

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  
«14» 06 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрической сети Амурской области для подключения Покровского автоклавного гидрометаллургического комплекса

Исполнитель

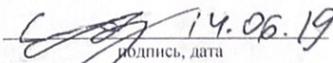
студент группы 542062

  
подпись, дата

О.Н.Коржова

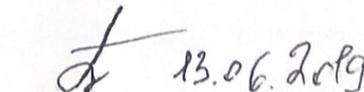
Руководитель

доцент, канд.техн.наук

  
подпись, дата

А.А. Казакул

Консультант по безопасности и экологичности, канд.техн.наук

  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

  
подпись, дата

Н.С. Бодруг

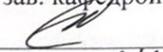
Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

  
« 05 » 04 2019 г. Н.В. Савина

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Жарновой Олены Николаевны

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Рекомендации по модернизации сетей Амурской области для подключения Токровского объектива иридий-иридиевого комплекса  
(утверждено приказом от 04.04.19 № 759-У)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта)

03.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: технические схемы, нагрузки

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

Выбор оптимального варианта подключения Токровского объектива иридий-иридиевого комплекса

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) расчет мощности, расчеты токов коротких замыканий

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Лушанов А.Б. доцент, к.т.н., консультация по безопасности и надежности

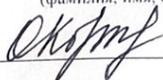
7. Дата выдачи задания

05.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы:

Козакун А.А. доцент, к.т.ч.  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):



(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 115 с., 10 рисунков, 39 таблиц, 79 формул, 7 приложений, 13 источников.

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

В данной выпускной квалификационной работе разработан вариант реконструкции электрической сети Амурской области в связи с подключением Покровского автоклавного гидрометаллургического комплекса.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы выполнены расчеты нормальных и аварийных режимов работы рассматриваемого участка сети; проведен анализ токовой загрузки линий электропередач в каждом из режимов; выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов; произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, устанавливаемого на подстанции; выбраны коммутационные аппараты, такие как выключатели и разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, токоведущие части и шины распределительных устройств; разработано заземление и молниезащита подстанции а также рассмотрен расчет релейной защиты.

Описаны правила пожарной безопасности и электробезопасности для реконструируемой подстанции.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика реконструируемой сети	9
1.1 Климатическая характеристика района строительства	9
1.2 Анализ электрической сети	10
1.3 Характеристика потребителя	12
1.4 Анализ режима существующей сети	12
2 Разработка вариантов развития электрической сети	23
2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	23
2.2 Разработка вариантов подключения объекта	25
2.3 Технико-экономическое сравнение вариантов	26
3 Реконструкция РУ ПС в выбранном варианте	31
3.1 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети	31
3.2 Разработка однолинейных схем РУ реконструируемых ПС	34
3.3 Выбор сечения линий электропередачи	35
3.4 Выбор трансформаторной мощности	37
3.5 Выбор компенсирующих устройств	39
4 Расчёт токов короткого замыкания	40
5 Выбор оборудования РУ ВН	43
5.1 Конструктивное исполнение РУ ПС	43
5.2 Выбор и проверка выключателей	44
5.3 Выбор и проверка разъединителей	46
5.4 Выбор ячеек КРУ	47
5.5 Выбор и проверка трансформаторов тока	49
5.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	53
5.7 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ	54
6 Разработка заземления и молниезащиты РУ ВН ПС	60

6.1 Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления	60
6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	65
6.3 Выбор и проверка ОПН	68
7 Релейная защита и автоматика	70
7.1 Максимальная токовая защита	70
7.2 Дифференциальная защита трансформатора	73
7.3 Защита от перегрузок	75
7.4 Газовая защита	76
8 Безопасность и экологичность	77
8.1 Безопасность	77
8.1.1 Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок	77
8.1.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ	78
8.1.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ	78
8.2 Экологичность	79
8.3 Чрезвычайные ситуации	83
Заключение	86
Библиографический список	87
Приложение А – Расчёт режима в ПВК Rastr Win 3	89
Приложение Б – Расчет и прогнозирование электрических нагрузок в ПВК MathCad 15	91
Приложение В – Расчет режима в ПВК RastrWin3	99
Приложение Г – Расчет приведенных затрат для выбора оптимального варианта подключения	106
Приложение Д – Расчет уставок релейной защиты	112
Приложение Е – Расчет токов КЗ в ПВК RastrWin3	119
Приложение Ж – Расчет молниезащиты	121

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередач;

МТЗ – максимальная токовая защита;

НН – низшее напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока.

## ВВЕДЕНИЕ

Наиболее крупная отрасль экономики Амурской это добыча полезных ископаемых. На первом месте по инвестиционной привлекательности стоит рудное золото, прогнозные ресурсы которого в 5-6 раз превышают прогнозные ресурсы россыпного золота. Разведанные запасы полезных ископаемых составляют всего около 3% от прогнозных ресурсов. Они сосредоточены в двух золото-серебряных месторождениях: Покровском и Березитовом. Помимо этого, произведена оценка запасов Бамского (частично разведано) и Маломырского рудников, а также более мелких месторождений, находящихся на территории Амурской области: Буриндинского, Прогнозного, Унгличиканского, Пионерского.

В Амурской области золото добывается более 130 лет. На протяжении XX века золотодобыча была стабильной, объем ее составлял 9-12 т ежегодно. Только в 2001 г впервые был преодолен рубеж в 12 т, и добыча золота составила 12.9 т.

АО «Покровский рудник» – одно из крупнейших золотодобывающих предприятий Амурской области. Входит в состав Группы компаний «Петропавловск». За все время работы данное предприятие произвело 208 тонн золота.

На базе Покровского рудника ведется создание комплекса современной автоклавной технологии – Покровского автоклавно-гидрометаллургического комплекса, который станет новым этапом в деятельности Группы компаний «Петропавловск». Новейшие разработки позволят вводить в промышленную эксплуатацию месторождения золотосодержащих упорных руд, освоение которых без усовершенствования технологий было бы невозможно. Поэтому для написания выпускной квалификационной работы принята тема: «Реконструкция электрической сети Амурской области в связи с присоединением Покровского автоклавного гидрометаллургического комплекса».

Данная тема актуальна, поскольку комплекс вводится в работу впервые, для его работы требуется увеличение нагрузки на сеть, а также расширение питающей сети.

Цель работы – разработка наиболее экономичного варианта для подключения требуемой нагрузки Покровского автоклавного гидromеталлургического комплекса.

Для реализации поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- Осуществить анализ сети в районе проектирования;
- Провести прогнозирование нагрузок;
- Разработать варианты развития электрической сети и выбор наиболее оптимального;
- Рассчитать нормальные и послеаварийные режимы после развития электрической сети.
- Произвести реконструкцию подстанций, на которые будет осуществлен заход линии, или ввод новых ПС. Для этого необходимо:
  - Выбрать схему распределительного устройства ПС;
  - Выбрать оборудование на реконструируемой ПС;
  - Разработать заземление и молниезащиту;
  - Повести выбор и расчет уставок релейной защиты.
- Оценить безопасность и экологичность проекта.

Для выполнения выпускной квалификационной работы используются программные комплексы: MS Word, ПБК Rastr Win 3, ПБК MathCad 15

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА

## 1.1 Климатическая характеристика района строительства

Климат района строительства Покровского автоклавного гидрометаллургического комплекса (АГК) резко-континентальный с муссонными чертами. Континентальность такого климата выражается большими колебаниями годовых и суточных температур воздуха, муссонность — почти исключительно северо-западными ветрами зимой и резким преобладанием летних осадков. Безморозный период в данном районе составляет от 150 до 180 дней. Средняя температура в июле равняется +18,8 °С. Средняя температура в январе от -26,2 °С. Годовое количество осадков составляет до 430 мм. Зимой снежный покров 17 см. Среднегодовая скорость ветра до 3,6 м/сек, весной и осенью в отдельные дни приближена к 20 м/сек.

