13Н- «две рабочие и обходная системы шин»[4].

Распределительное устройство 220 кВ включает в себя: 9 линейных выключателей, 4 трансформаторных, 1 шинно-соединительный(секционный) и 1 обходной выключатели.

Изоляция элегазовая (исходя из материалов преддипломной практики).

В линейную ячейку шин, кроме выключателей, входят шинные разъединители первой и второй секций шин с заземляющими ножами этих разъединителей, так же один линейный разъединитель с парой заземляющих ножей и обходной разъединитель с одним заземляющим ножом. Установлен трансформатор тока. Аналогичное оборудование входит в трансформаторную ячейку шин,

предназначенное под неё. Имеются трансформаторы напряжения, предназначенные для безопасного измерения напряжения. Установлены ограничители напряжения 220 кВ.

На подстанции установлены 2 автотрансформатора типа АТДЦТН-63000/220 (автотрансформатор, трехфазный, охлаждение с принудительной циркуляцией масла и воздуха, трехобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой).

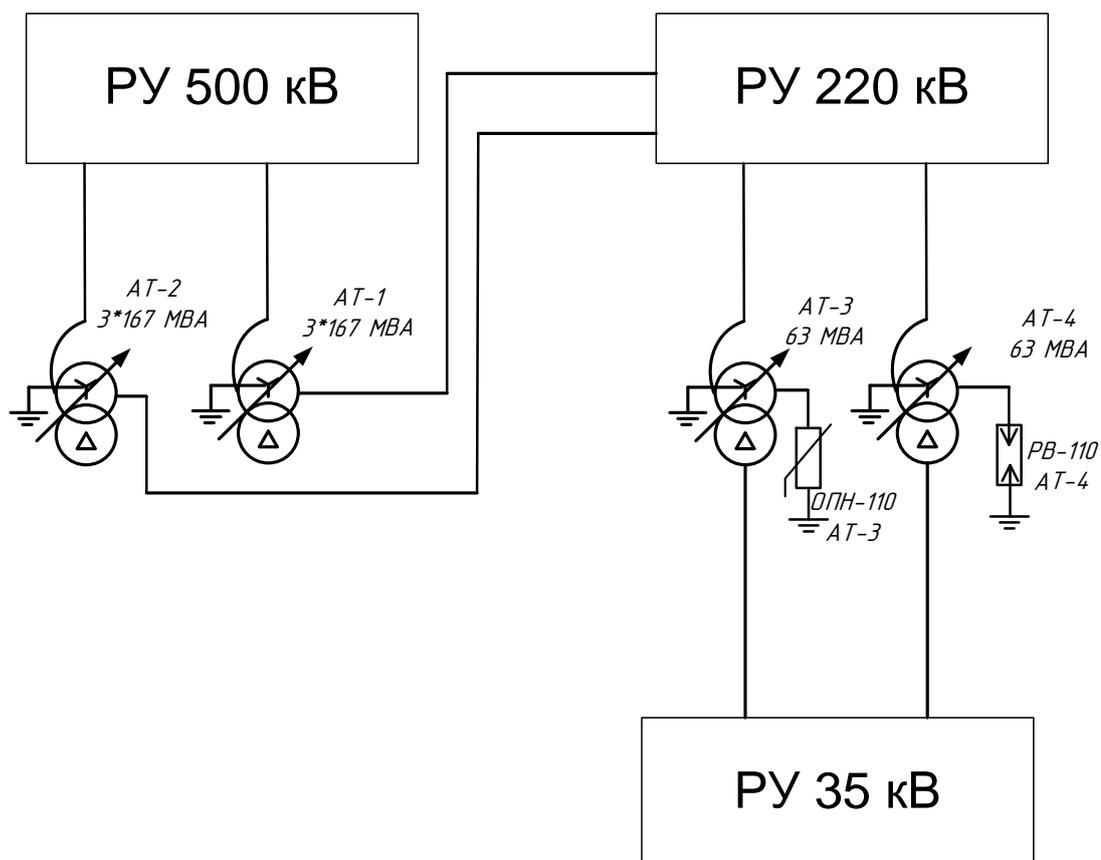


Рисунок 3 - Структурная схема ПС Амурская

3) Нижнебурейская ГЭС. Расположена на реке Буряя у посёлка Новобурейский Бурейского района Амурской области. Эта гидроэлектростанция является контррегулятором Бурейской ГЭС. Введена в работу в 2017 году, а ввод в эксплуатацию и выход электростанции на оптовый рынок мощности и электроэнергии осуществлен во втором полугодии 2019 года.

Установлены 4 гидроагрегата установленной мощностью 80 МВт каждый. Установленная электрическая мощность станции – 320 МВт. Помимо вы-

дачи мощности и выработки электроэнергии важной функцией Нижне-Бурейской ГЭС является выравнивание неравномерных в течение суток сбросов с Бурейской ГЭС, тем самым обеспечивается защита от подтоплений населенных пунктов в нижнем бьефе Бурейской ГЭС.

На рисунке 4 представлена структурная схема Нижнебурейской ГЭС.

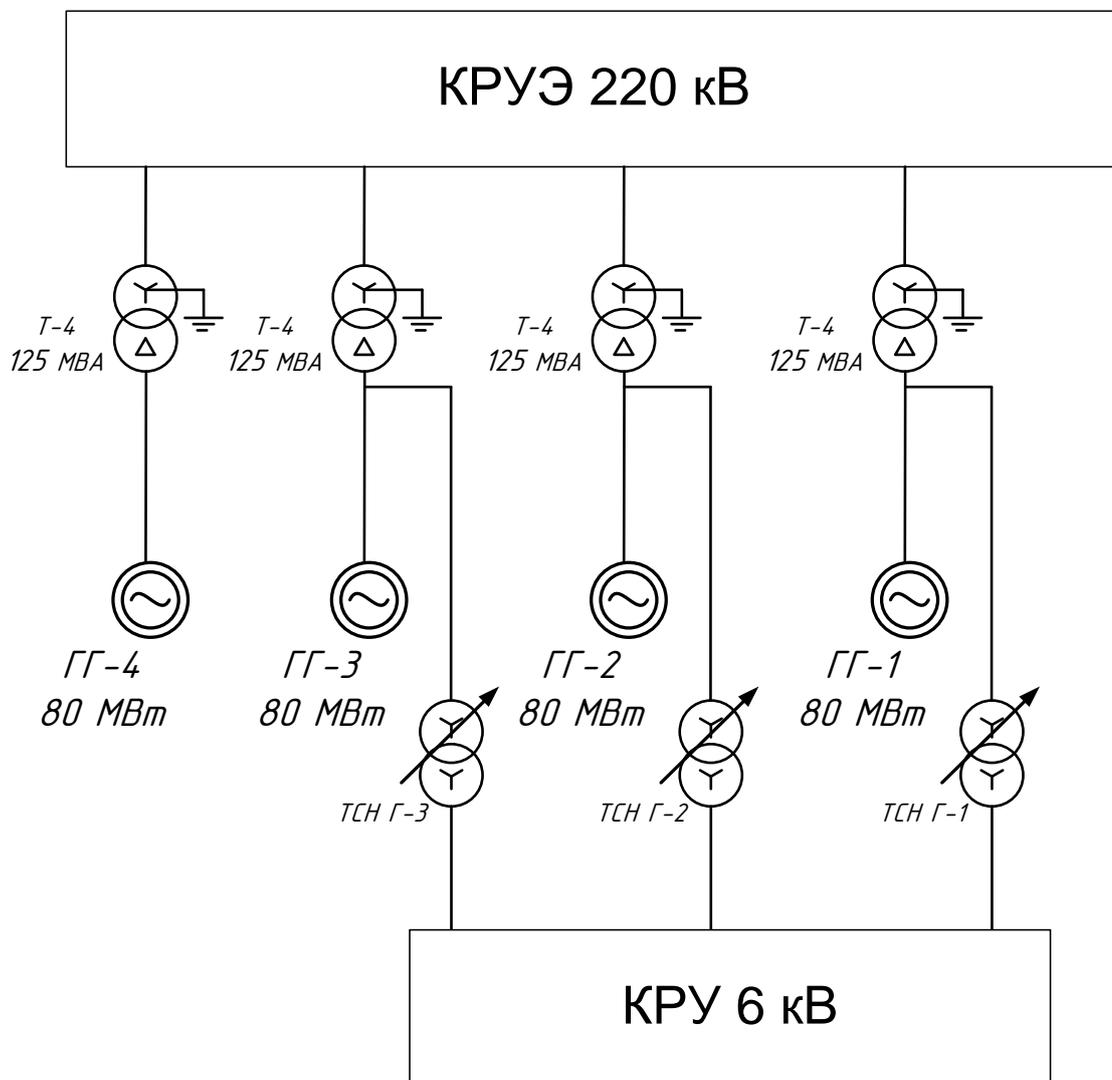


Рисунок 4 - Структурная схема Нижнебурейской ГЭС

КРУЭ 220 кВ выполнено по схеме 13- «две рабочие системы шин»[4].

Распределительное устройство 220 кВ включает в себя: 3 линейных выключателей, 4 трансформаторных и 1 шинно-соединительный(секционный) выключатели.

Гидроагрегаты выдают электроэнергию на напряжение 13,8 кВ, Каждый подключен к своему повышающему трансформатору марки ТДЦ-125000/220-УХЛ1 (силовой масляный трехфазный двухобмоточный трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла с регулированием напряжения без возбуждения на стороне обмотки высшего напряжения предназначен для работы в электрических сетях в блоке с генератором).

Анализ электрической сети:

В основном на реконструируемом участке по конструктивному выполнению линии выполнены воздушными линиями.

Радиальными линиями, то есть линиями, в которые мощность поступает только с одной стороны, являются ВЛ: 2 цепи ПС Завитая- ПС НПС-27, ПС Завитая- ПС Завитая/т . Магистральными линиями, то есть линиями, предназначенными для питания нескольких потребителей, расположенных в одном направлении, являются все остальные линии.

Данные по ЛЭП сведены в таблицу 2.

Таблица 2 - Характеристика ЛЭП 220 кВ

Наименование	Протяженность по трассе, км	Марка и сечение провода	Типы опоры
ВЛ Амурская- Благовещенская № 1	129,72	АС-400/51	Металлические
ВЛ Амурская- Благовещенская № 2	130,205	АС-300/39	Металлические, железобетонные
ВЛ Амурская- Белогорск/т с отпайками на ПС Белогорск, ПС Свободный	3,7	АС-240/32	Металлические, железобетонные
	66,3	АС-240/32	
	8,96	АС-300/39	
ВЛ Амурская- НПС-26	51,36	АС-300/39	Металлические, железобетонные

Наименование	Протя- женность по трассе, км	Марка и се- чение прово- да	Типы опоры
ВЛ НПС-26-Короли/т с от- пайкой на ПС Белогорск	20,11	АС-300/39	Металлические, же- лезобетонные
	68,87		
ВЛ Белогорск/т- Завитая с отпайкой на ПС Хвойная	69,7	АС-300/39	Металлические, же- лезобетонные
	49,7		
ВЛ Королит/т- Завитая с от- пайкой на ПС Хвойная	12,3	АС-300/39	Металлические, же- лезобетонные
	39,4		
ВЛ Завитая- Завитая/т 1 цепь	15,24	АС-240/32	Металлические, же- лезобетонные
ВЛ Завитая- Завитая/т 2 цепь	15,24	АС-240/32	Металлические, же- лезобетонные
ВЛ Бурейская ГЭС- Завитая 1 цепь	151,47	АС-400/51	Металлические, же- лезобетонные
ВЛ Бурейская ГЭС- Завитая 2 цепь	151,47	АС-400/51	Металлические, же- лезобетонные
ВЛ Райчихинская ГРЭС- Завитая № 1	44,64	АС-300/39	Металлические, же- лезобетонные
ВЛ Райчихинская ГРЭС- Завитая № 2	44,5	АС – 300/39	Металлические, же- лезобетонные
ВЛ Завитая-Варваровка	79,2	АС-300/39	Металлические, же- лезобетонные
ВЛ Благовещенская- Варва- ровка	108,5	АС-300/39 AACSRZ647	Металлические, же- лезобетонные
ВЛ Завитая- НПС-27 1 цепь	59,5	АС-240/32	Металлические, же- лезобетонные

Наименование	Протя- женность по трассе, км	Марка и се- чение прово- да	Типы опоры
ВЛ Завитая- НПС-27 2 цепь	59,5	АС-240/32	Металлические, же- лезобетонные
КВЛ Нижне-Бурейская ГЭС-Завитая с отпайкой на ПС Створ	57,79	АС-400/51	Металлические, же- лезобетонные

При производстве интервальной оценки ЛЭП можно сказать, что суммарная длина линий электропередачи составляет 1433,585 км, минимальная длина ЛЭП 0,04 км на участке Отпайка – Свободный (от ВЛ Амурская- Белогорск/т), максимальная длина ЛЭП 151,47 км на участке ВЛ Бурейская ГЭС-Завитая 1 и 2 цепи. Интервальная оценка сечений в эквиваленте электрической сети от 240 до 400 мм<sup>2</sup>.

На воздушных линиях установлена линейная арматура:

- Сцепная- даёт возможность соединять изоляторы с зажимными приспособлениями, а так же собирать в одну цепь несколько гирлянд и подвешивать линии электропередач на опорные элементы.
- Поддерживающая и натяжная- необходима для прикрепления тросов и проводов к гирляндам опорных элементов.
- Соединительная- используется для соединения в одном пролете тросов и проводов ВЛ.
- Распорная - служит для соединения проводов так называемой расщепленной фазы между собой.

Краткая характеристика ПС будет систематизирована в таблицу, в которой будут описаны: какие они являются по способу подключения, по типу рас-

пределительного устройства 220кВ и мощность установленных трансформаторов.

Таблица 3 - Характеристика подстанций.

Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора Ун, кВ	Мощность трансформатора, МВА	Способ подключения ПС к сети	Тип распределительного устройства 220 кВ	Год ввода в эксплуатацию
Амурская	АТ-3 (230/121/38,5)	63	Узловая	13Н- две рабочие и обходная системы шин	1978
	АТ-4 (230/121/38,5)	63			1984
Белогорск	АТ-1 (230/121/11)	63	Ответ- витель- ная (от- паечная)	Не типовая схема	1983
	АТ-2 (230/121/11)	63			1981
	Т-3 (230/38,5/11)	40			1971
	Т-4 (230/38,5/11)	40			1985
Благовещенская	АТ-1 (230/121/38,5)	125	Узловая	9 –Одна рабочая секционированная выключателем система шин	2011
	АТ-2 (230/121/38,5)	125			1980
Варваров- ка	Т-1 (230/38,5/11)	40	Тран- зитная (про- ходная)	12-Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	1995
	Т-2 (230/38,5/11)	40			1995
Завитая	Т-1 (230/38,5/11)	25	Узловая	13Н- две рабочие и обходная системы шин	1982
	Т-2 (230/38,5/11)	25			1982

Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора Uн, кВ	Мощность трансформатора, МВА	Способ подключения ПС к сети	Тип распределительного устройства 220 кВ	Год ввода в эксплуатацию
Свободный	Т-1 (230/38,5/11)	40	Отпаечная	3Н-Блок с выключателем	1971
Белогорск/г	Т-1 (230/27,5/11)	40	Транзитная	Не типовая схема	1984
	Т-2 (230/27,5/11)	40			2014
Королит/г	Т-1 (230/27,5/11)	40	Транзитная	Не типовая схема	2014
	Т-2 (230/27,5/11)	40			1984
Хвойная	АТ-1 (230/121/38,5)	32	Отпаечная	Не типовая схема	1976
	АТ-2 (230/121/38,5)	30			1980
Завитая/г	Т-1 (230/27,5/11)	40	Тупиковая	4Н- Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	1984
	Т-2 (230/27,5/11)	40			1984
НПС-27	Т-1 (230/11)	25	Тупиковая	4Н- Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Менее
	Т-2 (230/11)	25			5 лет
НПС-26	Т-1(230/38,5)	25	Транзитная	7- Четырёхугольник	После 2025г
	Т-2(230/38,5)	25			

Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора Ун, кВ	Мощность трансформатора, МВА	Способ подключения ПС к сети	Тип распределительного устройства 220 кВ	Год ввода в эксплуатацию
Тамбов-ка(Журавли)(проектируемая)	Т-1	63	Транзитная	7- Четырёхугольник	После 2025г
	Т-2	63			
Створ	Т-1(230/38,5/6,6)	25	Отпаечная	5Н- Мостик с выключателями в цепях линий	Менее 5 лет
	Т-2(230/38,5/6,6)	25			

Ниже представлены рисунки, по которым выполнены типовые схемы распределительных устройств 220 кВ, упомянутые в таблице [4]. Разница заключается в применении на одних ПС трансформаторов, на других автотрансформаторов и в количестве подключенных линий и соответственно линейных выключателей.

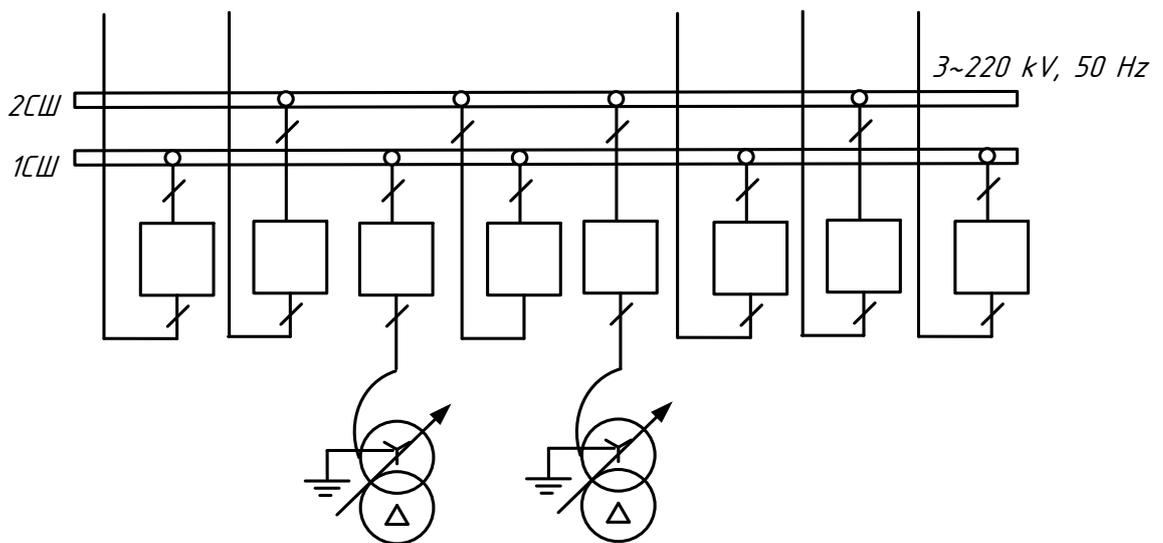


Рисунок 5 – 9-Одна рабочая секционированная выключателем система шин

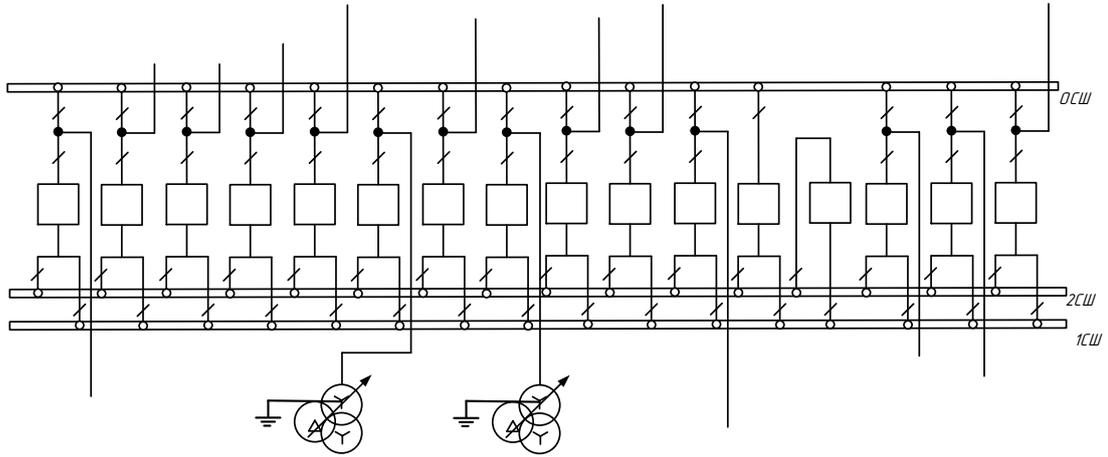


Рисунок 6 – 13Н- две рабочие и обходная системы шин

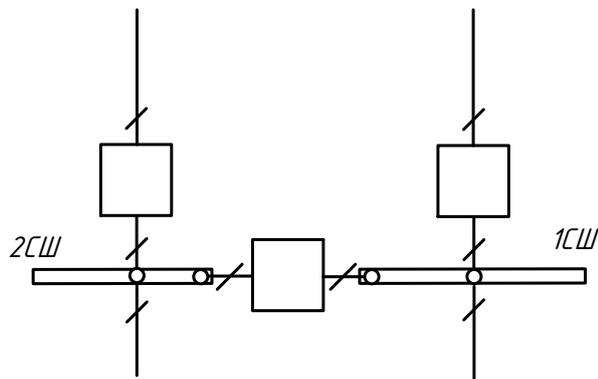


Рисунок 7 – 5Н-Мостик с выключателями в цепях линий

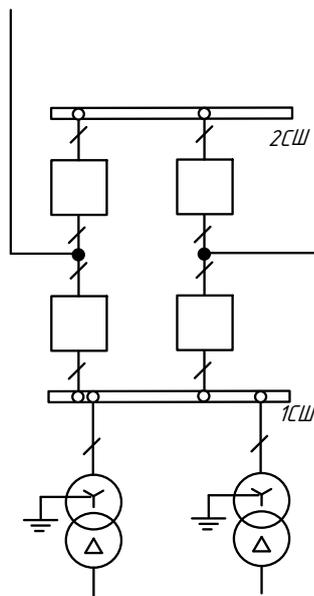


Рисунок 8 - 7- Четырёхугольник

Нормативный срок службы трансформаторов на ПС Хвойная истёк, следовательно они требуют замены. Так же на этой подстанции не типовая открытого распределительного устройства 220 кВ. Требуется реконструкция ПС Хвойная.

Проведенный анализ показал, что нормативный срок службы трансформаторов и автотрансформаторов истёк на следующих подстанциях: ПС Амурская, ПС Белогорск, на ПС Благовещенская второго автотрансформатора, на ПС Варваровка истекает срок службы трансформаторов в 2020 году, на ПС Завитая, на ПС Свободный, на ПС Белогорск/т у первого трансформатора, на ПС Короли/т второго трансформатора и на ПС Завитая/т

### **1.3 Анализ существующих режимов рассматриваемого участка**

В этом разделе проведен анализ существующих режимов для того чтобы убедиться, что все параметры находятся в допустимых пределах и чтобы выявить недостатки при эксплуатации электрических сетей для дальнейшего их устранения.

Исходная информация для анализа существующих режимов взята из контрольных замеров. В ходе преддипломной практики было выяснено, что нагрузка за последние 5 лет существенно не менялась, поэтому результаты контрольных замеров в качестве примера представлены за 2019 год, который принят базовым для прогнозирования нагрузок. Нагрузки на ПС за осенне-зимний и весенне-летний периоды подробно представлены в приложении А, а ниже в таблицах 3 и 4 представлены максимальные, минимальные и средние активные и реактивные нагрузки по этим таблицам за каждый из периодов. Средняя мощность была рассчитана по формулам при помощи программы Microsoft Excel:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i \text{ МВт,} \quad (1)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i \text{ Мвар,} \quad (2)$$

где  $P_{cp}, Q_{cp}$  - средняя мощность;

$T$  - период;

$P_i, Q_i$  - мощность, соответствующая времени  $t_i$  в день контрольного замера(ДКЗ).

А максимальные и минимальные мощности выбраны из таблицы путём её анализа.

Таблица 4 – Результаты контрольных замеров нагрузок на ПС осенне-зимний период

Наименование ПС	$K_3$	Мощность трансформаторов, МВА	$P_{cp}$ , МВт	$Q_{cp}$ , МВар	$P_{max}$ , МВт	$Q_{max}$ , МВар	$P_{min}$ , МВт	$Q_{min}$ , МВар
Амурская	0.23	63	14.25	3.84	15.84	4.08	12.39	3.52
	0.27	63	16.29	4.36	18.2	4.63	14.2	4.01
Белогорск	0.23	63	14.62	2.2	16.4	2.5	12.9	1.8
	0.23	63	14.53	2.1	16.3	2.4	13	1.7
	0.63	40	23.45	9.36	26.94	24.65	9.4	2.46
	0.61	40	23.21	7.67	30.85	8.33	19.46	6.8
Хвойная	0.92	32	29.15	4.3	32.7	4.9	25.9	3.6
	0.26	30	7.93	0.54	8.73	0.72	7.28	0.35
Завитая	0.15	25	3.32	1.51	3.9	1.7	1.85	1.09
	0.15	25	3.52	0.95	4.1	1.1	2.81	0.43
Варваровка	0.13	40	4.61	2.55	9.9	3.8	2.3	0.8
	0.14	40	5.6	0.53	8.9	1.3	3.1	0.1
Благовеценская	0.28	125	26.95	22.78	39	24.4	17.5	20.8
	0.35	125	29.78	31.93	43	33.8	19.4	29.6

Таблица 5 – Результаты контрольных замеров нагрузок на ПС весенне-летний период

Наименование ПС	$K_3$	Мощность трансформаторов, МВА	$P_{ср}$ , МВт	$Q_{ср}$ , МВар	$P_{max}$ , МВт	$Q_{max}$ , МВар	$P_{min}$ , МВт	$Q_{min}$ , МВар
Амурская	0.29	63	17.41	4.64	137.1	5.11	7.23	4.34
Белогорск	0.08	63	5.14	0.15	6.5	0.5	3.1	0
	0.08	63	5.11	0.2	6.5	0.5	3.2	0
	0.36	40	12.87	6.7	16.3	15.14	6.92	5.86
	0.35	40	12.72	6.21	15.67	6.94	7.88	5.41
Хвойная	0.09	32	1.57	2.32	1.81	6.9	1.18	1.03
Завитая	0.05	25	1.17	0.69	1.4	0.8	0.7	0.5
	0.1	25	2.34	1.08	3.2	2.1	0.9	0.9
Варваровка	0.21	40	8.02	1.95	13.7	3	4.3	0.2
	0.02	40	0.67	0.33	0.9	0.8	0.3	0.3
Благовещенская	0.15	125	9.14	16.31	23.2	18.6	2	13.2
	0.21	125	10.1	24.53	25.6	27.3	1.8	21.1

В дневном контрольном замере в весенне-летний период один автотрансформатор на ПС Амурская мощностью 63 МВА и один автотрансформатор на ПС Хвойная мощностью 30 МВА были отключены.

При ДКЗ на ПС Варваровка скорее всего были отключены трансформаторы но приборы измерили переток мощности, проходящий через них, из-за чего и наблюдается минимальный коэффициент загрузки трансформаторов.

Проведенный анализ, как видно из таблицы 3, показал, что силовые трансформаторы и автотрансформаторы на подстанциях Амурская, Белогорск, Завитая, Варваровка, Благовещенская сильно недогружены, что может приводить к их неэффективной работе и большим потерям. На ПС Амурская минимальный коэффициент загрузки ( $k_3$ ) автотрансформатора 0,23; на ПС Белогорск

два автотрансформатора недогружены  $k_3=0,23$ , а трансформаторы загружены нормально; на ПС Хвойная один автотрансформатор мощностью 32МВА перегружен  $k_3=0,92$ , а один недогружен  $k_3=0,26$ ; на ПС Завитая минимальный  $k_3=0,15$ ; на ПС Варваровка минимальный  $k_3=0,14$ ; на ПС Благовещенская минимальный  $k_3=0,28$  автотрансформатора.

В связи с тем, что нагрузка тяговых подстанций зависит от графика движения поездов и неравномерна в течение суток и недели, принято решение считать нагрузки следующим образом, согласно [6]. Максимальное значение  $\text{tg}\varphi$  в часы больших суточных нагрузок электрической сети принимается 0,5. Коэффициент загрузки трансформаторов  $k_3=0,6$ .

Пример расчёта нагрузок для ПС Белогорск/т.

$$S = S_{\text{ТНОМ}} \cdot k_3 = 40 \cdot 0,6 = 24 \text{ МВА} \quad (3)$$

$$P = S \cdot \cos(\arctg\varphi) = 24 \cdot 0,89 = 21,36 \text{ МВт} \quad (4)$$

$$Q = S \cdot \sin(\arctg\varphi) = 24 \cdot 0,45 = 10,8 \text{ МВар} \quad (5)$$

Так как тяговые ПС двух трансформаторные, то полученные значения умножаются на 2 и сводятся в таблицу 6.

Таблица 6 - Нагрузка тяговых подстанций

Наименование ПС	P, МВт	Q, МВар
Белогорск/т	42.72	21.6
Короли/т	42.72	21.6
Завитая/т	42.72	21.6

Нагрузка для ПС Свободный P=4 МВт, Q=1.2 МВар взята из схемы поточного распределения Амурской энергосистемы. На ПС Створ нагрузка отсутствует, так как она изначально возводилась для обеспечения мощностью стройки Ниж-

не-Бурейской ГЭС. ПС НПС-26 и НПС-27 не являются подстанциями, находящимися в собственности Федеральной сетевой компании единой энергетической системы. Для них нагрузки считаются в согласно[6], аналогично предыдущему расчету. Коэффициент загрузки принимается 0,65.. Для ПС Тамбовка(Журавли) тоже применяется расчет согласно[6] и так как эта ПС проектируемая, то в соответствии с проектом коэффициент загрузки принимается 0,65.

Данные расчета сведены в таблицу 7.

Таблица 7 - Нагрузка ведомственных ПС

Наименование ПС	P, МВт	Q, МВар
НПС-26	29.07	14.53
НПС-27	29.07	14.53
Тамбовка(Журавли)	71.51	35.75

Ниже в таблицах приведены контрольные замеры напряжений за осенне-зимний и весенне-летний периоды в 3:00(ночной минимум) ночи и в 10:00 часов утра (утренний максимум).

Таблица 8 – Контрольные замеры напряжений осенне-зимний период

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Измеренное напряжение, кВ		Отклонение измеренного напряжения от номинального, %	
		3:00	10:00	3:00	10:00
Амурская	220	237.8	236.7	8.09	7.59
	35	38.8	38,4	10.86	9.71
	10	10.5	10.5	10.50	10.50
Свободный	35	37.5	37.3	7.14	6.57
	10	11	11	10.00	10.00
Хвойная	220	237.2	237.1	7.82	7.77
	35	38.2	38.1	8.93	8.86
	10	10.0	11	10.00	10.00

Продолжение таблицы 8

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Измеренное напряжение, кВ		Отклонение измерен- ного напряжения от номинального, %	
		3:00	10:00	3:00	10:00
Завитая	220	238.0	235.0	8.18	6.82
	35	37.5	37.2	7.14	6.29
	10	10.6	10.5	6.00	5.00
Варваровка	220	240.2	238.5	9.18	8.41
	35	37.9	37.8	8.29	8.00
	10	10.3	10.2	3.00	2.00
Благовещенская	220	238	236.4	8.18	7.45
	110	118.9	118.3	8.09	7.55
	35	37.8	38.5	8.00	10.00
Белогорск	220	234.2	232.4	6.45	5.64
	110	114.2	113.2	3.82	2.91
	35	37.1	36.8	6.00	5.14
	10	10.65	10.5	6.50	5.00

Таблица 9 – Контрольные замеры напряжений весенне-летний период

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	измеренное напря- жение, кВ		Отклонение измерен- ного напряжения от номинального, %	
		3:00	10:00	3:00	10:00
Амурская	220	235,8	235,0	7.18	6.82
	35	38,8	38,0	10.86	8.57
	10	11,1	11	11.00	10.00
Свободный	220	-	-	-	-
	35	37,1	37,2	6.00	6.29

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	измеренное напря- жение, кВ		Отклонение измерен- ного напряжения от номинального, %	
		3:00	10:00	3:00	10:00
Свободный	10	11	10,9	10.00	9.00
Хвойная	220	235	235	6.82	6.82
	35	39,1	39,6	11.71	13.14
	10	11,3	11,3	13.00	13.00
Завитая	220	234,5	233,9	6.59	6.32
	35	37,1	36,9	6.00	5.43
	10	10,6	10,6	6.00	6.00
Варваровка	220	239,4	238,6	8.82	8.45
	35	37,8	37,4	8.00	6.86
	10	10,2	10	2.00	0.00
Благовещенская	220	237,8	236,6	8.09	7.55
	110	119,4	118,5	8.55	7.73
	35	39	38,4	9.6	9.71
Белогорск	220	236,5	234,6	7.50	6.64
	110	116,2	118,3	5.64	7.55
	35	38	37,7	8.57	7.71
	10	10,86	10,81	8.60	8.10

По контрольным замерам напряжения можно сказать, что напряжение находится в допустимых пределах почти на всех подстанциях. Кроме того, что на ПС Хвойная напряжение на шинах 10 кВ превышает номинальное на 13%. В соответствии с ПУЭ [2] на шинах 10 кВ изменение напряжения не должно превышать 10 %. На шинах 35 кВ напряжение вышло за допустимые пределы, превышает номинальное на 13,14 %. Требуется регулировка напряжения, так как

это может стать причиной возникновения аварийной ситуации и возможен выход из строя оборудования.

Таблица 10 – Результаты контрольных замеров нагрузки линий весенне-летний период

Наименование линий	3:00			10:00		
	P,МВт	Q,МВар	I,А	P,МВт	Q,МВар	I,А
ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1	-23.29	2.12	54	3.07	2.4	16
ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №2	-23.16	1.04	62	2.98	3.05	14
ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26	45.3	0	110	29.4	3.7	74
ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т с отпайками	21.77	-21.52	62	-3.77	-22.17	61
ВЛ 220 кВ Короли/т – НПС-26 с отпайкой на ПС Белогорск	6.9	-0.4	17.5	12.2	0.6	30.2
ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС - Завитая №1	-40.4	-13.8	107	-51.1	-10.2	136
ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС - Завитая №2	-40.2	-13.9	107.0	-46	-13	128
ВЛ 220 кВ Короли/т – За- витая с отп. на ПС Хвой- ная	-64.8	-12.7	142	-51.4	-1.3	134
ВЛ 220 кВ Белогорск/т – Завитая с отп. на ПС Хвойная	-60.9	14.7	163	-56.5	7.5	155
ВЛ 220 кВ Завитая - Вар- варовка	-42.1	-17.4	111	-40.0	-17.0	113

Наименование линий	3:00			10:00		
	P,МВт	Q,МВар	I,А	P,МВт	Q,МВар	I,А
ВЛ 220 кВ Благовещенская – Варваровка	-30,3	-6,1	71,1	-33.1	-4.9	76.3
КВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС – Завитая с отпайкой на ПС Створ	-24.4	-18.0	90	-39.9	-14.1	122
ВЛ 220 кВ Завитая - Завитая/т I цепь	-2.7	-0.6	3	-7.2	-5.0	14
ВЛ 220 кВ Завитая - Завитая/т II цепь	-2.7	-0.6	3	-7.8	-5.1	14
ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС - Завитая I цепь	136.3	44.5	362	152.3	36.9	405
ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС - Завитая II цепь	136.4	44.4	363.0	151	39	401
ВЛ 220 кВ Завитая - НПС-27 № 1	0.0	-8.7	23.0	0.0	-8.6	23.0
ВЛ 220 кВ Завитая - НПС-27 № 2	0.0	-8.7	23	0.0	-8.8	23

Таблица 11 – Результаты контрольных замеров нагрузки линий осенне-зимний период

Наименование линий	3:00			10:00		
	P,МВт	Q,МВар	I,А	P,МВт	Q,МВар	I,А
ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1	31.72	-0.06	81	28.39	-1.49	64
ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №2	31.08	-1.71	77	27.72	-2.87	72
ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26	Рем-т	Рем-т	Рем-т	Рем-т	Рем-т	Рем-т

Наименование линий	3:00			10:00		
	P,МВт	Q,МВар	I,А	P,МВт	Q,МВар	I,А
ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т с отпайками	-20.99	-17.8	83	-1.21	-23.89	51
ВЛ 220 кВ Короли/т – НПС-26 с отпайкой на ПС Белогорск	6.9	-0.4	17.5	12.2	0.6	30.2
ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС - Завитая №1	-8.6	9.3	33	-27.3	6.6	80
ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС - Завитая №2	-6.6	8.8	26.0	-27	7	80
ВЛ 220 кВ Короли/т – За- витая с отп. на ПС Хвой- ная	-60.5	-2.2	143	-63.6	-1.0	145
ВЛ 220 кВ Белогорск/т – Завитая с отп. на ПС Хвойная	-52.1	-9.9	145	-63.7	-7.1	168
ВЛ 220 кВ Завитая - Вар- варовка	-16.2	13.0	55	-30.5	16.3	86
ВЛ 220 кВ Благовещен- ская – Варваровка	1.00	18.40	44.90	30.70	14.60	76.30
КВЛ 220 кВ Нижне- Бурейская ГЭС – Завитая с отпайкой на ПС Створ	77.8	6.3	186	67.0	4.6	156
ВЛ 220 кВ Завитая - Зави- тая/т I цепь	-5.7	-7.1	9	-6.7	-5.6	9
ВЛ 220 кВ Завитая - Зави- тая/т II цепь	-6.5	-7.4	12	-6.7	-5.6	9
ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС - Завитая I цепь	41.1	23.1	129	91.3	24.1	243

Наименование линий	3:00			10:00		
	P,МВт	Q,МВар	I,А	P,МВт	Q,МВар	I,А
ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС - Завитая II цепь	40.6	23.9	128.0	91	25	243
ВЛ 220 кВ Завитая - НПС- 27 № 1	-10.6	9.7	35.1	-10.6	9.6	34.9
ВЛ 220 кВ Завитая - НПС- 27 № 2	-5.7	9.3	28	-5.6	9.1	27

Знак минус означает, что переток мощности в момент контрольного замера идёт в другую сторону. Например, для ДКЗ осенне-зимнего периода для ВЛ 220 кВ Завитая - Завитая/т II цепь переток идёт в обратную сторону, так как значения активной и реактивной мощности указаны со знаком минус.

Для каждой линии необходимо рассчитать нагрузочную плотность, которая рассчитывается как отношение максимального тока, взятого из контрольных замеров, к сечению линии на данном участке, которые представлены в таблице 2.

По ПУЭ были определены длительно допустимые токи линий и сведены в таблицу 12 [2]. Нормированное значение плотности тока для ВЛ при числе часов использования максимума нагрузки более 5000 равно 0,8 [5]. Все полученные значения сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Значения токов

Наименование линий	Максимальный ток в день контрольно- го замера, А	Длительно- допустимы ток, А	Нагрузочная плот- ность тока, А/мм	Нормированное значение плотно- сти тока, А/мм
ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1	81	830	0,2	0,8

Наименование линий	Максимальный ток в день контрольно- го замера, А	Длительно- допустимы ток, А	Нагрузочная плот- ность тока, А/мм	Нормированное значение плотности тока, А/мм
ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №2	77	710	0,26	0,8
ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26	110	710	0,36	0,8
ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т с отпайками	83	605	0,35	0,8
ВЛ 220 кВ Короли/т – НПС-26 с отпайкой на ПС Белогорск	30,2	710	0,1	0,8
ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС - Завитая №1	136	605	0,57	0,8
ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС - Завитая №2	128	605	0,53	0,8
ВЛ 220 кВ Короли/т – За- витая с отп. на ПС Хвой- ная	145	710	0,48	0,8
ВЛ 220 кВ Белогорск/т – Завитая с отп. на ПС Хв.	168	710	0,56	0,8
ВЛ 220 кВ Завитая - Вар- варовка	113	710	0,38	0,8
ВЛ 220 кВ Благовещен- ская – Варваровка	76.3	710	0,25	0,8

По нагрузочной плотности тока можно понимать насколько загружены линии. Как видно из таблиц, линии обладают резервом по пропускной способности, то есть к ним можно подключить нагрузку. ВЛ 220 кВ Белогорск/т – Завитая с отпайкой на ПС Хвойная, ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС - Завитая №1,2 нормально загружены, так как нагрузочная плотность тока больше 0,5 и не превышает нормированного значения. Остальные линии мало загружены - нагрузочная плотность тока меньше 0,5.

#### **1.4 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей, включая ПС Хвойная**

Установленные на подстанции Хвойная силовые автотрансформаторы с номинальными мощностями 32 и 30 МВА уже отслужили свой нормативный срок службы оборудования – 25 лет, так как были установлены в 1976 и 1980 годах соответственно. Так же помимо трансформаторного оборудования требуется замена оборудования установленного на подстанции в связи с истеканием срока службы. Важнейшим недостатком является, то что на подстанции установлен трансформатор нетиповой мощности 30 МВА. К тому же как было показано в разделе 1.2 на ПС не типовая схема открытого распределительного устройства 220 кВ, что приводит к снижению надежности. Следовательно необходима реконструкция распределительного устройства 220 кВ.

Необходимо будет рассмотреть возведение дополнительной новой линии электропередачи 110 кВ для увеличения выдачи мощности в сеть 110 кВ через ПС Хвойная с реконструкцией открытого распределительного устройства 110 кВ на ПС Хвойная.

Реконструкция ПС Хвойная может привести к тому, что возникнет необходимость реконструировать ПС, с которым она непосредственно связана линиям электропередачи: Короли/т, Белогорск/т и Завитая. Необходима будет проверка линейных ячеек, их реконструкция при надобности, так же необходима будет проверка системы шин 220 кВ.

Нет смысла в дальнейшей проверке линий 220 кВ Амурская – НПС-26, Короли/т – НПС-26 с отпайкой на ПС Белогорск, Амурская – Белогорск/т с отпайками на ПС Белогорск и Свободный, так как, исходя из таблицы 6, их токовая загрузка не имеет больших значений и имеются резервы по пропускной способности. Так же, помимо линий электропередачи, в дальнейшей проверке не нуждаются такие подстанции как, ПС НПС-26 и ПС Белогорск.

Для ПС Хвойная необходима полная реконструкция, а так же разработка нескольких вариантов подключения этой ПС к сети и выбор из них наиболее эффективного и экономически выгодного.

## 2 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет и прогнозирование электрических нагрузок – важнейший этап планирования электрического режима. По электрическим нагрузкам разрабатываются и анализируются возможные варианты, выбираются схемы ПС, марки и сечения проводников и силовых трансформаторов, производится расчет и анализ установившихся режимов. Так же от правильности прогнозирования нагрузок зависит надежность и экономичность. Исходные данные по значениям потребления мощности были получены из контрольных замеров, которые подробно представлены в приложении А, а также таблицах 4,5, 6.

### 2.1 Расчет вероятностных характеристик

Для расчета вероятностных характеристик выбран вероятностно-статистический метод.

К вероятностно-статистическим характеристикам потребителей относятся:

1. средние активные и реактивные мощности;
2. среднеквадратическая(эффективная) мощность;
3. максимальная и минимальная мощности.

*Средняя мощность* – это математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени. Этот вид нагрузки служит для выбора мощности силовых трансформаторов и для расчета электропотребления:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i \text{ МВт} \quad (6)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i \text{ МВар} \quad (7)$$

где  $P_{cp}, Q_{cp}$  - средняя мощность;

$T$  - период;

$P_i, Q_i$  - мощность, соответствующая времени  $t_i$  в КЗ.

Под *среднеквадратичной (эффективной) мощностью* понимают математическое ожидание квадратов мощности за анализируемый период времени. Эта мощность служит для расчета потерь электроэнергии.

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}, \quad (8)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} \quad (9)$$

где  $P_{эф}, Q_{эф}$  – среднеквадратичная (эффективная) мощность.

*Максимальная мощность* – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий. Вероятностный максимум находится через коэффициент Стьюдента.

Под *минимальной мощностью* понимают среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергосистемы. Формула для вычисления  $P_{min}$  аналогична вычислению максимальной мощности.

Максимальные и минимальные мощности взяты из контрольного замера после их анализа.

Пример расчета вероятностных характеристик для таблиц приложения А, для ПС Амурская осенне-зимнего периода:

Максимальные и минимальные активные и реактивные мощности были взяты из таблиц ДКЗ после их анализа и равны:  $P_{\max} = 34.04 \text{ МВт}$ ,  $Q_{\max} = 8.7 \text{ МВар}$ ,  $P_{\min} = 26.59 \text{ МВт}$ ,  $Q_{\min} = 7.53 \text{ МВар}$ .

$$P_{\text{ср}} = \frac{28.21 + 26.88 + 26.59 + 26.66 + 26.66 + 27.58 + 29.81 + 32.78 + 32.58 + 32.35 + 32.46 + 31.64 + 31.76 + 30.58 + 29.68 + 29.27 + 30.7 + 32.7 + 34.04 + 33.47 + 33.14 + 32.59 + 31.52 + 29.36}{24} = 29.37 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{28.21^2 + 26.88^2 + 26.59^2 + 26.66^2 + 26.66^2 + 27.58^2 + 29.81^2 + 32.78^2 + 32.58^2 + 32.35^2 + 32.46^2 + 31.64^2 + 31.76^2 + 30.58^2 + 29.68^2 + 29.27^2 + 30.7^2 + 32.7^2 + 34.04^2 + 33.47^2 + 33.14^2 + 32.59^2 + 31.52^2 + 29.36^2}{24}} = 30.63 \text{ МВт}$$

$Q_{\text{ср}}$  и  $Q_{\text{эф}}$  рассчитаны аналогично и равны  $Q_{\text{ср}} = 8.21 \text{ МВар}$ ,  $Q_{\text{эф}} = 8.21 \text{ МВар}$

Расчёт выполнен в Microsoft Excel и сведен в таблицу 13.