Большая часть территорий занята густыми и сырыми таежными лесами — 90% с преобладанием даурской лиственницы с примесью берёзы и кустарников.

Наиболее высокий уровень воды совпадает с выпадением обильных осадков во второй половине лета и в сентябре. В это время на реках проходит ряд паводков, во время которых уровень воды поднимается на 3-6м выше допустимого. В это время реки выходят из берегов, затопляя пойму.

Основные климатические показатели представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
Район по гололеду	II
Район по ветру	I
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160

Интенсивность пляски проводов и тросов	Умеренная
Наименование	Показатели
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 40 до 60
Степень загрязнения атмосферы	I

Таблица 2 – Температуры воздуха в рассматриваемом районе

Наименование	Показатели
Среднегодовая, °С	-3,7
Минимальная, °С	-52
Максимальная, °С	37

## 1.2 Анализ рассматриваемой сети

Подключение АГК осуществляется на территории Амурской области. Рассматриваемый участок сети представлен на рисунке 1.

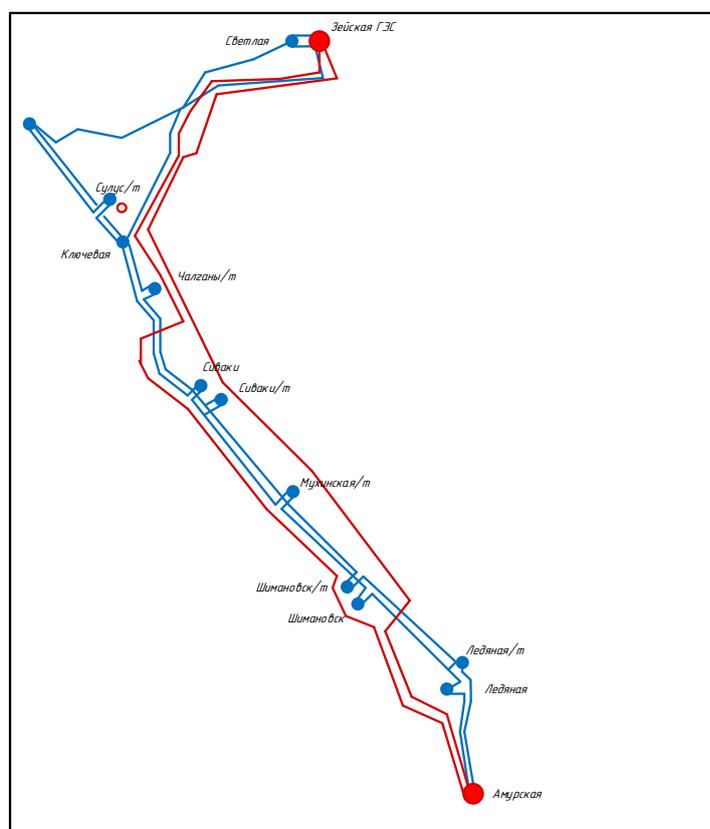


Рисунок 1 – Участок рассматриваемой сети

На данный момент требуемый участок сети состоит из следующих элементов:

1) Воздушные линии:

- ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС-Светлая I цепь с отпайкой на ПС Энергия – 10,38 км;
- ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС-Светлая II цепь с отпайкой на ПС Энергия – 10,1 км;
- ВЛ 220 кВ Светлая-Ключевая – 112,3 км;
- ВЛ 220 кВ Ключевая-Сиваки – 77,5 км;
- ВЛ 220 кВ Сиваки-Мухинская/т с отпайкой на Сиваки/т – 56,8 км;
- ВЛ 220 кВ Мухинская/т-Шимановск – 55,2 км;
- ВЛ 220 кВ Шимановск-Ледяная с отпайкой на Ледяная/т – 39,5 км;
- ВЛ 220 кВ Амурская-Ледяная – 46,3 км;4
- ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС-Амурская I цепь – 356,7 км;
- ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС-Амурская II цепь – 361,5 км.

Станции и подстанции:

- Зейская ГЭС;
- ПС Амурская;
- ПС Светлая;
- ПС Ключевая;
- ПС Сиваки;
- ПС Мухинская/т;
- ПС Шимановск;
- ПС Шимановск/т;
- ПС Ледяная;
- ПС Ледяная/т;
- ПС Магдагачи;
- ПС Сулус/т;
- ПС Сиваки/т.

Проведем обзорную характеристику источника питания.

Зейская гидроэлектростанция располагается в г. Зeya Амурской области. Установленная мощность станции – 1330 МВт. Строительство ГЭС длилось с 1964 до 1980 года..

Для выработки мощности а Зейской ГЭС установлены генераторы марки 6×СВ-1130/220-44ХЛ4. Мощность четырех генераторов – 225 МВт, оставшихся двух – 215 МВт. Генераторное напряжение – 15,75 кВ.

Главная электрическая схема ГЭС построена следующим образом: гидрогенераторы 1 и 2 соединены в блоки с повышающими двухобмоточными трансформаторами типа ТЦ-250000/220 и ТНЕРЕ-265000/242. Генераторы 1 и 2 выдают мощность на напряжении 220 кВ. Четыре гидрогенератора соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/500 и ТНЕРЕ-265000/525 для выдачи мощности на напряжении 500 кВ. Последние попарно объединены в укрупненные блоки (3ГТ-4ГТ и 5ГТ-6ГТ).

На ГЭС смонтировано ОРУ-500 и ОРУ-220 кВ. На ОРУ-500 кВ применена «полуторная» схема с тремя выключателями на два присоединения. ОРУ-220 кВ выполнено по схеме «одиночная секционированная система шин с обходной» с секционной связью через два обходных выключателя. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОЦТН-167000/500/220-75-У1, имеющих резервную фазу.

Зейская ГЭС связана с Дальневосточной энергосистемой двумя линиями 500 кВ Л-501 и Л-502 через ПС «Амурская». Связь с хабаровской энергосистемой по линиям 500 кВ идёт через шины Бурейской ГЭС. По четырем линиям 220 кВ связь с энергосистемой дальнего востока осуществляется через ПС «Призейская» Л-208, ПС «Светлая» Л-200, Л-201С, ПС «Магдагачи» Л-203. С ПС «Энергия» связь осуществляется с помощью отпаек от Л-200 и Л-201.

### **1.3 Характеристика потребителя**

Открытое акционерное общество “Покровский рудник” специализируется на добыче золота с апреля 1999 года. Первое покровское золоторудное месторождение расположено в верховьях р. Тыгды (системе р. Зеи), в 14 км к северу от железнодорожной станции Тыгда, Забайкальской железной дороги, в

пределах Магдагачинского района Амурской области. Площадь месторождения составляет 1,5 км<sup>2</sup>. Географические координаты его центра 53° 13' северной широты, 126 21' восточной долготы.

Золоторудное месторождение разведывалось Амурской экспедицией ПГО «Дальгеология» в 1975 – 1986 гг. Район месторождения хорошо освоен, имеется временный вахтовый посёлок на 600 человек. Топливо-энергетическая база района основана на привозном угле из Райчихинского и Ерковецкое месторождения и электроэнергии Зейской ГЭС.

ОАО «Покровский рудник» имеет на своей территории понижающую подстанцию 35/10 кВ, а распределительные сети Октябрьского сетевого участка имеют ТП-10/0,4 кВ.

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

Для анализа существующего режима необходимо выполнить расчет в ПВК RastrWin3.