Таблица 13 - Вероятностные характеристики.

Осенне-зимний период								
Наименование объекта	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$Q_{\text{ср}}$ , МВар	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$Q_{\text{эф}}$ , МВар	$P_{\text{max}}$ , МВт	$Q_{\text{max}}$ , МВар	$P_{\text{min}}$ , МВт	$Q_{\text{min}}$ , МВар
Амурская	29.37	8.21	30.63	8.21	34.04	8.70	26.59	7.53
Белогорск	72.90	21.32	76.14	21.64	89.91	36.98	61.49	15.30
Хвойная	35.63	4.84	37.16	4.87	41.38	5.56	33.18	3.95
Завитая	6.61	2.46	6.89	2.46	7.90	2.80	4.90	2.01
Варваровка	9.81	3.07	10.42	3.17	16.30	4.70	7.90	1.20
Благовещенская	53.88	54.72	58.63	54.75	82.00	58.20	36.90	50.40
Весенне-летний период								

Наименование объекта	$P_{cp}$ , МВт	$Q_{cp}$ , МВар	$P_{эф}$ , МВт	$Q_{эф}$ , МВар	$P_{max}$ , МВт	$Q_{max}$ , МВар	$P_{min}$ , МВт	$Q_{min}$ , МВар
Весенне-летний период								
Амурская	11.88	4.64	12.52	4.65	14.96	5.11	7.23	4.34
Белогорск	34.64	13.25	36.64	13.39	44.97	21.73	22.45	11.78
Хвойная	1.51	2.32	1.59	2.89	1.81	6.90	1.18	1.03
Завитая	3.40	1.77	3.60	1.81	4.60	2.90	2.10	1.40
Варваровка	8.42	2.28	8.93	2.41	14.60	3.50	5.10	0.50
Благовещенская	18.13	40.84	24.31	40.95	48.80	45.90	3.80	34.30

Для тяговых ПС, для ПС НПС-26 и НПС-27 и для ПС Тамбовка(Журавли) вероятностные характеристики считаются по следующим формулам:

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

$$Q_{max} = Q_{cp} \cdot k_{max}, \text{МВар} \quad (11)$$

где  $k_{max}$  - коэффициент максимума.

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

$$Q_{эф} = Q_{cp} \cdot k_{\phi}. \quad (13)$$

где  $k_{\phi}$  - коэффициент формы.

Для проектируемой ПС Тамбовка(Журавли) задаётся идеализированная ситуация, когда  $k_{max}$  и  $k_{\phi}$  приравниваются к единице. Следовательно средняя

мощность будет равна средне-эффективной и максимальной. Для ПС Свободный  $k_{\max}=1,2$ . Для тяговых ПС  $k_{\max}=1,6$ [11], а для НПС  $k_{\max}=1,4$ [9]. Коэффициент формы рассчитан и равен 1,17.

Пример расчета вероятностных характеристик для ПС Белогорск/т осенне-зимнего периода.

$$P_{\max} = 42.72 \cdot 1.6 = 68.35 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф}} = 42.72 \cdot 1.17 = 49.98 \text{ МВт}$$

$$Q_{\max} = 21.6 \cdot 1.6 = 34.56 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{эф}} = 21.6 \cdot 1.17 = 25.27 \text{ МВар}$$

Для расчета весенне-летнего периода характеристики весенне-зимнего умножаются на коэффициент летнего снижения нагрузки  $k_{\text{лн}}$ , равный 0,85.

Подробный расчет представлен в приложении Б и сведен в таблицу 14.

Таблица 14 - Вероятностные характеристики

Осенне-зимний период								
Наименование объекта	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$Q_{\text{ср}}$ , МВар	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$Q_{\text{эф}}$ , МВар	$P_{\text{max}}$ , МВт	$Q_{\text{max}}$ , МВар	$P_{\text{min}}$ , МВт	$Q_{\text{min}}$ , МВар
Белогорск/т	42.72	21.6	49.98	25.27	68.35	34.56	24.91	12.59
Короли/т	42.72	21.6	49.98	25.27	68.35	34.56	24.91	12.59
Завитая/т	42.72	21.6	49.98	25.27	68.35	34.56	24.91	12.59
Свободный	4	1.2	4.68	1.4	4.8	1.44	2.33	0.7
НПС-26	29.07	14.53	34.1	17	40.7	20.34	16.95	11.86
НПС-27	29.07	14.53	34.1	17	40.7	20.34	16.95	11.86

Осенне-зимний период								
Наименование объекта	$P_{ср},$ МВт	$Q_{ср},$ МВар	$P_{эф},$ МВт	$Q_{эф},$ МВар	$P_{max},$ МВт	$Q_{max},$ МВар	$P_{min},$ МВт	$Q_{min},$ МВар
Тамбовка (Журавли)	71.51	35.75	71.51	35.75	71.51	35.75	71.51	35.75
Весенне-летний период								
Белогорск/т	36.31	18.36	42.49	18.36	58.1	29.38	21.17	10.71
Короли/т	36.31	18.36	42.49	18.36	58.1	29.38	21.17	10.71
Завитая/т	36.31	18.36	42.49	18.36	58.1	29.38	21.17	10.71
Свободный	3.4	1.02	3.98	1.19	4.08	1.22	1.98	0.59
НПС-26	24.71	12.35	28.91	14.45	34.59	17.29	24.71	17.29
НПС-27	24.71	12.35	28.91	14.45	34.59	17.29	24.71	17.29
Тамбовка (Журавли)	60.78	30.39	60.78	30.39	60.78	30.39	71.51	35.75

Были рассчитаны вероятностные характеристики за осенне-зимний и весенне-летний периоды, которые необходимы для дальнейших расчетов.

## 2.2 Расчет спрогнозированных вероятностных характеристик

Прогнозируемые нагрузки не считаются для тяговых ПС: Белогорск/т, Короли/т, Завитая/т, а так же для подстанций НПС-26 и Тамбовка(Журавли), так как их трансформаторная мощность уже выбрана по спрогнозированным нагрузкам.

Определим прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов:

$$P_{\max}^{\text{прог}} = P_{\max}^{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}},$$

где  $P_{\max}^{баз}$  – базовая заданная максимальная мощность;

$\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки, для выбранного района коэффициент равен 0,032 [7];

$t_{\text{прог}}$  – год на который определяется электрическая нагрузка – 2024 г.;

$t_{\text{баз}}$  – год в который снимался первый замер – 2019 г.

При проектировании сетей принимаем  $t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}$  равным 5, потому что нагрузку прогнозируем на 5 лет вперед.

Ниже приведен пример расчета прогноза максимальной активной мощности для ПС Амурская

$$P_{\max}^{\text{прог}} = 34,04 \cdot (1 + 0,032)^5 = 39,8 \text{ МВт}$$

Остальные прогнозируемые нагрузки рассчитаны в Microsoft Word и приведены в таблице 15.

Таблица 15 - Спрогнозированные вероятностные характеристики на 5-ый год

Осенне-зимний период								
Наименование объекта	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$Q_{\text{ср}}$ , МВар	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$Q_{\text{эф}}$ , МВар	$P_{\text{max}}$ , МВт	$Q_{\text{max}}$ , МВар	$P_{\text{min}}$ , МВт	$Q_{\text{min}}$ , МВар
Амурская	34.38	9.61	35.85	9.61	39.85	10.18	31.13	8.81
Белогорск	85.33	24.96	89.13	25.33	105.25	43.29	71.98	17.91
Хвойная	41.71	5.67	43.50	5.70	48.44	6.51	38.84	4.62
Завитая	7.74	2.88	8.07	2.88	9.25	3.28	5.74	2.35
Варваровка	11.48	3.59	12.20	3.71	19.08	5.50	9.25	1.40
Благовещенская	63.07	64.05	68.63	64.09	95.99	68.13	43.19	59.00
Свобод-	4.68	1.40	5.48	1.64	5.62	1.69	2.73	0.82

ный								
-----	--	--	--	--	--	--	--	--

Продолжение таблицы 15

Осенне-зимний период								
Наименование объекта	P <sub>ср</sub> , МВт	Q <sub>ср</sub> , МВар	P <sub>эф</sub> , МВт	Q <sub>эф</sub> , МВар	P <sub>max</sub> , МВт	Q <sub>max</sub> , МВар	P <sub>min</sub> , МВт	Q <sub>min</sub> , МВар
НПС-27	34.03	17.01	39.92	19.90	47.64	23.81	19.84	13.88
Весенне-летний период								
Амурская	13.91	5.43	14.66	5.44	17.51	5.98	8.46	5.08
Белогорск	40.55	15.51	42.89	15.67	52.64	25.44	26.28	13.79
Хвойная	1.77	2.72	1.86	3.38	2.12	8.08	1.38	1.21
Завитая	3.98	2.07	4.21	2.12	5.38	3.39	2.46	1.64
Варваровка	9.86	2.67	10.45	2.82	17.09	4.10	5.97	0.59
Благовещенская	21.22	47.81	28.46	47.93	57.12	53.73	4.45	40.15
Свободный	3.98	1.19	4.66	1.39	4.78	1.43	2.32	0.69
НПС-27	28.92	14.46	33.84	16.91	40.49	20.24	28.92	20.24

Были рассчитаны прогнозируемые нагрузки подстанций на пятый год для дальнейшего расчета.

## 3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Оптимальным вариантом считают тот из конкурентно способных, который имеют либо минимум приведенных статических затрат, либо максимум чистого дисконтированного дохода. Производится работа с минимумом приведенных статических затрат.

### **3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции**

В данном пункте описывается разработка и технический анализ конкурентно-способных вариантов реконструкции электрической сети с организацией схемы заход- выход на ПС Хвойная.

Общие принципы экономически целесообразного формирования электрических сетей [10], могут быть сформулированы следующим образом:

1) схема электрической сети должна быть по возможности простой, и передача электроэнергии потребителям должна осуществляться по возможно кратчайшему пути, что обеспечивает снижение стоимости сооружения линий и экономию потерь мощности и электроэнергии [10].

2) следует стремиться осуществлять электрические сети с минимальным количеством трансформаций напряжения, что снижает необходимую установленную мощность трансформаторов и автотрансформаторов, а также — потери мощности и электроэнергии [10].

3) комплекс номинального напряжения и схемы сети должны обеспечивать необходимое качество электроснабжения потребителей и выполнение технических ограничений электрооборудования линий и подстанций (потокам в различных режимах сети, по механической прочности и т. п.) [10].

4) на всех этапах развития сети следует предусматривать возможность ее преобразования с минимальными затратами для достижения конечных схем и параметров линий и ПС [10].

5) при проектировании развития электрических сетей необходимо обеспечивать снижение потерь электроэнергии до экономически обоснованного уровня [10].

6) схема электрической сети должна допускать возможность эффективного применения современных устройств релейной защиты (РЗ), режимной и противоаварийной автоматики (ПА) [10].

7) Построение электрической сети должно соответствовать требованиям охраны окружающей среды [10].

В данной выпускной квалификационной работе помимо проблемы на напряжении 220 кВ, присутствует проблема линии 110 кВ, заключающаяся в том, что в определённых ремонтных режимах электроэнергетической системы, не только на ПС Хвойной, поступает недостаточный объём необходимой мощности. Для улучшения режимной ситуации необходимо на ПС Хвойная предусмотреть резервную линию 110 кВ и сделать так чтобы каждый автотрансформатор подключался на свою систему шин 110 кВ, между которыми необходимо установить секционный выключатель. На данный момент на ПС Хвойная в параллель работают 2 автотрансформатора, но на отдельную работу их включить не возможно, так как нет необходимого секционирования шин 110 кВ. Резервная линия должна пойти так, чтобы в конце она приходила в Благовещенский РЭС. Как следствие вышеизложенного, для повышения надежности схемы выдачи мощности в сеть 110 кВ предусмотрена полная реконструкция распределительного устройства 110 кВ с учетом ввода второй линии. Однако так как в задачи ВКР не входила разработка самой схемы выдачи мощности от ПС Хвойная, то сами режимы с включением линий 110 кВ рассматриваться не будут.

Если рассмотреть с точки зрения надежности два варианта: распределительное устройство 110 кВ и выдача мощности в сеть 110 кВ по одной линии или вариант когда мощность выдается по двум линиям, то при оценке вероят-

ности отказа и вероятности безотказной работы для двух вариантов схемы с точки зрения выдачи мощность в сеть можно доказать, что надёжность второго варианта выше. Поэтому принято такое решение.

Ниже на рисунке представлена исходная (слева) и предлагаемая(справа) схемы.

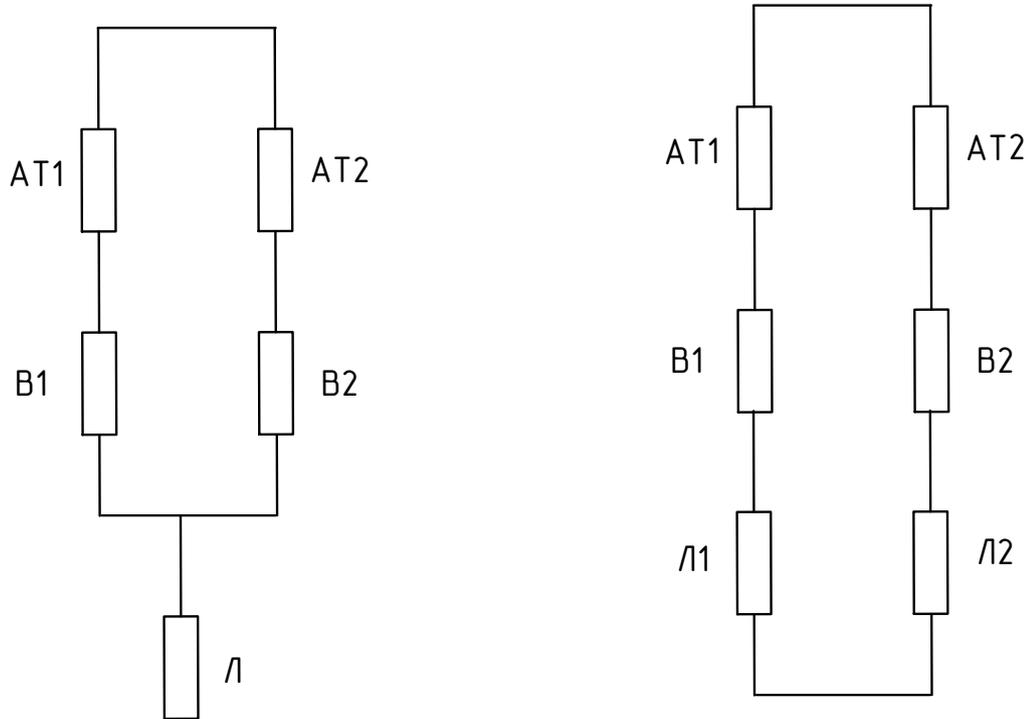


Рисунок 9 - Исходная и предлагаемая схемы

Формула для расчета безотказной работы для исходной схемы:

$$q_c = (q_{AT1} + q_{B1}) \cdot (q_{AT2} + q_{B2}) \cdot q_L \quad (15)$$

Формула для расчета безотказной работы для предлагаемой схемы:

$$q_c = (q_{AT1} + q_{B1}) \cdot (q_{AT2} + q_{B2}) \cdot q_L \quad (16)$$

где  $q_{AT1}, q_{AT2}$  - вероятность безотказной работы 1 и 2 автотрансформатора;

$q_{B1}, q_{B2}$  - вероятность безотказной работы 1 и 2 выключателя;

$q_{Л}, q_{Л1}$  - вероятность безотказной работы линии на ПС Озерная;

$q_{Л2}$  - вероятность безотказной работы новой линии.

При проверке пропускной способности для двух автотрансформаторов мощностью 63 МВА по двум линиям, можно сказать, что этих линий будет достаточно, так как их общая максимальная пропускная способность составляет 100 МВт, а мощность которую выдают автотрансформаторы на системы шин 110 кВ при максимальной загрузке составляет 88.2 МВт.

Исходя из выше упомянутого, можно подвести заключение, что в каждом варианте реконструкции ПС Хвойная будет реконструирована схема распределительного устройства 220 кВ с выполнением её по типовой схеме «5АН- Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» [4]. Необходима будет замена силовых автотрансформаторов на современные, а так же реконструкция распределительного устройства 110 кВ с секционированием шин и вводом дополнительной резервной линии.

Варианты подключения ПС Хвойная к электрической сети 220 кВ:

№ 1. Подключение ПС Хвойная к электрической сети остаётся таким же как и есть на данный момент, то есть подключение через отпайки на ВЛ ПС Короли/т- ПС Завитая и на ВЛ ПС Белогорск/т-ПС Завитая. Производится проверка линий и при необходимости их реконструкция. Так же производится проверка выключателей и при необходимости их реконструкция.

Первый вариант подключения ПС Хвойная представлен на рисунке 10.

№ 2. Подключение ПС Хвойная в рассечку по схеме заход-выход возможно и к ЛЭП ПС Короли/т- ПС Завитая и к ЛЭП ВЛ ПС Белогорск/т-ПС Завитая. В принципе варианты равноценны, однако технический анализ показал, что нагрузочная плотная тока меньше на ЛЭП ПС Короли/т- ПС Завитая составляет 0,48 А/мм ( данные из таблицы 6), следовательно линия загружена меньше и подключение будет осуществляться к ней. Необходим будет демонтаж ЛЭП ПС Белогорск/т-ПС Завитая и уменьшение её с 0,9 км до 0,54 км.

Второй вариант подключения ПС Хвойная представлен на рисунке 11.

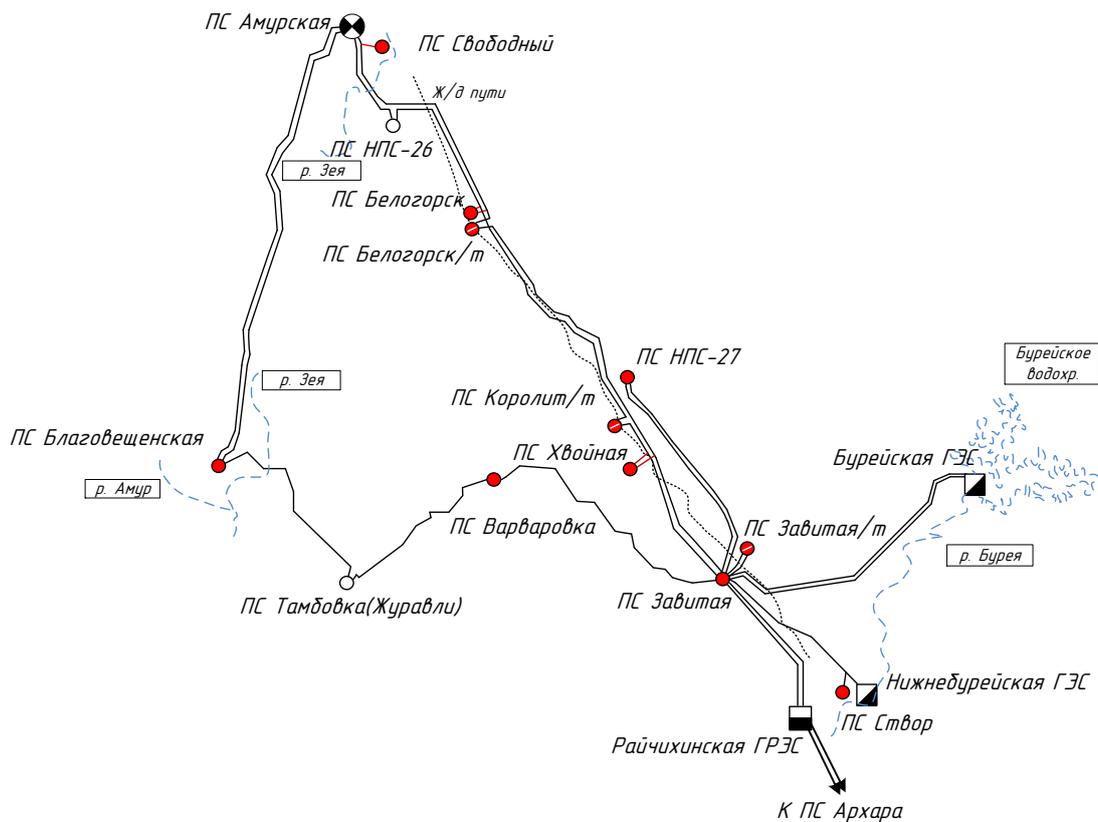


Рисунок 10 - Первый вариант подключения реконструируемой подстанции

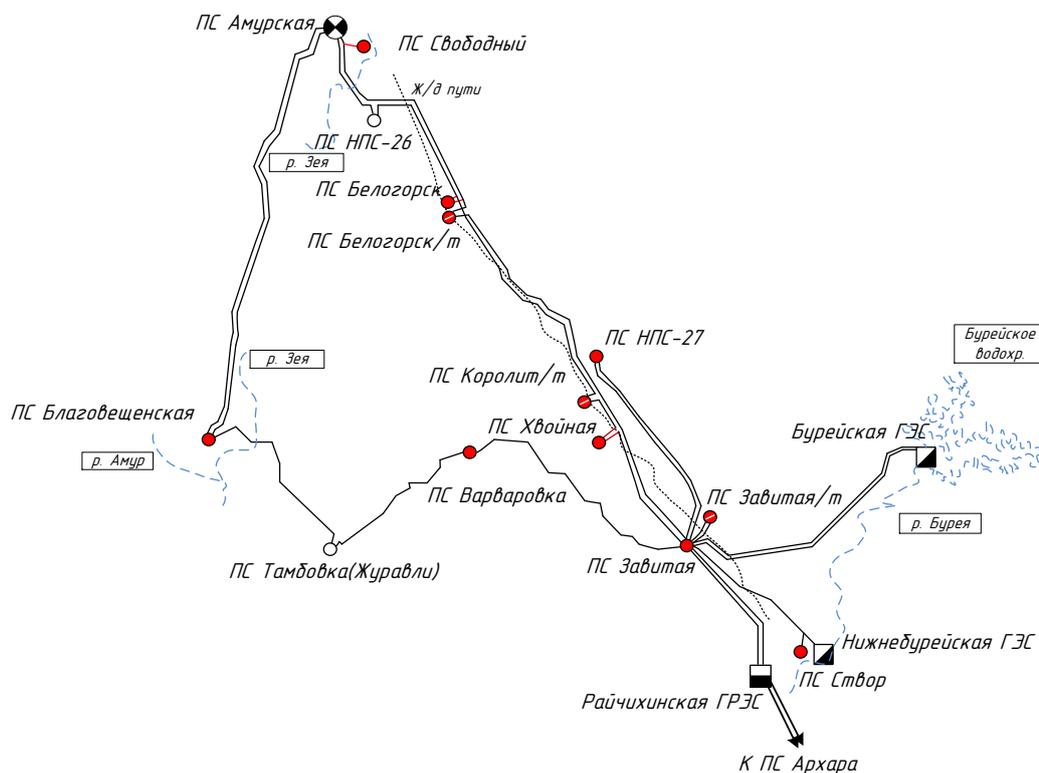


Рисунок 11 - Второй вариант подключения реконструируемой подстанции

№ 3. Подключение ПС Хвойная к сети 220 кВ к ВЛ ПС Завитая- ПС Варваровка с сооружением новой ЛЭП 220 кВ длиной 17 км и к ВЛ 220 кВ ПС Короли/т-ПС Завитая. Необходим будет демонтаж ВЛ от ПС Хвойная до отпайки на линии ПС Белогорск/т-ПС Завитая.

Третий вариант подключения ПС Хвойная представлен на рисунке 12.

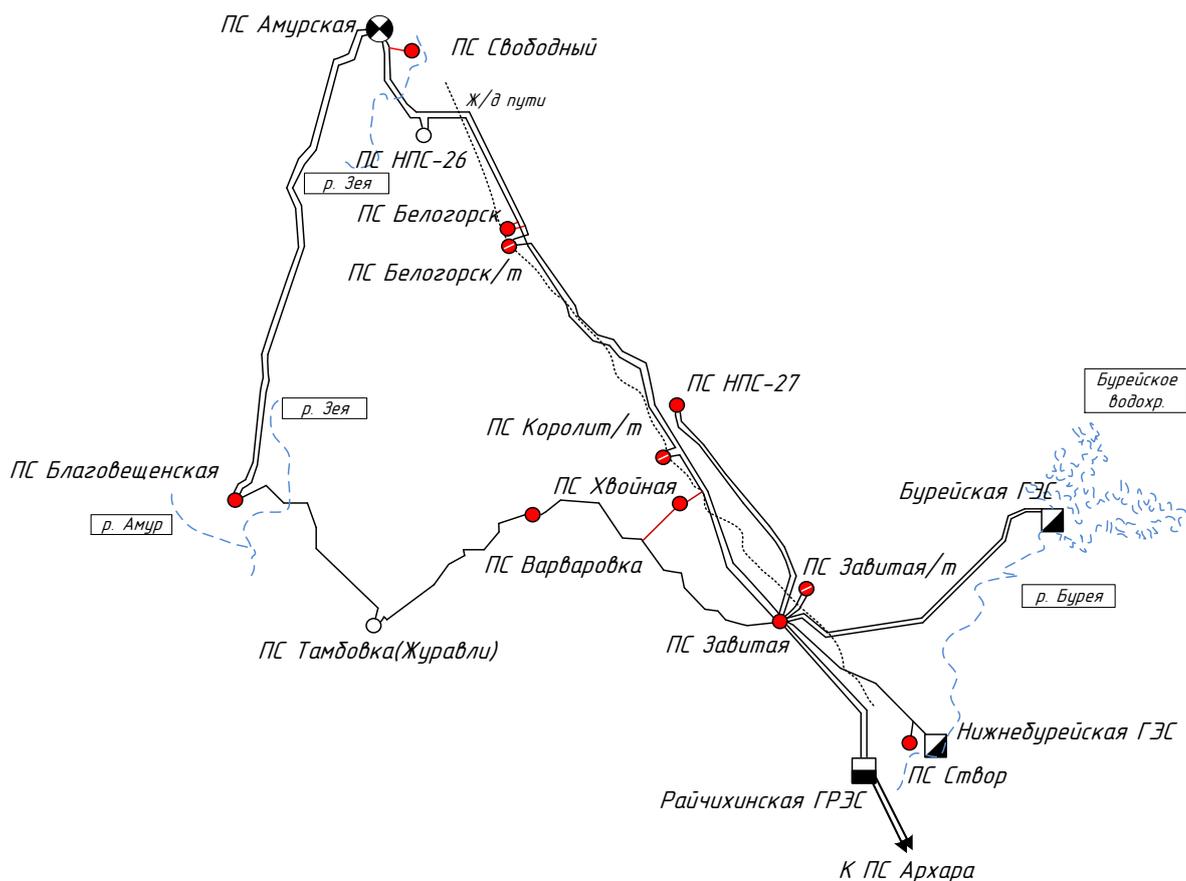


Рисунок 12 - Третий вариант подключения реконструируемой подстанции

На отпаечных схемах существует недостаток в условиях эксплуатации, связанный с неверными действиями оперативного персонала с заземляющими ножами. Персонал может совершить ошибку и закоротить наглухо сразу 2 цепи, тогда транзит мощности по основным линиям, к которым подключены отпайки не будет идти. Это один из недостатков первого варианта, при котором большому перетоку мощности придется идти от Бурейской ГЭС, Нижне-

Бурейской ГЭС и Райчихинской ГРЭС по линии электропередачи, связывающей ПС Завитая и ПС Варваровка, но линия просто не выдержит этой нагрузки. Подобная ситуация характерна для 3 варианта подключения ПС Хвойная. Также с точки зрения надежности на отпаечных схемах возможны неверные действия релейной защиты, то есть ложные срабатывания защиты, при которых станциям будет некуда отдавать мощность.

Если исходить из того что при реконструкции электрической сети меняется схема распределительного устройства на ПС Хвойная на схему заход-выход, то 1 и 3 варианты подключения реконструируемой подстанции должны отпасть для дальнейшего сравнения, но так как у третьего варианта надёжность выше, то он остаётся для сравнения. Из трех конкурентно-способных вариантов выбраны второй и третий для их дальнейшего сравнения.

Далее будет производиться параллельный расчет каждого конкурентно-способного варианта. Однолинейные схемы электрической сети для двух вариантов представлены в графической части выпускной квалификационной работы на листе 1.

### **3.2 Выбор номинального напряжения**

Определение номинального напряжения- это один из главных пунктов выбора сечения провода, так как чем выше номинальное напряжение сети, тем больше сечение, а чем больше сечение, тем больше стоимость провода.

Именно номинальное напряжение определяет и характеристики будущей сети и условия её эксплуатации. Чем выше номинально напряжение, тем больше капитальные вложения, но тем ниже эксплуатационные издержки. Так же от номинального напряжения будет зависеть и стоимость проекта его реализации.

В случае данной ВКР выбор рационального напряжения не актуален в каждом из вариантов реконструкции. ПС Хвойная буду подключаться только к сети 220 кВ. Если рассматривать только части линий, являющимися отпайками, в варианте реконструкции, когда ПС Хвойная подключается на отпайках, то напряжение 220 кВ при расчете никогда не получится.

В первом варианте реконструкции напряжение рассчитываться не будет, для третьего варианта реконструкции будет показан расчет рационального напряжения на одной линии от ПС Хвойная до отпайки линии ПС Завитая- ПС Варваровка.

Для расчета рационального напряжения необходимо знать потоки активной мощности на каждом участке.

При расчете упрощенного потокораспределения активной мощности не учитываются потери. Для расчета используются максимальные мощности за осенне-зимний период.

Пример расчета для второго варианта реконструкции, для участков ПС Завитая- ПС Белогорск/т и ПС Белогорск/т-ПС Белогорск:

$$P_{3-B.m} = \frac{P_{B.m} \cdot (L_{B-B.m} + L_{C-B} + L_{A-C}) + P_B \cdot (L_{C-B} + L_{A-C}) + P_C \cdot L_{A-C}}{L_{B.m-3} + L_{B-B.m} + L_{C-B} + L_{A-C}} \quad (17)$$

$$P_{B.m-B} = P_{3-B.m} - P_{B.m} \quad (18)$$

$$P_{3-B.m} = \frac{68.35 \cdot (8.96 + 66.3 + 3.7) + 52.63 \cdot (66.3 + 3.7) + 5.62 \cdot 3.7}{119.4 + 8.96 + 66.3 + 3.7} = 45.89 \text{ MВт}$$

$$P_{B.m-B} = 45.89 - 68.35 = -22.46 \text{ MВт}$$

Подробный расчет для двух вариантов реконструкции представлен в приложении В. Ниже показаны рисунки, на которых изображена схема в мощности для двух вариантов.

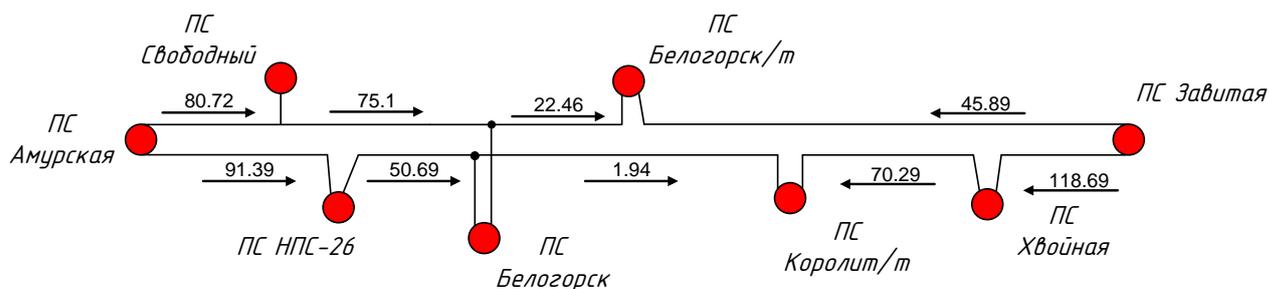


Рисунок 13 - Поток мощности второго варианта реконструкции

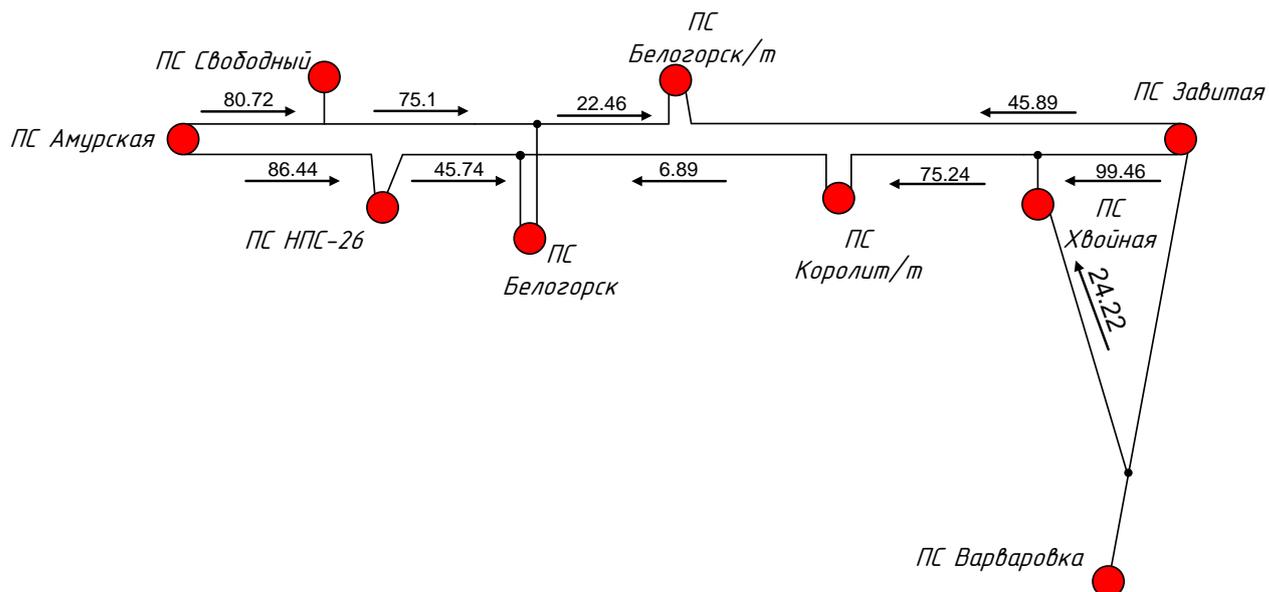


Рисунок 14 - Поток мощности третьего варианта реконструкции

Рациональное напряжение рассчитывается по эмпирической формуле Г. А. Илларионова [10], которая даёт удовлетворительные результаты для всей шкалы номинальных напряжений в диапазоне от 35 до 1150 кВ.

$$U_{рацij} = \frac{1000}{\sqrt{\left(\frac{500}{L_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}\right)}}, \quad (19)$$

где  $L_{ij}$  - длина линии соответствующего участка, км;

$P_{ij}$  - поток мощности рассматриваемого участка, МВт.

Расчет рационального напряжения на одной линии от ПС Хвойная до линии ПС Завитая - ПС Варваровка для третьего варианта :

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\left(\frac{500}{17} + \frac{2500}{99.46}\right)}} = 135,4 \text{ кВ}$$

Исходя из значения, полученного по формуле необходимо выбрать напряжение 220 кВ.

### **3.3 Компенсация реактивной мощности**

Компенсация реактивной мощности является решением вопросов надежности, устойчивости систем и эффективности эксплуатации. Бывает продольная и поперечная компенсация реактивной мощности, но при выборе вариантов рассматривается только поперечная компенсация .

Основным, но не единственным источником реактивной мощности в системе являются генераторы электростанций. Располагаемая реактивная мощность электростанций определяется согласно номинальному коэффициенту мощности установленных на станциях генераторов. Кроме этого, в электрических сетях широко используются дополнительные источники реактивной мощности — компенсирующие устройства (КУ). Основным типом КУ, устанавливаемых на подстанциях потребителей, являются конденсаторные батареи и реакторы. На основе специальных расчетов распределения реактивной мощности в электроэнергетической системе, для каждого узла системы определяется реактивная мощность, которую целесообразно передавать из системы в распределительные сети, питающиеся от того или иного узла. Поэтому при проектировании электрической сети, получающей питание от системы, задается реактивная мощность  $Q_{г\Sigma}$ , которую целесообразно потреблять из системы (в заданном узле присоединения) в режиме наибольших нагрузок. Потребление большей мощности приведет к дополнительной загрузке системных источников реак-

тивной мощности, к дополнительным затратам на генерацию и передачу этой мощности и, следовательно, к отступлению от оптимального режима питающей системы. В связи с этим в проекте следует предусмотреть мероприятия, обеспечивающие выполнение поставленных электроэнергетической системой условий по потреблению реактивной мощности. Для этого необходим расчет баланса реактивной мощности в реконструируемой сети [11].

Реактивная мощность, которая требуется для реконструируемой сети:

$$Q_{Нб} = K_{0(Q)} \cdot \sum Q_{\max} + \Delta Q_{mp} + \sum (\Delta Q_l - \Delta Q_{c.l}) \quad (20)$$

где  $K_{0(Q)}$  - коэффициент одновременности, равный 0,98;

$\sum Q_{\max}$  - сумма реактивной нагрузки в режиме максимум;

$\Delta Q_{mp}$  - суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах;

$\Delta Q_l$  - потери реактивной мощности в линии  $l$ ;

$\Delta Q_{c.l}$  - реактивная мощность, генерируемая линией  $l$ .

Для оценки потерь реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах можно принять, что при каждой трансформации напряжения потери реактивной мощности составляют приблизительно 10% от передаваемой через трансформатор полной мощности:

$$\Delta Q_{mp} = 0,1 \cdot \sum S = 0,1 \cdot \sum (\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}) \quad (21)$$

$$\Delta Q_{mp} = 0,1 \cdot (\sqrt{5,62^2 + 1,69^2} + \sqrt{40,7^2 + 20,34^2} + \sqrt{105,25^2 + 43,29^2} + \sqrt{68,35^2 + 34,56^2} + \sqrt{68,35^2 + 34,56^2} + \sqrt{67,6^2 + 33,8^2}) = 39,4 \text{ MVar}$$

Потери реактивной мощности в линии  $\Delta Q_l$  существенно зависят от передаваемой мощности и длины линии. Генерируемая линией реактивная мощность  $\Delta Q_{c.l}$  пропорциональна длине линии. Обе эти величины зависят от напряжения электропередачи, причем потери мощности обратнопропорциональны, а зарядная мощность прямо пропорциональна квадрату напряжения линии электропередачи. Вследствие этого соотношение  $\Delta Q_l$  и  $\Delta Q_{c.l}$  весьма различается для линий разных номинальных напряжений.

Для сетей с номинальным напряжением 220 кВ целесообразен расчет потерь реактивной мощности и зарядной мощности линий. Для оценки потерь реактивной мощности в воздушных линиях 220 кВ удельное реактивное сопротивление линии может быть принято равным 0,42 Ом/км, а удельная генерация реактивной мощности  $q = 0,14$  Мвар/км. При этом следует учитывать количество цепей воздушной линии.

Суммарные потери реактивной мощности в линии:

$$\Delta Q_l = \frac{10^3}{U_{ном}^2} \cdot (N_a + N_T) \cdot x_0, \text{кВар} \quad (22)$$

где  $N_a$  - сумма произведений квадратов активных нагрузок на длины участков сети с этими нагрузками;

$N_T$  - сумма произведений квадратов реактивных нагрузок на длины участков сети с этими нагрузками;

$U_{ном}^2$  - номинальное напряжение в квадрате;

$x_0$  - индуктивное сопротивление линии, принимается 0,42 Ом/км.

$$\Delta Q_l = \frac{10^3}{220^2} \cdot (2,115 \cdot 10^6 + 4,335 \cdot 10^5) \cdot 0,42 = 2,214 \cdot 10^4 \text{кВар} = 22,14 \text{МВар}$$

Реактивная мощность, генерируемая линией:

$$\Delta Q_{c.l} = l_{\text{сумм}} \cdot q, \text{MVar} \quad (23)$$

где  $l_{\text{сумм}}$  - суммарная длина линий, м;

$q$  - удельная генерация, МВар/км.

$$\Delta Q_{c.l} = 390,74 \cdot 0,14 = 54,7 \text{MVar}$$

По формуле (20) определяется реактивная мощность, требуемую для сети:

$$Q_{H6} = 0,98 \cdot 168,25 + 39,4 + (22,14 - 54,7) = 171,722 \text{MVar}$$

Полученное значение суммарной потребляемой реактивной мощности сравнивается со значением реактивной мощности  $Q_{Г\Sigma}$ , которую экономически целесообразно получать из системы в реконструируемую сеть. В случае  $Q_{H6} < Q_{Г\Sigma}$  необходимость в установке КУ в узлах реконструируемой сети отсутствует, так как системные источники реактивной мощности полностью покрывают всю потребность в ней. При  $Q_{H6} > Q_C$  в реконструируемой сети должны быть установлены КУ.

Реактивная мощность системы, которую экономически целесообразно получить из системы:

$$Q_{Г\Sigma} = \sum P_{\text{max}} \cdot \text{tg} \varphi \quad (24)$$

где  $\text{tg} \varphi$  - тангенс фи предельный, равный 0,4.

$$Q_C = 355,88 \cdot 0,4 = 142,35 \text{MVar}$$

Так как  $Q_{H6} > Q_{\Gamma\Sigma}$ , то в данной реконструируемой сети требуется установка КУ, суммарная мощность которых определяется:

$$Q_{k\Sigma} = Q_{H6} - Q_{\Gamma\Sigma} = 171,722 - 142,352 = 29,37 \text{ МВар} \quad (25)$$

Требование баланса реактивной мощности в реконструируемой сети:

$$\text{tg} \varphi \delta = \frac{\Sigma Q_{\text{max}} - Q_{k\Sigma}}{\Sigma P_{\text{max}}} \quad (26)$$

где  $\Sigma P_{\text{max}}$  - суммарная активная мощность на участке;

$\Sigma Q_{\text{max}}$  - суммарная реактивная мощность на участке без учета реактивной мощности на ПС Хвойная, т.к. при дальнейшем расчёте тангенса фи этой ПС, она получается отрицательным.

$$\text{tg} \varphi \delta = \frac{134,44 - 29,37}{355,88} = 0,3$$

Для выбора КУ проводится расчет по алгоритму:

Находится тангенс фи каждой ПС по формуле:

$$\text{tg} \varphi_{\text{ПС}} = \frac{Q_{\text{max.i}}}{P_{\text{max.i}}} \quad (27)$$

Определяется требуемая мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{\text{КВи}} = P_{\text{max.i}} (\text{tg} \varphi_{\text{ПС}} - \text{tg} \varphi \delta) \quad (23)$$

Определяется реактивная мощность, которая подлежит компенсации на 1 секции шин на подстанции:

$$Q_{KY1cu} = 1,1 \cdot \frac{Q_{KY}}{N_{cu}} \quad (24)$$

где  $N_{cu}$  - число секций шин на низкой стороне ПС, которое равно 2.

По найденному значению  $Q_{KY1cu}$  выбираются компенсирующие устройства из ряда стандартных.

Далее находится некомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{неск} = Q_{maxi} - Q_{KVФ} \quad (25)$$

где  $Q_{KVФ}$  - фактическая мощность всех компенсирующих устройств на ПС, МВАр.

Приведен расчет на примере ПС Белогорск за осенне-зимний период :

$$tg \varphi_{ПС} = \frac{43,29}{105,28} = 0,411$$

$$Q_{KYi} = 105,25 \cdot (0,411 - 0,3) = 12,216 \text{ МВАр}$$

$$Q_{KY1cu} = 1,1 \cdot \frac{12,216}{2} = 6,719 \text{ МВАр}$$

Для подстанции Белогорск выбираются КУ общей мощностью 13,5 МВАр.

$$Q_{неск} = 43,29 - 13,5 = 29,79 \text{ МВАр}$$

Все подробные расчеты представлены в приложении В и сведены в таблицу 16.

Таблица 16 - Компенсация реактивной мощности зимой

ПС	$Q_{KV1zim}$ , МВар	Тип КУ	Мощность, МВАр	Кол-во	$Q_{неск}$ , МВар
Свободный	0,017	УКРЛ56-100 УЗ	0,1	1	1,59
НПС-26	8,324	УКРЛ56-3000 УЗ	3	4	3,69
		УКРЛ56-2850 УЗ	2,85	1	
		УКРЛ56-1800 УЗ	1,8	1	
Белогорск/т	7,909	УКРЛ56-3000 УЗ	3	5	18,71
		УКРЛ56-600 УЗ	0,6	1	
		УКРЛ56-250 УЗ	0,25	1	
Белогорск	6,719	УКРЛ56-3000 УЗ	3	4	29,79
		УКРЛ56-300 УЗ	0,3	2	
		УКРЛ56-450 УЗ	0,45	2	
Короли/т	7,909	УКРЛ56-3000 УЗ	3	5	18,71
		УКРЛ56-600 УЗ	0,6	1	
		УКРЛ56-250 УЗ	0,25	1	

На ПС были выбраны устройства для компенсации реактивной мощности.

### 3.4 Выбор марок и сечений новых линий электропередачи и проверка существующих

Важным параметром линии является сечение провода, так как чем больше сечение, тем больше стоимость провода.

В данной выпускной квалификационной работе выбор сечений новых линий и проверку уже существующих для каждого варианта развития электриче-

ской сети, будем производить методом экономических токовых интервалов. Для этого необходимо выполнить расчетную токовую нагрузку линий.

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max}, \quad (26)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации и равен 1,05;

$\alpha_T$  – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки  $T_{\max}$  и коэффициента попадания в максимум энергосистемы (для ВЛ 220 кВ равно 1,07).

$I_{\max}$  – максимальный ток протекающий по линии.

$$I_{\max.i} = \frac{\sqrt{P_{i,j}^2 + Q_{i,j\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}} \quad (27)$$

где  $P_{i,j}$  – поток максимальной активной мощности текущей по линии зимой;

$Q_{i,j}$  – поток не скомпенсированной реактивной мощности текущей по линии зимой.

Расчет потока максимальной активной мощности был представлен в пункте 3.2, а реактивная некомпенсированная мощность посчитана аналогично и расчет представлен в приложении В.

Потоки мощностей представлены на рисунках 15, 16.

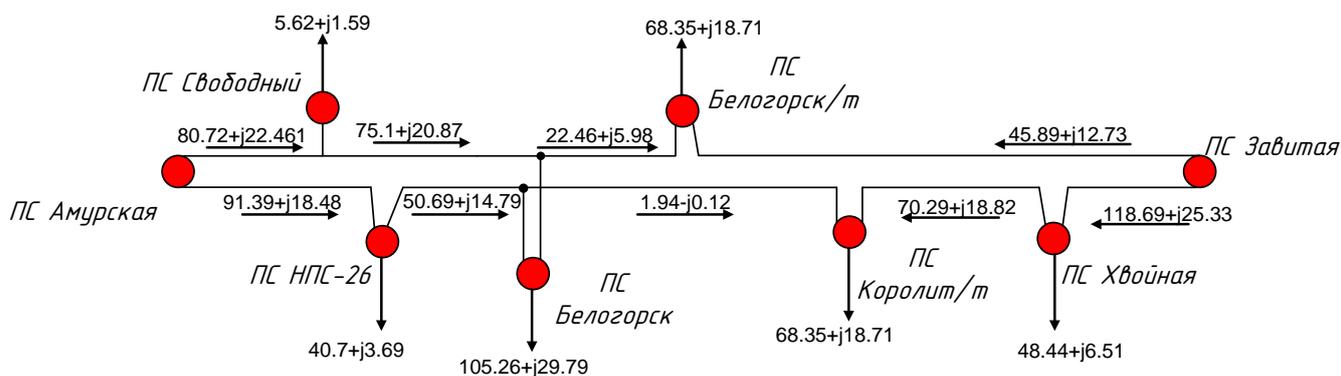


Рисунок 15 – Поток мощности второго варианта

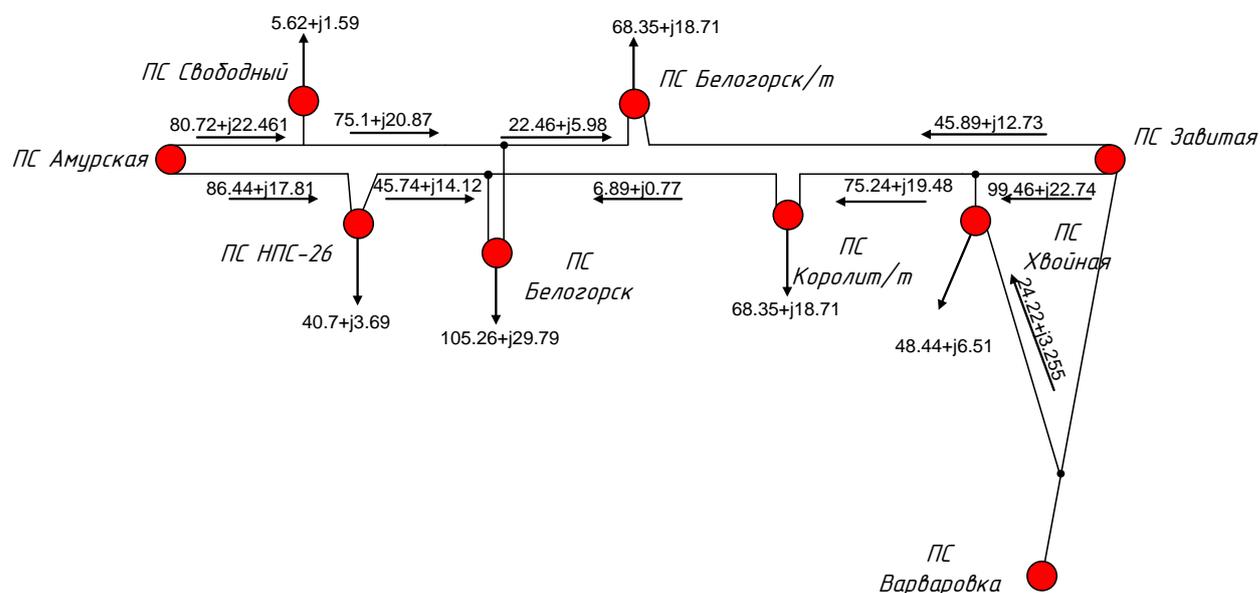


Рисунок 16 – Поток мощности третьего варианта

Проверка линий ПС Амурская-ПС НПС-26 и ПС НПС-26-ПС Амурская производится не будет, так они были реконструированы в 2019 году [7].

Для второго варианта будут проверены ЛЭП: Хвойная- Завитая, Хвойная-Короли/т и при необходимости реконструированы.

Для третьего варианта будут проверены ЛЭП: Хвойная- Завитая, Хвойная-Короли/т, а так же будут проверены сечения отпаек от ПС Хвойная.

Максимальный ток, текущий по участку ПС Хвойная-ПС Короли/т вариант 2:

$$I_{\max.X-K.T} = \frac{\sqrt{70.29^2 + 18.82^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,199 \text{ кА.}$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1,07 \cdot 0,199 = 0,224 \text{ кА.}$$

По расчетному току через экономические токовые интервалы выбирается сечение провода. Значения расчетных токов и токовых интервалов представлены в таблице 11.

Далее рассчитывается послеаварийный ток. Для двухцепных линий в качестве аварии рассматривается обрыв одной цепи, для одноцепных линий для схем с двумя источниками питания или кольцевой схемы, в качестве аварии рассматривается, обрыв самого нагруженного участка. Послеаварийный ток определяем по формуле 28:

$$I_{IIA.X-K/T} = \frac{\sqrt{214,28^2 + 83,77^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,573 \text{ кА.} \quad (28)$$

Аварийно-длительно допустимый допустимы ток для данного проводника равен 585А. Проводник прошел проверку

Послеаварийный ток сравнивается с длительно допустимым. Согласно [2] длительно допустимый ток представлен в таблице 18.

Аналогичный расчет других линий представлен в приложении В.

Таблица 17 – Токовые интервалы и расчетные токи линий.

№ варианта	Участок сети	Расчетный ток, кА	Токовые интервалы, А	Марка провода
2	Хвойная-Завитая	0,372	301-455	АС-400/56
	Хвойная-Короли/т	0,224	206-345	АС-300/39
3	Завитая- отпайка на ПС Хвойная	0,313	301-455	АС-400/56
	Отпайка на ПС Хвойная- Короли/т	0,239	301-455	АС-400/56

№ варианта	Участок сети	Расчетный ток, кА	Токовые интервалы, А	Марка провода
3	ПС Хвойная-отпайка линии Завитая-Короли/т	0,074	До 205	АС-240/32
	ПС Хвойная-отпайка линии Завитая-Варваровка	0,074	До 205	АС-240/32

Таблица 18 – Послеаварийные ток

№ варианта	Участок сети	Послеаварийный ток, кА	Длительно допустимый ток, А
2	Хвойная-Завитая	0,696	705
	Хвойная-Короли/т	0,573	585
3	Завитая- отпайка на ПС Хвойная	0,66	705
	Отпайка на ПС Хвойная-Короли/т	0,632	705
	ПС Хвойная-отпайка линии Завитая-Короли/т	0,316	505
	ПС Хвойная-отпайка линии Завитая-Варваровка	0,442	505

Для второго варианта реконструкции необходима будет реконструкция линии Хвойная-Завитая, так как существующая линия при увеличении нагрузки не входит в экономический токовый интервал и поэтому выбрано новое сечение провода. Для третьего варианта необходимо реконструкция линии Завитая-Короли/т, а так же возведение новой линии от ПС Хвойная с отпайкой на ВЛ Варваровка-Завитая длиной 17 км и маркой провода АС-240/32.

### 3.5 Проверка мощности силовых трансформаторов на действующих подстанциях при реконструкции электрической сети и их замена в случае необходимости.

В данном пункте производится оценка загрузки трансформаторов и автотрансформаторов рассматриваемого участка сети.

Мощность силовых трансформаторов определяется из суммы средней активной мощности и не скомпенсированной реактивной мощности. Количество трансформаторов на подстанции определяется согласно категории по надежности потребителей, в случае 1 и 2 категории на подстанции должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителя полной мощностью [12].

Полученное значение коэффициента загрузки в нормальном режиме не должно выходить за границы интервала 0,5 – 0,7 для силовых трансформаторов, а для автотрансформаторов 0,5-0,6 [10]. Значение коэффициента загрузки в послеаварийном режиме не должно превышать 1,4 для силовых трансформаторов, а для автотрансформаторов 1,2 [10].

Исходя из режимной ситуации, приведенной в разделе 2, на рассматриваемом участке коэффициент загрузки на ПС Белогорск говорит о том, что трансформаторы работают не оптимально. Для этой ПС будут пересчитаны коэффициенты загрузки в нормально и послеаварийном режимах с использованием прогнозируемой активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности.

$$K_3^{нор} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{Тном}} \quad (29)$$

$$K_3^{п/ав} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{(n-1) \cdot S_{Тном}} \quad (30)$$

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

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

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

$$K_3^{нор} = \frac{\sqrt{105,26^2 + 29,79^2}}{2 \cdot 63 + 2 \cdot 40} = 0,53$$

$$K_3^{п/ав} = \frac{\sqrt{105,26^2 + 41,89^2}}{(2-1) \cdot 63 + 40 \cdot (2-1)} = 1,06$$

Трансформаторы на ПС Белогорск загружены нормально.

Для тяговых ПС проверка трансформаторов не требуется, так как они загружены нормально. Для ПС НПС-26 проверка тоже не требуется, так как она будет введена только после 2025 года, а мощность силовых трансформаторов уже рассчитана исходя из нагрузки на пятый год.

На реконструируемой ПС Хвойная необходима замена существующих автотрансформаторов, так как нормативный срок службы истёк.

Расчетная мощность автотрансформатора на ПС Хвойная, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{расчi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot K_3} \quad (31)$$

Значения мощностей берутся из таблицы 9.

$$S_p = \frac{\sqrt{48,44^2 + 5,51^2}}{2 \cdot 0,6} = 40,6 \text{ МВА}$$

Минимальная мощность автотрансформатора на высшее напряжение 220 кВ составляет 63МВА. Так же с точки зрения утяжеленного ремонтного режима для сохранения устойчивости электроэнергетической системы пропуска элек-

трической энергии в сеть 110 кВ, требуется установка двух автотрансформаторов на 63 МВА.

Выбирается автотрансформатор АДЦТН-63000/220/110 - автотрансформатор трехфазный, охлаждение с принудительной циркуляцией масла и воздуха с ненаправленным потоком масла, трёхобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой.

Проверка выбранного автотрансформатора по коэффициентам загрузки:

$$K_3^{нор} = \frac{\sqrt{48,44^2 + 5,51^2}}{2 \cdot 63} = 0,4$$

$$K_3^{п/ав} = \frac{\sqrt{48,44^2 + 5,51^2}}{(2 - 1) \cdot 63} = 0,8$$

Как видно из расчетов, коэффициент загрузки автотрансформаторов не входит в допустимые пределы, автотрансформаторы недогружены.

Но нужно учитывать тот факт, что на данной ПС мощность трансформатора выбирается не только из нагрузки, подключенной к ПС Хвойная, но и из режимов.

В ремонтных схемах в сеть 110 кВ требуется обеспечить пропуск мощности через ПС Хвойная. Для обеспечения стабилизации режима. В этом случае коэффициенты загрузки будут равны:

$$K_3^{нор} = \frac{\sqrt{70,5^2 + 23,56^2}}{2 \cdot 63} = 0,59$$

$$K_3^{п/ав} = \frac{\sqrt{70,5^2 + 23,56^2}}{(2 - 1) \cdot 63} = 1,18$$

В этом случае коэффициент загрузки входит в допустимые пределы

Для двух конкурентно-способных вариантов были выбраны схемы сетей и схемы распределительных устройств ПС, проверены и выбраны необходимые сечения проводников, проверены и выбраны необходимые трансформаторы и автотрансформаторы.

#### 4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Потери электроэнергии это индикатор состояния любой электроэнергетической системы или её объекта.

В данном разделе экономически рассчитываются варианты подключения ПС Хвойная к электрической сети и выбирается оптимальным вариант, который с экономической части является самым дешевым и в технической части надежный.

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети, путем оценки их сравнительной эффективности. Обоснование решений производится по минимуму затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.[10].

Сопоставление вариантов осуществляется в результате расчетов сравнительной экономической эффективности капитальных вложений. Экономическим критерием, по которому определяют наивыгоднейший вариант, является минимум приведенных дисконтированных затрат [10]:

$$Z = E \cdot K + I \quad (32)$$

где  $E$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, назначение которого – приведение капитальных затрат к уровню ежегодных издержек [10];  $E = 0,08$  [13];

$K$  – капитальные затраты в год;

$I$  – издержки на эксплуатацию.

Расчеты капитальных вложений при отсутствии сметных данных могут приниматься по аналогам или укрупненным показателям стоимости линий и

ПС с применением индексов пересчета на дату разработки проектных материалов [10].

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (33)$$

где  $K_{ВЛ}$  — капитальные вложения на сооружение линий, руб.;

$K_{ПС}$  — капитальные вложения на сооружение подстанций, руб.

При определении фактических цен электросетевого строительства принимают индекс перехода от базовых цен 2000г. к текущим ценам.

Капиталовложения в воздушные линии определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = k_0 \cdot l \cdot k_{инф} \cdot k_3 \quad (34)$$

где  $k_0$  — стоимость одного километра строительства линии в ценах 2000 г.;

$k_{инф}$  — коэффициент инфляции.

$k_3$  — повышающий зональный коэффициент.

Коэффициент инфляции относительно 2000 года составляет 4,28 [14]. Повышающий зональный коэффициент для Дальнего Востока составляет по воздушным линиям: 1,4; по подстанциям: 1,3 [15].

Капитальные затраты при сооружении подстанций состоят из затрат на подготовку территории, приобретение трансформаторов, выключателей и прочего оборудования, затрат на монтажные работы и т.д. Капитальные вложения определяются по укрупненным показателям стоимости отдельных элементов сети [13].

$$K_{ПС} = (K_{РУ} + K_{ТР} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_3, \quad (35)$$

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

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

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

$K_{ИНФ}$  – коэффициент инфляции.

Величины рассчитанных капиталовложений для двух вариантов представлены в таблице 19 (подробный расчет приведен в приложении Г):

Таблица 19 – Капитальные вложения в сети

Вариант сети	$K_{ВЛ}$ , тыс.руб	$K_{П/С}$ , тыс.руб	$\Sigma K$ , тыс.руб
1	334 019,8	1 220 000	1 554 019
2	334 000	1 220 000	1 554 000

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и потери на корону:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР} + \Delta W_{кор}, \quad (36)$$

Потери в воздушных линиях:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{\text{ЭФ}}^3)^2 + (Q_{\text{ЭФ}}^3)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{ЭФ}}^Л)^2 + (Q_{\text{ЭФ}}^Л)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_Л, \quad (37)$$

где  $T_3$ ,  $T_Л$  – количество зимних и летних часов;

Потери на корону вычисляется по формуле, МВт·ч:

$$\Delta W_{кор} = \Delta P_K \cdot L_{\Sigma}, \quad (38)$$

где  $\Delta P_K$  – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения.

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

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \sum \frac{(P_{эф})^2 + (Q_{неск})^2}{U_{ном}^2 \cdot n} \cdot R_{TP} \cdot T_{max} + n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_{год}, \quad (39)$$

где  $P_{эф}$ ,  $Q_{эф}$  – эффективные мощности ПС (нагрузка);

$R_{TP}$  – активное сопротивление трансформатора;

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

$T_{год}$  – количество часов в год.

Общие потери для двух вариантов получили:

$$\Delta W_1 = 28300 \text{ МВт}\cdot\text{ч}; \quad \Delta W_2 = 1318 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Расчет эксплуатационных затрат. В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

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

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

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах, суммарные потери сети на корону в ЛЭП, а также удельные потери в батареях конденсаторов и потери в линиях.

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (40)$$

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

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь электроэнергии, равная 2,29руб./ кВт·ч [15].

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}}, \quad (41)$$

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

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

$\alpha_{\text{ПС}}$  – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС (0,049);

$\alpha_{\text{ВЛ}}$  – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ВЛ (0,008).

Результаты представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Эксплуатационные издержки и издержки на потери

Вариант сети	$I_{\Delta W}$ , тыс.руб	$I_{экс}$ , тыс.руб
1	45180	74 640
2	76450	74 640

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

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

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}, \quad (42)$$

где  $K_{\Sigma}$  – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{сл}$  – срок службы соответствующего оборудования (для ВЛ - 15 лет, для оборудования ПС – 20 лет). Результат представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Амортизационные отчисления

Вариант сети	$I_{AM}$ , тыс.руб
1	77 690,9
2	88 728,4

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

ванного дохода по причине того, что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанция является вновь подключаемая.

Затраты для выбранных вариантов по формуле 32:

$$Z_1 = 321800 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_2 = 383500 \text{ тыс.руб.}$$

Подробный расчет приведен в приложении Г.

В результате технико-экономической оценки вариантов подключения ПС Хвойная можно сделать вывод, что вариант подключения подстанции в рассечку по схеме заход-выход наиболее экономичен. Следовательно для дальнейшего проектирования выбирается этот вариант, а именно подключение ПС Хвойная в рассечку по схеме заход-выход к ЛЭП ПС Короли/т- ПС Завитая.

## 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе произведён расчет токов короткого замыкания (ТКЗ), так как они необходимы для дальнейшего выбора и проверки электрооборудования в выбранном варианте реконструкции по условиям короткого замыкания; для выбора уставок и оценки возможного действия релейной защиты и автоматики; для определения влияния токов нулевой последовательности линий электропередачи на линии связи; для выбора заземляющих устройств [17].

В данной выпускной квалификационной работе ТКЗ рассчитаны на ПС Хвойная на шинах ВН, СН, НН и на опорных подстанциях, к которым подключается ПС Хвойная, то есть на шинах ВН на ПС Завитая и ПС Короли/т.

На опорных ПС расчет ТКЗ необходим для дальнейшего расчета релейной защиты и автоматики.

Для расчета ТКЗ используется программный комплекс RasrWin 3.

Программный комплекс RastrKZ предназначен для расчета токов коротких замыканий и несимметричных режимов. Основывается на платформе ПК RastrWin [18].

Исходные данные задаются с помощью стандартного табличного ввода ПК RastWin. Основной является сеть прямой последовательности. Исходные данные представляют собой параметры схемы замещения прямой, обратной, и нулевой последовательности, по узлам, ветвям и генераторам. Данные по несимметрии задаются как дополнение к данным электрической сети. Все исходные данные хранятся в шаблоне «динамика.rst». Формы для работы с несимметрией собраны в коллекцию «несимметрия» [18].

Для расчета ТКЗ используется не только реконструируемая часть, а весь эквивалент энергетической сети, изображенный на рисунке 11.

Расчетные параметры определяются по формулам:

Реактивное сопротивление прямой последовательности генератора:

$$X_2 = \frac{X_d'' \cdot U_{ном}^2}{S_H} \quad (43)$$

где  $X_d''$  - переходное сопротивление генератора;

$U_{ном}^2$  - номинальное напряжение;

$S_H$  - номинальная мощность генератора.

Реактивное сопротивление обратной последовательности генератора:

$$X_{o.n.} = 1,22 \cdot X_2 \quad (44)$$

ЭДС генератора:

$$E = E_d'' \cdot U_{ном} \quad (44)$$

где  $E_d''$  - переходная ЭДС генератора;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение.

Сопротивление прямой последовательности, Ом:

$$x_L = x_o \cdot l, \quad (45)$$

где  $x_o$  - удельное реактивное сопротивление на 1 км линий;

$l$  - длина линии.

Среднее значение отношения  $x_o/x_1$  для одноцепных ВЛ со стальными заземленными тросами равно 3, следовательно для нахождения реактивного сопротивления нулевой последовательности применяется формула:

$$x_{H.n} = 3 \cdot x_o \cdot l, \quad (46)$$

Подробный расчет представлен в приложении Д.

Таблица 22 – Реактивные сопротивления линий

Участок сети	Сопротивление прямой последовательности (X), Ом	Сопротивление нулевой последовательности (X <sub>н.п.</sub> ), Ом
Хвойная- Завитая	16.548	49.644
Хвойная- Короли/т	5.508	16.525
Короли/т- отпайка Белогорск(К-Н)	29.545	88.636
Отпайка Белогорск(К-Н)- Белогорск	0.022	0.065
Отпайка Белогорск(К-Н)- НПС-26	8.627	25.882
НПС-26- Амурская	22.033	66.1
Амурская- отпайка Свободный	1.61	4.829
Отпайка Свободный- Свободный	0.017	0.052
Отпайка Свободный- отпайка Белогорск(А-Б)	22.84	86.522
Отпайка Белогорск(А-Б)- Белогорск/т	3.844	11.532
Белогорск/т- Завитая	51.223	153.668
Завитая- Варваровка	33.977	101.93
Варваровка- Журавли	20.939	62.818
Журавли- Благовещенская	25.611	76.834
Благовещенская- Амурская	54.474	163.422
	55.856	167.567

Участок сети	Сопротивление прямой последовательности ( $X$ ), Ом	Сопротивление нулевой последовательности ( $X_{н.п.}$ ), Ом
Завитая- Бурейская ГЭС	16.548	49.644
	16.464	49.392
Завитая- НПС-27	25.883	77.684
Завитая- Завитая/т	3.306	9.918
Завитая- отпайка Створ	24.049	72.148
Отпайка Створ-Створ	0.059	0.176
Отпайка Створ- Нижне- Бурейская ГЭС	0.168	0.504
Завитая- Райчихинская ГРЭС	19.133	57.4

Таблица 23 – Реактивные сопротивления трансформаторов

Наименование станции или подстанции	$X_{ВН}$	$X_{СН}$	$X_{НН}$
Райчихинская ГРЭС АТ-125000/220 Т-80000/110	59.2	0	131
	18.6	0	119
Нижне-Бурейская ГЭС ТДЦ-125000/220	51.5	-	-
ПС Завитая ТДНТ-25000/220	275	0	148
Бурейская ГЭС ТДЦ-400000/220	16.1	-	-
ПС Хвойная АТДЦТН-63000/220	104	0	195.6

Наименование станции или подстанции	$X_{ВН}$	$X_{СН}$	$X_{НН}$
ПС Короли/т ТДТНЖ-40000/220	165	0	125
ПС Белогорск Т-40000/220	165	0	125
АТДЦТН-63000/220	104	0	195.6

Для расчета в ПВК RastrWin3 необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать закорочен ли узел в нулевой последовательности, номер и номинальное напряжение.. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации для трансформаторов. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все генераторы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора.

Исходная схема для расчета ТКЗ в ПВК RastrWin3 представлена в графической части ВКР.

Таблица 24– Токи короткого замыкания

Точка КЗ	Однофазный ТКЗ, кА	Двухфазный ТКЗ, кА	Трехфазный ТКЗ, кА
ПС Хвойная ВН	1.093	1.093	2.431
ПС Хвойная СН	2.062	2.102	4.684
ПС Хвойная НН	5.854	6.158	11.167
ПС Завитая ВН	1.105	1.105	2.760
ПС Короли/т ВН	1.085	1.091	2.310

В процессе расчета токов короткого замыкания необходимо было определить следующие их значения:

$I_{no}$  - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

$i_{y\partial}$  - ударный ток короткого замыкания;

$i_a$  - аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Ударный ток, аperiodическая составляющая тока короткого замыкания и ударный коэффициент рассчитываются по следующим формулам:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no} \quad (42)$$

$$i_{y\partial.Хвой220} = \sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 0,0276 = 0,069 \text{ кА}$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{no} \quad (43)$$

$$I_{a.Хвой220} = \sqrt{2} \cdot 0,0276 = 0,04 \text{ кА}$$

$$k_{y\partial220} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,04}} = 1,78 \quad (44)$$

где  $T_a$  - постоянная времени, равная для 220 - 0,04 с, для 110 - 0,03 с для 35 - 0,02 с.

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

Результаты расчета приведены в таблице 25.

Подробные расчеты представлены в приложении Г.

Таблица 25– Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I_{по}, \text{кА}$	$I_{a0}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$
ПС Хвойная ВН	2.431	3.438	6.115
ПС Хвойная СН	4.684	6.624	11.371
ПС Хвойная НН	11.167	15.793	25.317
ПС Завитая ВН	2.760	3.903	6.943
ПС Короли/т ВН	2.310	3.267	5.811

В данном разделе были рассчитаны токи короткого замыкания для дальнейшего выбора оборудования на подстанции Хвойная и подстанциях Завитая и Короли/т. Так же для расчета РЗ и А.

## 6 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИЙ РАССМАТРИВАЕМОГО УЧАСТКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### **6.1 Разработка однолинейной схемы подстанции Хвойная при реконструкции.**

Схемы РУ ПС при конкретном проектировании разрабатываются на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей и должны [4]:

Обеспечивать коммутацию заданного числа высоковольтных линий, трансформаторов и автотрансформаторов и компенсирующих устройств с учетом перспективы развития ПС [4];

Обеспечивать требуемую надежность работы РУ исходя из условий электроснабжения потребителей в соответствии с категориями электроприемников и транзитных потоков мощности по межсистемным и магистральным связям в нормальном режиме без ограничения мощности и в послеаварийном режиме при отключенных нескольких присоединениях с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе оборудования [4];

Учитывать требование секционирования сети и обеспечить работу РУ при расчетных значениях токов короткого замыкания [4];

Обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы [4];

Обеспечивать требования наглядности, удобства эксплуатации, компактности и экономичности [4].

В задачи данной квалификационной работы не входит реконструкция схем КРУН-35 кВ и КРУН-10 кВ, так как они устраивают по необходимым параметрам и требованиям надежности.

В пункте 3.1. для РУ220 кВ выбрана схема «5АН - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» [4], а для РУ 110 кВ выбрана схема «9 – Одна рабочая секциониро-

ванная выключателем система шин» [4], но с двумя отходящими линиями. Подробная однолинейная схема представлена на листе 3 графической части.

## **6.2 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС Хвойная и выбор оптимального**

При реконструкции РУ 220 и 110 кВ они могут быть выполнены закрытым и открытым способами (ЗРУ или ОРУ). Однако в ВКР принято ОРУ, которое было использовано до реконструкции, так как отсутствует ограниченность площадки по РУ, отсутствует повышенная загрязненность, и нет особо тяжелых климатических условий.

Распределительные устройства 35 и 10 кВ выполнены комплектными РУ наружной установки. Благодаря этому повышается надежность работы РУ, повышается безопасность обслуживания, сокращаются сроки сооружения РУ, возможность быстрой замены выключателя, так как используется выкатная тележка. В качестве изоляции возможно применение как воздуха, так и элегаза.

Не требуется установки силовых экранов автотрансформаторов. Так же на подстанции предусмотрен маслосборник под слив трансформаторного масла, здание для размещения устройств релейной защиты и автоматики. Используется заземление, расчет которого показан в разделе 7.

## **6.3 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН**

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

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с большим расстоянием между фазами. Изоляторы выбраны в пункте 6.8 данной ВКР. Так для сборных шин приняты расстояния: 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не

производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание. На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при  $I_K^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$  и провода ВЛ при  $i_{yd} \geq 50 \text{ кА}$ . На рассматриваемых ПС не требуется проверка на электродинамическую стойкость.

По условию  $I_{дон} > I_{раб.макс}$ , выбираем ошиновку, выполненную проводами марки АС-400/51, допустимый продолжительный ток которого равен 825 А. Проверка по допустимому току (на нагрев):  $825 > 640$ .

Завершающим этапом выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по условиям короны. Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (45)$$

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

$r_0$  – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (46)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (47)$$

где  $D$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз (для 220 кВ это расстояние составляет 3 метра).

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (48)$$

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

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

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

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

При проверке согласно условию (48), можно сказать, что условие выполняется, следовательно, коронный разряд возникать не будет:

$$1,07 \cdot 22,089 \leq 0,9 \cdot 31,181, \quad 23,635 \leq 28,063.$$

Выбранное сечение АС-400/51 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в РУ 220 кВ на реконструируемой ПС.

#### 6.4. Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбираются по номинальному напряжению по условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (49)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение аппарата;

$U_{уст}$  – номинальное напряжение установки.

Выбираются по номинальному току с условием:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}, \quad (50)$$

где  $I_{раб.мах}$  – максимально возможный рабочий ток присоединения;

$I_{ном}$  – номинальный ток аппарата.

Должно выполняться условие динамической устойчивости:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд} \quad (51)$$

где  $i_{пр.скв}$  – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата;

$i_{уд}$  – ударный ток короткого замыкания.

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{раб.мах} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (52)$$

$$I_{раб.махВН} = \frac{\sqrt{48,44^2 + 14,31^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,132 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{раб. maxCH}} = \frac{\sqrt{42,44^2 + 11,31^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,230 \text{ кА.}$$

По максимальному рабочему току протекающему по линии от ПС Амурская к ПС Завитая и номинальному напряжению выбирается трансформаторный выключатель на ОРУ 220 кВ. Баковый выключатель - ВЭБ-УЭТМ-220 .

Проверка по термической устойчивости выключателя,  $\text{кА}^2\text{с}$ :

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (53)$$

где  $t_{\text{откл}}$  – время отключения выключателя;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Время отключения находится следующим образом, с:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{с.в.}}, \quad (54)$$

где  $\Delta t$  – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты, с;

$t_{\text{с.в.}}$  – собственное время отключения выключателя, с.

Также необходима проверка возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{норм}}}{100} \cdot I_{\text{откл.ном}}, \quad (55)$$

где  $\beta_{\text{норм}}$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя;

$$\beta_{\text{норм}} = 40 \text{ \%};$$

$I_{\text{откл.ном}}$  – номинальный ток отключения, кА;

Таблица 26 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЭБ-УЭТМ-220.

Трансформаторные выключатели		
Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 133 \text{ А}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 6,115 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 2,246 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{н0}}$	$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 2,43 \text{ кА}$
$I_{\text{откл.ном}} > I_{\text{н0}}$	$I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 2,43 \text{ кА}$
$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$	$i_{\text{а.ном}} = 28,28 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 2,667 \text{ кА}$
Выключатель в поперечной связи		
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 454 \text{ А}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 6,115 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 2,246 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{н0}}$	$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 2,43 \text{ кА}$
$I_{\text{откл.ном}} > I_{\text{н0}}$	$I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 2,43 \text{ кА}$
$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$	$i_{\text{а.ном}} = 28,28 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 2,667 \text{ кА}$

Исходя из результатов расчета, можно утверждать, что выбранные выключатели подходит для установки.

Для установки в ОРУ 110 кВ выбран элегазовый баковый выключатель ЗАР1 DT 126 kV фирмы SIEMENS.

Проверка выключателя по термической и динамической устойчивости:

$$t_{\text{откл}} = 0,3 + 0,02 = 0,32$$

$$B_{\kappa} = 3^2 \cdot (0,02 + 0,3 + 0,02) = 3,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,63 \text{ кА},$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 27.

Таблица 27 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ЗАР1 ДТ 126 кВ.

Трансформаторные выключатели		
Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}} = 126 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 240 \text{ А}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{пр.скв}} = 108 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 11,371 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\kappa}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 3,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{н0}}$	$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 4,684 \text{ кА}$
$I_{\text{откл.ном}} > I_{\text{н0}}$	$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 4,684 \text{ кА}$
$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$	$i_{\text{а.ном}} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 2,437 \text{ кА}$
Секционный выключатель		
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}} = 126 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 273 \text{ А}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{пр.скв}} = 108 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 11,371 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\kappa}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 3,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{н0}}$	$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 4,684 \text{ кА}$
$I_{\text{откл.ном}} > I_{\text{н0}}$	$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 4,684 \text{ кА}$
$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$	$i_{\text{а.ном}} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 2,437 \text{ кА}$
Трансформаторные выключатели		
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}} = 126 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 513 \text{ А}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{пр.скв}} = 108 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 11,371 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\kappa}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 3,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{н0}}$	$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 4,684 \text{ кА}$

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$I_{откл.ном} > I_{n0}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{n0} = 4,684 \text{ кА}$
$i_{a.ном} \geq i_{ат}$	$i_{a.ном} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{ат} = 2,437 \text{ кА}$

Выключатели соответствует данным условиям и могут быть приняты к установке. Трансформаторные, линейные выключатели и секционный при установке в ОРУ 110 кВ выбираются одинакового типа, так как минимальный номинальный рабочий ток выключателя больше максимальных рабочих расчетных токов.

Тип привода у всех выключателей электромагнитный выбран из-за своей надежности.

### 6.5 Выбор и проверка разъединителей

Коммутационным аппаратом предназначенным для напряжения свыше 1кВ, главная задача которого заключается в создании видимого разрыва и изолирования части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта представляет собой разъединитель [19].

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но при проверке отсутствует проверка отключающей способности, так как они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

На стороне 220 кВ принимаются к установке разъединители марки – РПД-220УХЛ1». Тип привода – пружинный.

Таблица 28 - Сравнение каталожных и расчетных данных для РПД – 220

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{уст}$
$I_{НОМ} = 1500 \text{ А}$	$I_{P.MAX} = 454 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{P.MAX}$
$I_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,371 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq i_{уд}$

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
<i>Главные ножи</i>		
$I_T^2 \cdot t_T = 1323 \text{кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 3,06 \text{кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
<i>Заземляющие ножи</i>		
$I_T^2 \cdot t_T = 441 \text{кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 3,06 \text{кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

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

На стороне 110 кВ принимается к установке разъединителя PRF 2 фирмы SIEMENS с одним и с двумя заземляющими ножами.

Таблица 29 - Сравнение каталожных и расчетных данных для PRF 2

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{А}$	$I_{Р.МАХ} = 513 \text{А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ДИН} = 50 \text{кА}$	$i_{УД} = 6,115 \text{кА}$	$I_{ДИН} \geq i_{УД}$
<i>Главные ножи</i>		
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 1323 \text{кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 2,246 \text{кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
<i>Заземляющие ножи</i>		
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 1 = 441 \text{кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 2,246 \text{кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

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

### 6.6. Выбор и проверка трансформаторов тока.

Выключатели ВЭБ-220 комплектуется встроенными трансформаторами тока типа ТВГ-220, производится проверка данных ТТ.

Для выбора ТТ необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь, и иметь данные о длине  $l$  соедини-

тельных проводов. Их минимальное сечение должно быть  $2,5 \text{ мм}^2$  для медных и  $4 \text{ мм}^2$  для алюминиевых проводов. Максимальные сечения соответственно 6 и  $10 \text{ мм}^2$  [20].

Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов можно принять для разных присоединений приблизительно равной значениям, приведенным в таблице 30.

Таблица 30 – Длина соединительных проводов от ТТ до приборов

Присоединение, кВ	Длина, м
КРУ 6-10 кВ	48
ОРУ 110 кВ	60
ОРУ 220 кВ	90

На линиях 220 кВ необходимо устанавливать следующее оборудование: амперметр, ваттметр, варметр и расчетные счетчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях. В таблице приведен перечень приборов, подключаемых к ТТ.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

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

Для выключателей ВЭБ-220 выбирается комплектация трансформаторов тока №623-09. В данном комплекте присутствуют ТТ марок ТВГ-УЭТМ-220-0,2-1000/5 для измерения (количество на полюс – 1) и ТВГ-УЭТМ-220-5Р-1000/5 для защиты (количество на полюс – 3). Класс точности для измерения – 0,2, для учета – 0,2S, для РЗА – 5Р.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

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

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

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

$I_2$  – номинальный вторичный ток.

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

$R_{ПРИБ}$  найдем по формуле:

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

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

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

$R_{ПРОВ}$  находится по формуле:

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

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

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

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

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

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

Сечение провода определяется по формуле:

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

Принимаем медный кабель с сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ .

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

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

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока, встроенного с выключателем, представлено в таблице 32.

Таблица 32 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ТВГ – 220

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 200 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 133 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ДИН} = 125 \text{ кА}$	$i_{УД} = 6,115 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq i_{УД}$
$Z_{2НОМ} = 1,155 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,08 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 1 = 2500 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 2,246 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

На стороне ВН на ремонтной перемычке применим к установке элеазовые трансформаторы тока типа ТОГФ-220 УХЛ1. Нагрузка на трансформатор тока:

$$Z_{2ном} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 2,31 \text{ Ом}$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$R_{np} = Z_{2ном} - \Sigma R_{приб} - R_{\kappa}$$

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

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_{\kappa} = 0,05 \text{ Ом}$ .

Приближенное сопротивление провода:

$$R_{np} = 2,31 - 0,4 - 0,05 = 1,86 \text{ Ом}$$

Сечение провода:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 80}{1,86} = 1,21 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 6 мм<sup>2</sup>.

$$R_{np} = \frac{0,0283 \cdot 80}{6} = 0,38 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно (по условию 59):

$$Z_{нагр} = 0,4 + 0,38 + 0,05 = 0,83 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока ТОГФ-220 УХЛ1 представлено в таблице 33.

Таблица 33 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ТВГ – 220

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 200 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 167 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ДИН} = 102 \text{ кА}$	$i_{УД} = 6,115 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq i_{УД}$
$Z_{2НОМ} = 2,31 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,83 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$
$I_T^2 \cdot t_T = 189 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 2,366 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Трансформаторы тока соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке.

Состав вторичной нагрузки ТТ СН приведен в таблице 34.

Таблица 34 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	7КТ1 1	2		
Ваттметр	7КТ1 30	5		
Варметр	7КТ1 30	5		
Счетчик АЭ	7КТ1 16	0.8	0.8	0.8
Счетчик РЭ	7КТ1 16	0.8	0.8	0.8
ИТОГО		16.8		

На стороне СН выберется трансформатор тока IOSK марки Trench.

$$r_{2НОМ} = 4.62 \text{ Ом};$$

$$\Sigma r_{\text{ПРИБ}} = \frac{16.8}{5^2} = 0,672 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_K = 0,05 \text{ Ом}$ .

$$r_{\text{ПР}} = 4.62 - 0.672 - 0,05 = 3.898 \text{ Ом}.$$

Сечение провода:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 60}{3,898} = 0,436 \text{ мм}^2$$

Принимается кабель АКРНГ с сечением  $6 \text{ мм}^2$ .

Сопротивление нагрузки равно:

$$Z_2 = 0,672 + 0,283 + 0,05 = 1,005 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 35.

Таблица 35 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 123 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1200 \text{ А}$	$I_P = 231 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 4,62 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,005 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 11,371 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_T \cdot t_T = 1323 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 3,06 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

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

### **6.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения**

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

При выборе трансформаторов напряжения должно соблюдаться условие :

$$S_{2\text{расч}} \leq S_{2\text{ном}} , \quad (60)$$

где  $S_{2\text{ном}}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\text{расч}}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2\text{расч}}$ .

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшие допустимые по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть

малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

Для установки в ОРУ 220 кВ принимается трансформатор напряжения марки – ЗНГ–220 УХЛ1. Трансформатор напряжения данной марки оснащен эффективно действующим взрывозащитным устройством (мембраной), исключающим взрыв трансформатора даже при коротком внутреннем замыкании. Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха для данного ТН составляет -60°С, верхнее значение – +50 °С. Класс точности – 0,2.

Вторичная нагрузка представлена в таблице 35.

Таблица 36 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

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

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

$$S_{2\text{расч}} = 5 + 7.5 + 5 = 17.5 \text{ ВА}$$

Так как один трансформатор напряжения может находиться в ремонте, то второй должен выдерживать вторичную нагрузку в два раза больше.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 36.

Таблица 37 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{уст} = 220$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{2ном} = 150$ ВА	$S_{2расч} = 35$ ВА	$S_{2расч} \leq S_{2ном}$

Как видно из результатов расчета трансформатор напряжения может быть принят к установке.

На стороне 110 кВ выбирается трансформатор напряжения VEOT 123.

Вторичная нагрузка трансформатора представлена в таблице 37.

Таблица 38 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Частотомер	7КТ1 30	2	2	4
Вольтметр	7КТ1 1	2	2	4
3-х ф-й счётчик активной энергии	7КТ1 16	2,4	2	4,8
3-х ф-й счётчик реактивной энергии	7КТ1 16	2,4	2	4,8
Ваттметр	7КТ1 30	5	2	10
Варметр	7КТ1 30	5	2	10

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

$$S_{2расч} = 4 + 4 + 10 + 10 + 4,8 + 4,8 = 37,6 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 38.

Таблица 39 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 126 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{2ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{2расч} = 37,6 \text{ ВА}$	$S_{2расч} \leq S_{2ном}$

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

### 6.8 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

Выбор сборных шин представлен в пункте 6.3.

Шины ОРУ 220 кВ крепятся к порталам с помощью гирлянд подвесных изоляторов. Выбор любых изоляционных конструкций производится по длине пути утечки, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \quad (61)$$

где  $\lambda_3$  – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ [21];

$U$  – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

$K$  – коэффициент эффективности [21].

Число изоляторов в гирлянде определяется как:

$$m = \frac{L}{L_{II}}, \quad (62)$$

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

В данной работе необходимо выбрать подвесные изоляторы для системы шин на ОРУ 220 кВ.

Длина пути утечки составит:

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

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

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

Округляя до целого получим 16 изоляторов в гирлянде на ОРУ 220 кВ.

Для крепления токоведущих частей на ОРУ 220 кВ, а также ошиновки трансформатора используются опорные изоляторы.

Опорные изоляторы выбираются по следующим параметрам:

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

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (63)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{6,797^2}{3} \cdot 4 \cdot 10^{-7} = 24,72 \text{ Н;}$$

где  $a$  – расстояние между фазами (для 220 кВ – 3 метра);

$l$  – длина пролета между изоляторами

В качестве опорных изоляторов на ОРУ 220 кВ выбираются изоляторы ОСК-6-220-4 УХЛ1–изолятор опорный стержневой защитная оболочка

кремнийорганическая. Высоковольтные полимерные изоляторы ОСК-6-220-А-4 УХЛ1 выпускаются серийно на основе композиционных материалов: высокопрочного стеклопластикового стержня диаметром 120 мм, защитной оболочки из кремнийорганической резины обладающей повышенной гидрофобностью и трекинговостойкостью. Изоляторы обладают повышенной сейсмостойкостью и устойчивостью к актам вандализма. Длина пути утечки – 5700 мм.

Допустимая нагрузка для данного изолятора по формуле:

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон}, \quad (64)$$

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

Для ОРУ 110 кВ выбираются опорные изоляторы ОСК-10-110-Г-02-3 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

Высота изолятора равна  $H_{из} = 1220$  мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{6,82^2}{1,82} \cdot 1,0164 \cdot 1,8 \cdot 10^{-7} = 108,63 \text{ Н;}$$

Проверка:  $F_{расч.} \leq F_{дон}$

Таким образом, ОСК-10-110-Г-02-3 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

## 6.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд предназначены для питания нагрузки подстанций, комплектных распределительных устройств и для обеспечения своих потребностей.

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники компрессорной.

Потребителей собственных нужд подключаются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Таблица 40 – Нагрузки собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos \varphi$	Нагрузка	
	кВт×п	Всего		$P_{уст}$ , кВт	$Q_{уст}$ , кВар
Охлаждение трансформаторов	13,5×8	108	0,85	108	73
Подогрев выключателей 220, 110 кВ	15,82×4	63,28	1	63,28	
Подогрев КРУН 35 кВ	30	30	1	30	
Освещение	30	30	1	30	
Вентиляция	50	50	0,85	50	25

Расчетная нагрузка определяется по формуле:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (65)$$

где  $k_c$  – коэффициент спроса, равный 0,8.

Расчетная нагрузка составляет:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{281,28^2 + 98^2} = 230,3 \text{ кВА}$$

Принимаются к установке два трансформатора марки ТМ-250/35.

### 6.10 Выбор и проверка ячеек КРУН

В данной выпускной квалификационной работе на стороне 35 кВ было выбрано КРУН фирмы ABB UniGear ZS3.2 – комплектное распределительное устройство в металлической оболочке с воздушной изоляцией.

UniGear ZS3.2 — серия шкафов трехфазных комплектных распределительных устройств наружной установки в металлической оболочке с воздушной изоляцией внутренней установки на номинальное напряжение 35 кВ. Шкафы заводской готовности с выкатными элементами, одинарной системой сборных шин, прошедшие типовые и приемочные испытания. Шкафы комплектуются выключателями: элегазовыми типа HD4 или вакуумными типа VD4, а также измерительными трансформаторами. Помимо этого имеются другие исполнения: шкаф секционного выключателя и секционного разъединителя, измерительный шкаф и т.п. Шкафы устанавливаются на пол или раму.