Расчет производится для части энергосистемы Амурской области, включающей в себя Зейскую ГЭС, подстанции Амурская, Светлая, Ключевая, Сиваки, Мухинская/т, Шимановск, Шимановск/т, Ледяная, Ледяная/т, Магдагачи, Сулус/т, Чалганы/т, Сиваки/т.

За базисный узел приняты шины 500 кВ ОРУ ПС 500 Амурская. За генерацию – Зейская ГЭС.

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

Активное сопротивление линии:

$$R_{БЛ} = r_0 \cdot l_{БЛ}, \quad (1)$$

где  $r_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (2)$$

где  $x_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП моделируется для расчета реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (3)$$

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

Потери на коронный разряд моделируются для расчета активной проводимостью ВЛ:

$$G = g_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (4)$$

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

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ находим по формулам:

$$K_{ТН} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \quad (5)$$

$$K_{ТС} = \frac{U_{СН}}{U_{ВН}} \quad (6)$$

$$K_{ТВ} = \frac{U_{ВН}}{U_{ВН}} = 1 \quad (7)$$

где  $K_{TH}, K_{TC}, K_{TB}$  – коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой сторон соответственно;

$U_{HH}, U_{CH}, U_{BH}$  – соответственно напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трехобмоточного трансформатора.

Реактивные проводимости трансформаторов вычисляются по формулам:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (8)$$

где  $\Delta Q_{XX}$  – реактивные потери холостого хода, кВар.

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (9)$$

где  $\Delta P_{XX}$  – активные потери холостого хода, кВт.

Генераторные узлы можно задать несколькими способами. В данном проекте они задаются активной мощностью, заданным модулем напряжения, а также пределами выработки и потребления реактивной мощности. Балансирующий узел задается модулем напряжения.

Для расчета существующего режима используются значения нагрузок 2019 года; расчет параметров ветвей производится по [1].

Параметры ветвей и узлов приведены в таблицах 3,4,5.

Таблица 3 – Параметры линий

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм
ПС Сулус/т - ПС Ключевая	2,02	8,87	-54,6	1,1
ПС Ключевая – ПС Чалганы/т	2,91	10,48	-62,7	1,3
ПС Чалганы/т – отп. на ПС Си-ваки/т	6,11	21,96	-131,3	3,1

Продолжение таблицы 3

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм
отп. на ПС Сиваки/т	0,25	1,09	-6,7	0,1
отп. на ПС Сиваки/т	0,52	1,86	-11,1	0,2
отп. на ПС Сиваки/т – ПС Мухинская/т	5,56	24,37	-150	2,9
отп. на ПС Сиваки/т – ПС Шимановск/т	6,63	23,9	-142,5	3
ПС Мухинская/т - ПС Шимановск	5,4	24,01	-143,5	3
ПС Шимановск/т – отп. на ПС Ледяная/т	0,3	1,08	-6,5	0,1
ПС Шимановск– отп. на ПС Ледяная/т	3,56	15,61	-96,1	1,9
отп. на ПС Ледяная/т	0,3	1,08	-6,5	0,1
отп. на ПС Ледяная/т	0,3	1,08	-6,5	0,1
отп. на ПС Ледяная/т – ПС Амурская ОРУ 220 кВ	5,7	20,5	-123	2,6
отп. на ПС Ледяная/т – ПС Ледяная	0,3	1,3	-8,2	0,2
Зейская ГЭС – ПС Светлая	1,01	4,45	-27,4	0,5
Зейская ГЭС – Амурская	10,34	109,8	-1284	45,8
ПС Ключевая – ПС Сиваки	7,59	33,24	-201,5	4,3

Таблица 4 – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение U <sub>ном</sub> , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения V <sub>зд</sub> , кВ
		P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , МВар	P <sub>г</sub> , МВт	Q <sub>г</sub> , МВар	
Магдагачи	220	26,5	16,9			
Сулус/т	220	10,1	9,6			
Ключевая	220	15,6	6			
Чалганы/т	220	23,7	14,1			
Сиваки	220	0,9	-5,2			
3	220					
4	220					
Сиваки/т	220	5,2	3,6			
Мухинская/т	220	11,2	1,4			

Продолжение таблицы 4

Название	Номинальное напряжение U <sub>ном</sub> , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения V <sub>зд</sub> , кВ
		P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , МВар	P <sub>г</sub> , МВт	Q <sub>г</sub> , МВар	
Шимановск/т	220	9,6	4,2			
Шимановск	220	15,3	5,6			
Ледяная/т	220	4,5	3,4			
Ледяная	220	15,4	1,5			
5	220					
6	220					
Амурская 220	220	59,5	43,4			
ЗГЭС 220	220	27,5	3			
ЗГЭС Г5 220	16			55	-21,1	16
ЗГЭС Г6 220	16			55	-21,1	16
ЗГЭС Г1 500	16			60	-73,3	16
ЗГЭС Г2 500	16			60	-73,3	16
ЗГЭС Г5 500	16			60	-73,3	16
ЗГЭС Г6 500	16			60	-73,3	16
Светлая	220	48,2	9			
ЗГЭС 500	500					
Амурская 500	500					

Таблица 5 – Параметры трансформаторов

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации
ЗГЭС 500 – ЗГЭС Г1	2,65	143	4,1	0,9	0,03
ЗГЭС 500 – ЗГЭС Г2	2,65	143	4,1	0,9	0,03
ЗГЭС 500 – ЗГЭС Г3	2,65	143	4,1	0,9	0,03
ЗГЭС 500 – ЗГЭС Г4	2,65	143	4,1	0,9	0,03
ЗГЭС 220 – ЗГЭС Г5	0,6	25,7	19,2	4,1	0,067
ЗГЭС 500 – ЗГЭС 220	0,55	40	8	1,8	0,44
ЗГЭС 220 – ЗГЭС Г6	0,6	25,7	19,2	4,1	0,067
Амурская 500 – Амурская 220	0,55	40	8	1,8	0,44

Схема потокораспределения в нормальном режиме представлена на рисунке 2. Расчет режима сети в ПК Rastr Win 3 приведен в Приложении А.

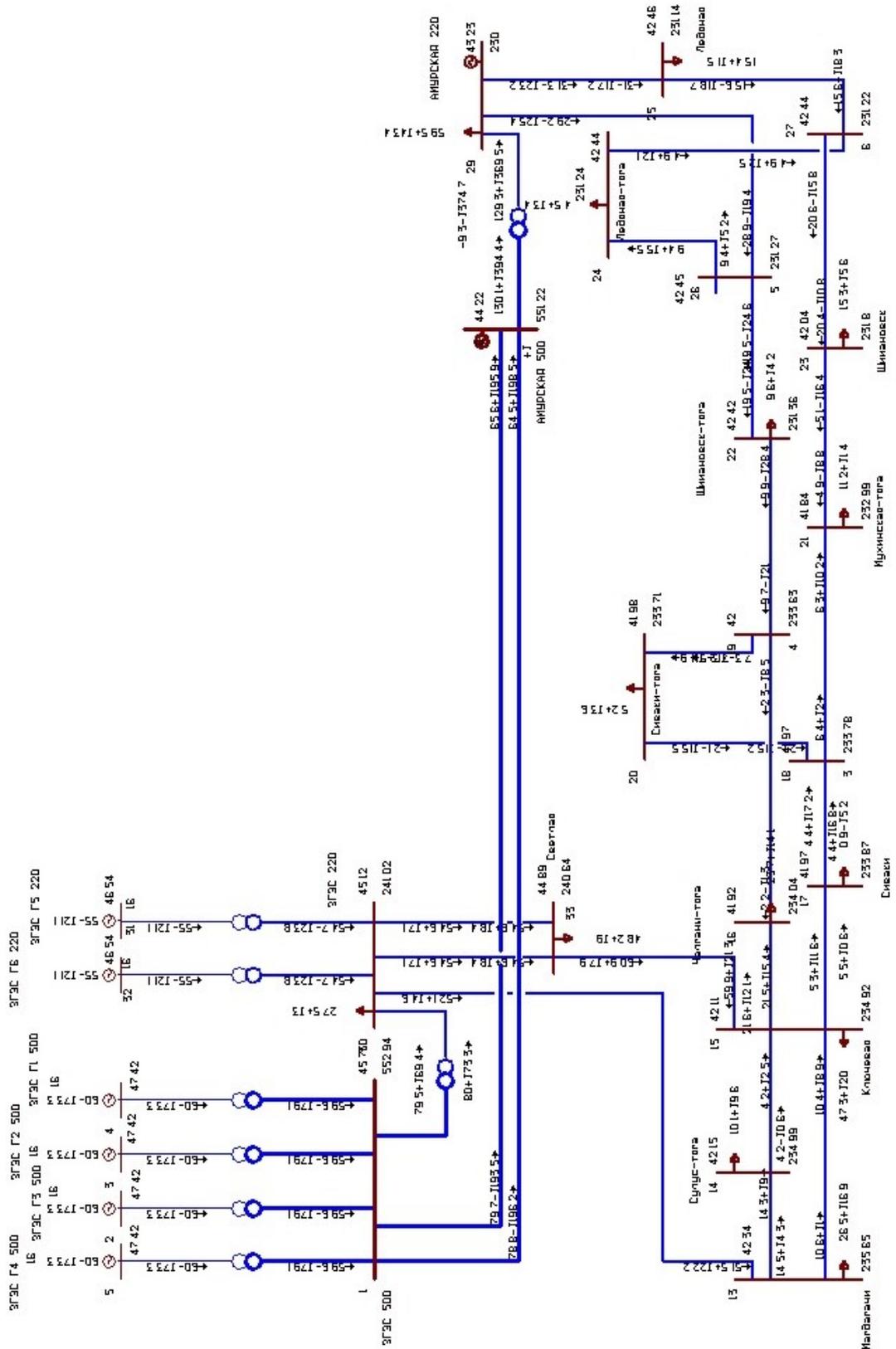


Рисунок 2 – Схема потокораспределения действующей сети

Таблица 6 – Токовая нагрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви I <sub>нач</sub> , А	Ток конца ветви I <sub>кон</sub> , А	Длительно- допустимый ток I <sub>доп</sub> , А	Токовая за- грузка I/I <sub>доп</sub> , %
ПС Сулус/т - ПС Ключевая	11	12	610	2
ПС Ключевая – ПС Чалганы/т	61	65	690	9,5
ПС Чалганы/т – отп. на ПС Си- ваки/т	6	22	610	3,6
ПС Ключевая – ПС Сиваки	14	32	610	5,2
отп. на ПС Сиваки/т	35	36	610	5,9
отп. на ПС Сиваки/т	38	39	610	6,3
отп. на ПС Сиваки/т – ПС Му- хинская/т	17	30	690	4,3
отп. на ПС Сиваки/т – ПС Ши- мановск/т	57	75	690	10,9
ПС Мухинская/т - ПС Шима- новск	25	43	690	6,2
ПС Шимановск/т – отп. на ПС Ледяная/т	78	78	690	11,4
ПС Шимановск– отп. на ПС Ле- дяная/т	58	65	610	10,6
отп. на ПС Ледяная/т	27	27	610	4,5
отп. на ПС Ледяная/т	14	13	610	2,3
отп. на ПС Ледяная/т – ПС Амурская ОРУ 220 кВ	89	98	690	14,2
отп. на ПС Ледяная/т – ПС Ле- дяная	60	61	690	8,8
ПС Светлая – ПС Ключевая	147	156	690	22,6
Зейская ГЭС – ПС Светлая	132	132	690	19,2
Зейская ГЭС – ПС Светлая	132	132	690	19,2
Зейская ГЭС – Амурская	219	221	690	32
ПС Ключевая – ПС Сиваки	14	32	610	5,2
Зейская ГЭС – Амурская	216	219	690	31,7

На основе расчетов режима действующей сети, можно произвести анализ режимной ситуации.

Все ВЛ на рассматриваемом участке являются ненагруженными (менее 30%).

Напряжения во всех узлах сети 220 кВ на рассматриваемом участке выше номинальных значение в рассматриваемом режиме, но не превышает значение наибольшего рабочего напряжения для электрооборудования, равного 252 кВ. На шинах 500 кВ напряжение также не превышает значение наибольшего рабочего напряжения (525 кВ).

Повышение напряжения связано с генерацией достаточно большой зарядной мощности. Для компенсации зарядной мощности в существующей сети Амурской области на некоторых подстанциях и станциях установлены шунтирующие реакторы.

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

Таблица 7 – Потери активной мощности на участке.

Uном	$\Delta P$ , МВт	$\Delta$ , %	$P_n$ , МВт	$dP_{лэп}$ , МВт	$dP_{тр}$ , МВт	$P_{хх}$ , МВт	$P_{кор.}$ , МВт
220	7,82	2,56	305	1,53	2,53	0,62	3,14
500	29,1	9,5	305	0,67	2,03	1,95	24,46

Большая часть потерь – условно-постоянные потери, которые складываются из потерь холостого хода в трансформаторах, на коронный заряд, потерь в оборудовании, не зависящие от нагрузки. 1% от всех потерь на напряжении 220 кВ и 8% от потерь на напряжении 500 кВ это потери на коронный разряд.

Рассмотрим послеаварийный режим. Для этого отключим одну цепь ВЛ Магдагачи – Ключевая, так как именно на этой территории находится подклю-

чаемый объект. В аварийном режиме рассмотрим потери и токовую загрузку ЛЭП.

Таблица 8 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме (отключение ВЛ Магдагачи-Ключевая)

Участок	Ток начала ветви I <sub>нач</sub> , А	Ток конца ветви I <sub>кон</sub> , А	Длительно- допустимый ток I <sub>доп</sub> , А	Токовая за- грузка I/I <sub>доп</sub> , %
ПС Магдагачи – ПС Сулус/т	86	93	690	13,5
ПС Магдагачи – ПС Ключевая	-	-	-	-
ПС Сулус/т - ПС Ключевая	54	58	610	9,5
ПС Ключевая – ПС Чалганы/т	98	103	690	15
ПС Чалганы/т – отп. на ПС Си- ваки/т	40	55	610	9
ПС Ключевая – ПС Сиваки	42	64	610	10,5
отп. на ПС Сиваки/т	50	51	610	8,3
отп. на ПС Сиваки/т	46	45	610	7,6
отп. на ПС Сиваки/т – ПС Му- хинская/т	34	49	690	7,1
отп. на ПС Сиваки/т – ПС Ши- мановск/т	99	115	690	16,7
ПС Мухинская/т - ПС Шима- новск	43	59	690	8,5
ПС Шимановск/т – отп. на ПС Ледяная/т	113	114	690	16,5
ПС Шимановск– отп. на ПС Ле- дяная/т	99	115	610	16,7
отп. на ПС Ледяная/т	24	24	610	4
отп. на ПС Ледяная/т	39	40	610	6,6
отп. на ПС Ледяная/т – ПС Амурская ОРУ 220 кВ	110	119	690	17,3
отп. на ПС Ледяная/т – ПС Ледя- ная	82	83	690	12
ПС Светлая – ПС Ключевая	119	217	690	31,5
Зейская ГЭС – ПС Светлая	163	161	690	23,6

Продолжение таблицы 8

Участок	Ток начала ветви I <sub>нач</sub> , А	Ток конца ветви I <sub>кон</sub> , А	Длительно-допустимый ток I <sub>доп</sub> , А	Токовая загрузка I/I <sub>доп</sub> , %
Зейская ГЭС – ПС Светлая	163	161	690	23,6
Зейская ГЭС – Амурская	186	229	690	33,2
ПС Ключевая – ПС Сиваки	42	64	610	10,5

Схема распределения потоков мощности в аварийном режиме показана на рисунке 3.