Таблица 41 – Основные параметры шкафа КРУН серии UniGear ZS3.2

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный ток отключения, кА	До 31,5
Электродинамическая стойкость, кА	До 80
Тип выключателя	элегазовый типа HD4
Тип привода к выключателю	Электромагнитный
Номинальное напряжение, кВ	35

Параметры	Значения
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	До 3150
Масса шкафа отходящей линии, кг	1300-1500
Трансформатор тока	ТРУ7
Трансформатор напряжения	ТНС7

Рассчитывается проверка по термической устойчивости по формулам 53, 54.

$$t_{откл} = 0,2 + 0,1 = 0,3 \text{ с}$$

$$B_{\kappa} = 11.167^2 \cdot (0,01 + 0,3) = 51.128 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимально рабочий ток берется на вводах в КРУН 35 кВ, ударный ток берется на шинах 35 кВ подстанции Хвойная, эти величины рассчитаны ранее. Таблица 42 – Сравнение каталожных и расчетных данных для вводного выключателя КМУ-1.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 800 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 111 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 25.371 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{\kappa}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 51.13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Ячейка КРУН и оборудование ячеек прошли проверку.

## 7 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПС ХВОЙНАЯ

В данном разделе рассчитано заземление и молниезащита ПС Хвойная. Так же приводится выбор ограничителей перенапряжений и оценивается надежность молниезащиты подстанции

### 7.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет

Заземление в зависимости от назначения несет 3 функции- рабочее заземление, заземление молниезащиты и заземление с точки зрения электробезопасности (защитное).

Заземление молниезащиты применяется для отвода тока молнии в землю от мест, в которые произошёл удар молнии

Рабочее напряжение необходимо для нормальной работы электроустановок, к нему относится заземление нейтрали трансформаторов.

Защитное заземление применяется для защиты персонала от напряжения прикосновения.

Исполнение заземления на подстанции конструктивно выполняется в виде сетки, состоящей из горизонтальных заземлителей. В узлах располагаются вертикальные заземлители, которые должны укладываться на глубину 0,5-0,6 м от уровня планировочной отметки земли и от дна траншеи выступать на 0,1-0,2 м. Горизонтальные заземлители укладываются в траншеи глубиной 0,6-0,7 м от уровня планировочной отметки земли.

Обычно траншея роется глубиной 0,5 и глубиной 0,7 м.

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя, определение расчетных геометрических параметров сетки заземления и проверку электродов на термическую и коррозионную стойкость.

Расчет заземления ОРУ 220 кВ ПС Хвойная.

Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1-1,5 м от

оборудования, чтобы человек при прикосновении к аппарату не мог находиться за его пределами. Следовательно площадь, используемая под заземлитель, м<sup>2</sup>:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (66)$$

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

$$S = (43 + 2 \cdot 1,5) \cdot (42,8 + 2 \cdot 1,5) = 2107 \text{ м}^2.$$

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

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{м.п} = \pi \cdot R^2, \quad (67)$$

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

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

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{т.с} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (68)$$

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

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

$I_{кз}$  – ток короткого замыкания из таблицы 24.

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{243I^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 14,528 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}), \quad (69)$$

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

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (70)$$

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

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

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

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

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{m.n} \geq F_{\min} \geq F_{кор} + F_{m.c}; \quad (71)$$

$$F_{m.n} = 113,097 \geq F_{\min} = 46,005 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется, следовательно выбранный диаметр прутков подходит.

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

Общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}}; \quad (72)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 2107}{6} = 702,267 \text{ м.}$$

Уточняется длина горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ . Число ячеек равно:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (73)$$

$$m = \frac{702,267}{2 \cdot \sqrt{2107}} - 1 = 6,65.$$

Принимается:  $m=7$ .

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6,557 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (74)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2107} \cdot (7 + 1) = 734,4 \text{ м.}$$

Определяется количество вертикальных электродов:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (75)$$

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

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{2107}}{15} = 12,24.$$

Принимается:  $n_e = 13$ .

Вычисляется стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_e \cdot l_e} \right), \quad (76)$$

где  $\rho_{\text{экв}}$  – эквивалентное удельное сопротивление грунта, согласно типу грунта, описанному в пункте 1.1 [2];

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

$$l_e / \sqrt{S_1} = 5 / \sqrt{2107} = 0,109, \text{ следовательно, } A = 0,2 \text{ [23].}$$

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 50 \cdot \left( \frac{0,2}{\sqrt{2107}} + \frac{l}{734,4 + 13 \cdot 5} \right) = 0,28 \text{ Ом.}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{эКВ}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (77)$$

где  $I_M$  – ток молнии, кА. Равен 40 кА для равнин [24].

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{12190}}{(50 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 1,48;$$

Определяется импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом [2];} \quad (78)$$

$$R_u = 0,28 \cdot 1,48 = 0,415 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение входит в допустимые пределы, что соответствует требованиям ПУЭ.

## 7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов.

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

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

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

Защита ОРУ 220 кВ ПС Хвойная от прямого удара молнии осуществляется четырьмя молниеотводами, установленными на порталах.

Расчет зон защиты на трех уровнях: на уровне земли, линейного и трансформаторного портала.

Расчет параметров защиты молниеотводов.

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

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (79)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 30 = 25,9 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (80)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 30,5) \cdot 30,5 = 31,7 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта (линейного портала, высотой 16,5 м):

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) \quad (81)$$

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

$$r_x = 31,7 \cdot \left( 1 - \frac{16,5}{25,9} \right) = 11,5 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами определяется по формуле:

$$h_{\text{cx}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (82)$$

где  $L$  – расстояние между молниеотводами.

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

$$r_{\text{cx}} = r_{\text{c0}} \cdot \frac{h_{\text{cx}} - h_x}{h_{\text{cx}}} \quad (83)$$

Пример расчета параметров защиты молниеотводов 1-2. Расстояние между молниеотводами  $L=43$  м.

$$h_{\text{cx}} = 25,9 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30,5) \cdot (43 - 30,5) = 25,7 \text{ м.}$$

$$r_{\text{cx}} = 31,7 \cdot \frac{25,7 - 16,5}{25,7} = 11,3 \text{ м.}$$

Далее из расчета строится общая картина зон защиты ОРУ 220 кВ.

Расчет приведён в приложении Е и сведен в таблицу 43.

Таблица 43 - Параметры для построения зон защиты молниеотводов

Номер молниеотвода		L, м	$h_{cx}$ , м	$r_0$ , м	$h_{эф}$ , м	$r_{cx}$ , м	$r_x$ , м
1–2	1	31,77	25,7	31,7	25,9	11,3	11,5
	2				25,9	18,1	18,2
2–3	2	43	23,7	31,7	25,9	9,6	11,5
	3				25,9	16,9	18,2
3–4	3	31,77	23,7	31,7	25,9	11,3	11,5
	4				25,9	18,1	18,2
4–1	4	43	23,7	31,7	25,9	9,6	11,5
	1				25,9	16,9	18,2

Молниезащита ОРУ 220 кВ представлена в графической части ВКР на листе 5. На уровне земли территория подстанции полностью защищена от прямых ударов молнии, а так же на высоте равной высоте линейных порталов все элементы находятся внутри защищаемой зоны

### 7.3 Выбор и проверка ОПН

Ограничитель перенапряжения нелинейный обеспечивает защиту изоляции электрооборудования в энергетических системах и сетях от грозовых и внутренних перенапряжений.

Изначально произведён предварительный выбор ОПН, а после изучения и расчета влияющих факторов окончательный выбор.

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

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

$$U_{н.д.} \geq 1,05 \cdot \frac{U_{н.р}}{\sqrt{3}} \quad (84)$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.p}}{K_B} \quad (85)$$

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

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_K \leq I_{\text{разр}} \quad (86)$$

$$I_K = \frac{U - U_{\text{ост}}}{Z_B}, \quad (87)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

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

$Z_B$  – волновое сопротивление провода относительно земли.

Энергия, поглощаемая ограничителем:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{(U_{\max} - U_{\text{ост}})}{Z_B} \right) \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2T \cdot n, \quad (88)$$

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

$U_{\text{ост}}$  – остающееся напряжение на ограничителе, кВ;

$Z_B$  – волновое сопротивление линии, Ом;

$T$  – время распространения волны, мкс;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

$$T = \frac{L}{V}, \quad (89)$$

где  $L$  – длина линии, км;

$V$  – скорость распространения волны.

$$U_{max} = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (90)$$

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

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

$l$  – длина защищенного подхода питающей линии.

$$U_0 = U_{50\% \text{ разр}}, \quad (91)$$

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

Энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (92)$$

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

Параметры для ОПН 220 кВ:

$$U_{max} = \frac{652}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 652} = 517,14 \text{ кВ}$$

$$T = \frac{2}{300000} = 6,67 \text{ мкс}$$

$$\mathcal{E} = \left( \frac{517,14 - 445}{426} \right) \cdot 445 \cdot 2 \cdot 6,67 \cdot 1 = 1005,3 \text{ кДж}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{1005,3}{220} = 4,57 \text{ кДж / кВ}$$

Исходя из значения удельной энергоемкости, класс энергоемкости 4.

На стороне 110 кВ ограничитель перенапряжения типа ОПНп-110 УХЛ 1.

На стороне высокого напряжения ограничитель перенапряжения типа ОПНп-220 УХЛ 1.

Основные характеристики ОПН представлены в таблице 43.

Таблица 44 – Основные характеристики ОПНп-220 УХЛ 1.

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее $U_{нд}$ , кВ	146
Остающееся напряжение при коммутационном токе $U_{ост}$ , кВ	361
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$ , кА	20
Ток пропускной способности (2 мс), А	1200
Полная энергоемкость $W_c$ , кДж	530

Пример расчета для ограничителя перенапряжений 220 кВ.

Проверка выбранного ОПН (предварительный выбор).

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

$$U_{н.д.} \geq 1,05 \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} \rightarrow 146 \geq 145 \text{ кВ}$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$146 \leq \frac{189}{1,3} \rightarrow 146 \leq 145,4 \text{ кВ}$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_K = \frac{458 - 361}{426} = 0,22 \text{ кА}$$

$$0,22 \leq 10 \text{ кА}$$

ОПН прошел предварительную проверку.

Далее осуществляется окончательный выбор, для того чтобы убедиться в надежности выбранного ОПН.

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

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

1) Поглощаемая ограничителем энергия не должна превосходить энергоемкость ОПН:

$$W_{уд} \cdot U_{нд} \geq W_c, \quad (93)$$

Для ОПН 220 кВ с 4 классом энергоемкости:

$$5,6 \cdot 146 \geq 530 \text{ кДж} \rightarrow 817,6 \geq 530 \text{ кДж}$$

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

$$A_{сп220} = \frac{U_{исп} - U_{ост.сп}}{U_{исп}} = \frac{459 - 361}{459} = 0,21 \geq 0,14 \quad (94)$$

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

$$A_{вн220} = \frac{U_{дон} - U_{ост.к}}{U_{дон}} = \frac{443 - 361}{443} = 0,18 \geq 0,15 \quad (95)$$

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

$$I_{кз} \leq I_{вз.без}, \quad (96)$$

$$2,4 \leq 40 \text{ кА} - \text{ для } 220 \text{ кВ}$$

В результате проверки выбранные ОПН соответствуют условиям.

#### 7.4 Оценка надежности молниезащиты ПС

В данном пункте рассмотрена надежность молниезащиты подстанции Хвойная ОРУ 220 кВ, для чего рассчитана величина, характеризующая среднюю повторяемость опасных перенапряжений.

Каждая электроустановка имеет изоляцию, рассчитанную на её номинальное напряжение. Рабочее напряжение, приложенное к установке, может отличаться от номинального. При превышении напряжения сверх наибольшего рабочего наблюдается перенапряжение.

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

Для защиты подстанционного оборудования от прямых ударов молнии используется система молниеотводов.

Число грозовых разрядов в сооружение определяются:

$$N_c = p_o \cdot (A + 2 \cdot R_{\text{ЭКВ}}) \cdot (B + 2 \cdot R_{\text{ЭКВ}}) \cdot 10^{-6} \quad (97)$$

где  $p_o$  - плотность разрядов молнии на 1 км<sup>2</sup> земной поверхности;

$A, B$  – длина, ширина сооружения, м;

$R_{\text{ЭКВ}}$  - эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды молнии, м.

При  $h \leq 30$  м.

$$R_{\text{ЭКВ}} = 5 \cdot h - \frac{2 \cdot h^2}{30} \quad (98)$$

$$R_{\text{ЭКВ}} = 5 \cdot 30 - \frac{2 \cdot 30^2}{30} = 90 \text{ м}$$

где  $h$  – высота молниеотвода.

$$p_o = 0.05 \cdot N_{г.ч.} = 0,05 \cdot 41 = 2,05 \quad (99)$$

где  $N_{г.ч.}$  - число грозových часов.

Надежность защиты ОРУ станций и подстанций от прямых ударов молнии характеризуется числом случаев перекрытия изоляции при прорывах молнии через зону защиты молниеотводов и обратных перекрытий при ударах молнии в молниеотводы в год. Это число может быть определено по формуле:

$$N_{п.у.} = p_o \cdot (A + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (B + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (\eta_{пр} \cdot P_{\alpha} \cdot P_{пр} + \eta_{оп} \cdot P_{оп}) \cdot 10^{-6} \quad (100)$$

$$N_{п.у.} = 2.05 \cdot (43 + 2 \cdot 90) \cdot (42,8 + 2 \cdot 90) \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,898 + 0,9 \cdot 0,0001) \cdot 10^{-6} = 4118$$

где  $\eta_{пр}, \eta_{оп}$  - вероятность перехода импульсного перекрытия изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ОРУ и при обратных перекрытиях (в расчетах принимается 0,9 [25]);

$P_{\alpha}$  - вероятность грозového поражения ошиновки ОРУ, минуя молниеотводы (принимается 0,005 [25]);

$P_{оп}$  - вероятность обратного перекрытия;

$P_{пр}$  - доля опасных грозových перенапряжений, возникающих при непосредственном грозovém разряде в ошиновку ОРУ.

Величина, характеризующая среднюю повторяемость опасных перенапряжений, лет:

$$T_{п.у.} = \frac{1}{N_{п.у.}} = \frac{1}{4118} = 2428 \text{лет} \quad (101)$$

$T_{п.у.}$  для напряжения 220 кВ должно быть не ниже 1000 лет. Условие выполняется.

Среднее число опасных перенапряжений, возникающих на защищаемом объекте в течение года:

$$N_{н.в.} = N \cdot N_{г.ч.} \cdot l_{о.з.} \cdot n_{вл} \cdot (1 - k_{э}) \cdot (P_{\alpha} \cdot \psi_{пр} + \delta_{оп} \cdot P_{оп} \cdot \psi_{оп}) \cdot 10^{-4} \quad (102)$$

$$N_{н.в.} = 30 \cdot 41 \cdot 4 \cdot 2 \cdot (1 - 0,6) \cdot (0,005 \cdot 0,9 + 0,067 \cdot 0,001 \cdot 0,128) \cdot 10^{-4} = 1,771 \cdot 10^{-3}$$

где  $N$  - число грозových ударов в ВЛ длиной 100 км при 100 грозových часах в год;

$l_{о.з.}$  - длина опасной зоны, км;

$n_{вл}, k_{э}$  - число отходящих ВЛ и коэффициент их взаимного экранирования;

$P_{\alpha}$  - вероятность прорыва молнии на провод;

$\delta_{оп}$  - доля грозových ударов в опоры и прилегающие участки троса, отн.ед.;

$P_{оп}$  - вероятность обратного перекрытия линейной изоляции;

$\psi_{пр}, \psi_{оп}$  - доли опасных для изоляции ПС импульсов при прорыве молнии на провод и при обратных перекрытиях изоляции ВЛ, отн.ед.

Средняя повторяемость перенапряжений, возникающих на защищаемой ПС, в годах:

$$T_{н.в.} = \frac{1}{N_{н.в.}} \quad (103)$$

$$T_{н.в.} = \frac{1}{1,771 \cdot 10^{-3}} = 564 \text{года}$$

Должны соблюдаться рекомендуемые показатели надежности грозозащиты в зависимости от класса напряжения ПС. Для напряжения 220 кВ  $T_{н.в.}$  должно быть равно 400-600 лет. Рекомендуемые показатели соблюдаются, следовательно молниезащита имеет достаточную надежность.

Подробный расчет представлен в приложении Е.

## 8 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ЛЭП ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ РАССМАТРИВАЕМОГО УЧАСТКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В этом разделе ВКР приводится описание конструктивного исполнения ЛЭП, с помощью которых ПС Хвойная подключена к электрической сети при её реконструкции. Она подключается при помощи ВЛ ПС Хвойная-ПС Завитая и ПС Хвойная-Короли/т. Приведено описание одной воздушной линии ПС Хвойная-Короли/т длиной 12,84 км.

Конструкция провода.

По всей длине трассы на рассматриваемом участке выбрана марка провода АС-300/39. Это неизолированный сталеалюминевый провод, сердечник которого выполнен из стального провода, а остальная токопроводящая жила из алюминиевого провода. Для его изготовления используется нержавеющая сталь и алюминий [26].

Основные технические характеристики провода АС-300/39:

- 1) Диапазон температур эксплуатации от  $-60^{\circ}\text{C}$  до  $+90^{\circ}\text{C}$ ;
- 2) Максимальная разрывная нагрузка 9057,4 даН;
- 3) Расчетная масса провода 1132 кг/км;
- 4) Наружный диаметр 24 мм<sup>2</sup>;
- 5) Площадь сечения алюминиевой части 301,58 мм<sup>2</sup>;
- 6) Площадь сечения стальной части 38,61 мм<sup>2</sup>;
- 7) Срок службы не менее 45 лет;
- 8) Допустимый ток 710 А;
- 9) Механическое напряжение для наибольшей нагрузки 12,6 даН/мм<sup>2</sup>;
- 10) Коэффициент температурного линейного расширения 19,8 1/°С\* мм<sup>2</sup>.

Опоры.

На данном участке применяются два типа опор- это металлические и железобетонные. Металлические опоры анкерно-угловые типа У220-1, У-220-2, У220-2Т+5 и У220-2Т. Железобетонные опоры типа СК-26 с шифрами ПБ-220-

1, П220 и П220-4. Используется фундамент под опоры типа грибовидный железобетонный подножник шифром ФЗ и Ф5У.

Изоляция.

Выбор изоляции производится по удельной эффективной пути утечки в зависимости от степени загрязнения атмосферы.

Линейная арматура.

Для крепления провода ЛЭП к опоре применяются изоляторы подвесные в поддерживающих подвесках типа ПС6Б с 15 изоляторами в одной гирлянде и подвесные в натяжных подвесках типа ПС-12 с 12 изоляторами в одной гирлянде .

Параметры изолятора ПС6-Б(подвесной тарельчатый стеклянный):

- 1) Разрушающая электромеханическая нагрузка 60 кН;
- 2) Строительная высота 130 мм;
- 3) Диаметр тарелки 255;
- 4) Диаметр стержня 16 мм;
- 5) Длина пути утечки 295мм.

Для крепления проводов к изоляторам и изоляторов к опоре применяется линейная арматура. Основные виды линейной арматуры необходимые для реконструируемой воздушной линии:

- 1) зажимы, которые служат для закрепления проводов и тросов;
- 2) сцепная арматура( скобы, серьги, ушки, коромысла), служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом;
- 3) соединительная арматура, служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов и шлейфов на опорах анкерного типа;
- 4) Защитная арматура (кольца), предназначенная для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды и для защиты их от повреждения дугой при перекрытиях.

Крепление проводов к подвесным изоляторам и крепление тросов следует производить при помощи поддерживающих или натяжных зажимов. Из натяжных зажимов предпочтение следует отдавать зажимам, не требующим разрезания провода [2].

Поддерживающие зажимы для подвески проводов могут быть глухими или с заделкой ограниченной прочности. По условию надежности рекомендуется применение глухих зажимов. Подвеску грозозащитных тросов на опорах следует осуществлять только в глухих зажимах [2].

Соединения проводов и тросов следует производить при помощи соединительных зажимов, сварки, а также при помощи зажимов и сварки в совокупности. В одном пролете ВЛ допускается не более одного соединения на каждый провод или трос [2].

На рассматриваемом участке применяется сцепная арматура для провода типов КГП-12-1, СК-12-1, ПТМ-12-2, ПРР-12-1, ПГН-5-3, У1-12-16 и для троса типов КГП-7-1, СК-7-1, У1-7-16, ПГ-1-11. Так же применяется соединительная арматура для провода типов САС-330-1 и НАС-330-1. Защитная арматура для провода типа ГВН-16-5 и для троса РРВ и РРН.

Защита от перенапряжений и заземление.

Для защиты от перенапряжений применяется молниезащитный рос марки С-70 с защитным углом  $28^\circ$ . На промежуточных опорах искровой промежуток 40 мм, а на анкерных опорах 120 мм.

Воздушные линии с металлическими и железобетонными опорами должны быть защищены от прямых ударов молнии грозотросами по всей длине. В свою очередь воздушные линии, имеющие тросы должны быть заземлены.

На каждом анкерном участке длиной до 10 км грозозащитные тросы должны быть заземлены в одной точке, путем устройства специальных перемычек на анкерной опоре. При большей длине анкерных пролетов количество точек заземления в пролете выбирается так, чтобы при наибольшем значении продольной электродвижущей силы, наводимой в тросе при КЗ на ВЛ, не происходил пробой искровых промежутков на ВЛ [2].

На подходах к ПС на расстоянии 2-3 км тросы необходимо заземлить на каждой опоре.

Защитные аппараты, устанавливаемые на опорах ВЛ для защиты от грозовых перенапряжений, должны быть присоединены к заземлителю отдельным спуском [2].

На металлических и железобетонных опорах соединение тросов с заземляющими устройствами опор всегда осуществляется с использованием металла опор, включая траверсы или арматуру [2].

Заземлители ВЛ, как правило, должны находиться на глубине не менее 0,5 м, а в пахотной земле - 1 м. В случае установки опор в скальных грунтах допускается прокладка лучевых заземлителей непосредственно под разборным слоем над скальными породами при толщине слоя не менее 0,1 м.

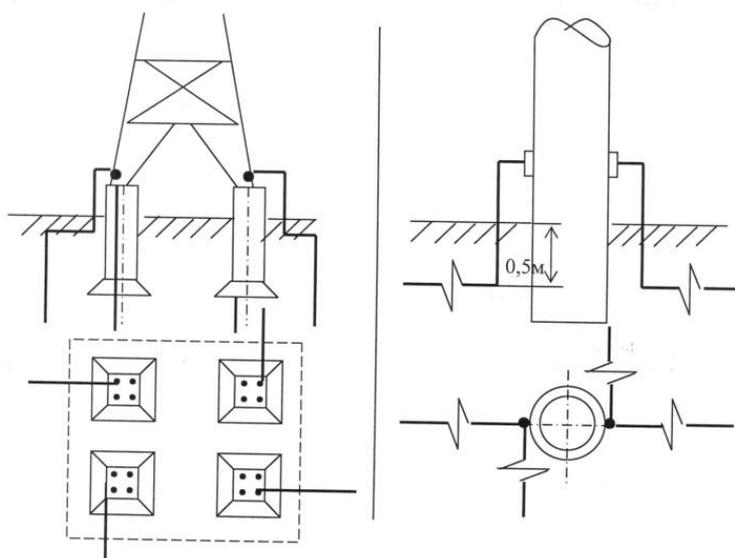


Рисунок 17- Схема заземления металлических и ж/б опор.

Сечение заземляющих спусков на опоре ВЛ должно быть не менее 35 мм<sup>2</sup>, а для однопроволочных спусков диаметр должен быть не менее 10 мм. Сопротивление заземляющего устройства воздушной линии должно быть не более 30 Ом.

Соединение заземляющих проводников между собой, присоединение их к верхним заземляющим выпускам стоек железобетонных опор, к крюкам и

кронштейнам, а также к заземляемым металлоконструкциям и к заземляемому электрооборудованию, установленному на опорах ВЛ, должны выполняться сваркой или болтовыми соединениями [2].

Рассматриваемый участок пересекает автодороги, грунтовые дороги, воздушные линии от 6 до 220 кВ, один ручей и реку Ивановка. Также проходит через такие местности по трассе: лес, поле, болото, крупные овраги и населенные места.

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

  
\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« 29 » 06 \_\_\_\_\_ 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрической сети 220 кВ в Амурской области на участке подстанция Амурская – подстанция Завитая с организацией схемы заход – выход на подстанции Хвойная

ТОМ II

Исполнитель  
студент группы 642-об2

  
\_\_\_\_\_ 17.06.2020  
подпись, дата

А.Д. Евсеев

Руководитель  
профессор, докт.техн.наук

  
\_\_\_\_\_ 17.06.2020  
подпись, дата

Н.В. Савина

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

  
\_\_\_\_\_ 22.06.2020  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

  
\_\_\_\_\_ 22.06.2020  
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2020

## 9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В данном разделе приведен выбор и описание релейной защиты и автоматики на реконструируемой подстанции и прилегающих к ней подстанциям.

### 9.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики при реконструкции электрической сети

Выбор устройств РЗА производится непосредственно на подстанции Хвойная, а именно устройство защиты силового автотрансформатора, а так же на ЛЭП, от которых подстанция запитана.

Для силовых автотрансформаторов с обмоткой высшего напряжения больше 1000 В предусматривается релейная защита от следующих видов повреждения и ненормальных режимов работы [2]:

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на их выводах,
- 2) внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках и «пожара стали» магнитопровода),
- 3) однофазных замыканий на землю,
- 4) сверхтоков в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями,
- 5) сверхтоков в обмотках, обусловленных перегрузкой (если она возможна),
- 6) понижения уровня масла.

Так же необходимо учитывать броски тока намагничивания при включении трансформатора под напряжение, влияние коэффициента трансформации и схем соединения обмоток трансформатора.

Для защиты от многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформаторов мощностью 6300 кВА и выше, работающих одиночно, мощностью 4000 кВА и выше, работающих параллельно, а также мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительно-

сти, максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с и отсутствует газовая защита, предусматривается продольная дифференциальная защита с циркулирующими токами, действующая на отключение выключателей силового трансформатора без выдержки времени.

Релейная защита силового автотрансформатора включает в себя: продольную дифференциальную защиту, газовую защиту, защиту от перегрузки, максимальную токовую защиту.

Выбор терминала защит производится для одного силового автотрансформатора, для второго аналогичный набор защит. Для защиты принято устройство на базе микропроцессорного терминала Сириус-Т.

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т» предназначено для выполнения функций основной защиты автотрансформатора с высшим напряжением до 220 кВ.

Продольная дифференциальная защита имеет две ступени: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ)). Помимо этого предусмотрен контроль небаланса в плечах дифференциальной защиты с действием на сигнализацию (ДЗТ-3).

В устройстве формируются дифференциальные и тормозные токи (с учетом принятых положительных направлений токов в трансформаторе. Также рассчитывается тормозной ток, который формируется с учетом реального направления протекания токов в защищаемом трансформаторе.

Недостаток данного способа компенсации является невозможность работы в некоторых режимах, например, при отсутствии токов нагрузки. Поэтому в устройстве для ступеней защит (ДЗТ-1 и ДЗТ-2), использующих дифференциальный ток, предусмотрены две группы уставок – «чувствительные» и «грубые». Во всех режимах, когда алгоритм компенсации не действует (выведен из действия, либо измерение невозможно) используются грубые уставки. Если

компенсация погрешности РПН успешно выполнена, то устройство автоматически переходит на чувствительные уставки.

Устройство также имеет функции МТЗ, резервирующей РЗА отходящих присоединений по стороне НН. В графической части ВКР показана схема подключения терминала к защищаемому автотрансформатору.

*Газовая защита* устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже не значительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. Так же, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора.

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

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать

трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

Эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями, а так же защита может подействовать ложно при различных ситуациях, её нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

*Максимальная токовая защита* является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на мало-мощных трансформаторах.

В ряде случаев не удается выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению.

Для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю [2].

Защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях, если в сети возможны качания или асинхронный ход, при которых вероятны излишние срабатывания защиты. Допускается выполнение защиты без блокирующих устройств, если она отстроена от качаний по времени (около 1,5-2 с).

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

Для линий, состоящих из нескольких последовательных участков, с целью упрощения допускается использование неселективных ступенчатых защит тока и напряжения (от многофазных замыканий) и ступенчатых токовых защит нулевой последовательности (от замыканий на землю) в сочетании с устройствами поочередного АПВ.

На одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, от многофазных замыканий должна быть применена дистанционная защита (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве резервной или основной.

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. В отдельных случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную короткую в месте установки защиты, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности.

Для защиты линии требуется к установке двух аналогичных терминалов из соображений надежности. Выбор устройств защит линий произведен для ВЛ 220 кВ Хвойная – Завитая. Для выполнения функций линейных защит принимаются к установке терминалы Сириус-3-ЛВ-03. Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-3-ЛВ-03» предназначено для защиты воздушных и кабельных линий 110-220 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью, а также управления, автоматики и сигнализации высоковольтного выключателя с трехфазным управлением (АУВ, АПВ и УРОВ). Содержит набор ступенчатых защит относительной селективности. Устройство включает в себя следующие защиты:

– четырехступенчатая дистанционная защита с независимой выдержкой времени от междуфазных коротких замыканий: 1-я ступень ДЗ дополнительно контролирует КЗ на землю; 4-я ступень ДЗ имеет возможность действия как в

прямом, так и в обратном направлении; ДЗ имеет независимый орган направления мощности, что обеспечивает возможность перевода быстродействующих ступеней в ненаправленный режим; имеется блокировка при неисправностях в цепях переменного напряжения;

– пятиступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности с независимой выдержкой времени от коротких замыканий на землю: имеет орган направления мощности нулевой последовательности (двустороннего действия); предусмотрена возможность задания для каждой ступени направления действия, либо выполнение ее без направленности;

– трехфазная ненаправленная токовая отсечка с возможностью задания режима работы.

## **9.2 Релейная защита силового трансформатора на реконструируемой ПС**

Приводится расчет параметров срабатывания дифференциальной защиты силового трансформатора и резервных защит (МТЗ, ЗП).

Расчет ДЗТ на базе микропроцессорного терминала «Сириус-Т». Трансформаторы тока по всем сторонам собраны в звезду. Для определения номинальных данных трансформаторов тока, необходимо также знать тип ТТ. Автотрансформаторы и трансформаторы тока были выбраны в пунктах 3.6, 6.6. Коэффициенты трансформации трансформаторов тока принимаются исходя из номинальных токов по сторонам силового трансформатора (ближайшее большее значение).

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1).

Уставка должна выбираться из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчётного внешнего КЗ.

Отстройка от броска тока намагничивания силового трансформатора.

При включении силового трансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания к амплитуде номинального тока защищаемого трансформатора не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к действующему значению номинального тока первой гармоники, равному  $5\sqrt{2} = 7$ . Отсечка реагирует на мгновенное значение дифференциального тока и на первую гармонику этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна  $2.5I_{\text{диф}}/I_{\text{ном}}$ . Минимально возможная уставка по первой гармонике  $I_{\text{диф}}/I_{\text{ном}} = 4$ , что соответствует  $2.5 \times 4 = 10$  по отношению амплитуды к действующему значению или  $10/\sqrt{2} = 7$  по отношению амплитуд. Сравнение полученных значений свидетельствует об отстроенности отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания. Расчёты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды броска. Если амплитуда равна 7 действующим значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники равно  $7 \times 0.35 = 2.46$ . Следовательно, даже при минимальной уставке в  $4I_{\text{ном}}$  отсечка отстроена от бросков тока намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Уставка выбирается по условию:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq k_{\text{отс}} k_{\text{нб}} I_{\text{КЗвнешМАХ}} \quad (104)$$

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

$k_{\text{нб}}$  - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, если на

стороне ВН и НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать  $k_{НБ} = 0.7$ ;

$I_{КЗвнешнМАХ*}$  - отношение тока внешнего расчётного КЗ к номинальному току трансформатора.

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq k_{ОТС} k_{НБ} I_{КЗвнешнМАХ*} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 10,74 = 9,02.$$

Принимается уставка - 8.

Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Тормозной ток формируется как полусумма модулей токов сторон защищаемого трансформатора.

Базовая уставка  $I_{\partial 1} / I_{НОМ}$  определяет чувствительность работы ступени. Рекомендуется принимать равной 0,3-0,5.

Принимается базовая уставка  $I_{\partial 1} / I_{НОМ} = 0,3$ .

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) \cdot I_{СКВ}, \quad (105)$$

где  $k_{ПЕР}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2 – доля двигательной нагрузки менее 50%;

$k_{ОДН}$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon$  - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{РПН}$  - относительное значение пределов РПН;

$\Delta f_{ДОБ}$  - обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, принимается равным 0,04;

$I_{СКВ}$  - сквозной ток.

$$I_{НЬ.РАСЧ} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{СКВ} = 0,4 I_{СКВ}.$$

Дифференциальный ток:

$$I_{ДИФ} = k_{ОТС} \cdot I_{НЬ.РАСЧ}, \quad (106)$$

где  $k_{ОТС}$  - коэффициент отстройки, равный 1,3.

$$I_{ДИФ} = 1,3 \cdot 0,4 \cdot I_{СКВ} = 0,52 \cdot I_{СКВ},$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{СН.Т} = \frac{I_{ТОРМ}}{I_{СКВ}} = 1 - 0,5(k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) \quad (107)$$

$$k_{СН.Т} = 1 - 0,5(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,8$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot \frac{I_{ДИФ}}{I_{ТОРМ}} = 100 \cdot k_{ОТС} \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) / k_{СН.Т} \quad (108)$$

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) / 0,8 = 65$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} \cdot \frac{100}{k_{ТОРМ}} \quad (109)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,3 \cdot \frac{100}{65} = 0,46,$$

Уставка блокировки от второй гармоники  $I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$  рекомендуется на уровне 12-15%.  $I_{\partial 2} / I_{\partial 1} = 0,15$ .

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2,0 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}}$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ( $I_{\partial 1} / I_{НОМ}$ ), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем следующие значения уставок:  $I_{\partial 1} / I_{НОМ} = 0,1$ ;  $T = 10$  с.

Далее покажем расчет МТЗ ВН силового трансформатора.

Отстройка от максимального рабочего тока:

$$I_{сз.МТЗ.ВН} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сз}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{ном.транс.ВН} \quad (110)$$

$$I_{сз.МТЗ.ВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 165,3 = 238,07 \text{ А}$$

Полный расчет представлен в приложении Ж.

### 9.3 Релейная защита ЛЭП, подходящих к ПС Хвойная

В качестве защиты от междуфазных замыканий применяется ДЗ. В качестве примера показан расчет ДЗ ВЛ 220 кВ Хвойная – Завитая со стороны ПС Хвойная. Расчет с противоположной стороны аналогичен. Расчет произведен в соответствии с Руководящими указаниями по релейной защите.

В качестве исходных данных принимаются величины сопротивлений силовых трансформаторов и линий, рассчитанных в разделе 5.

Сопротивление срабатывания первой ступени ДЗ:

$$Z_{срI} = 0,85 \cdot Z_{л} \quad (111)$$

где  $Z_{л}$  - сопротивление защищаемой линии;

$$Z_{срI} = 0,85 \cdot 1,8 = 14,288 \text{ Ом}$$

Выдержка времени первой ступени ДЗ – 0,05 с для отстройки от времени пуска осциллографов (0,04 с).

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум основным условиям:

- 1) отстройка от КЗ на шинах НН(СН) предыдущей ПС;

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot \left( Z_{л.} + \frac{Z_m}{k_{ток}} \right) \quad (112)$$

где  $Z_{л.}$  – сопротивление защищаемой ЛЭП, Ом;

$Z_m$  – сопротивление трансформатора, на шинах НН(СН) которого рассматривается КЗ, Ом;

$k_{ток}$  – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в защите к току через трансформатор при рассматриваемом виде КЗ, о.е.

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot \left( 16,81 + \frac{104,009}{3,85} \right) = 37,2 \text{ Ом}$$

2) согласование с 1 ступенью защиты предыдущей ЛЭП;

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot Z_{л.} + \frac{0,66}{K_{ток}} \cdot Z_{л.пред} \quad (113)$$

где  $Z_{л.}$  – сопротивление защищаемой ЛЭП, Ом;

$Z_{л.пред}$  – сопротивление предыдущей ЛЭП, Ом;

$K_{ток}$  – коэффициент токораспределения, о.е.

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot 16,81 + \frac{0,66}{0,852} \cdot 3,432 = 16,95 \text{ Ом}$$

В дальнейшем из всех полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ( $\Delta t = 0,5c$ ) больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{c.з}^{II} = t_{c.з.сМ}^I + \Delta t \quad (114)$$

$$t_{c.з}^{II} = 0 + 0,5 = 0,5 c$$

Чувствительность второй ступени проверяется при металлических КЗ на шинах приемной подстанции (режим ближнего резервирования):

$$k_{ч}^{II} = \frac{Z_{c.з}^{II}}{Z_{л}} \quad (115)$$

$$k_{ч}^{II} = \frac{16,94}{16,81} = 1,01$$

Уставка срабатывания третьей ступени выбирается по условию отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы [2]:

$$Z_{сз}^{III} = \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} \cdot k_{сз} \cdot I_{раб.макс} \cdot k_{н} \cdot k_{в} \cdot \cos(\varphi_{л} - \varphi_{раб})} \quad (116)$$

где  $U_{мин}$  – минимальное значение напряжения сети ( $0,9U_{ном}$ ), В;

$I_{раб.макс}$  – максимальный рабочий ток ЛЭП, А;

$k_{сз}$  – коэффициент самозапуска;

$k_{н}$  – коэффициент надежности;

$k_{\epsilon}$  – коэффициент возврата реле;

$\varphi_l$  – угол линии, °;

$\varphi_{\text{наб}}$  – угол нагрузки, °.

$$Z_{\text{сз}}^{\text{III}} = \frac{0,9 \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 587 \cdot 1,2 \cdot 0,85 \cdot \cos(79 - 30)} = 197,51 \text{ Ом}$$

Выдержка времени третьей ступени защиты выбирается по условию селективности с согласуемыми защитами, а также отстройки от периода качаний:

$$t_{\text{с.з}}^{\text{III}} = t_{\text{с.з.пред}} + t_{\text{кач}} + \Delta t \quad (117)$$

где  $t_{\text{с.з.см}}^{\text{II}}$  – выдержка времени ступени ДЗ защиты, с которой производится согласование, с;

$t_{\text{кач}}$  – время периода качаний (0,2 с);

$\Delta t$  – степень селективности (0,5 с).

$$t_{\text{с.з}}^{\text{III}} = 0,5 + 2,0 + 0,5 = 3,0 \text{ с}$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии (режим дальнего резервирования):

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{с.з}}^{\text{III}}}{Z_l + Z_{\text{см.л}}} \quad (118)$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{197,51}{420,24} = 9,76$$

Выполнив расчет уставок и проверку их чувствительности на основании руководящих указаний необходимо выполнить перевод уставок ДЗ круговой характеристики в полигональную для терминалов Сириус.

$$X_{уст} = \frac{Z_{уст} \cdot (1 + \sin \varphi_{мч})}{2} \quad (119)$$

$$R_{уст} = \frac{Z_{уст}}{2 \cdot \sin \varphi_{мч}} \quad (120)$$

где  $Z_{уст}$  - уставка ДЗ, выбранная для круговой характеристики;

$\varphi_{мч}$  - угол максимальной чувствительности линии.

Пример для 1 ступени ДЗ:

$$X_{уст} = \frac{14,288 \cdot (1 + \sin(1,394))}{2} = 14,2 \text{ Ом}$$

$$R_{уст} = \frac{Z_{уст}}{2 \cdot \sin \varphi_{мч}} = \frac{14,288}{2 \cdot \sin(1,394)} = 7,26 \text{ Ом}$$

Таблица 45 – Результаты расчета ДЗ со стороны ПС Хвойная

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
Уставка по оси X характеристики I ст, Ом	14,2	0,77
Уставка по оси R характеристики I ступени, Ом	7,3	0,39
Наклон характеристики I ст, °	79,9	
Уставка по оси X характеристики II ступени	16,8	0,92

пени, Ом		
----------	--	--

Продолжение таблицы 45

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
Уставка по оси R характеристики II ступени, Ом	8,6	0,47
Наклон характеристики II ступени, °	79,9	
Уставка по оси X характеристики III ступени, Ом	195,9	10,69
Уставка по оси R характеристики III ступени, Ом	100,3	5,47
Наклон характеристики III ступени, °	79,9	
Задержка на срабатывание I ст. ДЗ, с	0,05	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	0,5	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	3,0	

В качестве защиты от замыканий на землю принята токовая направленная защита нулевой последовательности. В ходе расчета были выбраны уставки срабатывания ТЗНП в первичных величинах. Для выбора уставок были использованы расчетные токи КЗ нулевой последовательности в узлах, в том числе, подтекающие через заземленные нейтрали трансформаторов. Исходные данные токов короткого замыкания представлены в разделе 5.

Расчет ТЗНП ВЛ 220 кВ Хвойная - Завитая со стороны ПС Хвойная. Расчет с противоположной стороны аналогичен.

Ток срабатывания первой ступени защиты выбирается по условию отстройки от замыкания на землю на шинах предыдущей ПС:

$$I'_{0.сз} = k_{отс} \cdot I_{0.кз.расч} \quad (121)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{0.кз.расч}$  - ток в рассматриваемой защите при КЗ на землю на шинах предыдущей ПС.

$$I'_{0.сз.} = 1,3 \cdot 1100 = 1430 \text{ A}$$

Выдержка времени первой ступени защиты принимается минимально возможной, отстроенной от времени неполнофазного режима при одновременности включения фаз выключателя:

$$t'_{сз} = 0 + t_{НПФ} \quad (122)$$

где  $t_{НПФ}$  - время неполнофазного включения выключателя (0,3 с).

$$t'_{сз} = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с}$$

Ток срабатывания второй ступени защиты выбирается по условию согласования с 1 ступенью защиты на предыдущем участке:

$$I''_{0.сз.} = k_{отс} \cdot k_{ток} \cdot I'_{0.сз.пред} \quad (123)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I'_{0.сз.пред}$  - ток срабатывания ступени защиты, с которой производится согласование, кА;

$k_{ток}$  - коэффициент токораспределения, равный отношению тока нулевой последовательности в защите к току в защите, с которой производится согласование.

$$I''_{0,сз} = 1,3 \cdot 0,5 \cdot 1437 = 933,7 \text{ A}$$

Выдержка времени 2 ступени принимается равной по условию селективности с согласуемой ступенью, а также со временем УРОВ смежной ПС:

$$t''_{сз} = t_{созл} + t_{УРОВ} + \Delta t \quad (124)$$

где  $t_{УРОВ}$  - время работы УРОВ смежной ПС. На ПС Завитая время работы УРОВ принято 0,3 с.

$$t''_{сз} = 0,3 + 0,3 + 0,5 = 1,1 \text{ с}$$

Ток срабатывания 3 ступени защиты выбирается:

- по условию необходимой чувствительности;
- по условию отстройки от БТН силового трансформатора смежной ПС.

$$I'''_{сз} = k_{отс} \cdot I_{БТН} \quad (125)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{БТН}$  - величина броска тока намагничивания силового трансформатора ПС, от которого выполняется отстройка ( $6-7 \cdot I_{НОМ}$ ), А.

$$I'''_{сз} = k_{отс} \cdot I_{БТН} = 1,1 \cdot 393,6 = 433 \text{ A}$$

Время срабатывания 3 ступени выбирается по условию селективности с согласуемыми ступенями защит:

$$t_{сз}^{III} = t_{созл} + \Delta t \quad (126)$$

$$t_{сз}^{III} = 1.1 + 0.5 = 1.6 \text{ с}$$

Чувствительность 3 ступени защиты оценивается при замыкании на землю в конце зоны резервирования:

$$k_{ч}^{III} = \frac{I_{0кз}}{I_{0.сз}^{III}} \quad (127)$$

$$k_{ч}^{III} = \frac{550}{433} = 1,27 > 1,2$$

Ток срабатывания 4 ступени выбирается по условию отстройки от тока небаланса при трёхфазных КЗ за силовым трансформатором предыдущей ПС.

$$I_{сз}^{IV} = k_{отс} \cdot I_{кз.тр} \quad (128)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки (0,1);

$I_{кз.тр}$  – величина тока КЗ в трансформаторе при КЗ на шинах НН.

$$I_{сз}^{IV} = 0,1 \cdot 1050 = 105 \text{ А}$$

Время срабатывания принимается аналогично: по условию селективности с согласуемыми ступенями защит.

$$t_{сз}^{IV} = t_{созл} + \Delta t \quad (129)$$

$$t_{c3}^{IV} = 1,6 + 0,5 = 2,1 \text{ с}$$

Таблица 46 – Результаты расчета ТЗНП и МТО на ПС Хвойная

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
Ток срабатывания ПО I ст. ТНЗНП, А	1430	17,87
Ток срабатывания ПО II ст. ТНЗНП, А	933,7	11,67
Ток срабатывания ПО III ст. ТНЗНП, А	443	5,4
Ток срабатывания ПО IV ст. ТНЗНП, А	105	1,3
Задержка на срабатывание I ст. ТНЗНП, с	0,3	
Задержка на срабатывание II ст. ТНЗНП, с	1,1	
Задержка на срабатывание III ст. ТНЗНП, с	1,6	
Задержка на срабатывание IV ст. ТНЗНП, с	2,1	
Ток срабатывания ПО МФТО, А	1963	24,538

Расчет МТО ВЛ 220 кВ Хвойная - Завитая.