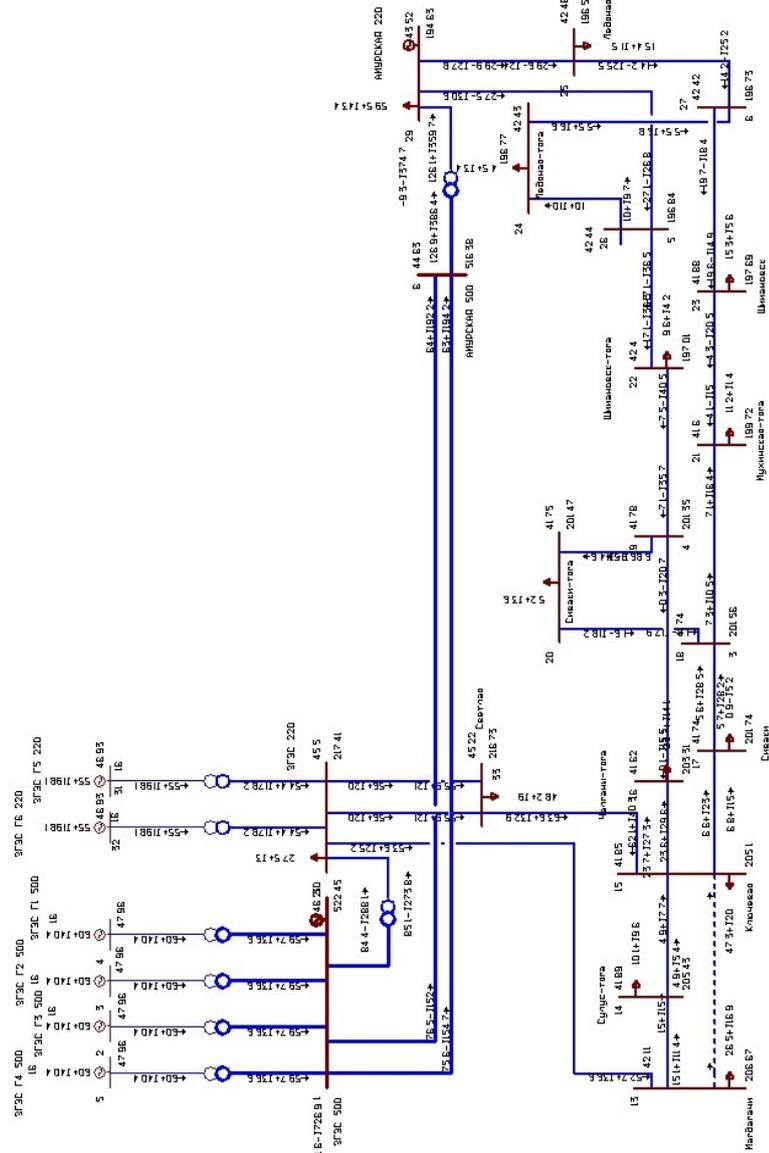


Рисунок 3 – Схема распределения потоков мощности действующей сети в аварийном режиме

## 2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

На базе существующего золотодобывающего предприятия ОАО «Покровский рудник» в 2019 году планируется введение в работу Покровского автоклавного гидрометаллургического комплекса с приростом нагрузки на 32 МВт. Существует три варианта подключения Покровского АГК: к существующей ПС 220 кВ Ключевая с её частичной реконструкцией и расширением; к отпайке ближайшей ВЛ 220 кВ и в рассечку ВЛ 220кВ Ключевая – Магдагачи. В данной работе не будет подробно рассмотрен Покровский АГК, так как это не входит в задачи ВКР.

Рассчитаем прогнозирование нагрузок на близлежащих к Покровскому АГК подстанциях. Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров соответствующих ПС на 2019 г. Расчет прогнозирования нагрузок приведен в Приложении Б.

Таблица 9 – Нагрузка на ПС

ПС	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	$tg\varphi$
Магдагачи	26,5	16,9	0,63
Сулус/т	10,1	9,6	0,95
Ключевая	15,3	7,2	0,47
Чалганы/т	23,7	14,1	0,59
Светлая	48,2	-9	0,18

Средняя и эффективная мощности определяются выражениями:

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

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot k_{\varphi}, \quad (11)$$

где  $P_{max}$  – максимальная мощность ПС за текущий год;

$k_{max}$  – коэффициент максимума, равный 1,2;

$k_{\phi}$  – коэффициент формы, равный 1,1.

По формуле сложных процентов определяем максимальную, среднюю и эффективную прогнозируемую мощность для рассматриваемых подстанций:

$$P_{ср.прогн} = P_{ср} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (12)$$

где  $\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки;

$t_{прогн}$  – год, к которому приводится электрическая нагрузка;

$t_0$  – год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Вероятностные характеристики для реактивной мощности определяются посредством умножения характеристик активной мощности на коэффициент реактивной мощности:

$$Q = P \cdot tg\varphi, \quad (13)$$

где  $tg\varphi$  – коэффициент реактивной мощности.

Расчёт прогнозируемых статистических вероятностных характеристик производится по следующему алгоритму:

- производится определение мощностей по формулам (10), (11);
- определяются прогнозируемые величины (12), (13).

Расчёт по данному алгоритму производился в программе ПВК Mathcad Express Prime 3.1 и приведен в приложении Б.

В таблицу 10 сведём рассчитанные нагрузки.

Таблица 10 – Спрогнозированная нагрузка существующих ПС до 2030 г.

ПС	Активная нагрузка, МВт		
	$P_{CP}, \text{MВт}$	$P_{ЭФ}, \text{MВт}$	$P_{MAX}, \text{MВт}$
Магдагачи	28,258	31,083	33,909
Сулус/т	10,77	11,847	12,927
Ключевая	16,315	17,946	19,578
Чалганы/т	25,272	27,799	30,326
Светлая	51,397	56,536	61,676

Согласно документу «Схема и программа развития электроэнергетики амурской области на период 2017 – 2021 годов» создание АГК на базе Покровского рудника несет увеличение нагрузки на 32 МВт.

## 2.2 Разработка вариантов подключения объекта.

В зависимости от взаимного расположения подстанций и источников питания, разрабатываются к рассмотрению три варианта конфигурации электрической сети с учетом принципов проектирования.

На схеме № 1 АГК подключается к ПС 220 Ключевая через двухцепную воздушную линию. На ПС Ключевая установлен трехобмоточный трансформатор ТДТН-25000/220/35/10. Подключение линии в данном варианте происходит в РУ СН. Длина линии 22 км. Для этого следует провести реконструкцию РУ ПС.

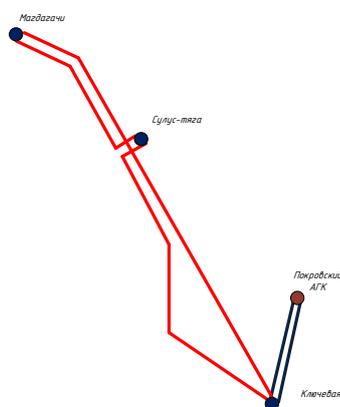


Рисунок 4 – Схема подключения № 1

По схеме № 2 подключение АГК производится к отпайке ВЛ Ключевая-Магдагачи и ВЛ Ключевая-Сулус/т. Требуемая длина воздушной линии 13,6 км.

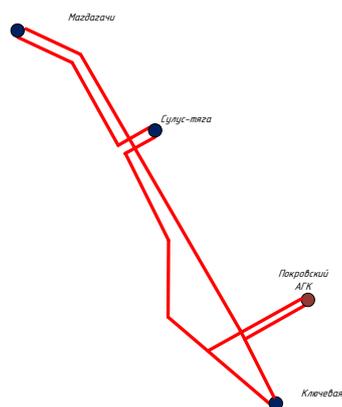


Рисунок 5 – Схема подключения № 2

По схеме № 2 подключение АГК производится в расщелку ВЛ Ключевая-Магдагачи. Требуемая длина воздушной линии 14,92 км.

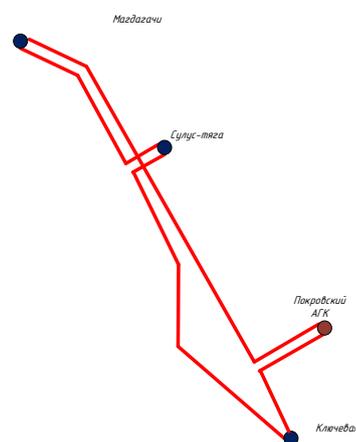


Рисунок 6 – Схема подключения №3

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

### 2.3 Техничко-экономическое сравнение вариантов

Расчет капитальных вложений производят по укрупненным стоимостным показателям. Расчет производится на год выполнения проекта, т. е. с учетом коэффициентов инфляции ( $K_{инфл}=4,61$ ). Определяют капитальные вложения по подстанциям, учитывая постоянную часть затрат, стоимость силовых трансформаторов, стоимость РУ ВН и РУ СН, стоимость компенсирующих устройств.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (14)$$

Капиталовложения на сооружения ПС и станций состоят из: капиталовложений необходимых для приобретения трансформаторов, компенсирующих устройств, сооружения открытого распределительного устройства и постоянных затрат включающих в себя затраты на благоустройство территории, подвода коммуникаций, покупку земли, млн.руб:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (15)$$

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

$K_{КУ}$  – стоимость компенсирующих устройств, установленных на подстанциях, которая зависит от их мощностей;

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

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

Стоимость электрооборудования, которое необходимо установить. приводится к текущему году при помощи коэффициента инфляции ( $K_{ИНФ} = 4,61$ ).

Капиталовложения для строительства ВЛЭП рассчитываются по формуле, млрд.руб:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot L_{\Sigma}, \quad (16)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость одного километра линии;

$L_{\Sigma}$  – длина ВЛЭП.

Для дальнейшего расчета необходимо определить потери в линиях и трансформаторах. Расчет нагрузочных потерь производится по среднеквадратичной мощности с учетом компенсации реактивной мощности. Потери холо-

стого хода являются условно-постоянными для трансформаторов в течение всего года. Потери на коронный разряд являются условно-постоянными для воздушных линий (учитываются для линий напряжением 220 кВ и выше).

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям, состоят из потерь в трансформаторах и в воздушных линиях:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР}, \quad (17)$$

Потери в воздушных линиях:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{ЭФ}^3)^2 + (Q_{ЭФ}^3)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 + \frac{(P_{ЭФ}^Л)^2 + (Q_{ЭФ}^Л)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_Л + \Delta W_K, \quad (18)$$

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

$\Delta W_K$  – потери на корону, которые учитываются в ВЛ 110 кВ и выше.

Потери на корону вычисляется по формуле, МВт·ч:

$$\Delta W = \Delta P_K \cdot L_{\Sigma}, \quad (19)$$

где  $\Delta P_K$  – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения (для ВЛ 110 кВ  $0,14 \times 10^{-3}$  МВт·ч/км).

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

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{ТР} = \frac{(P_{ЭФ}^3)^2 + (Q_{ЭФ}^3)^2}{2 \times U_{НОМ}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_3 + \frac{(P_{ЭФ}^Л)^2 + (Q_{ЭФ}^Л)^2}{2 \times U_{НОМ}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_Л + 2 \cdot \Delta P_{XX} \cdot T_Г, \quad (21)$$

где  $P_{ЭФ}, Q_{ЭФ}$  – реактивная и активная эффективные мощности ПС (нагрузка);

$R_{TP}$  – активное сопротивление установленного трансформатора;

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

$T_G$  – годовое количество часов.

Ежегодные издержки на эксплуатацию электрической сети включают в себя:

- 1) издержки на эксплуатацию и ремонт ( $I_{PEO}$ );
- 2) амортизационные издержки ( $I_{AM}$ );
- 3) стоимость потерь электроэнергии ( $I_{\Delta W}$ ).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (22)$$

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

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

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (23)$$

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (24)$$

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

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

$C_{\Delta W} = 2,52$  руб/кВт·ч.

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

$$I = I_{PЭО} + I_{AM} + I_{ΔW} \quad (25)$$

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 дисконтированного дохода по причине того что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (26)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования;

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

$I$  – издержки.

Результаты расчета приведенных затрат по формуле (26) сведем в таблицу 13.

Таблица 13 – Приведенные затраты

Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
$7,767 \cdot 10^4$	$1,667 \cdot 10^5$	$1,663 \cdot 10^5$

Найдем погрешность:

$$\varepsilon = \frac{16670 - 7767}{16670} \cdot 100 = 53,4 \%$$

Так как погрешность больше 5 %, для рассмотрения принимается вариант с меньшими приведенными затратами, то есть вариант подключения 1.

Расчеты капиталовложений приведены в приложении Г.

### 3 РЕКОНСТРУКЦИЯ РУ ПС В ВЫБРАННОМ ВАРИАНТЕ

#### 3.1 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети

Воспользуемся рассчитанным режимом сети, приведенным выше.

Так как наиболее приемлемым вариантом присоединения АГК является подключение его к ПС 220 Ключевая, для проверки режима следует увеличить нагрузку выбранной подстанции на требуемую мощность (32 МВт). Рассмотрим параметры ветвей и узлов в нижеприведенных таблицах.

Таблица 13 – Параметры линий

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм
ПС Сулус/т - ПС Ключевая	2,02	8,87	-54,6	1,1
ПС Ключевая – ПС Чалганы/т	2,91	10,48	-62,7	1,3
ПС Чалганы/т – отп. на ПС Сиваки/т	6,11	21,96	-131,3	3,1
ПС Ключевая – ПС Сиваки	7,59	33,24	-201,5	4,3
отп. на ПС Сиваки/т	0,25	1,09	-6,7	0,1
отп. на ПС Сиваки/т	0,52	1,86	-11,1	0,2
отп. на ПС Сиваки/т – ПС Мухинская/т	5,56	24,37	-150	2,9
отп. на ПС Сиваки/т – ПС Шимановск/т	6,63	23,9	-142,5	3
ПС Мух/т - ПС Шимановск	5,4	24,01	-143,5	3
ПС Шимановск/т – отп. на ПС Ледяная/т	0,3	1,08	-6,5	0,1
ПС Шимановск – отп. на ПС Ледяная/т	3,56	15,61	-96,1	1,9
отп. на ПС Ледяная/т	0,3	1,08	-6,5	0,1
отп. на ПС Ледяная/т – ПС Амурская ОРУ 220 кВ	5,7	20,5	-123	2,6
отп. на ПС Ледяная/т – ПС Ледяная	0,3	1,3	-8,2	0,2
Зейская ГЭС – ПС Светлая	1,01	4,45	-27,4	0,5
Зейская ГЭС – ПС Светлая	1,01	4,45	-27,4	0,5
Зейская ГЭС – Амурская	10,34	109,8	-1284	45,8
ПС Ключевая – ПС Сиваки	7,59	33,24	-201,5	4,3