Ток срабатывания реле тока отсечки определяется по формуле:

$$I_{срМТО} = k_{отс} \cdot I_{кз} \tag{130}$$

где  $I_{кз}$  – ток в защите при междуфазном КЗ в конце линии, А;

$k_{отс}$  – коэффициент отстройки (1,1 – 1,3).

$$I_{срМТО} = 1,3 \cdot 1511 = 1963 \text{ А}$$

Подробный расчет приведен в приложении Ж. Эффективность МТО представлен на рисунке.

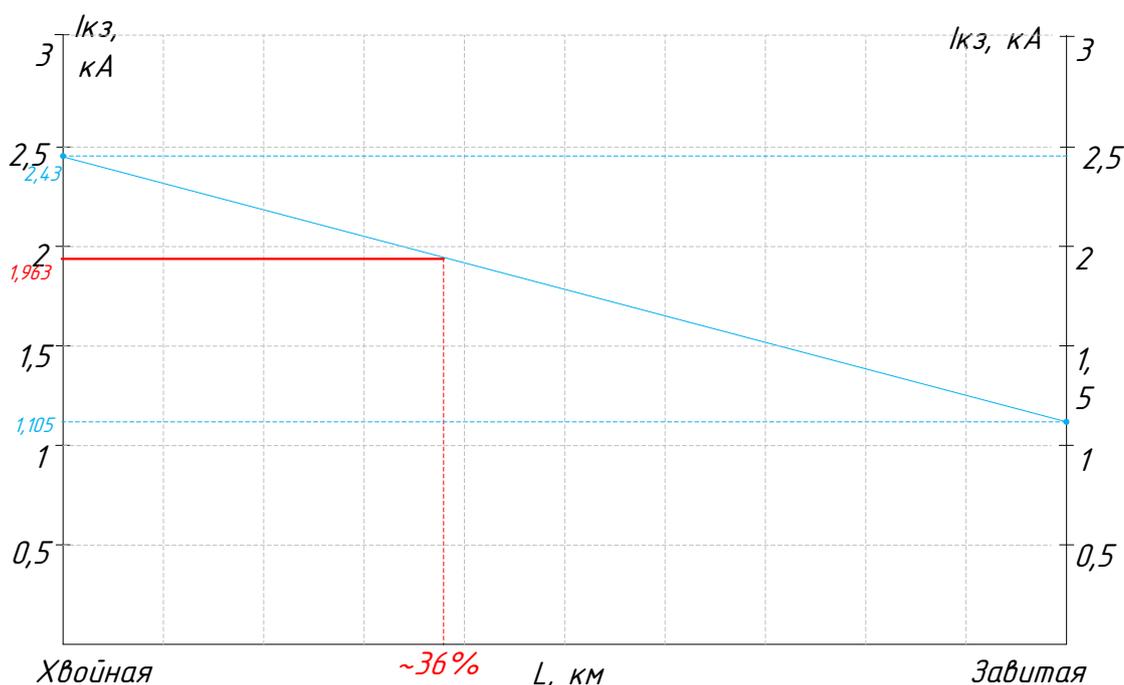


Рисунок 18 – Кривые спада тока для определения уставок МТО

Применение МТО на защищаемой ЛЭП целесообразно, так как обеспечивается чувствительность выше 20 % защищаемой зоны, которая составляет 36 %.

#### 9.4 Автоматика

Сетевая автоматика – совокупность устройств, реализующих функции автоматического повторного включения, автоматического ввода резерва, автома-

тического опережающего деления сети. В рамках курсового проекта описано действие устройств АПВ, АВР.

Устройство АПВ.

Устройства АПВ на ПС Хвойная предусматриваются для быстрого восстановления питания потребителей и транзитных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

Предусмотрено автоматическое повторное включение:

- 1) ВЛ Завитая - Хвойная и ВЛ Хвойная – Короли/т;
- 2) шин 220 кВ;
- 3) силовых трансформаторов;
- 4) присоединений потребителей.

Согласно [2] устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы они не действовали при:

- 1) отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;
- 2) автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;
- 3) отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройствами противоаварийной автоматики, а также в других случаях отключений выключателя, когда действие АПВ недопустимо.

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства.

На ПС Хвойная применяется устройство трёхфазного АПВ. Устройства ТАПВ должны осуществляться преимущественно с пуском при несоответствии между ранее поданной оперативной командой и отключенным положением выключателя; допускается также пуск устройства АПВ от защиты. Применяются устройства ТАПВ однократного или двукратного действия (если это допустимо по условиям работы выключателя).

На ВЛ 220 кВ Завитая - Хвойная и ВЛ 220 кВ Хвойная – Короли/т предусмотрены виды АПВ:

- а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ)
- б) несинхронное ТАПВ (НАПВ);
- в) ТАПВ с контролем и улавливанием синхронизма (ТАПВ КС, УС).

Устройство АВР.

АВР – один из видов автоматики, направленный на повышение надежности работы сети электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к системе резервных источников питания в случае потери системой электроснабжения.

АВР должно срабатывать за минимально возможное после отключения рабочего источника энергии время.

АВР должно срабатывать всегда, в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей, независимо от причины. В случае работы схемы дуговой защиты АВР может быть заблокировано, чтобы уменьшить повреждения от короткого замыкания. В некоторых случаях требуется задержка переключения АВР. К примеру, при запуске мощных двигателей на стороне потребителя, схема АВР должна игнорировать просадку напряжения.

АВР должно срабатывать однократно. Это требование обусловлено недопустимостью многократного включения резервных источников в систему с не устранённым коротким замыканием.

## 10 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 10.1 Выбор эквивалента сети для расчета режимов

В данном пункте выпускной квалификационной работы описывается эквивалент электрической сети, принятый для расчета и анализа нормальных и послеаварийных режимов.

Эквивалент сети был представлен на рисунке 11 в пункте 3.1. В него входят подстанции из реконструируемого участка: Амурская, НПС-26, Свободный, Белогорск, Белогорск/т, Короли/т, Завитая, а так же добавленные в эквивалент станции и подстанции для более подробного рассмотрения и анализа режима: ПС Благовещенская, ПС Журавли (Тамбовка), ПС Варваровка, ПС НПС-27, ПС Завитая/т, ПС Створ, Бурейская ГЭС, Нижне-Бурейская ГЭС и Райчихинская ГРЭС.

В качестве источников питания приняты ПС Амурская, Бурейская ГЭС, Нижне-Бурейская ГЭС и Райчихинская ГРЭС.

### 10.2 Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов

Для расчета режимов выбран программно-вычислительный комплекс RastrWin3. Он предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. В России основными пользователями RastrWin3 являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты (Энергосеть проект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.) [18].

Возможности данной программы:

1) расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети) [18];

- 2) оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности [18];
- 3) проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость [18];
- 4) эквивалентирование электрических сетей [18];
- 5) моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце[18];
- 6) структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения[18];
- 7) расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов[18];
- 8) анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры[18];
- 9) расчет сетевых коэффициентов[18].

### 10.3 Подготовка исходных данных для расчета

Для расчета режима в ПВК RastrWin 3 необходимы рассчитанные параметры линий и трансформаторов.

Активное сопротивление линии:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (131)$$

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

Индуктивные сопротивления линий и трансформаторов рассчитаны в 5 разделе.

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (132)$$

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

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ находятся по формулам ( $K_{TB} = 1$ ):

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}, \quad (133)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}, \quad (134)$$

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

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

Реактивные проводимости трансформаторов вычисляются по формулам:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (135)$$

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

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (136)$$

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

Генераторы задаются вырабатываемой активной мощностью, заданным модулем напряжения, пределами выработки и потребления реактивной мощности. Все рассчитанные параметры для расчета режимов представлены в приложении 3 и сведены в таблицы исходных данных для задания в ПВК RastrWin3.

Таблица 47 – Исходные данные линий

Участок сети	Реактивное сопротивление (X), Ом	Активное сопротивление (R), Ом	Активная проводимость (B), мкСМ
Хвойная- Завитая	16.548	2.955	106.38
Хвойная- Короли/г	5.508	1.258	33.898
Короли/г- отпайка Белогорск(К-Н)	29.545	6.749	181.817
Отпайка Белогорск(К-Н)- Белогорск	0.022	0.006	0.13
Отпайка Белогорск(К-Н)- НПС-26	8.627	1.971	53.09
НПС-26- Амурская	22.033	5.033	135.59
Амурская- отпайка Свободный	1.61	0.448	9.62
Отпайка Свободный- Свободный	0.017	0.005	0.104
Отпайка Свободный- отпайка Белогорск(А-Б)	22.84	8.022	172.38
Отпайка Белогорск(А-Б)- Белогорск/г	3.844	0.878	23.654

Участок сети	Реактивное сопротивление (X), Ом	Активное сопротивление (R), Ом	Активная проводимость (B), мкСМ
Белогорск/г- Завитая	51.223	11.701	315.216
Завитая- Варваровка	33.977	7.762	209.088
Варваровка- Журавли	20.939	4.783	128.858
Журавли- Благовещенская	25.611	5.851	157.608
Благовещенская- Амурская	54.474	9.727	350.19
	55.856	12.76	343.728
Завитая- Бурейская ГЭС	16.548	2.955	106.38
	16.464	2.94	105.84
Завитая- НПС-27	25.883	7.119	154.7
Завитая- Завитая/г	3.306	0.92	19.76
Завитая- отпайка Створ	24.049	4.294	154.602
Отпайка Створ- Створ	0.059	0.011	0.378
Отпайка Створ- Нижне-Бурейская ГЭС	0.168	0.03	1.08
Завитая- Райчихинская ГРЭС	19.133	4.371	117.744

Таблица 48 – Исходные данные трансформаторов

Наименование станции или подстанции	$X_{ВН}$ , Ом	$X_{СН}$ , Ом	$X_{НН}$ , Ом	$R_{ВН}$ , Ом	$R_{СН}$ , Ом	$R_{НН}$ , Ом	$G_T$ , мкСм	$B_T$ , мкСм
Райчихинская ГРЭС АТДЦТН-125000/220	59.2	0	131	0.55	0.48	3.2	1.23	11.81
ТДТН-80000/110	18.6	0	119	0.4	0.4	0.4	6.2	36.29
Нижне-Бурейская ГЭС ТДЦ-125000/220	51.5	-	-	1,4	-	-	2,31	10,67
ПС Завитая ТДНТ-25000/220	275	0	148	5,7	5,7	5,7	0,95	5,67
Бурейская ГЭС ТДЦ-400000/220	16.1	-	-	0,29	-	-	5,63	27,32
ПС Хвойная АТДЦТН-63000/220	104	0	195.6	1,4	1,4	2,8	0,85	5,95
ПС Короли/т ТДТНЖ-40000/220	165	0	125	3,9	3,9	3,9	1,25	8,32
ПС Белогорск ТДТН-40000/220	165	0	125	3,6	3,6	3,6	1,04	8,32
АТДЦТН-63000/220	104	0	195.6	1,4	1,4	2,8	0,85	5,95

Исходные данные для нагрузок взяты из таблиц 8 и 9. Это спрогнозированные электрические нагрузки, а для подстанций, для которых они не прогнозируются это вероятностные характеристики. Расчет максимального режима производится по максимальным нагрузкам осенне-зимнего режима, а минимального режима по минимальным нагрузкам осенне-зимнего режима.

#### 10.4 Расчет максимального режима и его анализ

В этом пункте производится расчет и анализ максимального режима после реконструкции электрической сети. Но для начала необходимо удостовериться, что эквивалент сети выбран правильно. Для этого сравниваются токи в начале линии при расчете по контрольным замерам и при расчете по спрогнозированным нагрузкам и если этот ток не отличается на 10%, то эквивалент сети верный. В таблице 45 представлены токи в начале линий для двух вариантов расчета.

Таблица 49 – Токи в линиях

Наименование линии	Ток в день контрольного замера, А	Рассчитанный ток в ПВК RastrWin3, А
НПС-26 - Амурская	251	265
Короли/т - НПС-26	261	273
Хвойная - Короли/т	419	459
Завитая - Хвойная	553	586
Белогорск/т - Завитая	386	412
Амурска- Белогорс/т	436	423

Эквивалент выбран верно, так как разница токов для каждой линии не превышает 10%.

При расчете максимального режима регулирование напряжение производится с помощью установленных РПН. Для нормализации напряжения в узлах было использовано РПН только на ПС Короли/т. Расчетные значения напряжений в узлах сведены в таблицу 46.

Таблица 50 – Напряжения в узлах

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
Амурская ВН	220	231	5
отп Свободный	220	230.16	4.62
Свободный ВН	220	230.16	4.62
отп Белогорск	220	218.29	-0.78
Белогорск/т ВН	220	217.08	-1.33
Завитая ВН	220	214.28	-2.6
НПС-26 ВН	220	221.12	0.51
отп Белогорск	220	218.27	-0.79
Белогорск ВН1	220	218.28	-0.78
Короли/т ВН	220	212.51	-3.4
Хвойная ВН	220	212.59	-3.37
Хвойная СН	110	105.09	-4.47
Хвойная НН	35	33.23	-5.06
Белогорск ВН2	220	218.26	-0.79
Белогорск СН1	35	33.5	-4.29
Белогорск НН	10	9.44	-5.6
Белогорск СН2	110	105.04	-4.51
Завитая СН	35	33.68	-3.76
Завитая НН	10	9.51	-4.85
Короли/т СН	28	26.07	-6.91

Напряжения на шинах СН и НН не выходят за пределы 10% от номинального напряжения, установленные ГОСТ 32144-2013. Номинальное напряжение сети 220 кВ не превышает наибольшего напряжения для нормальной работы электрооборудования.

В таблице 51 представлена токовая загрузка линий и сравнение тока с длительно допустимым.

Таблица 51 – Токовая загрузка линий.

Наименование	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, %
Амурская ВН - отп Свободный	317	318	505	63.1
отп Свободный - Свободный ВН	15	15	505	2.9
отп Свободный - отп Белогорск	317	339	505	67.1
отп Белогорск - Белогорск/т ВН	306	309	585	52.8
Белогорск/т ВН - Завитая ВН	412	423	585	72.3
Завитая ВН - Хвойная ВН	587	586	705	83.3
Хвойная ВН - Короли/т ВН	460	459	585	78.7
Короли/т ВН - отп Белогорск	365	354	585	62.4
отп Белогорск - Белогорск ВН1	172	172	505	34
отп Белогорск - Белогорск ВН2	150	150	505	29.6
отп Белогорск - НПС-26 ВН	279	273	585	47.7
НПС-26 ВН - Амурская ВН	282	265	585	48.2
Завитая ВН - Бурейск ГЭС ВН	532	532	705	75.4
Завитая ВН - Бурейск ГЭС ВН	535	534	705	75.9
Завитая ВН - Райчих ГРЭС ВН	97	99	585	17
Завитая ВН - Райчих ГРЭС ВН	97	99	585	17
Завитая ВН - НПС-27 ВН	66	72	505	14.3
Завитая ВН - НПС-27 ВН	66	72	505	14.3
Завитая ВН - Завитая/т ВН	102	103	505	20.5
Завитая ВН - Завитая/т ВН	102	103	505	20.5
Завитая ВН - отп Створ	497	497	705	70.6
отп Створ - Створ ВН	9	9	705	1.3

Наименование	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, %
отп Створ - Нижне-Бур ГЭС ВН	507	507	705	71.9
Завитая ВН - Варваровка ВН	422	420	585	72.1
Варваровка ВН - Журавли ВН	370	367	585	63.3
Журавли ВН - Благовещенская ВН	236	222	585	40.4
Благовещенская ВН - Амурская ВН	174	132	585	29.7
Благовещенская ВН - Амурская ВН	180	137	705	25.5

При рассмотрении максимального режима не наблюдается линий, которые перегружены по току протекающему по ним. Самая загруженная линия – это ВЛ ПС Завитая- ПС Хвойная, она загружена на 82 %. Отключение этой линии в максимальном режиме будет рассмотрено, как один из аварийных режимов.

Так же ПВК RastrWin3 позволяет определять потери электрической энергии, возникающие при её транспортировке.

Таблица 52 - Потери активной мощности

Номинальное напряжение, кВ	Суммарные потери, МВт	Нагрузочные потери в ЛЭП, МВт	Нагрузочные потери в трансформаторах, МВт	Потери ХХ в трансформаторах, МВт
220	37,61	34,59	1,53	1,48
110	0,33	0	0,19	0,14

Наибольшими потерями являются нагрузочные потери в ЛЭП, а наименьшими нагрузочные потери в трансформаторах.

Таблица 53 - Потери реактивной мощности

Номинальное напряжение, кВ	Суммарные потери, МВАр	Нагрузочные потери в ЛЭП, МВАр	Нагрузочные потери в трансформаторах, МВАр	Потери XX в трансформаторах, МВАр	Генерация реактивной мощности в ЛЭП, МВАр
220	84,32	161,88	64,31	8,33	-150,19
110	33,46	0	32,66	0,8	0

Потери электроэнергии на уровне 10 % можно считать допустимыми [27].

Таблица 54 - Анализ активной мощности на всём эквиваленте сети.

Генерация, МВт	Нагрузка, МВт	Потери, МВт	Потребление, МВт
709	672	37,93	710

Общие потери активной мощности составляют 5,35% от общей генерации, что удовлетворяет условиям.

Графическое представление расчета максимального режима с потоками мощности представлено на листе 8 графической части выпускной квалификационной работы.

### 10.5 Расчет минимального режима и его анализ

В этом пункте производится расчет и анализ минимального режима после реконструкции электрической сети. Графическое представление расчета минимального режима с потоками мощности представлено на листе 9 графической части выпускной квалификационной работы. Для регулировки использование РПН не требуется.

Таблица 55 – Напряжения в узлах

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
Амурская ВН	220	231	5
отп Свободный	220	230.61	4.82
Свободный ВН	220	230.61	4.82
отп Белогорск	220	225.01	2.28
Белогорск/т ВН	220	224.46	2.03
Завитая ВН	220	220.49	0.22
НПС-26 ВН	220	226.38	2.9
отп Белогорск	220	225	2.27
Белогорск ВН1	220	225.01	2.28
Короли/т ВН	220	221.01	0.46
Хвойная ВН	220	220.71	0.32
Хвойная СН	110	109.6	-0.36
Хвойная НН	35	34.78	-0.62
Белогорск ВН2	220	225	2.27
Белогорск СН1	35	35.33	0.95
Белогорск НН	10	9.98	-0.22
Белогорск СН2	110	110.82	0.75
Завитая СН	35	34.8	-0.58
Завитая НН	10	9.83	-1.66
Короли/т СН	28	26.94	-3.77

Напряжения на шинах СН и НН не выходят за пределы 10% от номинального напряжения, установленные ГОСТ 32144-2013. Номинальное напряжение сети 220 кВ не превышает наибольшего напряжения для нормальной работы электрооборудования.

В таблице 56 представлена токовая загрузка линий и сравнение тока с длительно допустимым.

Таблица 56– Токовая загрузка линий.

Наименование	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, %
Амурская ВН - отп Свободный	160	161	505	31.8
отп Свободный - Свободный ВН	7	7	505	1.4
отп Свободный - отп Белогорск	161	183	505	36.2
отп Белогорск - Белогорск/т ВН	200	202	585	34.5
Белогорск/т ВН - Завитая ВН	242	258	585	44.1
Завитая ВН - Хвойная ВН	357	355	705	50.7
Хвойная ВН - Короли/т ВН	266	265	585	45.5
Короли/т ВН - отп Белогорск	223	211	585	38.2
отп Белогорск - Белогорск ВН1	114	114	505	22.7
отп Белогорск - Белогорск ВН2	85	85	505	16.8
отп Белогорск - НПС-26 ВН	150	144	585	25.6
НПС-26 ВН - Амурская ВН	149	132	585	25.5
Завитая ВН - Бурейск ГЭС ВН	290	293	705	41.5
Завитая ВН - Бурейск ГЭС ВН	291	294	705	41.7
Завитая ВН - Райчих ГРЭС ВН	65	67	585	11.4
Завитая ВН - Райчих ГРЭС ВН	65	67	585	11.4
Завитая ВН - НПС-27 ВН	26	32	505	6.3
Завитая ВН - НПС-27 ВН	26	32	505	6.3
Завитая ВН - Завитая/т ВН	36	37	505	7.2
Завитая ВН - Завитая/т ВН	36	37	505	7.2
Завитая ВН - отп Створ	287	291	705	41.3
отп Створ - Створ ВН	8	8	705	1.1

Наименование	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, %
отп Створ - Нижне-Бур ГЭС ВН	299	299	705	42.4
Завитая ВН - Варваровка ВН	265	262	585	45.3
Варваровка ВН - Журавли ВН	238	236	585	40.7
Журавли ВН - Благовещенская ВН	122	106	585	20.9
Благовещенская ВН - Амурская ВН	120	77	585	20.5
Благовещенская ВН - Амурская ВН	124	79	705	17.6

При рассмотрении максимального режима не наблюдается линий, которые перегружены по току протекающему по ним. Самая загруженная линия – это ВЛ ПС Завитая- ПС Хвойная, она загружена на 50,7 %.

Таблица 57 - Потери активной мощности

Номинальное напряжение, кВ	Суммарные потери, МВт	Нагрузочные потери в ЛЭП, МВт	Нагрузочные потери в трансформаторах, МВт	Потери ХХ в трансформаторах, МВт
220	13,96	11,91	0,51	1,54
110	0,23	0	0,09	0,15

Наибольшими активными потерями являются нагрузочные потери в ЛЭП, а наименьшими нагрузочные потери в трансформаторах.

Таблица 58 - Потери реактивной мощности.

Номинальное напряжение, кВ	Суммарные потери, МВАр	Нагрузочные потери в ЛЭП, МВАр	Нагрузочные потери в трансформаторах, МВАр	Потери XX в трансформаторах, МВАр	Генерация реактивной мощности в ЛЭП, МВАр
220	-71,23	55,89	21,71	8,68	-157,51
110	15,6	0	14,74	0,86	0

На номинальное напряжение 220 кВ суммарные потери со знаком минус, так как ЛЭП 220 кВ генерируют реактивную мощность, равную 157,51 МВАр и она покрывает все остальные реактивные потери на 220 кВ.

Таблица 59 - Анализ активной мощности на всём эквиваленте сети

Генерация, МВт	Нагрузка, МВт	Потери, МВт	Потребление, МВт
394	380	14,19	394

Потери электроэнергии на уровне 10 % можно считать допустимыми [27].

Общие потери активной мощности составляют 3,6% от общей генерации, что удовлетворяет условиям.

### 10.6 Расчет послеаварийного и ремонтного режимов и их анализ

На всём рассматриваемом участке возможны различные варианты послеаварийных режимов. Возможны послеаварийные режимы, связанные с отключением ЛЭП, чаще всего это ЛЭП на головных участках. В данной ВКР для моделирования послеаварийного режима в максимальном режиме будет отключена самая нагруженная ЛЭП – это линия ПС Завитая- ПС Хвойная и проверены токовые загрузки ЛЭП и напряжения на шинах подстанций и станций.

При отключении линии, напряжение в узлах изменилось в допустимых пределах, а токовая загрузка на некоторых участках увеличилась. В частности

на участке ПС Белогорск/т- ПС Завитая достигла максимального значения и возросла до 97,1%.

Таблица 60 – Напряжения в узлах в послеаварийном режиме

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
Амурская ВН	220	231	5
отп Свободный	220	229.92	4.51
Свободный ВН	220	229.92	4.51
отп Белогорск	220	214.26	-2.61
Белогорск/т ВН	220	212.45	-3.43
Завитая ВН	220	212.2	-3.55
НПС-26 ВН	220	218.27	-0.79
отп Белогорск	220	214.28	-2.6
Белогорск ВН1	220	214.25	-2.61
Короли/т ВН	220	205.24	-6.71
Хвойная ВН	220	204.66	-6.97
Хвойная СН	110	101.05	-8.14
Хвойная НН	35	31.93	-8.76
Белогорск ВН2	220	214.28	-2.6
Белогорск СН1	35	32.83	-6.2
Белогорск НН	10	9.25	-7.5
Белогорск СН2	110	102.94	-6.41
Завитая СН	35	33.35	-4.72
Завитая НН	10	9.42	-5.8
Короли/т СН	28	25.36	-9.43

Таблица 61 – Токовая загрузка линий в послеаварийном режиме

Наименование	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, %
Амурская ВН - отп Свободный	374	375	505	74.3
отп Свободный - Свободный ВН	15	15	505	2.9
отп Свободный - отп Белогорск	369	391	505	77.4
отп Белогорск - Белогорск/т ВН	538	540	585	92
Белогорск/т ВН - Завитая ВН	562	567	585	97.1
Завитая ВН - Хвойная ВН	-	-	-	-
Хвойная ВН - Короли/т ВН	141	140	585	24
Короли/т ВН - отп Белогорск	298	290	585	51
отп Белогорск - Белогорск ВН1	470	470	505	93.2
отп Белогорск - Белогорск ВН2	371	371	505	73.5
отп Белогорск - НПС-26 ВН	290	283	585	49.6
НПС-26 ВН - Амурская ВН	335	317	585	57.2
Завитая ВН - Бурейск ГЭС ВН	538	537	705	76.4
Завитая ВН - Бурейск ГЭС ВН	541	540	705	76.8
Завитая ВН - Райчих ГРЭС ВН	98	100	585	17.1
Завитая ВН - Райчих ГРЭС ВН	98	100	585	17.1
Завитая ВН - НПС-27 ВН	67	73	505	14.5
Завитая ВН - НПС-27 ВН	67	73	505	14.5
Завитая ВН - Завитая/т ВН	103	104	505	20.7
Завитая ВН - Завитая/т ВН	103	104	505	20.7
Завитая ВН - отп Створ	502	501	705	71.3
отп Створ - Створ ВН	9	9	705	1.3
отп Створ - Нижне-Бур ГЭС ВН	510	510	705	72.4
Завитая ВН - Варваровка ВН	533	534	585	91.3

Наименование	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, %
Варваровка ВН - Журавли ВН	561	558	585	95.9
Журавли ВН - Благовещенская ВН	414	403	585	70.8
Благовещенская ВН - Амурская ВН	213	169	585	36.3
Благовещенская ВН - Амурская ВН	220	175	705	31.2

Также возросли потери активной мощности в послеаварийном режиме при отключении линии.

Таблица 62 - Анализ активной мощности в послеаварийном режиме

Генерация, МВт	Нагрузка, МВт	Потери, МВт	Потребление, МВт
735	672	63,45	735

Можно сделать вывод, что при отключении ЛЭП на головном участке, возможен дальнейший транзит полной мощности.

В качестве ремонтного режима рассмотрен режим максимальных нагрузок, в котором отключен один трансформатор на ПС Хвойная и проверена загрузка одного рабочего трансформатора.

При отключении одного автотрансформатора на ПС Хвойная напряжение на шинах этой ПС находится в допустимых пределах, а так же и на других ПС эквивалента сети.

Таблица 63 – Напряжения в узлах в аварийном режиме

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
Амурская ВН	220	231	5
отп Свободный	220	230.15	4.61
Свободный ВН	220	230.15	4.61
отп Белогорск	220	218.18	-0.83
Белогорск/т ВН	220	216.97	-1.38
Завитая ВН	220	214.15	-2.66
НПС-26 ВН	220	221.05	0.48
отп Белогорск	220	218.16	-0.84
Белогорск ВН1	220	218.17	-0.83
Короли/т ВН	220	212.26	-3.52
Хвойная ВН	220	212.33	-3.49
Хвойная СН	110	103.46	-5.95
Хвойная НН	35	32.6	-6.86
Белогорск ВН2	220	218.16	-0.84
Белогорск СН1	35	33.48	-4.34
Белогорск НН	10	9.43	-5.66
Белогорск СН2	110	104.98	-4.56
Завитая СН	35	33.66	-3.82
Завитая НН	10	9.51	-4.91
Короли/т СН	28	26.35	-5.9

Токовая загрузка линий электропередачи такая же как и в максимальном режиме, максимального значения достигает на участке ПС Завитая- ПС Хвойная.

Токовая загрузка автотрансформатора на подстанции Хвойная оставшегося в работе равна 63,5% . Как следствие, в ремонтном режиме в режиме максимальных нагрузок при выводе одного трансформатора в ремонт, второй сможет обеспечить пропуск мощность в сеть 110 кВ.

Графическое представление расчета послеаварийного и ремонтного режимов с потоками мощности представлено на листе 10 графической части выпускной квалификационной работы.

## 11 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Раздел выпускной квалификационной работы показывает в течении какого времени осуществляется строительство проекта и сколько лет после запуска в эксплуатацию подстанции должно пройти для получения прибыли с разработанного проекта. По итогам расчета строится график чистого дисконтированного дохода.

Значения капитальных вложений в строительство ВЛЭП, ПС, расчета амортизационных отчислений, потерь в линиях, потерь на корону, потерь в трансформаторах, расчета эксплуатационных затрат взяты из расчета в 4 разделе выпускной квалификационной работы.

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (137)$$

где  $W$  – полезный расход электроэнергии за год;

$I_{\Sigma}$  – годовые суммарные затраты на передачу электроэнергии.

$$W_{год} = \sum_{i=1}^n P_p \cdot T_{max} \quad (138)$$

где  $\sum_{i=1}^n P_p$  – полезный расход электроэнергии за год;

$T_{max}$  – годовые время на передачу электроэнергии.

$$W_{год} = 12,2 \cdot 5000 = 61000 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год.}$$

Определяется себестоимость передачи электрической энергии:

$$C = \frac{217100}{61000} = 3,559 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч.}$$

Тариф на электроэнергию  $C_0 = 3,7 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч.}$

Экономическая эффективность проекта.

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений, т.е.

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{OK\_II}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{OK\_II}} (П_{чt} - I_{AMt}), \quad (139)$$

где  $t_c$  – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

$t_n$  – момент начала производства;

$I_{AMt}$  – амортизационные отчисления.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей  $\Delta_t$ , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования), принимая во внимание тот факт, что наш проект сооружается на протяжении 3 лет и то, что появление прибыли возможно лишь с 4 года реализации.

$$\text{ЧДД} = \frac{O_p - K_{\Sigma} - I_t - H_t}{(1 + E)^t}, \quad (140)$$

где  $O_p$  – выручка от реализации проекта;

$K_{\Sigma}$  – суммарные капиталовложения в проект;

$I_t$  – полные эксплуатационные расходы;

$H_t$  – отчисления налога на прибыль;

$E$  – ставка рефинансирования,  $E = 0,0825$ , согласно [28].

ЧДД за первый год строительства:

$$\text{ЧДД}_1 = \frac{1,5 \cdot (-1554000)}{(1 + 0,083)^1} = -7178 \text{ млн.руб.}$$

ЧДД за пятый год:

$$\text{ЧДД}_4 = \frac{7893 - 1425 - 1144}{(1 + 0,083)^4} = 3582 \text{ млн.руб.}$$

Подробный расчет чистого дисконтированного дохода представлен в приложении И.

Принимаются допущения:

1. строительство проекта осуществляется в течении 3 лет;
2. инвестирование разбито на доли и осуществляется в течение всех 3 лет;
3. получение прибыли осуществляется постепенно, равными долями и возможно с 3 года строительства.

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. График представлен на рисунке 17.

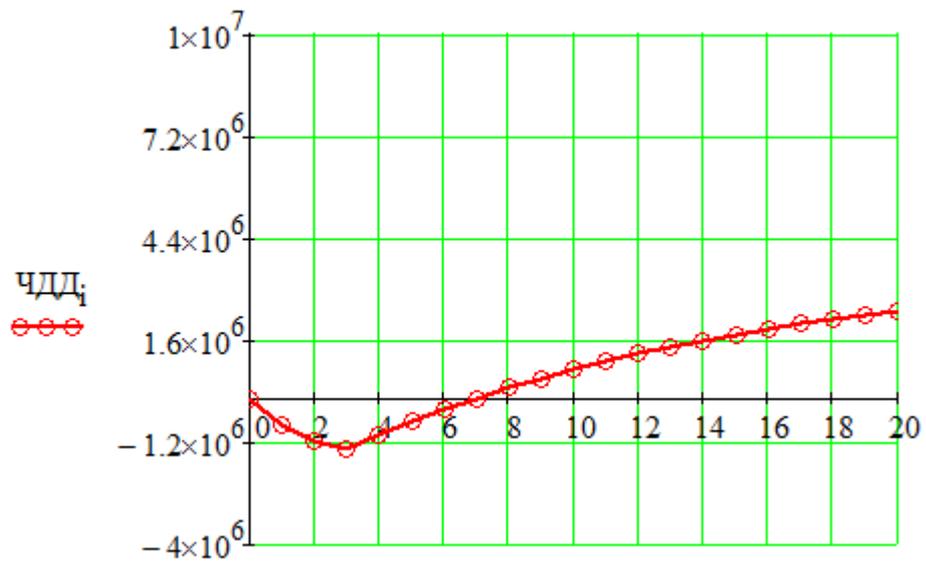


Рисунок 18 – График ЧДД

Так как проект окупается за 7,5 лет и значение чистого дисконтированного дохода принимает положительное значение, то проект реконструкции электрической сети может быть рекомендован к реализации.

## 12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются вопросы безопасности, экологичности проекта и вопросы чрезвычайных ситуаций. В пункте безопасность описаны требования к персоналу, которые обеспечат должную безопасность, так же требования при монтаже и ремонте. В пункте экологичность описана классификация факторов воздействия на окружающую среду, здоровье и жизнедеятельность человека, характерных для электрических сетей, а так же приведен расчет санитарно-защитной зоны по шуму. В пункте чрезвычайные ситуации описана одна из чрезвычайно опасных ситуаций – пожар.

### 12.1 Безопасность

Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы.

При работе с электроустановками персонал должен иметь соответствующую профессиональную подготовку. Если профессиональная подготовка отсутствует, работника должны пройти обучение в специализированных центрах подготовки персонала. Требования, предъявляемые при монтажных работах:

1. Профессиональная подготовка работников, повышение его уровня подготовленности, проверка знаний, умений, навыков и инструктажи осуществляются согласно требованиям нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работы персонала;

2. Проверка здоровья работника должна проводиться до его принятия на работу. Совмещаемые профессии должны указываться в направлении на медицинский осмотр;

3. Электротехнический персонал должен осуществлять эксплуатацию электроустановок, поэтому перед допуском к самостоятельной работе, он должен быть обучен первой помощи пострадавшим от электрического тока.

4. Стажеры должны быть закреплены за опытным персоналом;

5. Персонал, занимающийся электромонтажными работами, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты согласно условиям работы на основании отраслевых норм;

6. Персонал, находящийся на строительной-монтажной площадке должен носить защитные каски. Без средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются.

Безопасность при монтаже и ремонте воздушных линий подключаемых к подстанции Хвойная.

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам [32]:

1. Работа выполняется на большой высоте;
2. Работа требует постоянной проверки оборудования, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в цепях воздушных линий.
3. Работа, связанная с погодными условиями;
4. Электромонтажники находятся друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет проверку безопасности их труда;
5. Работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств.

Самым безопасным способом подъема рабочих на высоту является подъем с помощью автовышки, автогидроподъемника и т.п.

Работы на опорах воздушных линий относятся к верхолазным, потому для безопасности работников на опорах необходимо строго выполнять все требования техники безопасности.

Подвеска проводов и тросов на участках пересечений должна выполняться только после отключения и надежного заземления рабочего пролета действующей ВЛ [32].

Чтобы уберечься от ушибов и ранений от падения с высоты, запрещается находиться под опорой, люлькой подъемника во время выполнения работ, а также запрещено сбрасывать предметы с высоты.

Если сила ветра 6 баллов и более, то выполнение монтажных работ на высоте запрещено.

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

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

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

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

4. Была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

Строительные конструкции, расположенные около токоведущих частей и находящиеся в доступе для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока до температуры 50°C; Строительные конструкции не доступные для прикосновения до 70°C и выше.

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

В ОРУ 220кВ ПС «Хвойная» должен быть предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособ-

соблений. Для того, чтобы при проезде ремонтных механизмов не задеть высоковольтные провода и части, габарит проезда должен быть 4м по ширине и высоте.

Работники, которые обслуживают РУ, должны иметь схемы и указания по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

Для предотвращения возможности ошибочных действий персонала, РУ 220кВ подстанции должны быть оборудованы блокировкой, а она в свою очередь должна быть всегда опломбирована.

## **12.2 Экологичность**

Классификация факторов воздействия на окружающую среду, здоровье и жизнедеятельность человека, характерных для электрических сетей:

1 группа. Факторы специфического воздействия:

1. Электрическое поле промышленной частоты 50 Гц (для ВЛ напряжением 110 кВ и выше);

2. Акустический шум ( для ВЛ напряжением 110 кВ и выше, учитывается только в населённой местности);

3. Магнитное поле промышленной частоты 50 Гц;

4. Радио- и телевизионные помехи (из-за коронного разряда);

5. Опасное мешающее влияние на линии связи и проводное вещание;

6. Наличие условий к гибели птиц в районах их расселения и на путях их миграции;

7. Ограничение землепользования;

8. Загрязнение окружающей среды трансформаторными маслами;

9. Загрязнение окружающего воздуха озоном и оксидами озона.

2 группа. Факторы неспецифического воздействия:

1. Изъятие земель в постоянное или временное пользование;

2. Нарушение естественного состояния грунта и рельефа;

3. Сокращение площадей насаждений;

4. Загрязнение поверхностных и грунтовых вод (при строительстве);
5. Возникающие проблемы при эксплуатации заземлителей.

Силовые трансформаторы являются характерным источником шума на территории населенных мест. В зависимости от типовой мощности и класса напряжения в трансформаторах применяют различные системы охлаждения [31]:

- 1) с естественной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения вида М);
- 2) с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д);
- 3) с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ и НДЦ);
- 4) с принудительной циркуляцией воды и масла (системы охлаждения видов Ц, НЦ, МЦ и НМЦ).

На ПС Хвойная на открытом распределительном устройстве 220 кВ установлены 2 понижающих автотрансформатора мощностью 63 МВА с принудительной циркуляцией воздуха и масла типа АДЦТН – 63000/220. Для трансформаторов с таким типом охлаждения характерны электромагнитный и аэродинамический шумы.

Электромагнитный шум возникает по следующим причинам:

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

Магнитострикционный шум создается сердечником трансформатора. В процессе работы трансформатора как преобразователя напряжения на его сердечник воздействует периодически меняющаяся магнитная индукция. Из-за неизбежного магнитострикционного эффекта периодически изменяется длина сердечника. В результате возникают изгибные колебания ярма и стержней сер-

дечника. У больших трансформаторов звуковая вибрация через масло в баке по «звуковым мостикам» передается на стенки бака и излучается в окружающее пространство в виде воздушного шума. У небольших трансформаторов сам сердечник является излучателем.

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

Суммарный уровень шума трансформаторов определяется, как правило, электромагнитной составляющей, причем в любом случае она существенна в диапазоне частот приблизительно до 800 Гц, т.е. уровни шума в этом диапазоне значительно выше, чем на более высоких частотах. В шуме трансформатора преимущественно ощущаются тональные составляющие, частота которых соответствует удвоенной частоте сети (при частоте сети 50 Гц частота тональной составляющей равна 100 Гц), и их кратные гармоники, что воспринимается на слух как низкое гудение [30].

Для проверки соблюдения норм, необходимо определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму. Исходные данные приведены в таблице 64.

Таблица 64 - Исходные данные

Количество трансформаторов, N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВА	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией масла (система охлаждения вида ДЦ)	63	220	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, детских дошкольных учреждений, школ.

1. Определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов [31].

Допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к жилым домам, зданиям поликлиник, детских дошкольных учреждений, школ составляет: 45 дБА [31].

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

мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора [31].

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения вида ДЦ) уровень звуковой мощности составляет ( $S_{\text{ном}} = 63$  МВА,  $U_{\text{ном}} = 220$  кВ):

$$L_{PA} = 105 \text{ дБА [31].}$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки согласно [31].

Распределительное устройство ПС «Хвойная» открытого исполнения.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для трансформатора, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{PA}$ , то в любой точке полусферы радиусом  $R$  уровень шума создаваемый данным источником будет равным  $L_A$  (рисунок 19).

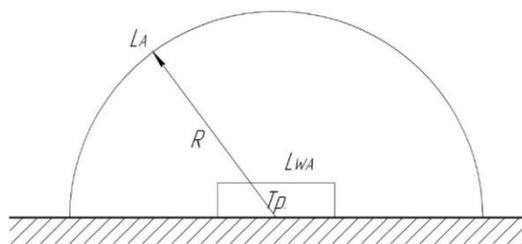


Рисунок 19 – Излучение шума трансформатором

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

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \tag{141}$$

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

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

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

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (142)$$

где  $S = \pi R^2$ .

На ПС расположены 2 трансформатора, и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 20.

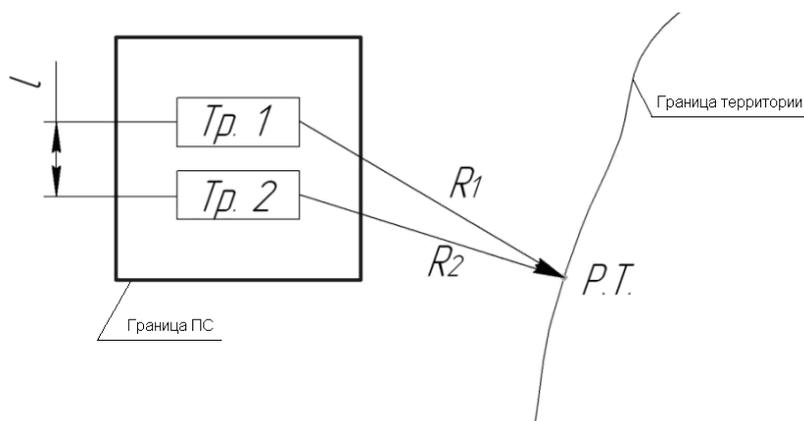


Рисунок 20 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами  $l$  небольшое и  $R_1 \gg l, R_2 \gg l$  то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{PAi}}, \quad (143)$$

где  $N$  - количество источников шума (ТМ);

$L_{PAi}$  - скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 105} = 108 \text{ дБА.}$$

2) на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука  $L_A(R) = DY_{L_A}$ . Тогда  $R = R_{\min}$ .

Исходя из принятых допущений выражение (2) можно переписать в следующем виде

$$DY_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}. \quad (144)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно  $R_{\min}$  получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DY_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (145)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(108-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 563,66 \text{ м.}$$

Любое  $R \geq R_{\min}$  будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а  $R_{\min} = L_{\text{сз}}$  санитарно - защитная зона (СЗЗ) по шуму.

В ходе решения задачи было найдено минимальное расстояние от источников шума на ПС, имеющей трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения вида ДЦ) мощностью 63 МВА и номинальным напряжением 220 кВ. СЗЗ может быть принята равной  $R_{\min} = 563.66$  м. Полученное расстояние невозможно сравнить с расстоянием до реконструкции, так как отсутствуют его точные значения, но можно принимать полученное рассчитанное расстояние правильным и точным.

### **12.3 Чрезвычайные ситуации**

Одной из возможных чрезвычайных ситуаций является пожар, опасный для электроустановок. Причинами возникновения пожара могут служить электрические искры, дуги, короткие замыкания и неисправности электрических аппаратов.

Чтобы потушить пожар в электроустановках, нужно руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций», так как электроустановки могут оказаться под напряжением.

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Человек, который заметил возгорание, должен сразу сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене, после этого он должен снять напряжение с установки и приступить к тушению пожара имеющимися для этого средствами;

2) Старший по смене должен определить локализацию пожара, пути его распространения и понять, какой вред электрооборудованию это принесет;

3) Когда очаг пожара определен, старший по смене должен проверить включение автоматической системы пожаротушения, создать безопасные усло-

вия работникам и пожарным для ликвидации пожара, начать тушение пожара силами и средствами подстанции;

4) До прибытия пожарного подразделения руководителем тушения пожара будет являться старший по смене подстанции;

5) Только дежурный персонал без разрешения вышестоящего лица может отключать присоединения, на которых горит оборудование;

6) Пожарные могут приступить к ликвидации пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала;

7) Работа пожарных подразделений при ликвидации пожара осуществляется с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности;

8) Запрещается проникновение личного состава подразделений за ограждения токоведущих частей, которые находятся под напряжением.

Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря должны оборудоваться пожарные щиты, окрашенные в красный цвет [33].

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C [34].

Песок используется для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. На ОРУ ящики с песком ставятся у трансформаторов. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

Бочки для хранения воды, устанавливаемые рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее 0,2 м<sup>3</sup> и комплектоваться ведрами.

Для указания местонахождения первичных средств пожаротушения должны быть установлены знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Необходимо предусмотреть установку системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре во всех помещениях ПС 220 кВ «Хвойная».

Оповещение людей осуществляется подачей звуковых и световых сигналов. Для этого во всех защищаемых помещениях, зданиях и сооружениях устанавливаются звуковые оповещатели, которые запускаются автоматически, но также имеют возможность ручного пуска.

На пути эвакуации устанавливаются оповещатели светового типа, предназначенные для обозначения путей эвакуации, включение которых происходит автоматически. Дополнительно на путях эвакуации должны использоваться фотолюминесцентные табло, показывающие направление движения. Должна быть предусмотрена автоматическая разблокировка дверей, оснащённых электромагнитными замками.

Для тушения пожара на силовом трансформаторе должен быть предусмотрен противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней водопроводной сети [33].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены задачи, поставленные для реконструкции проектирования нового подключения подстанции к электрической сети с учетом требуемых параметров качества электрической энергии и надежности электроснабжения.

Был определён наиболее оптимальный вариант подключения ПС Хвойная к электрической сети.

Был произведен расчет токов короткого замыкания и на основании них было выбрано основное силовое и измерительное оборудование на ПС Хвойная, которое соответствует климато-географическим условиям и обладает запасом прочности к воздействию токов короткого замыкания для бесперебойного выполнения своих функций при аварийных режимах.

В разделе молниезащиты были определены зоны защиты молниеотводов, представленные в графической части выпускной квалификационной работы. Были выбраны устройства релейной защиты и автоматики.

В результате расчета режимов, было показано, что отклонение напряжений от допустимого отсутствует и загруженность ЛЭП находится в допустимых пределах.

В части безопасности и экологичности определены основные требования, обеспечивающие должную безопасность, а так же рассчитана санитарно-защитная зона по шуму.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Правительство Амурской области [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.amurobl.ru/pages/amurskaya-oblast/o-regione/geografiya/klimat/> - 15.05.2020.

2 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М. : Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.

3 Карта средней за год продолжительности гроз в часах [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://online-electric.ru/light/light8.htm> - 15.05.2020.

4 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения, СТО 56947007-29.240.30.010-2008, Энергосетьпроект, 2007 г.

5 Министерство энергетики российской федерации приказ от 13 января 2003 года N 6 Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей Документ с изменениями, внесенными: приказом Минэнерго России от 13 сентября 2018 года N 757 (Официальный интернет-портал правовой информации [www.pravo.gov.ru](http://www.pravo.gov.ru), 23.11.2018, N 0001201811230023)

6 Приказ Минэнерго России №380 от 05.05.2016 "Об утверждении форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением правительства российской федерации от 21 января 2004 г. № 24, правил заполнения указанных форм и требований к форматам раскрытия сетевой организацией электронных документов, содержащих информацию об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах"

7 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2019 – 2023 годов. 2019. – 193 с.

8 Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям: Приказ Минэнерго РФ № 326 от 30.12.2008.

9 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

10 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.

11 Марквардт К.Г. Энергоснабжение электрических железных дорог-3-е изд., доп. и перераб. М.: Транспорт, 1965. - 464 с.

12 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах: учебное пособие./ Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко – Благовещенск : Издательство Амурск. гос. ун-та, 2012. – 238с.

13 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.

14 Электронный ресурс. – Режим доступа: <https://уровень-инфляции.рф/таблицы-инфляции-> 28.05.2020

15 Тариф стоимости потерь электроэнергии [Электронный ресурс]. - Режим доступа: [www.rn-energo.ru/upload/iblock/028/028bf19b18fb23d4a89756f37f206737.pdf](http://www.rn-energo.ru/upload/iblock/028/028bf19b18fb23d4a89756f37f206737.pdf) - 30.06.2020

16 Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. пособие / Петрова С. С.; Под ред. С. А. Мартынова. — Л.: ЛПИ им. М. И. Калинина, 1980. — 76 с.

17 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования, РД 153-34.0-20.527-98, НЦ ЭНАС, 2002 г.

18 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru/rastr/> - 02.06.2020.

19 Рожкова, Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 647 с.

20 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.

21 Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков - М.: Энергоатомиздат, 2002. - 608 с.

22 РД 153-34.3-35.125-99

23 Электротехнический справочник [Текст]: В 4 т. / Под общ. ред. В.Г. Герасимов, Под общ. ред. А.Ф. Дьяков, Под общ. ред. Н.Ф. Ильинский, Гл. ред. А.И. Попов. Т. 3: Производство, передача и распределение электрической энергии: справочное издание. – М.: Изд-ий дом МЭИ. - 2009. - 964 с.

24 Савина Н.В., Проценко П.П. Т38 Техника высоких напряжений. Методические указания к практическим занятиям / сост.: Савина Н.В., Проценко П.П.. - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2015. – 106 с

25 РД.153-34.3-35.125-99

26 Официальный сайт Linijaopory [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://linijaopory.ru/provod-as-300-39-ves-diametr-sechenie-i-drugie-karakteristiki/> - 10.06.2020

27 Железко, Ю. С. Расчёт и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчётов / Железко Ю.С., Артемьев А. В., Савченко О. В. – М. : ЭНАС, 2008. – 280 с.

28 Процентная ставка рефинансирования. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_12453/c8144b5ee23295f6ecdf3da3a09ec81f707aac3c/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_12453/c8144b5ee23295f6ecdf3da3a09ec81f707aac3c/) - 10.06.2020

29 Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Выпуск 13А, 13Б. Москва: Энергоатомиздат. 1985 г.

30 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. - Екатеринбург : Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. - 52 с.

31 Булгаков, А. Б. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к практическим занятиям – М. : АмГУ, 2014. – 91 с.

32 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.:ПрофОбр – Издат, 2002. - 432 с.

33 РД 34.03.301. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – СПб.: Издательство Деан, 2001.

34 Собоурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Результаты контрольных замеров нагрузок на ПС

Таблица А.1 - Результаты контрольных замеров нагрузок на ПС осенне-зимний период

Наименование ПС		Амурская		Белогорск				Хвойная		Завитая		Варваровка		Благовещенская	
К <sub>з</sub>		0.23	0.27	0.23	0.23	0.63	0.61	0.92	0.26	0.15	0.15	0.13	0.14	0.28	0.35
Мощность трансформаторов, МВА		63	63	63	63	40	40	32	30	25	25	40	40	125	125
00:00	P, МВт	13.16	15.05	13.6	13.5	21.85	20.76	27.1	7.5	2.13	3.20	4.5	5	32.40	36.10
	Q, МВар	3.71	4.21	2	1.9	8.62	7.16	3.9	0.43	1.46	0.97	2.6	0.5	23.30	32.70
01:00	P, МВт	12.52	14.36	13	13	20.87	19.89	26	7.33	3.07	2.95	6.4	7.3	36.80	40.70
	Q, МВар	3.52	4.01	1.9	1.8	8.43	6.86	3.7	0.38	1.42	0.92	1.9	0.8	21.90	31.00
02:00	P, МВт	12.39	14.2	12.9	13	20.42	19.46	25.9	7.28	2.99	3.00	4	4.2	39.00	43.00
	Q, МВар	3.56	4.05	1.8	1.8	8.37	6.8	3.6	0.35	1.37	0.95	2.9	0.9	22.80	32.00
03:00	P, МВт	12.42	14.24	12.9	13	20.41	19.49	25.9	7.28	3.06	2.81	2.7	6.5	38.70	42.50
	Q, МВар	3.62	4.12	1.9	1.7	8.42	6.8	3.6	0.4	1.41	0.93	2.3	0.9	24.30	33.60
04:00	P, МВт	12.42	14.24	13	13.1	20.53	19.68	26.1	7.37	2.04	2.86	5.8	5.3	38.80	43.00
	Q, МВар	3.68	4.18	1.9	1.8	8.52	7.04	3.7	0.41	1.37	0.93	2.2	0.7	24.00	33.40
05:00	P, МВт	12.89	14.69	13.5	13.5	21.45	20.5	27	7.7	1.85	3.20	3.6	6.6	37.30	41.40
	Q, МВар	3.65	4.1	1.8	1.8	8.4	7.02	3.6	0.45	1.09	0.92	2.4	0.3	23.00	32.10
06:00	P, МВт	13.94	15.87	14.1	14.2	22.45	21.35	28.3	8.34	3.70	3.47	4.8	6.5	33.80	38.00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А. Результаты контрольных замеров нагрузок на ПС

Продолжение таблицы А.1

06:00	Q,МВар	3.87	4.39	1.9	2	8.57	7.19	3.9	0.56	1.60	1.01	3.3	0.8	24.40	33.80
07:00	P,МВт	15.32	17.46	15.9	15.8	25.02	23.2 5	31.7	8.73	3.71	3.91	6.1	8.9	31.70	35.10
	Q,МВар	3.91	4.41	2.2	2.1	8.63	7.48	4.3	0.6	1.60	0.43	2.5	0.1	22.90	32.10
08:00	P,МВт	15.21	17.37	15.8	15.6	25	24.3 8	31.4	8.45	3.67	3.73	3.8	4.8	25.20	27.70
	Q,МВар	3.92	4.43	2.3	2.3	9.09	7.78	4.6	0.6	1.53	0.94	3.4	1.3	23.70	32.90
09:00	P,МВт	15.1	17.25	15.6	15.6	25.82	24.9 2	31.2	8.3	3.88	3.85	2.3	6.4	25.40	28.10
	Q,МВар	4.08	4.62	2.5	2.4	9.45	7.96	4.9	0.66	1.67	0.96	0.8	0.4	23.40	32.70
10:00	P,МВт	15.15	17.31	15.1	15.1	25.7	24.8 5	30.2	8.11	3.50	3.60	3.3	5.1	22.40	24.60
	Q,МВар	4.07	4.63	2.3	2.2	9.54	8.32	4.5	0.72	1.57	1.00	3.8	0.2	22.10	31.20
11:00	P,МВт	14.77	16.87	15	14.5	25.91	25.0 2	29.5	7.94	3.50	3.50	3	6.3	22.60	25.10
	Q,МВар	4.05	4.6	2.4	2.3	9.89	8.33	4.7	0.62	1.50	1.00	2.9	0.5	22.00	31.10
12:00	P,МВт	14.81	16.95	14.6	14.6	25.56	24.4 1	29.2	7.85	3.50	3.60	5.8	4.9	17.50	19.40
	Q,МВар	4.01	4.55	2.2	2.1	9.38	8.04	4.3	0.63	1.50	1.00	3.1	0.3	22.50	31.40
13:00	P,МВт	14.28	16.3	14.2	14.2	24.87	23.8 5	28.4	7.61	3.30	3.40	4.4	5.3	21.30	23.40
	Q,МВар	3.88	4.38	2.3	2.1	9.48	8.01	4.4	0.57	1.50	1.00	3.2	0.3	22.00	31.00
14:00	P,МВт	13.82	15.86	14.2	14.2	9.4	23.6 9	28.4	7.31	3.20	3.40	5.2	3.1	22.10	24.20
	Q,МВар	3.94	4.51	2.3	2.1	24.65	7.93	4.4	0.47	1.50	0.97	3.4	0.4	23.70	33.10

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А. Результаты контрольных замеров нагрузок на ПС

Продолжение таблицы А.1

15:00	P,МВт	13.67	15.6	14	14	24.37	23.6 2	28	7.37	3.50	3.40	3.8	4.1	22.10	24.40
	Q,МВар	3.83	4.35	2.3	2.2	9.31	7.94	4.5	0.55	1.50	1.00	2.9	0.6	23.40	32.50
16:00	P,МВт	14.34	16.36	14.9	14.6	24.7	23.6 2	29.5	7.6	3.30	3.50	4.9	5.1	20.30	22.30
	Q,МВар	4.01	4.53	2.5	2.4	2.46	7.94	4.9	0.63	1.50	1.00	2.7	0.2	24.00	33.40
17:00	P,МВт	15.25	17.45	16.1	15.5	26.56	24	31.6	8.51	3.80	4.00	5	4.7	20.10	22.00
17:00	Q,МВар	4.03	4.59	2.5	2.4	9.42	8.21	4.9	0.63	1.60	1.00	2.8	0.5	22.30	31.30
18:00	P,МВт	15.84	18.2	16.4	16.3	26.94	25.5 9	32.7	8.68	3.90	4.00	9.9	6.4	17.90	20.00
	Q,МВар	3.95	4.53	2.5	2.3	9.29	8.33	4.8	0.61	1.70	1.10	2	0.4	22.80	31.80
19:00	P,МВт	15.6	17.87	16.2	16	26.86	30.8 5	32.2	8.64	3.80	4.10	4.6	4.3	20.20	21.60
	Q,МВар	3.91	4.46	2.5	2.3	9.19	8.19	4.8	0.63	1.60	1.00	1.1	0.6	22.60	31.80
20:00	P,МВт	15.47	17.65	15.7	15.6	25.85	24.7 9	31.3	8.45	3.70	4.00	2.9	6.4	23.90	26.60
	Q,МВар	3.86	4.39	2.3	2.2	8.92	7.86	4.5	0.62	1.60	1.00	1.5	0.1	21.60	30.60
21:00	P,МВт	15.22	17.37	15.3	15.2	25.2	24.2 9	30.5	8.22	3.60	3.90	5.3	6.1	25.50	28.10
	Q,МВар	3.77	4.27	2.2	2.1	8.98	7.86	4.3	0.58	1.60	0.90	2.6	0.6	20.80	29.60
22:00	P,МВт	14.73	16.79	14.7	14.6	24.41	23.2 3	29.3	7.99	3.50	3.70	4	6.9	24.90	27.70
	Q,МВар	3.82	4.32	2.2	2.1	9.01	7.8	4.3	0.46	1.50	0.90	2.6	0.6	22.00	31.10
23:00	P,МВт	13.69	15.67	14.1	14	22.63	21.5 9	28.1	7.74	3.40	3.40	4.5	4.2	26.90	29.70

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А. Результаты контрольных замеров нагрузок на ПС

Продолжение таблицы А.1

	Q, МВар	3.6	4.09	2.1	1.9	8.59	7.23	4	0.47	1.50	0.90	2.2	0.6	21.30	30.20
	P <sub>ср</sub> , МВт	14.25	16.29	14.62	14.53	23.45	23.2 1	29.1 5	7.93	3.32	3.52	4.61	5.60	26.95	29.78
	Q <sub>ср</sub> , МВар	3.84	4.36	2.20	2.10	9.36	7.67	4.30	0.54	1.51	0.95	2.55	0.53	22.78	31.93
	P <sub>max</sub> , МВт	15.84	18.20	16.40	16.30	26.94	30.8 5	32.7 0	8.73	3.90	4.10	9.90	8.90	39.00	43.00
	Q <sub>max</sub> , МВар	4.08	4.63	2.50	2.40	24.65	8.33	4.90	0.72	1.70	1.10	3.80	1.30	24.40	33.80
	P <sub>min</sub> , МВт	12.39	14.20	12.90	13.00	9.40	19.4 6	25.9 0	7.28	1.85	2.81	2.30	3.10	17.50	19.40
	Q <sub>min</sub> , МВар	3.52	4.01	1.80	1.70	2.46	6.80	3.60	0.35	1.09	0.43	0.80	0.10	20.80	29.60

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А. Результаты контрольных замеров нагрузок на ПС

Таблица А.2 - Результаты контрольных замеров нагрузок на ПС весенне-летний период

Наименование ПС		Амурская	Белогорск				Хвойная	Завитая		Варваровка		Благовещенская	
К <sub>з</sub>		0.29	0.08	0.08	0.36	0.35	0.09	0.05	0.10	0.21	0.02	0.15	0.21
Мощность трансформаторов, МВА		63	63	63	40	40	32	25	25	40	40	125	125
00:00	P,МВт	9.24	4.1	4	10.63	10.22	1.34	0.80	1.80	5.90	0.60	12.70	14.00
	Q,МВар	4.4	0	0.2	5.99	5.68	5.74	0.60	0.90	0.80	0.30	14.80	23.00
01:00	P,МВт	137.1	3.4	3.4	9.55	8.97	1.26	0.80	1.60	8.00	0.40	19.30	21.00
	Q,МВар	4.47	0.3	0.4	6.07	5.77	4.84	0.50	0.90	1.00	0.30	14.60	22.80
02:00	P,МВт	7.92	3.3	3.3	8.94	8.57	1.20	0.80	1.50	5.7	0.40	20.00	21.80
	Q,МВар	4.49	0.3	0.4	5.86	5.48	4.30	0.50	0.90	1.3	0.30	16.90	25.30
03:00	P,МВт	7.43	3.1	3.2	8.27	7.88	1.20	0.70	1.40	7.60	0.40	19.80	21.70
	Q,МВар	4.51	0.3	0.2	5.87	5.41	4.29	0.50	0.90	2.20	0.30	17.60	26.20
04:00	P,МВт	7.23	3.2	3.2	8.39	7.98	1.18	0.90	1.50	8.80	0.40	23.20	25.60
	Q,МВар	4.49	0.2	0.2	5.98	5.55	3.76	0.60	1.10	2.10	0.30	15.40	24.00
05:00	P,МВт	7.52	3.2	3.2	8.4	7.93	1.23	0.90	1.50	9.30	0.40	22.70	25.00
	Q,МВар	4.45	0.5	0.5	5.93	5.41	4.32	0.60	0.90	2.60	0.30	16.00	24.40
06:00	P,МВт	9.21	3.9	3.8	10.15	9.58	1.37	1.00	1.80	8.20	0.60	19.10	20.70
	Q,МВар	4.45	0.4	0.4	5.96	5.66	6.90	0.70	0.90	2.60	0.30	16.60	25.00
07:00	P,МВт	12.08	4.9	4.9	12.96	12.34	1.52	1.20	2.40	8.60	0.80	7.50	8.20
	Q,МВар	4.4	0.3	0.4	6.07	5.96	1.50	0.70	0.90	2.20	0.30	14.70	22.70
08:00	P,МВт	13.29	5.3	5.3	13.59	13.19	1.64	1.30	2.70	7.30	0.80	3.10	3.00
	Q,МВар	4.64	0.3	0.3	6.28	6.32	1.14	0.80	0.90	2.90	0.30	16.50	25.00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А. Результаты контрольных замеров нагрузок на ПС

Продолжение таблицы А.2

09:00	P,МВт	13.74	5.9	5.9	6.92	14.71	1.72	1.40	2.60	4.30	0.80	3.70	4.30
	Q,МВар	4.92	0	0	15.14	6.59	1.22	0.80	1.00	3.00	0.30	17.40	25.80
10:00	P,МВт	13.91	5.8	5.8	15.71	14.56	1.80	1.40	2.60	10.10	0.80	6.30	7.30
	Q,МВар	5.11	0	0	6.73	6.73	1.35	0.80	1.10	0.50	0.40	17.30	26.00
11:00	P,МВт	13.75	5.8	5.8	15.02	14.87	1.81	1.30	2.80	7.70	0.80	5.30	6.00
	Q,МВар	5.06	0.2	0	6.93	6.68	1.34	0.80	1.00	1.40	0.40	18.50	26.80
12:00	P,МВт	13.91	5.9	5.8	14.92	14.41	1.74	1.30	0.90	8.50	0.70	5.70	6.80
	Q,МВар	4.89	0	0	6.57	6.57	1.21	0.70	1.10	0.20	0.30	17.90	26.30
13:00	P,МВт	13.49	5.7	5.7	15.05	14.54	1.73	1.30	2.60	10.40	0.70	3.40	3.80
	Q,МВар	4.95	0	0	6.91	6.92	1.21	0.70	1.00	2.70	0.30	18.60	27.30
14:00	P,МВт	13.51	6	5.9	15.02	14.54	1.66	1.30	2.60	6.30	0.70	6.70	7.70
	Q,МВар	4.95	0.3	0.3	7.24	6.94	1.13	0.80	2.10	2.00	0.30	18.10	26.80
15:00	P,МВт	13.13	5.8	5.8	14.46	14.16	1.66	1.20	2.70	5.90	0.70	4.90	5.50
	Q,МВар	4.94	0	0	6.88	6.74	1.15	0.70	2.10	1.50	0.30	17.80	23.10
16:00	P,МВт	13.37	5.8	5.8	14.86	14.48	1.59	1.30	2.70	11.06	0.70	2.20	2.70
	Q,МВар	4.74	0	0.2	6.78	6.61	1.08	0.70	1.10	1.60	0.30	14.90	23.00
17:00	P,МВт	13.57	5.7	5.6	14.48	14.18	1.65	1.30	2.80	7.00	0.30	4.80	5.50
	Q,МВар	4.78	0.2	0.2	6.52	6.44	1.23	0.70	1.00	2.70	0.80	16.70	24.90
18:00	P,МВт	14	6	6	15.07	14.69	1.77	1.30	2.90	10.00	0.80	9.50	10.60
	Q,МВар	4.7	0	0	6.37	6.48	1.30	0.70	1.00	2.10	0.40	16.70	24.90
19:00	P,МВт	13.91	6.2	6.1	15.31	14.85	1.78	1.40	3.00	7.40	0.80	7.20	8.10
	Q,МВар	4.52	0	0	6.4	6.52	1.37	0.80	1.10	2.20	0.30	16.00	24.30
20:00	P,МВт	14.45	6.1	6.1	15.4	14.8	1.76	1.40	3.00	6.40	0.90	2.10	2.60

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А. Результаты контрольных замеров нагрузок на ПС

Продолжение таблицы А.2

20:00	Q,МВар	4.44	0	0.2	6.08	6.2	1.40	0.80	1.00	1.50	0.30	13.20	21.10
21:00	P,МВт	14.96	6.5	6.5	16.3	15.67	1.76	1.40	3.20	13.70	0.90	2.00	1.80
21:00	Q,МВар	4.34	0	0.3	6.03	6.21	1.46	0.80	1.00	2.30	0.30	13.80	21.90
22:00	P,МВт	14.61	6.3	6.2	15.8	15.25	1.76	1.30	3.00	5.70	0.90	4.40	4.70
	Q,МВар	4.47	0.2	0.2	6.18	6.25	1.36	0.70	1.00	3.00	0.30	15.70	24.00
23:00	P,МВт	12.53	5.5	5.4	13.7	13.02	1.56	1.10	2.50	8.70	0.70	3.80	4.10
	Q,МВар	4.34	0.2	0.3	5.95	5.84	1.03	0.60	1.00	2.30	0.30	15.70	24.10
	Pcp, МВт	17.41	5.14	5.11	12.87	12.72	1.57	1.17	2.34	8.02	0.67	9.14	10.10
	Qcp, МВар	4.64	0.15	0.20	6.70	6.21	2.32	0.69	1.08	1.95	0.33	16.31	24.53
	Pmax, МВт	137.10	6.50	6.50	16.30	15.67	1.81	1.40	3.20	13.70	0.90	23.20	25.60
	Qmax,МВа р	5.11	0.50	0.50	15.14	6.94	6.90	0.80	2.10	3.00	0.80	18.60	27.30
	Pmin, МВт	7.23	3.10	3.20	6.92	7.88	1.18	0.70	0.90	4.30	0.30	2.00	1.80
	Qmin, МВар	4.34	0.00	0.00	5.86	5.41	1.03	0.50	0.90	0.20	0.30	13.20	21.10

$$\begin{array}{l}
 P \quad \dots := 42.72 \quad Q \quad \dots := 21.6 \\
 P \quad \dots := 42.72 \quad Q \quad \dots := 21.6 \\
 P \quad \dots := 42.72 \quad Q \quad \dots := 21.6
 \end{array}$$

$$K := 0.85 \quad K := 1.17 \quad K_{\max.} := 1.2 \quad K_{\max.} := 1.4 \quad K_{\max.} := 1.6$$

/

$$P_{\max.} \quad \dots := P \quad \dots \cdot K_{\max.} = 68.352$$

$$Q_{\max.} \quad \dots := Q \quad \dots \cdot K_{\max.} = 34.56$$

$$P \quad \dots := P \quad \dots \cdot K = 49.982$$

$$Q \quad \dots := Q \quad \dots \cdot K = 25.272$$

$$P_{\min.} \quad \dots := P \quad \dots \cdot (0.96\sqrt{1.17^2 - 1}) = 24.909$$

$$Q_{\min.} \quad \dots := Q \quad \dots \cdot (0.96\sqrt{1.17^2 - 1}) = 12.594$$

$$P \quad \dots := P \quad \dots \cdot K = 36.312$$

$$Q \quad \dots := Q \quad \dots \cdot K = 18.36$$

$$P \quad \dots := P \quad \dots \cdot K = 42.485$$

$$Q \quad \dots := Q \quad \dots \cdot K = 21.481$$

$$P_{\max.} \quad \dots := P_{\max.} \quad \dots \cdot K = 58.099$$

$$Q_{\max.} \quad \dots := Q_{\max.} \quad \dots \cdot K = 29.376$$

$$P_{\min.} \quad \dots := P_{\min.} \quad \dots \cdot K = 21.173$$

$$Q_{\min.} \quad \dots := Q_{\min.} \quad \dots \cdot K = 10.705$$

P . . . := 4	Q . . . := 1.2
P . . . 26. . . := 29.07	Q . . . 26. . . := 14.53
P . . . 27. . . := 29.07	Q . . . 27. . . := 14.53
P . . . . . := 71.51	Q . . . . . := 35.75

$P_{\max.}$ . . . := P . . .	. . . :K <sub>max.</sub> = 4.8
$Q_{\max.}$ . . . := Q . . .	. . . :K <sub>max.</sub> = 1.44
P . . . . . := P . . .	. . . :K = 4.68
Q . . . . . := Q . . .	. . . :K = 1.404
$P_{\min.}$ . . . := P . . .	. . . $\cdot (0.96\sqrt{1.17^2 - 1}) = 2.332$
$Q_{\min.}$ . . . := Q . . .	. . . $\cdot (0.96\sqrt{1.17^2 - 1}) = 0.7$

P . . . . . := P . . .	. . . :K = 3.4
Q . . . . . := Q . . .	. . . :K = 1.02
P . . . . . := P . . .	. . . :K = 3.978
Q . . . . . := Q . . .	. . . :K = 1.193
$P_{\max.}$ . . . := $P_{\max.}$ . . .	. . . :K = 4.08
$Q_{\max.}$ . . . := $Q_{\max.}$ . . .	. . . :K = 1.224
$P_{\min.}$ . . . := $P_{\min.}$ . . .	. . . :K = 1.982
$Q_{\min.}$ . . . := $Q_{\min.}$ . . .	. . . :K = 0.595

27

$$P_{\max.} \quad 27. \dots := P \quad 27. \dots :K_{\max.} = 40.698$$

$$Q_{\max.} \quad 27. \dots := Q \quad 27. \dots :K_{\max.} = 20.342$$

$$P \quad 27. \dots := P \quad 27. \dots :K = 34.012$$

$$Q \quad 27. \dots := Q \quad 27. \dots :K = 17$$

$$P_{\min.} \quad 27. \dots := P \quad 27. \dots : (0.96\sqrt{1.17^2 - 1}) = 16.95$$

$$Q_{\min.} \quad 27. \dots := Q_{\max.} \quad 27. \dots : (0.96\sqrt{1.17^2 - 1}) = 11.861$$

$$P \quad 27. \dots := P \quad 27. \dots :K = 24.709$$

$$Q \quad 27. \dots := Q \quad 27. \dots :K = 12.35$$

$$P \quad 27. \dots := P \quad 27. \dots :K = 28.91$$

$$Q \quad 27. \dots := Q \quad 27. \dots :K = 14.45$$

$$P_{\max.} \quad 27. \dots := P_{\max.} \quad 27. \dots :K = 34.593$$

$$Q_{\max.} \quad 27. \dots := Q_{\max.} \quad 27. \dots :K = 17.291$$

$$P_{\min.} \quad 27. \dots := P \quad 27. \dots :K = 24.709$$

$$Q_{\min.} \quad 27. \dots := Q_{\max.} \quad 27. \dots :K = 17.291$$

$$P_{\max.} \quad \dots := P \quad \dots :1 = 71.51$$

$$Q_{\max.} \quad \dots := Q \quad \dots :1 = 35.75$$

$$P \quad \dots := P \quad \dots :1 = 71.51$$

$$Q \quad \dots := Q \quad \dots :1 = 35.75$$

$P_{\min.}$	$\dots := P \dots$	$\dots = 71.51$
$Q_{\min.}$	$\dots := Q \dots$	$\dots = 35.75$
-		
$P \dots$	$\dots := P \dots$	$\dots :K = 60.784$
$Q \dots$	$\dots := Q \dots$	$\dots :K = 30.387$
$P \dots$	$\dots := P \dots$	$\dots :K = 60.784$
$Q \dots$	$\dots := Q \dots$	$\dots :K = 30.387$
$P_{\max.}$	$\dots := P_{\max.}$	$\dots :K = 60.784$
$Q_{\max.}$	$\dots := Q_{\max.}$	$\dots :K = 30.387$
$P_{\min.}$	$\dots := P \dots$	$\dots :K = 60.784$
$Q_{\min.}$	$\dots := Q \dots$	$\dots :K = 30.387$

2

$$L_{-} := 51.36$$

$$L_{-} := 20.11$$

$$L_{-} := 3.7$$

$$L_{-} := 68.87$$

$$L_{-} := 66.3$$

$$L_{-} := 12.84$$

$$L_{-} := 8.96$$

$$L_{-} := 39.4$$

$$L_{-} := 119.4$$

$$P := 5.62$$

$$Q := 1.69$$

$$P := 40.7$$

$$Q := 20.34$$

$$P := 68.35$$

$$Q := 34.56$$

$$P := 52.63$$

$$Q := 21.65$$

$$P := 68.35$$

$$Q := 34.56$$

$$P := 48.4$$

$$Q := 6.51$$

$$P_{-} := \frac{P \cdot (L_{-} + L_{-} + L_{-} + L_{-}) \dots + P \cdot (L_{-} + L_{-} + L_{-}) \dots + [P \cdot (L_{-} + L_{-}) + P \cdot L_{-}]}{L_{-} + (L_{-} + L_{-} + L_{-} + L_{-})} = 118.693$$

$$Q_{-} := \frac{Q \cdot (L_{-} + L_{-} + L_{-} + L_{-}) \dots + Q \cdot (L_{-} + L_{-} + L_{-}) \dots + [Q \cdot (L_{-} + L_{-}) + Q \cdot L_{-}]}{L_{-} + (L_{-} + L_{-} + L_{-} + L_{-})} = 43.823$$

$$P_{-} := P_{-} - P = 70.293$$

$$Q_{-} := Q_{-} - Q = 37.313$$

$$P_{-} := P_{-} - P_{-} = 1.943$$

$$Q_{-} := Q_{-} - Q_{-} = 2.753$$

$$P_{-} := \frac{P \cdot (L_{-} + L_{-} \cdot + L_{-} \cdot + L_{-} \cdot) \dots + P \cdot (L_{-} \cdot + L_{-} \cdot + L_{-} \cdot) \dots + [P \cdot \cdot (L_{-} \cdot + L_{-} \cdot) + P \cdot L_{-}]}{L_{-} + (L_{-} \cdot + L_{-} \cdot + L_{-} \cdot + L_{-} \cdot)} = 91.387$$

$$Q_{-} := \frac{Q \cdot (L_{-} + L_{-} \cdot + L_{-} \cdot + L_{-} \cdot) \dots + Q \cdot (L_{-} \cdot + L_{-} \cdot + L_{-} \cdot) \dots + [Q \cdot \cdot (L_{-} \cdot + L_{-} \cdot) + Q \cdot L_{-}]}{L_{-} + (L_{-} \cdot + L_{-} \cdot + L_{-} \cdot + L_{-} \cdot)} = 39.237$$

$$P_{-} := P_{-} - P = 50.687 \quad Q_{-} := Q_{-} - Q = 18.897$$

$$P_{-} \cdot := P_{-} - P = -1.943 \quad Q_{-} \cdot := Q_{-} - Q = -2.753$$

$$P_{-} \cdot := \frac{[P \cdot \cdot (L_{-} \cdot + L_{-} \cdot + L_{-} \cdot)] \dots + P \cdot (L_{-} + L_{-} \cdot) + P \cdot L_{-}}{L_{-} \cdot + L_{-} \cdot + L_{-} \cdot + L_{-}} = 45.885$$

$$Q_{-} \cdot := \frac{[Q \cdot \cdot (L_{-} \cdot + L_{-} \cdot + L_{-} \cdot)] \dots + Q \cdot (L_{-} + L_{-} \cdot) + Q \cdot L_{-}}{L_{-} \cdot + L_{-} \cdot + L_{-} \cdot + L_{-}} = 21.429$$

$$P_{-} \cdot := P_{-} \cdot - P_{-} = -22.465 \quad Q_{-} \cdot := Q_{-} \cdot - Q_{-} = -13.131$$

$$P_{-} := \frac{[P \cdot (L_{-} + L_{-} \cdot + L_{-} \cdot)] \dots + P \cdot (L_{-} \cdot + L_{-} \cdot) + P \cdot L_{-}}{L_{-} \cdot + L_{-} \cdot + L_{-} \cdot + L_{-}} = 80.715$$

$$Q_{-} := \frac{[Q \cdot (L_{-} + L_{-} \cdot + L_{-} \cdot)] \dots + Q \cdot (L_{-} \cdot + L_{-} \cdot) + Q \cdot L_{-}}{L_{-} \cdot + L_{-} \cdot + L_{-} \cdot + L_{-}} = 36.471$$

$$P_{C\_} := P_{\_} - P = 75.095 \quad Q_{C\_} := Q_{\_} - Q = 34.781$$

$$P_{\_} := P_{C\_} - P = 22.465 \quad Q_{\_} := Q_{C\_} - Q = 13.131$$

3

$$L_{\underline{\quad}} := 51.36$$

$$L_{\underline{\quad}} := 20.11$$

$$L_{\underline{\quad}} := 3.7$$

$$L_{\underline{\quad}} := 68.87$$

$$L_{\underline{\quad}} := 66.3$$

$$L_{\underline{\quad}} := 12.84$$

$$L_{\underline{\quad}} := 8.96$$

$$L_{\underline{\quad}} := 39.4$$

$$L_{\underline{\quad}} := 119.4$$

$$P_{\underline{\quad}} := 5.62$$

$$Q_{\underline{\quad}} := 1.69$$

$$P_{\underline{\quad}} := 40.7$$

$$Q_{\underline{\quad}} := 20.34$$

$$P_{\underline{\quad}} := 68.35$$

$$Q_{\underline{\quad}} := 34.56$$

$$P_{\underline{\quad}} := 52.63$$

$$Q_{\underline{\quad}} := 21.65$$

$$P_{\underline{\quad}} := 68.35$$

$$Q_{\underline{\quad}} := 34.56$$

$$P_{\underline{\quad}} := 24.22$$

$$Q_{\underline{\quad}} := 3.255$$

$$P_{\underline{\quad}} := \frac{P \cdot (L_{\underline{\quad}} + L_{\underline{\quad}} + L_{\underline{\quad}} + L_{\underline{\quad}}) \dots + P \cdot (L_{\underline{\quad}} + L_{\underline{\quad}} + L_{\underline{\quad}}) \dots + [P \cdot (L_{\underline{\quad}} + L_{\underline{\quad}}) + P \cdot \bar{L}_{\underline{\quad}}]}{L_{\underline{\quad}} + (L_{\underline{\quad}} + L_{\underline{\quad}} + L_{\underline{\quad}} + L_{\underline{\quad}})} = 99.46$$

$$Q_{\underline{\quad}} := \frac{Q \cdot (L_{\underline{\quad}} + L_{\underline{\quad}} + L_{\underline{\quad}} + L_{\underline{\quad}}) \dots + Q \cdot (L_{\underline{\quad}} + L_{\underline{\quad}} + L_{\underline{\quad}}) \dots + [Q \cdot (L_{\underline{\quad}} + L_{\underline{\quad}}) + Q \cdot \bar{L}_{\underline{\quad}}]}{L_{\underline{\quad}} + (L_{\underline{\quad}} + L_{\underline{\quad}} + L_{\underline{\quad}} + L_{\underline{\quad}})} = 41.233$$

$$\underline{P} := P_{-} - P = 75.24 \quad \underline{Q} := Q_{-} - Q = 37.978$$

$$\underline{P} := P_{-} - P = 6.89 \quad \underline{Q} := Q_{-} - Q = 3.418$$

$$\underline{P} := \frac{P \cdot (L_{-} + L_{-} + L_{-} + L_{-}) \dots + P \cdot (L_{-} + L_{-} + L_{-}) \dots + [P \cdot (L_{-} + L_{-}) + P \cdot L_{-}]}{L_{-} + (L_{-} + L_{-} + L_{-} + L_{-})} = 86.44$$

$$\underline{Q} := \frac{Q \cdot (L_{-} + L_{-} + L_{-} + L_{-}) \dots + Q \cdot (L_{-} + L_{-} + L_{-}) \dots + [Q \cdot (L_{-} + L_{-}) + Q \cdot L_{-}]}{L_{-} + (L_{-} + L_{-} + L_{-} + L_{-})} = 38.572$$

$$\underline{P} := P_{-} - P = 45.74 \quad \underline{Q} := Q_{-} - Q = 18.232$$

$$\underline{P} := P_{-} - P = -6.89 \quad \underline{Q} := Q_{-} - Q = -3.418$$

$$\underline{P} := \frac{[P \cdot (L_{-} + L_{-} + L_{-})] \dots + P \cdot (L_{-} + L_{-}) + P \cdot L_{-}}{L_{-} + L_{-} + L_{-} + L_{-}} = 45.885$$

$$\underline{Q} := \frac{[Q \cdot (L_{-} + L_{-} + L_{-})] \dots + Q \cdot (L_{-} + L_{-}) + Q \cdot L_{-}}{L_{-} + L_{-} + L_{-} + L_{-}} = 21.429$$

$$\underline{P} := P_{-} - P = -22.465 \quad \underline{Q} := Q_{-} - Q = -13.131$$

$$\underline{P} := \frac{[P \cdot (L_{-} + L_{-} + L_{-})] \dots + P \cdot (L_{-} + L_{-}) + P \cdot L_{-}}{L_{-} + L_{-} + L_{-} + L_{-}} = 80.715$$

$$\underline{Q} := \frac{[Q \cdot (L_{-} + L_{-} + L_{-})] \dots + Q \cdot (L_{-} + L_{-}) + Q \cdot L_{-}}{L_{-} + L_{-} + L_{-} + L_{-}} = 36.471$$

$$P_{C_{-}} := P_{-} - P = 75.095 \quad Q_{C_{-}} := Q_{-} - Q = 34.781$$

$$P_{\underline{\hspace{1cm}}} := P_{C_{-}} - P = 22.465 \quad Q_{\underline{\hspace{1cm}}} := Q_{C_{-}} - Q = 13.131$$

:

$$P_{\underline{\hspace{1cm}}} := 5.62 \quad Q_{\underline{\hspace{1cm}}} := 1.69$$

$$P_{\underline{\hspace{1cm}}} := 40.7 \quad Q_{\underline{\hspace{1cm}}} := 20.34$$

$$P_{\underline{\hspace{1cm}}} := 68.35 \quad Q_{\underline{\hspace{1cm}}} := 34.56$$

$$P_{\underline{\hspace{1cm}}} := 105.25 \quad Q_{\underline{\hspace{1cm}}} := 43.29$$

$$P_{\underline{\hspace{1cm}}} := 68.35 \quad Q_{\underline{\hspace{1cm}}} := 34.56$$

$$P_{\underline{\hspace{1cm}}} := 48.44 \quad Q_{\underline{\hspace{1cm}}} := 6.51$$

$$N := P^2 \cdot 3.7 + P^2 \cdot 51.36 + P^2 \cdot 86.41 \dots = 2.115 \times 10^6$$

$$+ 0 + P^2 \cdot 128.36 + P^2 \cdot 81.51 + P^2 \cdot 39.4$$

$$N := Q^2 \cdot 3.7 + Q^2 \cdot 51.36 + Q^2 \cdot 86.41 \dots = 4.355 \times 10^5$$

$$+ 0 + Q^2 \cdot 128.36 + Q^2 \cdot 81.51 + Q^2 \cdot 39.4$$

$$Q_1 := \frac{10^3}{220^2} \cdot (N + N) \cdot 0.42 = 2.214 \times 10^4$$

$$L := 3.7 + 51.36 + 86.41 + 128.36 + 81.51 + 39.4 = 390.74$$

$$q := 0.14 \quad - \quad , \quad /$$

$$Q_1 := L \cdot q = 54.704$$

$$Q := 204.29 + \left( Q_1 \cdot 10^{-3} - Q_1 \right) = 171.722$$

$$P_{\max.} := 355.88$$

$$Q_{\underline{\hspace{1cm}}} := P_{\max.} \cdot 0.4 = 142.352$$

$$Q_k := Q_{\underline{\hspace{1cm}}} - Q_{\underline{\hspace{1cm}}} = 29.37$$

$$Q_{\max} := Q + Q + Q + Q + Q = 134.44$$

$$\text{tg} := \frac{(Q_{\max} - Q_k)}{P_{\max.}} = 0.295$$

$$\text{tg}_1 := \frac{Q}{P} = 0.411$$

$$Q_{1c} := P \cdot (\text{tg}_1 - \text{tg}) = 12.216$$

$$Q_{1c1} := 1.1 \cdot \frac{Q_{1c}}{2} = 6.719$$

$$Q_{1c2} := Q_{1c} - 13.5 = 29.79$$

:

$$\text{tg}_2 := \frac{Q}{P} = 0.301$$

$$Q_{2c} := P \cdot (\text{tg}_2 - \text{tg}) = 0.031$$

$$Q_{2c1} := 1.1 \cdot \frac{Q_{2c}}{2} = 0.017$$

$$Q_{2c2} := Q_{2c} - 0.1 = 1.59$$

-26:

$$\text{tg}_3 := \frac{Q}{P} = 0.5$$

$$Q_{3c} := P \cdot (\text{tg}_3 - \text{tg}) = 8.324$$

$$Q_{3c1} := 1.1 \cdot \frac{Q_{3c}}{2} = 4.578$$

$$Q_{3} := Q_{\cdot} - 16.65 = 3.69$$

/ :

$$\text{tg } 4 := \frac{Q_{\cdot}}{P_{\cdot}} = 0.506$$

$$Q_{4} := P_{\cdot} \cdot (\text{tg } 4 - \text{tg } \quad ) = 14.38$$

$$Q_{4c1} := 1.1 \cdot \frac{Q_{4}}{2} = 7.909$$

$$Q_{4} := Q_{\cdot} - 15.85 = 18.71$$

/ :

$$\text{tg } 5 := \frac{Q_{\cdot}}{P_{\cdot}} = 0.506$$

$$Q_{5} := P_{\cdot} \cdot (\text{tg } 5 - \text{tg } \quad ) = 14.38$$

$$Q_{5c1} := 1.1 \cdot \frac{Q_{5}}{2} = 7.909$$

$$Q_{5} := Q_{\cdot} - 15.85 = 18.71$$

2

$$L_{\cdot} := 51.36$$

$$L_{\cdot} := 20.11$$

$$L_{\cdot} := 3.7$$

$$L_{\cdot} := 68.87$$

$$L_{\cdot} := 66.3$$

$$L_{\cdot} := 12.84$$

$$L_{\cdot} := 8.96$$

$$L_{\cdot} := 39.4$$

$$L_{\cdot} := 119.4$$

$$Q_{\cdot} := 1.59$$

$$Q_{\cdot} := 14.895$$

$$Q_{\cdot} := 3.69$$

$$Q_{\cdot} := 18.71$$

$$Q_{\cdot} := 18.71$$

$$Q_{\cdot} := 6.51$$

$$Q_{\text{---}} := \frac{Q \cdot (L_{\cdot -} + L_{- \cdot} + L_{- -} + L_{- -}) \dots + Q \cdot (L_{- \cdot} + L_{\cdot -} + L_{- -}) \dots + [Q \cdot (L_{- -} + L_{- -}) + Q \cdot L_{- -}]}{L_{- -} + (L_{\cdot -} + L_{- \cdot} + L_{- -} + L_{- -})} = 25.325$$

$$Q_{\text{---}} := Q_{-} - Q = 18.815$$

$$Q_{\text{---}} := Q_{- \cdot} - Q_{\cdot} = 0.105$$

$$Q_{\text{---}} := \frac{Q \cdot (L_{- -} + L_{- \cdot} + L_{\cdot -} + L_{- -}) \dots + Q \cdot (L_{- \cdot} + L_{\cdot -} + L_{- -}) \dots + [Q \cdot (L_{\cdot -} + L_{- -}) + Q \cdot L_{- -}]}{L_{- -} + (L_{\cdot -} + L_{- \cdot} + L_{- -} + L_{- -})} = 18.48$$

$$Q_{\text{---}} := Q_{-} - Q = 14.79$$

$$Q_{\text{---}} := Q_{-} - Q = -0.105$$

$$Q_{\text{---}} := \frac{[Q \cdot (L_{- \cdot} + L_{\cdot -} + L_{- -})] \dots + Q \cdot (L_{- -} + L_{- -}) + Q \cdot L_{- -}}{L_{\cdot -} + L_{- \cdot} + L_{- -} + L_{- -}} = 12.734$$

$$Q_{\text{---}} := Q_{- \cdot} - Q_{\cdot} = -5.976$$

$$Q_{\text{---}} := \frac{[Q \cdot (L_{- -} + L_{- \cdot} + L_{\cdot -})] \dots + Q \cdot (L_{- \cdot} + L_{\cdot -}) + Q \cdot L_{\cdot -}}{L_{\cdot -} + L_{- \cdot} + L_{- -} + L_{- -}} = 22.461$$

$$Q_{C_{-}} := Q_{-} - Q = 20.871$$

$$Q_{\text{---}} := Q_{C_{-}} - Q = 5.976$$

$$L_{\text{---}} := 51.36$$

$$L_{\text{---}} := 20.11$$

$$L_{\text{---}} := 3.7$$

$$L_{\text{---}} := 68.87$$

$$L_{\text{---}} := 66.3$$

$$L_{\text{---}} := 12.84$$

$$L_{\text{---}} := 8.96$$

$$L_{\text{---}} := 39.4$$

$$L_{\text{---}} := 119.4$$

$$Q_{\text{---}} := 1.59$$

$$Q_{\text{---}} := 14.895$$

$$Q_{\text{---}} := 3.69$$

$$Q_{\text{---}} := 18.71$$

$$Q_{\text{---}} := 18.71$$

$$Q_{\text{---}} := 3.255$$

$$Q_{\text{---}} := \frac{Q \cdot (L_{\text{---}} + L_{\text{---}} + L_{\text{---}} + L_{\text{---}}) \dots + Q \cdot (L_{\text{---}} + L_{\text{---}} + L_{\text{---}}) \dots + [Q \cdot (L_{\text{---}} + L_{\text{---}}) + Q \cdot L_{\text{---}}]}{L_{\text{---}} + (L_{\text{---}} + L_{\text{---}} + L_{\text{---}} + L_{\text{---}})} = 22.736$$

$$Q_{\text{---}} := Q_{\text{---}} - Q_{\text{---}} = 19.481$$

$$Q_{\text{---}} := Q_{\text{---}} - Q_{\text{---}} = 0.771$$

$$Q_{\text{---}} := \frac{Q \cdot (L_{\text{---}} + L_{\text{---}} + L_{\text{---}} + L_{\text{---}}) \dots + Q \cdot (L_{\text{---}} + L_{\text{---}} + L_{\text{---}}) \dots + [Q \cdot (L_{\text{---}} + L_{\text{---}}) + Q \cdot L_{\text{---}}]}{L_{\text{---}} + (L_{\text{---}} + L_{\text{---}} + L_{\text{---}} + L_{\text{---}})} = 17.814$$

$$Q_{\text{---}} := Q_{\text{---}} - Q_{\text{---}} = 14.124$$

$$Q_{\text{---}} := Q_{\text{---}} - Q_{\text{---}} = -0.771$$

$$Q_{\underline{\quad}} := \frac{\left[ Q_{\cdot} \cdot (L_{\cdot} + L_{\cdot} + L_{\cdot}) \right] \dots}{L_{\cdot} + L_{\cdot} + L_{\cdot} + L_{\cdot}} = 12.734$$

$$Q_{\underline{\quad}} := Q_{\cdot} - Q_{\cdot} = -5.976$$

$$Q_{\underline{\quad}} := \frac{\left[ Q_{\cdot} \cdot (L_{\cdot} + L_{\cdot} + L_{\cdot}) \right] \dots}{L_{\cdot} + L_{\cdot} + L_{\cdot} + L_{\cdot}} = 22.461$$

$$Q_{C_{\underline{\quad}}} := Q_{\cdot} - Q_{\cdot} = 20.871$$

$$Q_{\underline{\quad}} := Q_{C_{\underline{\quad}}} - Q_{\cdot} = 5.976$$

$$U^2 := 220 \quad \alpha_t := 1.07 \quad \alpha_i := 1.05$$

$$I_{\max. \underline{\quad}} := \frac{\sqrt{(118.69)^2 + 42.74^2}}{\sqrt{3} \cdot U} = 0.331$$

$$I_{\cdot \underline{\quad}} := \alpha_i \cdot \alpha_t \cdot I_{\max. \underline{\quad}} = 0.372$$

$$I_{\cdot \underline{\quad}} := \frac{\sqrt{247.3^2 + 96.3^2}}{\sqrt{3} \cdot U} = 0.696$$

$$I_{\max. \underline{\quad}} := \frac{\sqrt{70.29^2 + 28.43^2}}{\sqrt{3} \cdot U} = 0.199$$

$$I_{\cdot \underline{\quad}} := \alpha_i \cdot \alpha_t \cdot I_{\max. \underline{\quad}} = 0.224$$

$$I_{\cdot \underline{\quad}} := \frac{\sqrt{202.28^2 + 81.77^2}}{\sqrt{3} \cdot U} = 0.573$$