Таблица 14 – Параметры трансформаторов

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации
ЗГЭС 500 – ЗГЭС Г1	2,65	143	4,1	0,9	0,03
ЗГЭС 500 – ЗГЭС Г2	2,65	143	4,1	0,9	0,03
ЗГЭС 500 – ЗГЭС Г3	2,65	143	4,1	0,9	0,03
ЗГЭС 500 – ЗГЭС Г4	2,65	143	4,1	0,9	0,03
ЗГЭС 220 – ЗГЭС Г5	0,6	25,7	19,2	4,1	0,067
ЗГЭС 500 – ЗГЭС 220	0,55	40	8	1,8	0,44
ЗГЭС 220 – ЗГЭС Г6	0,6	25,7	19,2	4,1	0,067
Амурская 500 – Амурская 220	0,55	40	8	1,8	0,44

Таблица 15 – Параметры узлов

Название	U_ном, кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения V_зд, кВ
		P_н, МВт	Q_н, МВар	P_г, МВт	Q_г, МВар	
Магдагачи	220	26,5	16,9			
Сулус/т	220	10,1	9,6			
Ключевая	220	47,6	20			
Чалганы/т	220	23,7	14,1			
Сиваки	220	0,9	-5,2			
3	220					
4	220					
Сиваки/т	220	5,2	3,6			
Мухинская/т	220	11,2	1,4			
Шимановск/т	220	9,6	4,2			
Шимановск	220	15,3	5,6			
Ледяная/т	220	4,5	3,4			
Ледяная	220	15,4	1,5			
5	220					
6	220					
Амурская 220	220	59,5	43,4			
ЗГЭС 220	220	27,5	3			
ЗГЭС Г5 220	16			55	-21,1	16
ЗГЭС Г6 220	16			55	-21,1	16
ЗГЭС Г1 500	16			60	-73,3	16
ЗГЭС Г2 500	16			60	-73,3	16
ЗГЭС Г5 500	16			60	-73,3	16
ЗГЭС Г6 500	16			60	-73,3	16

Светлая	220	48,2	9			
ЗГЭС 500	500					
Амурская 500	500					

Рассмотрим токовую загрузку ЛЭП В в рассматриваемом варианте подключения.

Таблица 16 – Токовая загрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви Инач, А	Ток конца ветви Икон, А	Длительно- допустимый ток Iдоп, А	Токовая за- грузка I/Iдоп, %
ПС Магдагачи – ПС Сулус/т	53	60	690	8,7
ПС Магдагачи – ПС Ключевая	39	50	690	7,3
ПС Сулус/т - ПС Ключевая	21	23	610	4,2
ПС Ключевая – ПС Чалганы/т	102	107	690	15,6
ПС Чалганы/т – отп. на ПС Си- ваки/т	44	59	610	9,7
ПС Ключевая – ПС Сиваки	46	61	610	8,9
отп. на ПС Сиваки/т	52	52	610	8,6
отп. на ПС Сиваки/т	46	47	610	7,8
отп. на ПС Сиваки/т – ПС Му- хинская/т	37	52	690	7,5
отп. на ПС Сиваки/т – ПС Ши- мановск/т	117	118	690	17,1
ПС Мухинская/т - ПС Шима- новск	45	61	690	8,9
ПС Шимановск/т – отп. на ПС Ледяная/т	104	121	690	17,5
ПС Шимановск– отп. на ПС Ле- дяная/т	72	79	610	13
отп. на ПС Ледяная/т	41	41	610	6,8
отп. на ПС Ледяная/т	25	26	610	4,2
отп. на ПС Ледяная/т – ПС Амурская ОРУ 220 кВ	112	112	690	17,7
отп. на ПС Ледяная/т – ПС Ле- дяная	85	86	690	12,7
ПС Светлая – ПС Ключевая	191	208	690	30,2
Зейская ГЭС – ПС Светлая	158	159	690	23
Зейская ГЭС – ПС Светлая	158	159	690	23
Зейская ГЭС – Амурская	188	226	690	32,8
ПС Ключевая – ПС Сиваки	46	68	610	11,2
Зейская ГЭС – Амурская	190	228	690	33,1

В аварийном режиме рассмотрим только токовую загрузку ЛЭП.

Таблица 17 – Токовая нагрузка ЛЭП в аварийном режиме

Участок	Ток начала ветви Инач, А	Ток конца ветви Икон, А	Длительно-допустимый ток Iдоп, А	Токовая нагрузка I/Iдоп, %
ПС Магдагачи – ПС Сулус/т	86	93	690	13,5
ПС Магдагачи – ПС Ключевая	-	-	690	-
ПС Сулус/т - ПС Ключевая	54	58	610	9,5
ПС Ключевая – ПС Чалганы/т	98	103	690	15
ПС Чалганы/т – отп. на ПС Сиваки/т	40	55	610	9
ПС Ключевая – ПС Сиваки	42	55	610	10,5
отп. на ПС Сиваки/т	50	51	610	8,3
отп. на ПС Сиваки/т	46	45	610	7,6
отп. на ПС Сиваки/т – ПС Мухинская/т	34	49	690	7,1
отп. на ПС Сиваки/т – ПС Шимановск/т	99	115	690	16,7
ПС Мухинская/т - ПС Шимановск	71	78	690	12,8
ПС Шимановск/т – отп. на ПС Ледяная/т	113	114	690	16,5
ПС Шимановск – отп. на ПС Ледяная/т	71	78	610	12,8
отп. на ПС Ледяная/т	24	24	610	4
отп. на ПС Ледяная/т	40	40	610	6,6
отп. на ПС Ледяная/т – ПС Амурская ОРУ 220 кВ	110	120	690	17,4
отп. на ПС Ледяная/т – ПС Ледяная	82	83	690	12
ПС Светлая – ПС Ключевая	199	217	690	31,5
Зейская ГЭС – ПС Светлая	161	163	690	23,6
Зейская ГЭС – ПС Светлая	161	163	690	23,6
Зейская ГЭС – Амурская	186	229	690	33,1
ПС Ключевая – ПС Сиваки	42	64	610	10,5
Зейская ГЭС – Амурская	188	230	690	33,4

В аварийном режиме линии становятся нагруженными, но так как устойчивость системы сохраняется, можно сделать вывод о возможности реализации проекта.

Расчет режима приведен в Приложении В.

### 3.2 Разработка однолинейных РУ реконструируемых ПС

В данной выпускной квалификационной работе за основной разрабатываемый вариант подключения Покровского автоклавного гидromеталлургического комплекса принимается вариант подключения его к шинам 35 кВ ПС Ключевая.

Так как изначально неизвестно, какое количество линий подключено к подстанции, питающей Покровский рудник, примем, что РУ на данной ПС уже имеет 4 присоединения (2 линии и 2 трансформатора). Тогда для подключения проектируемой двухцепной линии требуется расширение РУ. Примем схему две рабочие и обходная системы шин в соответствии с [2]. Данная схема представлена на рисунке.