3

$$I_{\text{max.}} := \frac{\sqrt{99.46^2 + 37.05^2}}{\sqrt{3} \cdot U} = 0.279$$

$$I := \alpha_i \cdot \alpha_t \cdot I_{\text{max.}} = 0.313$$

$$I := \frac{\sqrt{232.3^2 + 96.3^2}}{\sqrt{3} \cdot U} = 0.66$$

$$I_{\text{max.}} := \frac{\sqrt{75.24^2 + 29.89^2}}{\sqrt{3} \cdot U} = 0.212$$

$$I := \alpha_i \cdot \alpha_t \cdot I_{\text{max.}} = 0.239$$

$$I := \frac{\sqrt{224.28^2 + 87.77^2}}{\sqrt{3} \cdot U} = 0.632$$

$$I_{\text{max.}} := \frac{\sqrt{(24.22)^2 + 7.15^2}}{\sqrt{3} \cdot U} = 0.066$$

$$I := \alpha_i \cdot \alpha_t \cdot I_{\text{max.}} = 0.074$$

$$I := \frac{\sqrt{112.01^2 + 43.82^2}}{\sqrt{3} \cdot U} = 0.316$$

$$1 \quad := 4.28$$

$$- \quad := 1.4$$

$$-400$$

$$L_{\text{wwwwww}} := 39.4$$

$$k_{400.1} := 1295 \quad . \quad /$$

$$9.83 \quad . \quad /$$

$$K_{\text{ }} := L_{\text{ }} \cdot k_{400.1} = 5.102 \times 10^4 \quad .$$

$$K_{\text{ }} := L_{\text{ }} \cdot 9.83 = 387.302 \quad .$$

$$220 := 110 \quad . \quad /$$

$$:= L_{\text{ }} \cdot 220 = 4.334 \times 10^3 \quad .$$

$$K_{\text{ }} := (K_{\text{ }} + K_{\text{ }} + \quad ) \cdot \quad = 3.34019858 \times 10^5$$

$$K_{\text{ }} := 189000 \quad .$$

$$K_{\text{ }} := K_{\text{ }} \cdot \quad = 8.089 \times 10^5 \quad .$$

$$63 := 35000 \quad .$$

$$K_{\text{ }} := 2 \cdot 63 = 7 \times 10^4 \quad .$$

$$K_{\text{ }} := K_{\text{ }} \cdot \quad = 2.996 \times 10^5 \quad .$$

$$K_{\text{ }} := 26000 \quad .$$

$$K_{220} := (K_{220}) \cdot \alpha_{220} = 1.113 \times 10^5$$

$$K_{220} := K_{220} + K_{220} + K_{220} = 1.22 \times 10^6$$

1.7

$$K_{220} := K_{220} + K_{220} = 1.554 \times 10^6$$

-

$$\alpha_{220} := 0.008$$

$$\alpha_{220} := 0.059$$

$$K_{220} := K_{220} \cdot \alpha_{220} + K_{220} \cdot \alpha_{220} = 7.464 \times 10^4$$

$$L_{220} := 20$$

$$K_{220} := \frac{K_{220}}{L_{220}} = 7.7690993 \times 10^4$$

4.1

$$R_{400} := 0.075 \quad / \quad R_{300} := 0.098 \quad /$$

$$L_{400} = 39.4 \quad L_{300} := 12.84$$

$$\Delta P_k := 0.022 \quad L_k := L_{400} + L_{300} = 52.24$$

$$\Delta W_k := \Delta P_k \cdot L_k \cdot 8760 = 1.007 \times 10^4$$

$$P_{400} := 118.69 \quad Q_{400} := 42.74$$

$$P_{300} := 70.29 \quad Q_{300} := 28.43$$

$$P_{400} := 5560$$

$$P_{300} := 3200$$

$$\Delta W_{-} := \frac{P_{-}^2 + Q_{-}^2}{U^2} \cdot (R_{400} \cdot L_{-}) \cdot \dots$$

$$+ \frac{(P_{-} \cdot 0.85)^2 + (Q_{-} \cdot 0.85)^2}{U^2} \cdot R_{400} \cdot L_{-} \cdot \dots$$

$$\Delta W_{-} := \frac{P_{-}^2 + Q_{-}^2}{U^2} \cdot (R_{300} \cdot L_{-}) \cdot \dots$$

$$+ \frac{(P_{-} \cdot 0.85)^2 + (Q_{-} \cdot 0.85)^2}{U^2} \cdot R_{300} \cdot L_{-} \cdot \dots$$

$$\Delta W_{-} = 7.649 \times 10^3 \quad \Delta W_{-} = 1.177 \times 10^3$$

$$\Delta W_{-} := \Delta W_{-} + \Delta W_{-} = 8.825 \times 10^3$$

$$R := 2.9 \quad P := 48.44 \quad Q := 14.31 \quad \Delta P_{xx} := 37 \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta W := \frac{P^2 + Q^2}{2 \cdot U^2} \cdot R \cdot \dots + 2 \cdot \Delta P_{xx} \cdot \dots$$

$$\Delta W = 836.396 \quad /$$

$$\Delta W := \Delta W = 836.396 \quad /$$

$$\Delta W := \Delta W + \Delta W + \Delta W = 1.973 \times 10^4$$

$$0 := 2.29 \quad / \quad *$$

$$\Delta W := 0 \cdot \Delta W = 4.518 \times 10^4$$

$$:= + + \Delta W = 1.975 \times 10^5$$

$$E := 0.08$$

$$:= E \cdot K + = 3.218 \times 10^5$$

2

-

-400

$$L_{400.1} := 51.7 \quad L := 17$$

$$k_{400.1} := 1295 \quad . /$$

$$9.83 \quad . /$$

$$k_{240.1} := 1113 \quad . /$$

$$K_{11} := L_{400.1} \cdot k_{400.1} = 6.695 \times 10^4 \quad .$$

$$K_{12} := L_{400.1} \cdot 9.83 = 508.211 \quad .$$

$$K_{21} := L_{240.1} \cdot k_{240.1} = 1.892 \times 10^4 \quad .$$

$$k_{220} := 110 \quad . /$$

$$K_{11} := L_{220} \cdot k_{220} = 4.334 \times 10^3 \quad .$$

$$K_{21} := L_{220} \cdot k_{220} = 1.87 \times 10^3 \quad .$$

$$K_{total} := (K_{11} + K_{21} + K_{12} + K_{22}) \quad .$$

$$K_{total} = 5.548 \times 10^5$$

$$\underline{K} := 189000 \quad .$$

$$\underline{K} := K \cdot \quad = 8.089 \times 10^5 \quad .$$

$$\underline{63} := 35000 \quad .$$

$$\underline{K} := 2 \cdot \quad 63 = 7 \times 10^4 \quad .$$

$$\underline{K} := K \cdot \quad = 2.996 \times 10^5 \quad .$$

$$\underline{K} := 26000 \quad .$$

$$\underline{K} := (K \quad ) \cdot \quad = 1.113 \times 10^5 \quad .$$

$$\underline{\quad} := K \quad + K \quad + K \quad = 1.22 \times 10^6 \quad .$$

1.7

$$\underline{K} := \quad + K \quad = 1.775 \times 10^6 \quad .$$

-

$$\underline{\alpha} := 0.008$$

220

$$\underline{\alpha} := 0.059$$

$$\underline{\quad} := \quad \cdot \alpha \quad 220 + K \quad \cdot \alpha \quad = 7.641 \times 10^4 \quad .$$

$$\underline{\quad} := 20$$

$$\underline{\quad} := \frac{\quad + K}{\quad} = 8.8728379 \times 10^4 \quad .$$

4.1

$$R_{240} := 0.121 \quad /$$

$$L_{-1} := 0.54 \quad L_{-2} := 17$$

$$\Delta P_k := 0.14 \quad L_k := L_{-1} + L_{-2} = 17.54$$

$$\Delta W := \Delta P_k \cdot L \cdot 8760 = 2.151 \times 10^4$$

$$P_{-1} := 24.22$$

$$Q_{-1} := 7.15$$

$$P_{-2} := 24.22$$

$$Q_{-2} := 7.15$$

$$P_{\text{total}} := 99.46$$

$$Q_{\text{total}} := 37.05$$

$$P_{\text{total}} := 75.24$$

$$Q_{\text{total}} := 29.89$$

$$:= 5560$$

$$:= 3200$$

$$\Delta W_{-1} := \frac{P_{-1}^2 + Q_{-1}^2}{U^2} \cdot (R_{240} \cdot L_{-1}) \cdot \dots$$

$$+ \frac{(P_{-1} \cdot 0.85)^2 \dots + (Q_{-1} \cdot 0.85)^2}{U^2} \cdot R_{240} \cdot L_{-1} \cdot$$

$$\Delta W_{-2} := \frac{P_{-2}^2 + Q_{-2}^2}{U^2} \cdot (R_{240} \cdot L_{-2}) \cdot \dots$$

$$+ \frac{(P_{-2} \cdot 0.85)^2 \dots + (Q_{-2} \cdot 0.85)^2}{U^2} \cdot R_{240} \cdot L_{-2} \cdot$$

$$\Delta W_{-1} = 6.777$$

$$\Delta W_{-2} = 213.359$$

$$\Delta W_{-} := \frac{P_{-}^2 + Q_{-}^2}{U^2} \cdot (R_{400} \cdot L_{-}) + \frac{(P_{-} \cdot 0.85)^2 + (Q_{-} \cdot 0.85)^2}{U^2} \cdot R_{400} \cdot L_{-}$$

$$\Delta W_{-} := \frac{P_{-}^2 + Q_{-}^2}{U^2} \cdot (R_{300} \cdot L_{-}) + \frac{(P_{-} \cdot 0.85)^2 + (Q_{-} \cdot 0.85)^2}{U^2} \cdot R_{300} \cdot L_{-}$$

$$\Delta W_{-} = 5.414 \times 10^3$$

$$\Delta W_{-} = 5.401 \times 10^3$$

$$\Delta W_{-} := \Delta W_{-1} + \Delta W_{-2} + \Delta W_{-} + \Delta W_{-} = 1.104 \times 10^4$$

$$R_{-} := 2.9 \quad P_{-} := 48.44 \quad Q_{-} := 14.31 \quad \Delta P_{xx} := 37 \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta W_{-} := \frac{P_{-}^2 + Q_{-}^2}{2 \cdot U^2} \cdot R_{-} + 2 \cdot \Delta P_{xx}$$

$$\Delta W_{-} = 836.396 \quad /$$

$$\Delta W_{-} := \Delta W_{-} = 836.396 \quad /$$

$$\Delta W := \Delta W + \Delta W + \Delta W = 3.338 \times 10^4$$

$$0 := 2.29 / *$$

$$\Delta W := 0 \cdot \Delta W = 7.645 \times 10^4$$

$$:= + + \Delta W = 2.416 \times 10^5$$

$$E := 0.08$$

$$:= E \cdot K + = 3.835 \times 10^5$$

$$x_{240} := 0.435 \quad x_{300} := 0.429 \quad x_{400} := 0.420$$

1.

$$\begin{array}{ll} 1) & - \\ x_1 & := x_{400} \cdot 39.4 = 16.548 \\ x_{.1} & := x_1 \cdot 3 = 49.644 \end{array} \quad \begin{array}{ll} 2) & - / \\ x_2 & := x_{300} \cdot 12.84 = 5.508 \\ x_{.2} & := x_2 \cdot 3 = 16.525 \end{array}$$

3) / - ( - ) 4) ( - )-

$$\begin{array}{ll} x_3 & := x_{300} \cdot 68.87 = 29.545 \\ x_{.3} & := x_3 \cdot 3 = 88.636 \end{array} \quad \begin{array}{ll} x_4 & := x_{240} \cdot 0.05 = 0.022 \\ x_{.4} & := x_4 \cdot 3 = 0.065 \end{array}$$

5) ( - )- -26 6) -26-

$$\begin{array}{ll} x_5 & := x_{300} \cdot 20.11 = 8.627 \\ x_{.5} & := x_5 \cdot 3 = 25.882 \end{array} \quad \begin{array}{ll} x_6 & := x_{300} \cdot 51.36 = 22.033 \\ x_{.6} & := x_6 \cdot 3 = 66.1 \end{array}$$

7) - 8) -C

$$\begin{array}{ll} x_7 & := x_{240} \cdot 3.7 = 1.61 \\ x_{.7} & := x_7 \cdot 3 = 4.829 \end{array} \quad \begin{array}{ll} x_8 & := x_{240} \cdot 0.04 = 0.017 \\ x_{.8} & := x_8 \cdot 3 = 0.052 \end{array}$$

9) - ( - ) 10) ( - )- /

$$\begin{array}{ll} x_9 & := x_{240} \cdot 66.3 = 28.84 \\ x_{.9} & := x_9 \cdot 3 = 86.522 \end{array} \quad \begin{array}{ll} x_{10} & := x_{300} \cdot 8.96 = 3.844 \\ x_{.10} & := x_{10} \cdot 3 = 11.532 \end{array}$$

$$\begin{array}{ll} 11) & / - \\ x_{11} & := x_{300} \cdot 119.4 = 51.223 \\ x_{.11} & := x_{11} \cdot 3 = 153.668 \end{array} \quad \begin{array}{ll} 12) & - \\ x_{12} & := x_{300} \cdot 79.2 = 33.977 \\ x_{.12} & := x_{12} \cdot 3 = 101.93 \end{array}$$

$$\begin{array}{ll} 13) & - \\ x_{13} & := x_{300} \cdot 48.81 = 20.939 \\ x_{.13} & := x_{13} \cdot 3 = 62.818 \end{array} \quad \begin{array}{ll} 14) & - \\ x_{14} & := x_{300} \cdot 59.7 = 25.611 \\ x_{.14} & := x_{14} \cdot 3 = 76.834 \end{array}$$

$$\begin{array}{ll} 15) & - \\ x_{15.1} & := x_{400} \cdot 129.7 = 54.474 \\ x_{.15.1} & := x_{15.1} \cdot 3 = 163.422 \end{array} \quad \begin{array}{ll} x_{15.2} & := x_{300} \cdot 130.2 = 55.856 \\ x_{.15.2} & := x_{15.2} \cdot 3 = 167.567 \end{array}$$

16) -

$$x_{16.1} := x_{400} \cdot 39.4 = 16.548$$

$$x_{.16.1} := x_{16.1} \cdot 3 = 49.644$$

$$x_{16.2} := x_{400} \cdot 39.2 = 16.464$$

$$x_{.16.2} := x_{16.2} \cdot 3 = 49.392$$

17) - -27

$$x_{17} := x_{240} \cdot 59.5 = 25.883$$

$$x_{.17} := x_{17} \cdot 3 = 77.648$$

18) - /

$$x_{18} := x_{240} \cdot 7.6 = 3.306$$

$$x_{.18} := x_{18} \cdot 3 = 9.918$$

19) -

$$x_{19} := x_{400} \cdot 57.26 = 24.049$$

$$x_{.19} := x_{19} \cdot 3 = 72.148$$

20) -

$$x_{20} := x_{400} \cdot 0.14 = 0.059$$

$$x_{.20} := x_{20} \cdot 3 = 0.176$$

21) - -

$$x_{21} := x_{400} \cdot 0.4 = 0.168$$

$$x_{.21} := x_{21} \cdot 3 = 0.504$$

22) -

$$x_{22} := x_{300} \cdot 44.6 = 19.133$$

$$x_{.22} := x_{22} \cdot 3 = 57.4$$

$$:= 230$$

$$\dots := \frac{0.131 \cdot 6.6^2}{75} = 0.076$$

$$\dots := \dots \cdot 1.22 = 0.093$$

$$\text{~~~~~} := 230$$

$$\text{~~~~~} := \frac{0.24 \cdot 13.8^2}{394} = 0.116$$

$$\text{~~~~~} := \dots \cdot 1.22 = 0.142$$

$$n := 230$$

$$k := \frac{0.174 \cdot 13.8^2}{95} = 0.349$$

$$k' := k \cdot 1.22 = 0.426$$

$$T_{a.220} := 0.04$$

$$T_{a.110} := 0.03$$

$$T_{a.35} := 0.02$$

$$k_{y.220} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a.220}}} = 1.779$$

$$k_{y.110} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a.110}}} = 1.717$$

$$k_{y.35} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a.35}}} = 1.607$$

$$I_{_3} := 2.43$$

$$i_{_220} := \sqrt{2} \cdot k_{y.220} \cdot I_{_3} = 6.115$$

$$i_{ao.220} := \sqrt{2} \cdot I_{_3} = 3.438$$

$$I_{C\_3} := 4.684$$

$$i_{_110} := \sqrt{2} \cdot k_{y.110} \cdot I_{C\_3} = 11.371$$

$$i_{ao.110} := \sqrt{2} \cdot I_{C\_3} = 6.624$$

$$I_{\_3} := 11.167$$

$$i_{\_35} := \sqrt{2} \cdot k_{y.35} \cdot I_{\_3} = 25.371$$

$$i_{ao.35} := \sqrt{2} \cdot I_{\_3} = 15.793$$

$$I_{\_3} := 2.760$$

$$i_{\_220} := \sqrt{2} \cdot k_{y.220} \cdot I_{\_3} = 6.943$$

$$i_{ao.220} := \sqrt{2} \cdot I_{\_3} = 3.903$$

/

$$I_{\_3} := 2.310$$

$$i_{\_220} := \sqrt{2} \cdot k_{y.220} \cdot I_{\_3} = 5.811$$

$$i_{ao.220} := \sqrt{2} \cdot I_{\_3} = 3.267$$

$$0 := 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.11}} \right) = 31.897 \quad /$$

$$:= \frac{0.354 \cdot 220}{1.11 \cdot 2.657} = 26.407 \quad /$$

$$1.07 \cdot = 28.255$$

$$0.9 \cdot 0 = 28.708$$

$$I_{\max 220} := \frac{\sqrt{48.44^2 + 14.31^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0.133$$

$$I_{\max 110} := \frac{\sqrt{(42.44)^2 + 11.31^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.231$$

$$220 := (I_{\_3})^2 \cdot (0.04 + 0.34) = 2.246$$

$$110 := (I_{C\_3})^2 \cdot (0.01 + 0.4) = 8.995$$

$$I_{\alpha T 220} := \sqrt{2} \cdot I_{C\_3} \cdot e^{\frac{-(0.01)}{0.04}} = 2.677$$

$$I_{\alpha T 110} := \sqrt{2} \cdot I_{C\_3} \cdot e^{\frac{-(0.01)}{0.01}} = 2.437$$

$$I_{\max 35} := \frac{\sqrt{(6)^2 + 3^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0.111$$

$$35 := (11.167)^2 \cdot (0.01 + 0.4) = 51.128$$

```

:
:
A := 43      B := 42.8
(           )
h_x := 16.5

n := 60

N := 0.06 * n * (A + 10 * h_x) * (B + 10 * h_x) * 10^-6 = 0.156
H := 30.5
-
L_12 := 31.770
h_1i := 16.5
h_2i := 11
, ( ):
h_1 := 0.85 * H = 25.925
, ( ):
r_o1 := (1.1 - 0.002 * H) * H = 31.69
, ( ): h < L ≤ 2 * h
r_co1 := r_o1 = 31.69
, ( ):
h_1.. := h_1 - (0.17 + 0.0003 * H) * (L_12 - H) = 25.697
, ( ):
r_1_1 := r_co1 * (h_1.. - h_1i) / h_1.. = 11.342
r_1_2 := r_co1 * (h_1.. - h_2i) / h_1.. = 18.125

```

:

$$r_{1\ 1} := r_{o1} \cdot \left(1 - \frac{h_{1i}}{h_{\ 1}}\right) = 11.521$$

$$r_{1\ 2} := r_{o1} \cdot \left(1 - \frac{h_{2i}}{h_{\ 1}}\right) = 18.244$$

-  $\underline{2\ 3}$  ( )

$$L_{23} := 43$$

, ( ):

$$h_{\ 2} := 0.85 \cdot H = 25.925$$

, ( ):

$$r_{o2} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H = 31.69$$

, ( ):  $h < L \leq 2 \cdot h$

$$r_{co2} := r_{o2} = 31.69$$

, ( ):

$$h_{2\ \dots} := h_{\ 2} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{23} - H) = 23.686$$

( ):

$$r_{2\ 1} := r_{co2} \cdot \frac{h_{2\ \dots} - h_{1i}}{h_{2\ \dots}} = 9.614$$

$$r_{2\ 2} := r_{co2} \cdot \frac{h_{2\ \dots} - h_{2i}}{h_{2\ \dots}} = 16.972$$

:

$$r_{2\ 1} := r_{o2} \cdot \left(1 - \frac{h_{1i}}{h_{\ 2}}\right) = 11.521$$

$$r_{2\ 2} := r_{o2} \cdot \left(1 - \frac{h_{2i}}{h_{\ 2}}\right) = 18.244$$

-  $\underline{3\ 4}$  ( )

$$L_{34} := 31.77$$

, ( ):

$$h_{3} := 0.85 \cdot H = 25.925$$

, ( ):

$$r_{o3} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H = 31.69$$

, ( ):  $h < L \leq 2 \cdot h$

$$r_{co3} := r_{o3} = 31.69$$

, ( ):

$$h_{3 \dots} := h_{3} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{34} - H) = 25.697$$

( ):

$$r_{31} := r_{co2} \cdot \frac{h_{3 \dots} - h_{1i}}{h_{3 \dots}} = 11.342$$

$$r_{32} := r_{co2} \cdot \frac{h_{3 \dots} - h_{2i}}{h_{3 \dots}} = 18.125$$

$$r_{31} := r_{o2} \cdot \left( 1 - \frac{h_{1i}}{h_{3}} \right) = 11.521$$

$$r_{32} := r_{o2} \cdot \left( 1 - \frac{h_{2i}}{h_{3}} \right) = 18.244$$

-

$L_{41}$  ( )

$$L_{41} := 43$$

, ( ):

$$h_{4} := 0.85 \cdot H = 25.925$$

, ( ):

$$r_{o4} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H = 31.69$$

, ( ):  $h < L \leq 2 \cdot h$

$$r_{co4} := r_{o4} = 31.69$$

, ( ):

$$h_{4 \dots} := h_{4} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{41} - H) = 23.686$$

( ):

$$r_{41} := r_{\text{co4}} \cdot \frac{h_{4..} - h_{1i}}{h_{4..}} = 9.614$$

$$r_{42} := r_{\text{co4}} \cdot \frac{h_{4..} - h_{2i}}{h_{4..}} = 16.972$$

:

$$r_{41} := r_{\text{o4}} \cdot \left( 1 - \frac{h_{1i}}{h_{4..}} \right) = 11.521$$

$$r_{42} := r_{\text{o4}} \cdot \left( 1 - \frac{h_{2i}}{h_{4..}} \right) = 18.244$$

, 2

$$S := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = 2.107 \times 10^3$$

:

$$R := 6 \quad d := 12$$

$$F := \pi \cdot R^2 = 113.097$$

:

$$I := 2431 \quad T := 0.3 \quad \beta := 21$$

$$F := \sqrt{\frac{I^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = 14.528$$

:

$$a_k := 0.0026 \quad b_k := 0.0092 \quad c_k := 0.0104 \quad \alpha_k := 0.0224 \quad T := 240$$

$$S := a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot \ln(T) + \alpha_k = 0.784$$

$$F := \pi \cdot S \cdot (d + S) = 31.477$$

C

:

$$F > F_{\min} > F + F$$

$$F + F = 46.005$$

$$F = 113.097$$

:

$$l := 6$$

:

$$L := \frac{2 \cdot S}{l} = 702.267$$

:

$$m := \frac{L}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = 6.65$$

$$m := 7$$

:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6.557$$

:

$$L := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 734.398$$

:

$$a := 15$$

$$n := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = 12.24$$

$$n := 13$$

:

$$l := 5$$

$$\rho := 50$$

$$A := 0.2$$

$$\frac{1}{\sqrt{S}} = 0.109$$

$$R := \rho \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n \cdot 1} \right) = 0.28 \quad O$$

0,5 .

:

$$, \quad I := 40$$

$$\alpha := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I + 45)}} = 1.48$$

:

$$R := R \cdot \alpha = 0.415$$

**220**

$$r := 0.012 \quad - \quad h := 13.5$$

$$h := 30 \quad -$$

$$R := 5 \cdot h - \frac{2 \cdot h^2}{30} = 90 \quad -$$

$$N := 41 \quad p_0 := 0.05 \cdot N = 2.05$$

$$A := 43 \quad B := 42.8$$

$$N := p_0 \cdot (A + 2 \cdot R) \cdot (B + 2 \cdot R) \cdot 10^{-6} = 0.102 \quad -$$

$$z := 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h}{r}\right) = 463.121 \quad -$$

$$U_{50\%} := 620 \quad - 50\% -$$

$$I := \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z} = 2.677 \quad -$$

$$p := e^{-0.04 \cdot I} = 0.898$$

$$l := 0.0175 \quad -$$

$$R = 0.415 \quad -$$

$$I := \frac{U_{50\%} - 50 \cdot I}{R} = 1.492 \times 10^3$$

$$p := e^{-0.04 \cdot I} = 0.000000 \quad -$$

$$p_{\alpha} := 0.005 \quad -$$

$$\eta := 0.9 \quad -$$

$$\eta := 0.9 \quad -$$

$$N := p_0 \cdot (A + 2 \cdot R) \cdot (B + 2 \cdot R) \cdot (\eta \cdot p_{\alpha} \cdot p + \eta \cdot p) \cdot 10^{-6}$$

$$N = 4.118 \times 10^{-4} \quad -$$

$$T := \frac{1}{N} = 2.428 \times 10^3 \quad -$$

..

$$U := 2.2 \cdot 220 = 484 \quad -$$

$$z := 367.961 \quad -$$

$$I := \frac{2 \cdot U}{z} = 2.631 \quad -$$

$$\psi := e^{-0.04 \cdot I} = 0.900119 \quad -$$

$$\delta := 0.3 \quad h := 30 \quad - \quad 1 \quad ,$$

$$I := \frac{U}{R + \delta \cdot h} = 51.408 \quad -$$

$$\psi := e^{-0.04 \cdot I} = 0.127924 \quad -$$

$$N := 2 \quad N := 30$$

$$\delta := \frac{N}{N} = 0.067 \quad -$$

$$k := 0.6 \quad -$$

$$n := 2 \quad -$$

$$l := 4 \quad -$$

$$N := N \cdot N \cdot 1 \cdot n \cdot (1 - k) \cdot (p_\alpha \cdot \psi + \delta \cdot p \cdot \psi) \cdot 10^{-4}$$

$$N = 1.771 \times 10^{-3}$$

$$T := \frac{1}{N} = 564.514 \quad -$$

1.

1.1

-63000/220:

$$S := 63000$$

$$S := 63000$$

$$S := 63000$$

$$U := 220$$

$$U := 110$$

$$U := 355$$

$$I := \frac{S}{U \cdot \sqrt{3}} = 165.332$$

$$I := \frac{S}{U \cdot \sqrt{3}} = 330.664$$

$$I := \frac{S}{U \cdot \sqrt{3}} = 102.459$$

$$R := 1.4 \quad X := 104$$

$$Z := \sqrt{R^2 + X^2} = 104.009$$

1.2

- ( -400/56).

$$r_0 := 0.075$$

$$x_0 := 0.42$$

$$z_0 := \sqrt{r_0^2 + x_0^2} = 0.427$$

$$l := 39.4$$

$$R := r_0 \cdot l = 2.955$$

$$X := x_0 \cdot l = 16.548$$

$$Z := \sqrt{R^2 + X^2} = 16.81$$

$$Z := R + i \cdot X = 2.955 + 16.548i$$

$$\phi := \arg(Z) \cdot \frac{180}{\pi} = 79.875$$

$$I := 587 \quad ;$$

$$k := \frac{600}{5}$$

$$k := \frac{220000}{100} = 2.2 \times 10^3$$

$$k := \frac{k}{k} = 18.333$$

### 1.3

( 220

$$Z := \sqrt{3.306^2 + 0.92^2} = 3.432$$

$$Z_2 := \sqrt{3.9^2 + 165^2} = 165.046$$

### 1.4

$$I_{1.1} := 2.4 \quad I_{0.1} := 1.1$$

$$I_{1.2} := 4.6 \quad I_{0.2} := 1.105$$

$$I_{1.3} := 11.16 \quad I_{0.3} := 1.085$$

$$I_{1.4} := 2.76 \quad I_{0.4} := 1.085$$

$$I_{1.5} := 2.3 \quad I_{0.5} := 1.085$$

$$I_{1.6} := 2.1 \quad I_{0.6} := 1.085$$

$$I_{1.7} := 165.332$$

$$I_{1.8} := 102.459$$

$$k_1 := \frac{100}{5} = 20 \quad k_2 := \frac{1500}{5} = 300$$

$$k_3 := 1 \quad k_4 := 1$$

$$I_{11} := 1.05 \frac{I_{12} \cdot k_1}{k_2} = 8.68$$

$$I_{12} := 1.05 \frac{I_{11} \cdot k_2}{k_1} = 0.359$$

$$I_{13} := 5$$

( -1)

$$k_5 := 1.2$$

$$k_6 := 0.7$$

$$k_7 := \frac{220}{35}$$

$$I_{14} := \frac{I_{13}^2}{k_7} \cdot 1000 = 1.775 \times 10^3$$

$$I_{15} := k_5 \cdot k_6 \cdot \frac{I_{14}}{I_{13}} = 9.021$$

$$I_{16} := 8$$

( -2)

, ...:

$$I_{17} := 0.3$$

, ...:

$$k_8 := 2 \quad k_9 := 1 \quad \varepsilon := 0.1$$

$$\Delta U := 0.16$$

$$\Delta f := 0.04$$

$$I_{18} := k_8 \cdot k_9 \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f = 0.4$$

, ...:

$$k_{10} := 1.3$$

$$I := k \cdot I = 0.52$$

$$k := 1 - 0.5 \cdot (k \cdot k \cdot \epsilon + \Delta U + \Delta f) = 0.8$$

$$k := \frac{100 \cdot k \cdot (k \cdot k \cdot \epsilon + \Delta U + \Delta f)}{k} = 65$$

$$I_1 := I_1 \cdot \frac{100}{k} = 0.462$$

$$I_{.2} := 0.15$$

$$I_2 := 2$$

**2.2**

$$k_{\text{wavy}} := 1.2 - ;$$

$$k := 1.5 - ;$$

$$k := 0.95 - ;$$

$$I_{.1} := \frac{k \cdot k}{k} \cdot I = 194.133$$

$$I_{.1} := 14500$$

$$K := 1.3$$

$$I_{.2} := K \cdot I_{.1} = 1.885 \times 10^4$$

$$I := 2605$$

$$I := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{.2}}{k} \cdot 1000 = 1.538 \times 10^3$$

$$k := \frac{I}{I} = 0.59$$

$$k := 1.5$$

$$I_3 := \frac{I}{k} = 1.025 \times 10^3 \quad I_{\text{eff}} := 350$$

$$U_{\text{eff}} := 35$$

$$k_{\text{eff}} := 1.25$$

$$k := \frac{35000}{33} = 1.061 \times 10^3$$

$$U := \frac{0.8 \cdot U}{k} = 22.4$$

1

$$t_1 := 0$$

$$\Delta t := 0.5$$

$$t := t_1 + \Delta t = 0.5$$

$$I = 350$$

$$U = 22.4$$

$$t = 0.5$$

$$I := \frac{I}{k} = 1.167$$

$$U := \frac{U}{k} \cdot 1000 = 21.12$$

$$t = 0.5$$

$$I := \frac{k \cdot k}{k} \cdot I = 238.078$$

$$I_{\text{eff}} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_1 \cdot 2}{k} \cdot 1000 = 1.538 \times 10^3$$

$$k_{\text{eff}} := \frac{I_{\text{eff}}}{I_{\text{ref}}} = 6.458$$

$$t_{\text{eff}} = 0.5 \quad \Delta t := 0.5$$

$$t_{\text{ref}} := t_{\text{eff}} + \Delta t = 1$$

$$I_{\text{ref}} = 238.078$$

### 2.3

( ) .

$$k_{\text{eff}} := 1.1 \quad (1.05-1.1);$$

$$I_{\text{ref}} := k_{\text{eff}} \cdot I_{\text{ref}} = 181.865$$

$$I_{\text{eff}} := \frac{I_{\text{ref}} \cdot k_{\text{eff}}}{k_{\text{eff}}} = 9.093$$

### 3.

#### 3.1

$$t_{\text{ref}} = 1 \quad I_{\text{ref}} := \frac{I_{\text{ref}}}{k_{\text{eff}}} = 1.167$$

1 .

:

$$U_{\text{ref}} := \frac{U_{\text{ref}}}{k_{\text{eff}}} \cdot 1000 = 21.12$$

$$z_{\text{ref}} := 0.85 \cdot Z = 14.288$$

2 .

$$t_{\text{ref}} = 1$$

( )

( , ' ) .

$$I_{\text{ref}} := I_{1.3} = 2.76$$

$$z_{\text{ref}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ref}}} = 48.113$$

$$I_{1.1} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (z_{1.1} + Z_{2.1})} = 0.623$$

$$I_{1.2} := I_{1.1}$$

$$K_{1.1} := \frac{I_{1.1}}{I_{1.2}} = 3.853 \quad Z_{1.1} = 104.009$$

$$z_{1.1} := 0.85 \cdot \left( Z_{1.1} + \frac{Z_{1.1}}{K_{1.1}} \right) = 37.236$$

$$I_{1.3} := I_{1.3} = 2.76$$

$$z_{1.1} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot I_{1.3}} = 48.113$$

$$I_{1.1} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (z_{1.1} + Z_{1.1})} = 2.045$$

$$I_{1.2} := I_{1.1}$$

$$K_{1.1} := \frac{I_{1.1}}{I_{1.2}} = 0.852$$

$$z_{1.1} := 0.85 \cdot Z_{1.1} + \frac{0.66}{K_{1.1}} \cdot Z_{1.1} = 16.946$$

$$z_{1.1} := Z_{1.1} = 16.81$$

$$k_{1.1} := \frac{z_{1.1}}{Z_{1.1}} = 1.008$$

$$z_{1.1} := z_{1.1} = 16.946$$

$$z_{1.1} := z_{1.1} = 16.946$$

$$\Delta t := 0.5$$

$$t_{II} := 0 + \Delta t = 0.5$$

$$3$$

$$3$$

$$\phi = 79.875 \text{ - } ; \quad \phi := 30 \text{ - } ;$$

$$k := 1.2 \text{ - } ;$$

$$k := 0.85 \text{ - } ;$$

$$k := 1.5 \text{ - } ;$$

$$I := I \text{ - } ;$$

$$U := 220000$$

$$U_{\min} := 0.9 \cdot U$$

$$z_{III} := \frac{U_{\min}}{\sqrt{3} \cdot k \cdot I \cdot \cos[(\phi - \phi) \text{deg}]} = 197.508$$

$$z := Z + Z = 20.241$$

$$k_5 := \frac{z_{III}}{z} = 9.758$$

$$z_{III} := z_{III} = 197.508$$

2

$$\Delta t := 0.5 \quad t := 2$$

$$t_{III} := 0.5 + t + \Delta t = 3$$

$$z_{I} = 14.288 \quad t_{I} := 0.05$$

$$z_{II} = 16.946 \quad t_{II} = 0.5$$

$$z_{III} = 197.508 \quad t_{III} = 3$$

$$z_{I} := \frac{z_{I}}{k} = 0.779$$

$$z_{.II} := \frac{z_{.II}}{k} = 0.924$$

$$z_{.III} := \frac{z_{.III}}{k} = 10.773$$

:

$$\varphi := \phi \cdot \text{deg} = 1.394$$

$$\phi = 79.875$$

$$\varphi \cdot \frac{180}{3.14} = 79.916$$

$$X_{1.} := \frac{1}{2} [z_{.I} \cdot (1 + \sin(\varphi))] = 14.177$$

$$R_{1.} := \frac{z_{.I}}{2 \sin(\varphi)} = 7.257$$

$$X_{1.} \cdot := \frac{X_{1.}}{k} = 0.773$$

$$R_{1.} \cdot := \frac{R_{1.}}{k} = 0.396$$

$$X_{2.} := \frac{2}{2} [z_{.II} \cdot (1 + \sin(\varphi))] = 16.814$$

$$R_{2.} := \frac{z_{.II}}{2 \sin(\varphi)} = 8.607$$

$$X_{2.} \cdot := \frac{X_{2.}}{k} = 0.917$$

$$R_{2.} \cdot := \frac{R_{2.}}{k} = 0.469$$

3

$$X_{3.} := \frac{3}{2} [z_{.III} \cdot (1 + \sin(\varphi))] = 195.97$$

$$R_{3.} := \frac{z_{.III}}{2 \sin(\varphi)} = 100.316$$

$$X_{3.} := \frac{X_{3.}}{k} = 10.689$$

$$R_{3.} := \frac{R_{3.}}{k} = 5.472$$

### 3.2

1

:

:

$$I_{0.} := I_{0.1} \cdot 1000 -$$

,

$$k_{.I} := 1.3 - ;$$

$$I_{.I} := k_{.I} \cdot I_{0.} = 1.43 \times 10^3$$

:

$$t_{.1} := 0.3$$

2

:

:

$$I_{0.} := I_{0.3} \cdot 1000 -$$

,

$$k_{.I} := 1.3 /$$

$$I_{.I} := k_{.I} \cdot I_{0.} = 1.437 \times 10^3$$

$$k_{.0} := 0.5$$

$$I_{.II} := k_{.0} \cdot k_{.0} \cdot I_{.I} = 933.725$$

.2

:

$$I_{0.} := 2 \cdot I_{0.1} \cdot 1000$$

$$k_{.III} := \frac{I_{0.}}{I_{.II}} = 2.356$$

2

1

:

$$t_{.2} := 0.3 + 0.3 + \Delta t = 1.1$$

3

:

:

$$I_{2.} := \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 65.608$$

$$I_{1.} := 6 \cdot I_{2.} = 393.648$$

$$k_{III.} := 1.1$$

$$I_{III.} := k_{III.} \cdot I_{1.} = 433.013$$

:

$$I_{0.} := 0.8 I_{0.} = 884$$

$$k_{III.} := \frac{0.5 \cdot I_{0.} \cdot 1 \cdot 1000}{I_{III.}} = 1.27$$

3

2

:

$$t_{3.} := 1.1 + \Delta t = 1.6$$

4

:

3

3

:

$$I_{3.} := 1050$$

$$k_{IV.} := 0.1$$

$$I_{IV.} := k_{IV.} \cdot I_{3.} = 105$$

:

$$I_{0.} := 1100$$

$$k_{IV.} := \frac{0.5 \cdot I_{0.} \cdot 1 \cdot 1000}{I_{IV.}} = 5.238$$

4

3

:

$$t_{4.} := 1.6 + \Delta t = 2.1$$

, :

$$I_{I.} = 1.43 \times 10^3$$

$$I_{I.} := \frac{I_{I.}}{80} = 17.875$$

$$t_{1.} = 0.3$$

$$I_{II} = 933.725 \quad I_{II} := \frac{I_{II}}{80} = 11.672 \quad t_2 = 1.1$$

$$I_{III} = 433.013 \quad I_{III} := \frac{I_{III}}{80} = 5.413 \quad t_3 = 1.6$$

$$I_{IV} = 105 \quad I_{IV} := \frac{I_{IV}}{80} = 1.313 \quad t_4 = 2.1$$

**3.3**

$$I_{1.1} := I_{1.1} = 2.4$$

$$Z := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot I_{1.1}} = 55.329$$

$$I_{2.1} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (Z + Z)} = 1.841$$

$$I_{1.1} := 1.51$$

$$k := 1.3$$

$$I_{1.1} := k \cdot I_{1.1} \cdot 1000 = 1.963 \times 10^3$$

$$I_{1.1} := \frac{I_{1.1}}{80} = 24.538$$

$$t := 0.05$$

20%

$$\underline{x_{240}} := 0.435 \quad \underline{x_{300}} := 0.429 \quad \underline{x_{400}} := 0.420$$

$$r_{240} := 0.121 \quad r_{300} := 0.098 \quad r_{400} := 0.075$$

$$b_{240} := 2.6 \quad b_{300} := 2.64 \quad b_{400} := 2.7$$

1) -

$$\underline{x_1} := x_{400} \cdot 39.4 = 16.548$$

$$r_1 := r_{400} \cdot 39.4 = 2.955$$

$$b_1 := b_{400} \cdot 39.4 = 106.38$$

2) - /

$$\underline{x_2} := x_{300} \cdot 12.84 = 5.508$$

$$r_2 := r_{300} \cdot 12.84 = 1.258$$

$$b_2 := b_{300} \cdot 12.84 = 33.898$$

3) / - ( - )

$$\underline{x_3} := x_{300} \cdot 68.87 = 29.545$$

$$r_3 := r_{300} \cdot 68.87 = 6.749$$

$$b_3 := b_{300} \cdot 68.87 = 181.817$$

4) ( - )-

$$\underline{x_4} := x_{240} \cdot 0.05 = 0.022$$

$$r_4 := r_{240} \cdot 0.05 = 6.05 \times 10^{-3}$$

$$b_4 := b_{240} \cdot 0.05 = 0.13$$

5) ( - )- -26

$$\underline{x_5} := x_{300} \cdot 20.11 = 8.627$$

$$r_5 := r_{300} \cdot 20.11 = 1.971$$

$$b_5 := b_{300} \cdot 20.11 = 53.09$$

6) -26-

$$\underline{x_6} := x_{300} \cdot 51.36 = 22.033$$

$$r_6 := r_{300} \cdot 51.36 = 5.033$$

$$b_6 := b_{300} \cdot 51.36 = 135.59$$

7) -

$$\underline{x_7} := x_{240} \cdot 3.7 = 1.61$$

$$r_7 := r_{240} \cdot 3.7 = 0.448$$

$$b_7 := b_{240} \cdot 3.7 = 9.62$$

8) -C

$$\underline{x_8} := x_{240} \cdot 0.04 = 0.017$$

$$r_8 := r_{240} \cdot 0.04 = 4.84 \times 10^{-3}$$

$$b_8 := b_{240} \cdot 0.04 = 0.104$$

9) - ( - ) 10) ( - )-

$$\underline{x_9} := x_{240} \cdot 66.3 = 28.84$$

$$r_9 := r_{240} \cdot 66.3 = 8.022$$

$$b_9 := b_{240} \cdot 66.3 = 172.38$$

$$\underline{x_{10}} := x_{300} \cdot 8.96 = 3.844$$

$$r_{10} := r_{300} \cdot 8.96 = 0.878$$

$$b_{10} := b_{300} \cdot 8.96 = 23.654$$

11) / -

$$\underline{x_{11}} := x_{300} \cdot 119.4 = 51.223$$

12) -

$$\underline{x_{12}} := x_{300} \cdot 79.2 = 33.977$$

$$r_{11} := r_{300} \cdot 119.4 = 11.701$$

$$b_{11} := b_{300} \cdot 119.4 = 315.216$$

$$13) \quad -$$

$$x_{13} := x_{300} \cdot 48.81 = 20.939$$

$$r_{13} := r_{300} \cdot 48.81 = 4.783$$

$$b_{13} := b_{300} \cdot 48.81 = 128.858$$

$$15) \quad -$$

$$x_{15.1} := x_{400} \cdot 129.7 = 54.474$$

$$r_{15.1} := r_{400} \cdot 129.7 = 9.727$$

$$b_{15.1} := b_{400} \cdot 129.7 = 350.19$$

$$16) \quad -$$

$$x_{16.1} := x_{400} \cdot 39.4 = 16.548$$

$$r_{16.1} := r_{400} \cdot 39.4 = 2.955$$

$$b_{16.1} := b_{400} \cdot 39.4 = 106.38$$

$$17) \quad - \quad -27$$

$$x_{17} := x_{240} \cdot 59.5 = 25.883$$

$$r_{17} := r_{240} \cdot 59.5 = 7.199$$

$$b_{17} := b_{240} \cdot 59.5 = 154.7$$

$$19) \quad -$$

$$x_{19} := x_{400} \cdot 57.26 = 24.049$$

$$r_{19} := r_{400} \cdot 57.26 = 4.294$$

$$b_{19} := b_{400} \cdot 57.26 = 154.602$$

$$21) \quad - \quad -$$

$$x_{21} := x_{400} \cdot 0.4 = 0.168$$

$$r_{21} := r_{400} \cdot 0.4 = 0.03$$

$$b_{21} := b_{400} \cdot 0.4 = 1.08$$

$$r_{12} := r_{300} \cdot 79.2 = 7.762$$

$$b_{12} := b_{300} \cdot 79.2 = 209.088$$

$$14) \quad -$$

$$x_{14} := x_{300} \cdot 59.7 = 25.611$$

$$r_{14} := r_{300} \cdot 59.7 = 5.851$$

$$b_{14} := b_{300} \cdot 59.7 = 157.608$$

$$x_{15.2} := x_{300} \cdot 130.2 = 55.856$$

$$r_{15.2} := r_{300} \cdot 130.2 = 12.76$$

$$b_{15.2} := b_{300} \cdot 130.2 = 343.728$$

$$x_{16.2} := x_{400} \cdot 39.2 = 16.464$$

$$r_{16.2} := r_{400} \cdot 39.2 = 2.94$$

$$b_{16.2} := b_{400} \cdot 39.2 = 105.84$$

$$18) \quad - \quad /$$

$$x_{18} := x_{240} \cdot 7.6 = 3.306$$

$$r_{18} := r_{240} \cdot 7.6 = 0.92$$

$$b_{18} := b_{240} \cdot 7.6 = 19.76$$

$$20) \quad -$$

$$x_{20} := x_{400} \cdot 0.14 = 0.059$$

$$r_{20} := r_{400} \cdot 0.14 = 0.011$$

$$b_{20} := b_{400} \cdot 0.14 = 0.378$$

$$22) \quad -$$

$$x_{22} := x_{300} \cdot 44.6 = 19.133$$

$$r_{22} := r_{300} \cdot 44.6 = 4.371$$

$$b_{22} := b_{300} \cdot 44.6 = 117.744$$

$$l_{-} := 39.4$$

$$P_{\max} := 48.44$$

$$l_{-} := 12.84$$

$$L_1 := l_{-} + l_{-} = 52.24$$

$$- 63000/220$$

$$1. \quad 220$$

$$k := 1.4$$

$$\text{~~~~~} := 4.28$$

:

$$220$$

$$400$$

$$K_{\Sigma} := 3.34019858 \cdot 10^5$$

$$K_{\Sigma} := 1.22 \times 10^6$$

$$:= K_{\Sigma} + K_{\Sigma} = 1554020$$

:

$$AM := 7.7690993 \times 10^4$$

:

$$\Delta W_{\Sigma} := 2.83 \times 10^4$$

$$\text{~~~~~} := 2.29 / *$$

$$\text{~~~~~} \Delta W := \text{~~~~~} \cdot \Delta W_{\Sigma} = 64807$$

$$\Sigma := 2.171 \times 10^5$$

$$\Sigma P_P := 12.2 \quad \text{max} := 5000$$

$$W := \Sigma P_P \cdot \text{max} = 61000 \quad * /$$

$$= 1.554 \times 10^6 \quad .$$

$$:= 0.03 \cdot = 4.662 \times 10^4 \quad . \quad /$$

$$:= \frac{\Sigma}{W} = 3.559 \quad / \quad *$$

$$:= 0.22 \quad /$$

$$- 830-930 \quad .$$

$$1 := 0,86 \quad .$$

$$:= 0.036 \quad .$$

$$E := \frac{(W \cdot 1000)}{0.86} = 5.618 \times 10^5 \quad . \quad .$$

$$\Sigma T_i := 3.73 \quad / \quad *$$

$$O_P := W \cdot \Sigma T_i + E = 7.893 \times 10^5 \quad . \quad .$$

$$t := O_P - \Sigma = 5.722 \times 10^5 \quad . \quad .$$

$$t := 0.2 \cdot t = 1.144 \times 10^5 \quad . \quad .$$

$$t := AM + \wedge W = 1.425 \times 10^5 \quad . \quad .$$

$$t := O_P - t - t - K \quad \Sigma = 1.983 \times 10^5 \quad . \quad .$$

$$:= t - t = 4.578 \times 10^5 \quad . \quad .$$

:

$$E := 0.0825$$

$$0 := 0$$

$$1 := \frac{\frac{1.5}{3} \cdot (-)}{(1 + E)^1} = -7.178 \times 10^5$$

$$3 := \frac{\frac{0.5}{3} \cdot (-)}{(1 + E)^3} = -2.042 \times 10^5$$

$$5 := \frac{O_P - t - t}{(1 + E)^5} = 3.582 \times 10^5$$

$$7 := \frac{O_P - t - t}{(1 + E)^7} = 3.056 \times 10^5$$

$$9 := \frac{O_P - t - t}{(1 + E)^9} = 2.608 \times 10^5$$

$$11 := \frac{O_P - t - t}{(1 + E)^{11}} = 2.226 \times 10^5$$

$$13 := \frac{O_P - t - t}{(1 + E)^{13}} = 1.9 \times 10^5$$

$$15 := \frac{O_P - t - t}{(1 + E)^{15}} = 1.621 \times 10^5$$

$$17 := \frac{O_P - t - t}{(1 + E)^{17}} = 1.383 \times 10^5$$

$$19 := \frac{O_P - t - t}{(1 + E)^{19}} = 1.181 \times 10^5$$

3

$$= 1.554 \times 10^6$$

$$2 := \frac{\frac{1}{3} \cdot (-)}{(1 + E)^2} = -4.421 \times 10^5$$

$$4 := \frac{O_P - t - t}{(1 + E)^4} = 3.877 \times 10^5$$

$$6 := \frac{O_P - t - t}{(1 + E)^6} = 3.309 \times 10^5$$

$$8 := \frac{O_P - t - t}{(1 + E)^8} = 2.823 \times 10^5$$

$$10 := \frac{O_P - t - t}{(1 + E)^{10}} = 2.409 \times 10^5$$

$$12 := \frac{O_P - t - t}{(1 + E)^{12}} = 2.056 \times 10^5$$

$$14 := \frac{O_P - t - t}{(1 + E)^{14}} = 1.755 \times 10^5$$

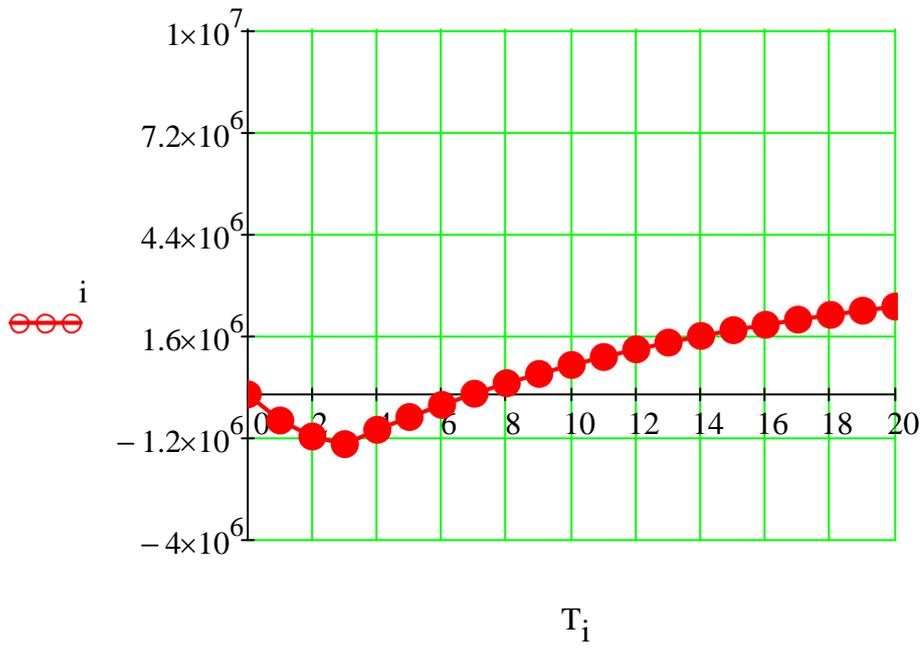
$$16 := \frac{O_P - t - t}{(1 + E)^{16}} = 1.497 \times 10^5$$

$$18 := \frac{O_P - t - t}{(1 + E)^{18}} = 1.278 \times 10^5$$

$$20 := \frac{O_P - t - t}{(1 + E)^{20}} = 1.091 \times 10^5$$

$$\begin{aligned}
0 &:= 0 & 0 &= 0 \\
1 &:= 0 + & 1 &= -7.178 \times 10^5 \\
2 &:= 1 + & 2 &= -1.16 \times 10^6 \\
3 &:= 2 + & 3 &= -1.364 \times 10^6 \\
4 &:= 3 + & 4 &= -9.763 \times 10^5 \\
5 &:= 4 + & 5 &= -6.182 \times 10^5 \\
6 &:= 5 + & 6 &= -2.873 \times 10^5 \\
7 &:= 6 + & 7 &= 1.831 \times 10^4 \\
8 &:= 7 + & 8 &= 3.007 \times 10^5 \\
9 &:= 8 + & 9 &= 5.615 \times 10^5 \\
10 &:= 9 + & 10 &= 8.024 \times 10^5 \\
11 &:= 10 + & 11 &= 1.025 \times 10^6 \\
12 &:= 11 + & 12 &= 1.231 \times 10^6 \\
13 &:= 12 + & 13 &= 1.421 \times 10^6 \\
14 &:= 13 + & 14 &= 1.596 \times 10^6 \\
15 &:= 14 + & 15 &= 1.758 \times 10^6 \\
16 &:= 15 + & 16 &= 1.908 \times 10^6 \\
17 &:= 16 + & 17 &= 2.046 \times 10^6 \\
18 &:= 17 + & 18 &= 2.174 \times 10^6 \\
19 &:= 18 + & 19 &= 2.292 \times 10^6 \\
20 &:= 19 + & 20 &= 2.401 \times 10^6
\end{aligned}$$

$$T_i := \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ 18 \\ 19 \\ 20 \end{pmatrix} \quad i := \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ 18 \\ 19 \\ 20 \end{pmatrix}$$



## ПРИЛОЖЕНИЕ К

### Расчет максимального режима в ПВК RastrWin 3

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta	Тер...	dV
1	<input type="checkbox"/>		База	1	Анурская ВН	220		1	39.8	10.2	43.4	340.5	231.0	-500.0	500.0		231.00			5.00
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	отп Свободный	220		1									230.16	0.09		4.62
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	Свободный ВН	220		1	5.6	1.7							230.16	0.09		4.62
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	отп Белогорск	220		1									218.29	1.87		-0.78
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Белогорск/г ВН	220		1	68.4	34.6							217.08	2.32		-1.33
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	Завитая ВН	220		1									214.28	12.43		-2.60
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	НПС-26 ВН	220		1	40.7	20.3							221.12	1.05		0.51
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	отп Белогорск	220		1									218.27	1.87		-0.79
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Белогорск ВН1	220		1									218.28	1.87		-0.78
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	Короли/г ВН	220		1									212.51	6.65		-3.40
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	Хвойная ВН	220		1									212.59	7.86		-3.37
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	нейтраль Хв1	220		1									210.27	4.64		-4.42
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Хвойная СН	110		1	28.4	4.5							105.09	4.65		-4.47
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	нейтраль Хв2	220		1									210.27	4.64		-4.42
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Хвойная НН	35		1	20.0	2.0							33.23	2.10		-5.06
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Бурейск ГЭС ВН	220		1									217.43	16.46		-1.17
17	<input type="checkbox"/>		Ген	17	Бурейск ГЭС НН1	14		1			201.0	25.2	13.8	-500.0	500.0		13.80	20.34		-1.43
18	<input type="checkbox"/>		Ген	18	Бурейск ГЭС НН2	14		1			201.0	25.2	13.8	-500.0	500.0		13.80	20.34		-1.43
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	171	Райчих ГРЭС ВН	220		1									214.38	13.32		-2.55
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	нейтраль Райчих ГРЭС	220		1									210.42	18.71		-4.36
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Райчих ГРЭС СН	110		1									105.29	18.71		-4.28
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Райчих ГРЭС НН	35		1									33.46	18.71		-4.41
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	нейтраль Райчих ГР...	110		1									104.67	22.18		-4.85
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Райчих ГРЭС СН2	35		1									33.29	22.18		-4.90
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	нейтраль Райчих ГР...	110		1									104.67	22.18		-4.85
26	<input type="checkbox"/>		Ген	25	Райчих ГРЭС НН2	6		1			36.0	10.9	6.0	-500.0	500.0		6.00	44.18		
27	<input type="checkbox"/>		Ген	26	Райчих ГРЭС НН21	6		1			36.0	10.9	6.0	-500.0	500.0		6.00	44.18		
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	отп Створ	220		1									217.99	17.93		-0.92
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	Створ ВН	220		1	3.5								217.99	17.93		-0.92
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	Нюкне-Бур ГЭС ВН	220		1									218.02	17.97		-0.90
31	<input type="checkbox"/>		Ген	30	Нюкне-Бур ГЭС НН1	14		1			48.0	4.3	13.8	-500.0	500.0		13.80	20.93		-1.43
32	<input type="checkbox"/>		Ген	31	Нюкне-Бур ГЭС НН2	14		1			48.0	4.3	13.8	-500.0	500.0		13.80	20.93		-1.43
33	<input type="checkbox"/>		Ген	32	Нюкне-Бур ГЭС НН3	14		1			48.0	4.3	13.8	-500.0	500.0		13.80	20.93		-1.43
34	<input type="checkbox"/>		Ген	33	Нюкне-Бур ГЭС НН4	14		1			48.0	4.3	13.8	-500.0	500.0		13.80	20.93		-1.43
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	НПС-27 ВН	220		1	47.6	23.8							212.44	11.73		-3.44
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	Завитая/г ВН	220		1	68.4	34.6							213.87	12.31		-2.78
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	Варваровка ВН	220		1	19.1	5.5							210.80	5.63		-4.18
38	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	Журавли ВН	220		1	71.5	35.8							210.25	1.90		-4.43
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	Благовещенская ВН	220		1	96.0	68.1							215.88	-0.47		-1.87
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	Белогорск ВН2	220		1									218.26	1.87		-0.79
41	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	нейтраль Белогорск1	220		1									210.85	-1.74		-4.16
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	41	Белогорск СН1	35		1	27.2	15.3							33.50	-1.70		-4.29
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	нейтраль Белогорск11	220		1									210.99	-1.74		-4.09
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	Белогорск НН	10		1	10.0	2.0							9.44	-3.07		-5.60
45	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	нейтраль Белогорск2	220		1									210.31	-2.64		-4.41
46	<input type="checkbox"/>		Нагр	45	нейтраль Белогорск21	220		1									210.32	-2.64		-4.40
47	<input type="checkbox"/>		Нагр	46	Белогорск СН2	110		1	68.0	28.0							105.04	-2.61		-4.51
48	<input type="checkbox"/>		Нагр	47		10		1									9.49	-1.74		-5.05
49	<input type="checkbox"/>		Нагр	48		10		1									9.46	-2.64		-5.36
50	<input type="checkbox"/>		Нагр	49	нейтраль Завитая1	220		1									211.93	10.84		-3.67
51	<input type="checkbox"/>		Нагр	50	нейтраль Завитая2	220		1									211.93	10.84		-3.67
52	<input type="checkbox"/>		Нагр	51	Завитая СН	35		1	6.0	2.0							33.68	10.85		-3.76
53	<input type="checkbox"/>		Нагр	52	Завитая НН	10		1	3.2	1.3							9.51	10.54		-4.85
54	<input type="checkbox"/>		Нагр	53	нейтраль Короли/г1	220		1									201.06	1.35		-8.61
55	<input type="checkbox"/>		Нагр	54	нейтраль Короли/г2	220		1									201.06	1.35		-8.61
56	<input type="checkbox"/>		Нагр	55	Короли/г СН	28		1	48.4	24.6							26.07	1.42		-6.91

Рисунок К.1

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ К

### Расчет максимального режима в ПВК RastrWin 3

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I сарп.
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			Амурская ВН - отп Свобо...	0.45	1.61	-9.6				17	-126	318	63.1	
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	3			отп Свободный - Свобод...	0.00	0.02	-0.1				-6	-2	15	2.9	
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	4			отп Свободный - отп Бе...	8.02	22.84	-172.4				23	-124	339	67.1	
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	5			отп Белогорск - Белогор...	0.88	3.84	-23.7				77	-86	309	52.8	
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	6			Белогорск/г ВН - Завита...	11.70	51.22	-315.2				146	-52	423	72.3	
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	11			Завитая ВН - Хвойная ВН	2.96	16.55	-106.4				-218	11	587	83.3	
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	10			Хвойная ВН - Короли/г ВН	1.26	5.51	-33.9				-166	34	460	78.7	
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	8			Короли/г ВН - отп Белог...	6.75	29.54	-181.8				-117	67	365	62.4	
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	9			отп Белогорск - Белогор...	0.01	0.02	-0.1				-52	-39	172	34.0	
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	39			отп Белогорск - Белогор...	0.01	0.02	-0.1				-54	-17	150	29.6	
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	7			отп Белогорск - НПС-26 ВН	1.97	8.63	-53.1				-60	87	279	47.7	
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	1			НПС-26 ВН - Амурская ВН	5.03	22.03	-135.6				-19	106	282	48.2	
13	<input type="checkbox"/>		Выкл	9	39			Белогорск ВН1 - Белогор...							-16	-19	65		
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	12			Хвойная ВН - нейтраль Хв1	1.40	104.00	6.0	1.000			-24	-5	67		
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	14			Хвойная ВН - нейтраль Хв2	1.40	104.00	6.0	1.000			-24	-5	67		
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	13			нейтраль Хв1 - Хвойная СН	1.40			0.500			-14	-2	40		
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	13			нейтраль Хв2 - Хвойная СН	1.40			0.500			-14	-2	40		
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	15			нейтраль Хв1 - Хвойная НН	2.80	195.60		0.159			-10	-1	28		
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	15			нейтраль Хв2 - Хвойная НН	2.80	195.60		0.159			-10	-1	28		
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	16			Завитая ВН - Бурейск ГЭ...	2.96	16.55	-106.4				197	1	532	75.4	
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	16			Завитая ВН - Бурейск ГЭ...	2.94	16.46	-105.8				198	1	535	75.9	
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	16	17			Бурейск ГЭС ВН - Бурейс...	0.29	16.10	27.3	0.063			200	10	533		
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	16	171			Бурейск ГЭС ВН - Бурейс...	0.29	16.10	27.3	0.063			200	10	533		
24	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	18			Завитая ВН - Райчих ГРЭ...	4.37	19.13	-117.7				36	-5	99	17.0	
25	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	18			Завитая ВН - Райчих ГРЭ...	4.37	19.13	-117.7				36	-5	99	17.0	
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р	18	19			Райчих ГРЭС ВН - нейтра...	0.55	59.20	11.8	1.000			71	-19	199		
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19	21			нейтраль Райчих ГРЭС - ...	3.20	131.00		0.159			0	0	0		
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19	20			нейтраль Райчих ГРЭС - ...	0.48			0.500			72	-11	199		
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	24			Райчих ГРЭС СН - нейтр...	0.40	18.60	36.3	1.000			36	-6	198		
30	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	22			Райчих ГРЭС СН - нейтр...	0.40	18.60	36.3	1.000			36	-6	198		
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	26			нейтраль Райчих ГРЭС 2...	0.40	119.00		0.055			36	-3	199		
32	<input type="checkbox"/>		Тр-р	22	25			нейтраль Райчих ГРЭС 2...	0.40	119.00		0.055			36	-3	199		
33	<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	23			нейтраль Райчих ГРЭС 2...	0.40			0.318			0	0	0		
34	<input type="checkbox"/>		Тр-р	22	23			нейтраль Райчих ГРЭС 2...	0.40			0.318			0	0	0		
35	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	34			Завитая ВН - НПС-27 ВН	7.12	25.88	-154.7				-24	-5	72	14.3	
36	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	34			Завитая ВН - НПС-27 ВН	7.12	25.88	-154.7				-24	-5	72	14.3	
37	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	35			Завитая ВН - Завитая/г ВН	0.92	3.31	-19.8				-34	-16	103	20.5	
38	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	35			Завитая ВН - Завитая/г ВН	0.92	3.31	-19.8				-34	-16	103	20.5	
39	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	27			Завитая ВН - отп Створ	4.29	24.05	-154.6				185	-5	497	70.6	
40	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	28			отп Створ - Створ ВН	0.01	0.06	-0.4				-3	0	9	1.3	
41	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	29			отп Створ - Нижне-Бур Г...	0.03	0.17	-1.1				191	5	507	71.9	
42	<input type="checkbox"/>		Тр-р	29	33			Нижне-Бур ГЭС ВН - Ниж...	1.40	51.50	10.7	0.063			48	1	127		
43	<input type="checkbox"/>		Тр-р	29	32			Нижне-Бур ГЭС ВН - Ниж...	1.40	51.50	10.7	0.063			48	1	127		
44	<input type="checkbox"/>		Тр-р	29	31			Нижне-Бур ГЭС ВН - Ниж...	1.40	51.50	10.7	0.063			48	1	127		
45	<input type="checkbox"/>		Тр-р	29	30			Нижне-Бур ГЭС ВН - Ниж...	1.40	51.50	10.7	0.063			48	1	127		
46	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	36			Завитая ВН - Варваровк...	7.76	33.98	-209.1				-156	9	422	72.1	
47	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	36	37			Варваровка ВН - Журавл...	4.78	20.94	-128.9				-133	23	370	63.3	
48	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	37	38			Журавли ВН - Благовещ...	5.85	25.61	-157.6				-60	62	236	40.4	
49	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	38	1			Благовещенская ВН - Ам...	12.76	55.86	-343.7				20	62	174	29.7	
50	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	38	1			Благовещенская ВН - Ам...	9.73	54.47	-350.2				18	65	180	25.5	
51	<input type="checkbox"/>		Тр-р	10	54			Короли/г ВН - нейтраль ...	3.90	165.00	8.3	1.000			-24	-16	79		
52	<input type="checkbox"/>		Тр-р	10	53			Короли/г ВН - нейтраль ...	3.90	165.00	8.3	1.000			-24	-16	79		
53	<input type="checkbox"/>		Тр-р	54	55			нейтраль Короли/г2 - Ко...	3.90			0.130	4	2	-24	-12	78		
54	<input type="checkbox"/>		Тр-р	53	55			нейтраль Короли/г1 - Ко...	3.90			0.130	4	1	-24	-12	78		
55	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	42			Белогорск ВН1 - нейтрал...	3.60	165.00	8.3	1.000			-18	-10	54		
56	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	40			Белогорск ВН1 - нейтрал...	3.60	165.00	8.3	1.000			-18	-10	55		
57	<input type="checkbox"/>		Тр-р	42	41			нейтраль Белогорск11 - ...	3.60			0.159			-18	-8	54		
58	<input type="checkbox"/>		Тр-р	40	41			нейтраль Белогорск1 - Б...	3.60			0.159			-9	-7	32		
59	<input type="checkbox"/>		Тр-р	40	43			нейтраль Белогорск1 - Б...	3.60	125.00		0.045			-8	-2	23		
60	<input type="checkbox"/>		Тр-р	42	47			нейтраль Белогорск11 - ...	3.60	125.00		0.045			0	0	0		
61	<input type="checkbox"/>		Тр-р	39	45			Белогорск ВН2 - нейтрал...	1.40	104.00	6.0	1.000			-35	-18	104		
62	<input type="checkbox"/>		Тр-р	39	44			Белогорск ВН2 - нейтрал...	1.40	104.00	6.0	1.000			-35	-18	104		
63	<input type="checkbox"/>		Тр-р	45	46			нейтраль Белогорск21 - ...	1.40			0.500			-35	-14	103		
64	<input type="checkbox"/>		Тр-р	44	46			нейтраль Белогорск2 - Б...	1.40			0.500			-33	-14	99		
65	<input type="checkbox"/>		Тр-р	45	48			нейтраль Белогорск21 - ...	2.80	195.60		0.045			0	0	0		
66	<input type="checkbox"/>		Тр-р	44	43			нейтраль Белогорск2 - Б...	2.80	195.60		0.045			-2	-1	5		
67	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	50			Завитая ВН - нейтраль 3...	5.70	275.00	5.7	1.000			-5	-2	14		
68	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	49			Завитая ВН - нейтраль 3...	5.70	275.00	5.7	1.000			-5	-2	14		
69	<input type="checkbox"/>		Тр-р	49	51			нейтраль Завитая1 - Зав...	5.70			0.159			-3	-1	9		
70	<input type="checkbox"/>		Тр-р	50	51			нейтраль Завитая2 - Зав...	5.70			0.159			-3	-1	9		
71	<input type="checkbox"/>		Тр-р	50	52			нейтраль Завитая2 - Зав...	5.70	148.00		0.045			-2	-1	5		
72	<input type="checkbox"/>		Тр-р	49	52			нейтраль Завитая1 - Зав...	5.70	148.00		0.045			-2	-1	5		

Рисунок К.2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ К  
Расчет максимального режима в ПВК RastrWin 3

	N	Название	Марка	Тип	S	N_B	N_C	N_H	N_H2	N_0	N_РПН
1	1	Бурейская ГЭС 1		2х-обм	16			17			
2	2	Бурейская ГЭС 2		2х-обм	16			171			
3	3	Райчихинская ГРЭС 1		АТ	18	20	21			19	
4	4	Райчихинская ГРЭС 2		3х-обм	20	23	25			22	
5	5	Райчихинская ГРЭС 21		3х-обм	20	23	26			24	
6	6	Хвойная 1		АТ	11	13	15			12	
7	7	Хвойная 2		АТ	11	13	15			14	
8	8	Короли/т 1		3х-обм	10	55				53	1
9	9	Короли/т 2		3х-обм	10	55				54	2
10	10	Белогорск 40 1		3х-обм	9	41	43			40	
11	11	Белогорск 40 2		3х-обм	9	41	47			42	
12	12	Белогорск 63 1		АТ	39	46	43			44	
13	13	Белогорск 63 2		АТ	39	46	48			45	
14	15	Завитая 1		3х-обм	6	51	52			49	
15	16	Завитая 2		3х-обм	6	51	52			50	
16	17	Нижне-Бурейская ГЭС 1		2х-обм	29			30			
17	18	Нижне-Бурейская ГЭС 2		2х-обм	29			31			
18	19	Нижне-Бурейская ГЭС 3		2х-обм	29			32			
19	20	Нижне-Бурейская ГЭС 4		2х-обм	29			33			

Рисунок К.3

	N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	К...	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	1	РПН	%	+	РПН	СН	1	220.0	28.0	-8	0.420	8	0.420
2	2	РПН	%	+	РПН	СН	1	220.0	28.0	-8	0.420	8	0.420

Рисунок К.4

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП	Q_XX_тр
1	220	37.61	34.59	1.53	0.00	1.48		84.32	161.88	64.31	-150.19	8.33
2	110	0.33		0.19		0.14		33.46		32.66		0.80

Рисунок К.5

	N...	Район	НоБ	Рген	Рнаг	Dr	Рпотр	Рвн
1	1			709	672	37.93	710	0

Рисунок К.6

## ПРИЛОЖЕНИЕ Л

### Расчет минимального режима в ПВК RastrWin 3

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta	dV
1	<input type="checkbox"/>		База	1	Амурская ВН	220		1	31.1	8.8	11.6	178.1	231.0	-500.0	500.0		231.00		5.00
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	отп Свободный	220		1									230.61	0.06	4.82
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	Свободный ВН	220		1	2.7	0.8							230.61	0.06	4.82
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	отп Белогорск	220		1									225.01	1.21	2.28
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Белогорск/т ВН	220		1	24.9	12.6							224.46	1.53	2.03
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	Завитая ВН	220		1									220.49	7.31	0.22
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	НПС-26 ВН	220		1	17.0	11.9							226.38	0.75	2.90
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	отп Белогорск	220		1									225.00	1.21	2.27
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Белогорск ВН1	220		1									225.01	1.21	2.28
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	Короли/т ВН	220		1									221.01	3.95	0.46
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	Хвойная ВН	220		1									220.71	4.62	0.32
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	нейтраль Хв1	220		1									219.30	2.35	-0.32
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Хвойная СН	110		1	28.8	3.6							109.60	2.36	-0.36
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	нейтраль Хв2	220		1									219.30	2.35	-0.32
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Хвойная НН	35		1	8.0	1.0							34.78	1.42	-0.62
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Бурейск ГЭС ВН	220		1									220.30	9.52	0.14
17	<input type="checkbox"/>		Ген	17	Бурейск ГЭС НН1	14		1			110.0	-17.0	13.8	-500.0	500.0		13.80	11.62	-1.43
18	<input type="checkbox"/>		Ген	171	Бурейск ГЭС НН2	14		1			110.0	-17.0	13.8	-500.0	500.0		13.80	11.62	-1.43
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	Райчих ГРЭС ВН	220		1									220.69	7.89	0.31
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	нейтраль Райчих ГРЭС	220		1									218.09	11.40	-0.87
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Райчих ГРЭС СН	110		1									109.10	11.41	-0.82
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Райчих ГРЭС НН	35		1									34.68	11.40	-0.93
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	нейтраль Райчих ГР...	110		1									108.62	13.66	-1.25
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Райчих ГРЭС СН2	35		1									34.54	13.66	-1.31
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	нейтраль Райчих ГР...	110		1									108.62	13.66	-1.25
26	<input type="checkbox"/>		Ген	25	Райчих ГРЭС НН2	6		1			25.0	3.5	6.0	-500.0	500.0		6.00	28.19	
27	<input type="checkbox"/>		Ген	26	Райчих ГРЭС НН21	6		1			25.0	3.5	6.0	-500.0	500.0		6.00	28.19	
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	отп Створ	220		1									220.06	10.50	0.03
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	Створ ВН	220		1	3.0								220.06	10.50	0.03
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	Нижне-Бур ГЭС ВН	220		1									220.05	10.52	0.02
31	<input type="checkbox"/>		Ген	30	Нижне-Бур ГЭС НН1	14		1			28.0	-4.6	13.8	-500.0	500.0		13.80	12.24	-1.43
32	<input type="checkbox"/>		Ген	31	Нижне-Бур ГЭС НН2	14		1			28.0	-4.6	13.8	-500.0	500.0		13.80	12.24	-1.43
33	<input type="checkbox"/>		Ген	32	Нижне-Бур ГЭС НН3	14		1			28.0	-4.6	13.8	-500.0	500.0		13.80	12.24	-1.43
34	<input type="checkbox"/>		Ген	33	Нижне-Бур ГЭС НН4	14		1			28.0	-4.6	13.8	-500.0	500.0		13.80	12.24	-1.43
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	НПС-27 ВН	220		1	19.8	13.9							219.79	7.03	-0.10
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	Завитая/т ВН	220		1	24.9	12.6							220.35	7.27	0.16
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	Варваровка ВН	220		1	9.2	1.4							218.72	3.18	-0.58
38	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	Журавли ВН	220		1	64.2	30.4							217.71	0.88	-1.04
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	Благовещенская ВН	220		1	43.2	59.0							221.24	-0.12	0.56
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	Белогорск ВН2	220		1									225.00	1.21	2.27
41	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	нейтраль Белогорск1	220		1									222.35	-1.27	1.07
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	41	Белогорск СН1	35		1	22.0	4.9							35.33	-1.26	0.95
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	нейтраль Белогорск11	220		1									222.42	-1.27	1.10
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	Белогорск НН1	10		1	6.0	1.0							9.98	-1.89	-0.22
45	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	нейтраль Белогорск2	220		1									221.78	-1.51	0.81
46	<input type="checkbox"/>		Нагр	45	нейтраль Белогорск21	220		1									221.79	-1.51	0.81
47	<input type="checkbox"/>		Нагр	46	Белогорск СН2	110		1	44.0	12.0							110.82	-1.50	0.75
48	<input type="checkbox"/>		Нагр	47		10		1									10.01	-1.27	0.09
49	<input type="checkbox"/>		Нагр	48		10		1									9.98	-1.51	-0.20
50	<input type="checkbox"/>		Нагр	49	нейтраль Завитая1	220		1									218.90	6.38	-0.50
51	<input type="checkbox"/>		Нагр	50	нейтраль Завитая2	220		1									218.90	6.38	-0.50
52	<input type="checkbox"/>		Нагр	51	Завитая СН	35		1	4.0	1.4							34.80	6.39	-0.58
53	<input type="checkbox"/>		Нагр	52	Завитая НН	10		1	1.7	1.0							9.83	6.23	-1.66
54	<input type="checkbox"/>		Нагр	53	нейтраль Короли/т1	220		1									215.78	1.51	-1.92
55	<input type="checkbox"/>		Нагр	54	нейтраль Короли/т2	220		1									215.78	1.51	-1.92
56	<input type="checkbox"/>		Нагр	55	Короли/т СН	28		1	24.9	12.6							26.94	1.54	-3.77

Рисунок Л.1

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Л

### Расчет минимального режима в ПВК RastrWin 3

	0	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			Амурская ВН - отп Свобод...	0.45	1.61	-9.6		20	-61	161	31.8
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	3			отп Свободный - Свобод...	0.00	0.02	-0.1		-3	-1	7	1.4
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	4			отп Свободный - отп Бе...	8.02	22.84	-172.4		23	-60	183	36.2
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	5			отп Белогорск - Белогор...	0.88	3.84	-23.7		63	-46	202	34.5
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	6			Белогорск/г ВН - Завита...	11.70	51.22	-315.2		88	-34	258	44.1
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	11			Завитая ВН - Хвойная ВН	2.96	16.55	-106.4		-134	26	357	50.7
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	10			Хвойная ВН - Короли/г ВН	1.26	5.51	-33.9		-96	34	266	45.5
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	8			Короли/г ВН - отп Белог...	6.75	29.54	-181.8		-70	48	223	38.2
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	9			отп Белогорск - Белогор...	0.01	0.02	-0.1		-39	-21	114	22.7
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	39			отп Белогорск - Белогор...	0.01	0.02	-0.1		-33	-2	85	16.8
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	7			отп Белогорск - НПС-26 ВН	1.97	8.63	-53.1		-37	45	150	25.6
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	1			НПС-26 ВН - Амурская ВН	5.03	22.03	-135.6		-19	55	149	25.5
13	<input type="checkbox"/>		Вькл	9	39			Белогорск ВН1 - Белогор...					-13	-13	47	
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	12			Хвойная ВН - нейтраль Хв1	1.40	104.00	6.0	1.000	-18	-3	49	
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	14			Хвойная ВН - нейтраль Хв2	1.40	104.00	6.0	1.000	-18	-3	49	
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	13			нейтраль Хв1 - Хвойная СН	1.40			0.500	-14	-2	38	
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	13			нейтраль Хв2 - Хвойная СН	1.40			0.500	-14	-2	38	
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	15			нейтраль Хв1 - Хвойная НН	2.80	195.60		0.159	-4	-1	11	
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	15			нейтраль Хв2 - Хвойная НН	2.80	195.60		0.159	-4	-1	11	
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	16			Завитая ВН - Бурейск ГЭ...	2.96	16.55	-106.4		109	-21	293	41.5
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	16			Завитая ВН - Бурейск ГЭ...	2.94	16.46	-105.8		109	-22	294	41.7
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	16	17			Бурейск ГЭС ВН - Бурейск...	0.29	16.10	27.3	0.063	110	-22	293	
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	16	171			Бурейск ГЭС ВН - Бурейск...	0.29	16.10	27.3	0.063	110	-22	293	
24	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	18			Завитая ВН - Райчих ГРЭ...	4.37	19.13	-117.7		25	-1	67	11.4
25	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	18			Завитая ВН - Райчих ГРЭ...	4.37	19.13	-117.7		25	-1	67	11.4
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р	18	19			Райчих ГРЭС ВН - нейтра...	0.55	59.20	11.8	1.000	50	-12	134	
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19	21			нейтраль Райчих ГРЭС - ...	3.20	131.00		0.159	0	0	0	
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19	20			нейтраль Райчих ГРЭС - ...	0.48			0.500	50	-9	134	
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	24			Райчих ГРЭС СН - нейтр...	0.40	18.60	36.3	1.000	25	-4	134	
30	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	22			Райчих ГРЭС СН - нейтр...	0.40	18.60	36.3	1.000	25	-4	134	
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	26			нейтраль Райчих ГРЭС 2...	0.40	119.00		0.055	25	-3	134	
32	<input type="checkbox"/>		Тр-р	22	25			нейтраль Райчих ГРЭС 2...	0.40	119.00		0.055	25	-3	134	
33	<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	23			нейтраль Райчих ГРЭС 2...	0.40			0.318	0	0	0	
34	<input type="checkbox"/>		Тр-р	22	23			нейтраль Райчих ГРЭС 2...	0.40			0.318	0	0	0	
35	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	34			Завитая ВН - НПС-27 ВН	7.12	25.88	-154.7		-10	0	32	6.3
36	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	34			Завитая ВН - НПС-27 ВН	7.12	25.88	-154.7		-10	0	32	6.3
37	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	35			Завитая ВН - Завитая/г ВН	0.92	3.31	-19.8		-12	-5	37	7.2
38	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	35			Завитая ВН - Завитая/г ВН	0.92	3.31	-19.8		-12	-5	37	7.2
39	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	27			Завитая ВН - отп Створ	4.29	24.05	-154.6		107	-22	291	41.3
40	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	28			отп Створ - Створ ВН	0.01	0.06	-0.4		-3	0	8	1.1
41	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	29			отп Створ - Нюкне-Бур Г...	0.03	0.17	-1.1		111	-24	299	42.4
42	<input type="checkbox"/>		Тр-р	29	33			Нюкне-Бур ГЭС ВН - Нюк...	1.40	51.50	10.7	0.063	28	-6	75	
43	<input type="checkbox"/>		Тр-р	29	32			Нюкне-Бур ГЭС ВН - Нюк...	1.40	51.50	10.7	0.063	28	-6	75	
44	<input type="checkbox"/>		Тр-р	29	31			Нюкне-Бур ГЭС ВН - Нюк...	1.40	51.50	10.7	0.063	28	-6	75	
45	<input type="checkbox"/>		Тр-р	29	30			Нюкне-Бур ГЭС ВН - Нюк...	1.40	51.50	10.7	0.063	28	-6	75	
46	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	36			Завитая ВН - Варваровк...	7.76	33.98	-209.1		-100	13	265	45.3
47	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	36	37			Варваровка ВН - Журавл...	4.78	20.94	-128.9		-90	11	238	40.7
48	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	37	38			Журавли ВН - Благовещ...	5.85	25.61	-157.6		-25	39	122	20.9
49	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	38	1			Благовещенская ВН - Ам...	12.76	55.86	-343.7		10	45	120	20.5
50	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	38	1			Благовещенская ВН - Ам...	9.73	54.47	-350.2		9	47	124	17.6
51	<input type="checkbox"/>		Тр-р	10	54			Короли/г ВН - нейтраль ...	3.90	165.00	8.3	1.000	-13	-7	38	
52	<input type="checkbox"/>		Тр-р	10	53			Короли/г ВН - нейтраль ...	3.90	165.00	8.3	1.000	-13	-7	38	
53	<input type="checkbox"/>		Тр-р	54	55			нейтраль Короли/г1 - Ко...	3.90			0.125	-12	-6	37	
54	<input type="checkbox"/>		Тр-р	53	55			нейтраль Короли/г1 - Ко...	3.90			0.125	-12	-6	37	
55	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	42			Белогорск ВН1 - нейтрал...	3.60	165.00	8.3	1.000	-13	-4	35	
56	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	40			Белогорск ВН1 - нейтрал...	3.60	165.00	8.3	1.000	-13	-4	36	
57	<input type="checkbox"/>		Тр-р	42	41			нейтраль Белогорск11 - ...	3.60			0.159	-13	-3	35	
58	<input type="checkbox"/>		Тр-р	40	41			нейтраль Белогорск1 - Б...	3.60			0.159	-9	-2	24	
59	<input type="checkbox"/>		Тр-р	40	43			нейтраль Белогорск1 - Б...	3.60	125.00		0.045	-4	-1	12	
60	<input type="checkbox"/>		Тр-р	42	47			нейтраль Белогорск11 - ...	3.60	125.00		0.045	0	0	0	
61	<input type="checkbox"/>		Тр-р	39	45			Белогорск ВН2 - нейтрал...	1.40	104.00	6.0	1.000	-23	-7	62	
62	<input type="checkbox"/>		Тр-р	39	44			Белогорск ВН2 - нейтрал...	1.40	104.00	6.0	1.000	-23	-8	62	
63	<input type="checkbox"/>		Тр-р	45	46			нейтраль Белогорск21 - ...	1.40			0.500	-23	-6	61	
64	<input type="checkbox"/>		Тр-р	44	46			нейтраль Белогорск2 - Б...	1.40			0.500	-21	-6	57	
65	<input type="checkbox"/>		Тр-р	45	48			нейтраль Белогорск21 - ...	2.80	195.60		0.045	0	0	0	
66	<input type="checkbox"/>		Тр-р	44	43			нейтраль Белогорск2 - Б...	2.80	195.60		0.045	-2	0	4	
67	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	50			Завитая ВН - нейтраль 3...	5.70	275.00	5.7	1.000	-3	-2	9	
68	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	49			Завитая ВН - нейтраль 3...	5.70	275.00	5.7	1.000	-3	-2	9	
69	<input type="checkbox"/>		Тр-р	49	51			нейтраль Завитая1 - Зав...	5.70			0.159	-2	-1	6	
70	<input type="checkbox"/>		Тр-р	50	51			нейтраль Завитая2 - Зав...	5.70			0.159	-2	-1	6	
71	<input type="checkbox"/>		Тр-р	50	52			нейтраль Завитая2 - Зав...	5.70	148.00		0.045	-1	-1	3	
72	<input type="checkbox"/>		Тр-р	49	52			нейтраль Завитая1 - Зав...	5.70	148.00		0.045	-1	-1	3	

Рисунок Л.2

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Л

### Расчет минимального режима в ПВК RastrWin 3

	N	Название	Марка	Тип	S	N_B	N_C	N_H	N_H2	N_0
1	1	Бурейская ГЭС 1		2х-обм	16			17		
2	2	Бурейская ГЭС 2		2х-обм	16			171		
3	3	Райчихинская ГРЭС 1		АТ	18	20		21		19
4	4	Райчихинская ГРЭС 2		3х-обм	20	23		25		22
5	5	Райчихинская ГРЭС 21		3х-обм	20	23		26		24
6	6	Хвойная 1		АТ	11	13		15		12
7	7	Хвойная 2		АТ	11	13		15		14
8	8	Короли/т 1		3х-обм	10	55				53
9	9	Короли/т 2		3х-обм	10	55				54
10	10	Белогорск 40 1		3х-обм	9	41		43		40
11	11	Белогорск 40 2		3х-обм	9	41		47		42
12	12	Белогорск 63 1		АТ	39	46		43		44
13	13	Белогорск 63 2		АТ	39	46		48		45
14	15	Завитая 1		3х-обм	6	51		52		49
15	16	Завитая 2		3х-обм	6	51		52		50
16	17	Нижне-Бурейская ГЭС 1		2х-обм	29			30		
17	18	Нижне-Бурейская ГЭС 2		2х-обм	29			31		
18	19	Нижне-Бурейская ГЭС 3		2х-обм	29			32		
19	20	Нижне-Бурейская ГЭС 4		2х-обм	29			33		

Рисунок Л.3

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП	Q_XX_тр
1	220	13.96	11.91	0.51	0.00	1.54	-71.23	55.89	21.71	-157.51	8.68
2	110	0.23		0.09		0.15	15.60		14.74		0.86

Рисунок Л.4

	N...	Район	НоБ	Рген	Рнаг	Dr	Рпотр
1	1			394	380	14.19	394

Рисунок Л.5