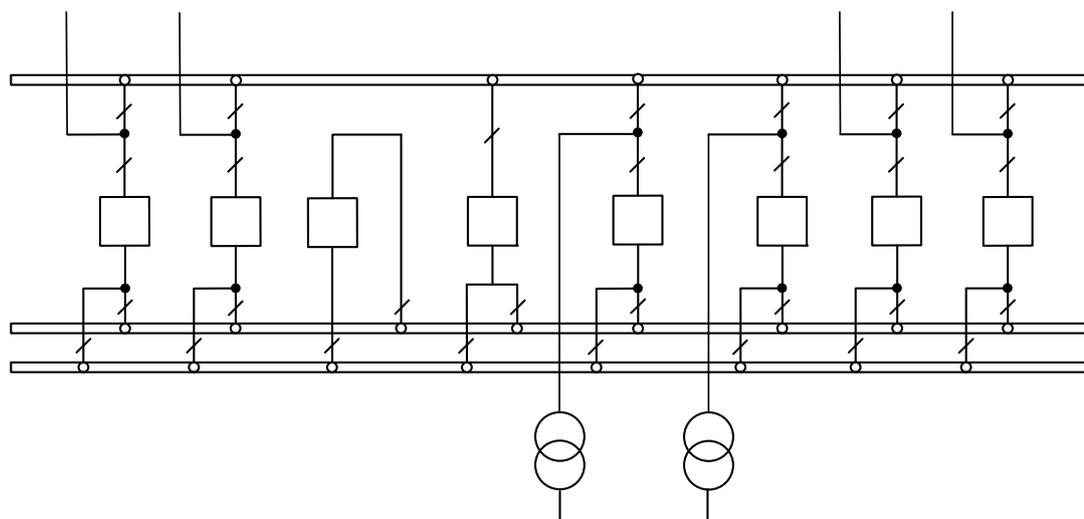


Рисунок 7 – Две рабочие и обходная системы шин

По данным однолинейной схемы Амурского ПМЭС за 2017 год ПС Ключевая имеет 3 присоединения на шинах 35 кВ. Для подключения Покровского АГК требуется расширение РУ СН для подключения двух новых ВЛ.

Схема «две рабочие и обходная системы шин» уже принята на РУ ВН ПС Ключевая. Так как на данной ПС требуется увеличение количества трансформаторов и их установленной мощности, необходимо расширение РУ ВН на одну трансформаторную ячейку.

Однолинейная схема реконструируемой ПС 220 Ключевая представлена на листе 3.

### 3.3 Выбор сечения линии электропередачи

Так как для питания ПС «Заводская» требуется увеличение передаваемой мощности, необходимо проверить сечение проводника, находящегося в эксплуатации до реконструкции.

Размер сечения проводника является одним из важных параметров линии. Чем больше принимаемое к эксплуатации сечение, тем больше затраты на сооружение ЛЭП и амортизационные отчисления.

Выбор сечения проводов производится несколькими методами. В данной работе выбор сечения осуществляется методом экономических токовых интервалов. Пригодность выбранных сечений проводов проверяется расчетом послеаварийного режима.

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{pij} = I_{maxij} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (18)$$

где  $I_{pij}$  – расчётный ток, А;

$I_{maxij}$  – максимальный ток, А;

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

$\alpha_t$  – коэффициент, учитывающий число часов использования наибольшей нагрузки и коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы ( $T_M$ ).

Для воздушных линий 110 – 220 кВ,  $\alpha_i$  принимается равным 1,05,  $\alpha_t$  равным 1.

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

$$I_{maxij} = \frac{\sqrt{P_{maxij}^2 + Q_{нескij}^2}}{n_{\psi} \cdot U_{ном} \cdot \sqrt{3}}, \quad (19)$$

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

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

$n_{\text{ц}}$  – количество цепей;

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

Рассчитаем максимальный и расчетный ток на участке Ключевая – Покровский рудник.

$$I_{\max ij} = \frac{\sqrt{47,3^2 + 20^2}}{2 \cdot 35 \cdot \sqrt{3}};$$

$$I_{\max ij} = 0,424 \text{ кА};$$

$$I_{\rho ij} = 0,424 \cdot 1,05 \cdot 1 \text{ кА};$$

$$I_{\rho ij} = 0,445 \text{ кА}.$$

В аварийном режиме по линии потечет ток, в два раза превышающий ток, протекающий по линии в нормальном режиме (890 А). Исходя из полученных результатов, примем к использованию проводник АСО/500

### **3.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов**

Мощность силовых трансформаторов определяется исходя их значений средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности и вычисляется по формуле, приведенной ниже. Количество трансформаторов на подстанции определяется согласно категории по надежности электроснабжения. Для 1 и 2 категории на подстанции, питающей потребителя, должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителя полной мощностью.

На схеме 2017 года указано, что на ПС Ключевой установлен один трехобмоточный трансформатор. Требуется установка дополнительного трансформатора.

Определим расчетную мощность трансформатора для выбора из каталога, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{cpi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (20)$$

где  $n$  – число трансформаторов, установка которых требуется на ПС;

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

$P_{cpi}$  – среднее значение активной мощности;

$Q_{нескi}$  – некомпенсированная мощность.

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{47,3^2 + 20^2}}{2 \cdot 0,7};$$

$$S_{Pi} = 36,682 \text{ МВА.}$$

Выбираем трансформатор ТДТН-40000/220/35/10 в соответствии с РУ ПС.

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

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{P_{cp(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТРном}}. \quad (21)$$

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

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{47,3^2 + 20^2}}{2 \cdot 40};$$

$$K_3^{ном} = 0,642.$$

Проверку трансформаторов осуществляем в послеаварийном режиме на подстанциях:

$$K_{3.ПА} = \frac{\sqrt{P_{cp(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{S_{ТРном}}, \quad (22)$$

$$K_{3.ПА} = \frac{\sqrt{47,3^2 + 20^2}}{40};$$

$$K_{3.ПА} = 1,284.$$

Выбранный трансформатор проверен, удовлетворяет предъявляемым требованиям.

По подобному расчету для подстанции, находящейся на объекте подключения, принимаем к установке трансформатор ТДТН-40000/35.

### 3.5 Выбор компенсирующих устройств

Так как отсутствие КРМ приводит к увеличению потоков реактивной мощности в сети, а также к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей, росту тарифов (что невыгодно для потребителя), росту потерь (что невыгодно для энергетических предприятий), снижению управляемости режимами работы сетей, в сети необходимо проводить КРМ.

Компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого либо среднего напряжения. В соответствии с Приказом Минэнерго России №380 ОТ 05.05.2016 предельно допустимый коэффициент реактивной мощности принимаем равным 0,4. Определим требуемую мощность КУ:

$$Q_{КВи} = P_{\max} \cdot (tg\varphi_{зadи} - tg\varphi_p), \quad (23)$$

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

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

$tg\varphi_p$  – нормативный коэффициент реактивной мощности.

Принимаем  $tg\varphi_p = 0,4$ .

$$Q_{КВи} = 47,3 \cdot (0,4 - 0,4);$$

$$Q_{КВи} = 0.$$

Компенсация реактивной мощности на данной подстанции не требуется.

#### 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для выбора и проверки электрооборудования, устанавливаемого на реконструируемой ПС «Ключевая», по условиям КЗ необходимо предварительно определить [3]:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);

- начальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;

- ударный ток к.з.

Для расчета токов короткого замыкания воспользуемся RastrKZ в составе ПВК «RastrWin3». Программный комплекс предназначен для расчета токов коротких замыканий и несимметричных режимов.

Исходные данные задаются с помощью стандартного табличного ввода ПК «RastrWin3». Основной является схема замещения прямой последовательности. Необходимые данные были получены и внесены в ПВК в предыдущем пункте. Все исходные данные сохраняются в шаблоне «динамика.rst». Формы для работы с несимметрией собраны в коллекцию «несимметрия» [4].

Несимметрия рассчитывается по данным шаблона «динамика.rst» с заданной информацией по параметрам схем прямой последовательности. Расчет запускается по нажатию на кнопку с молнией.

Неотъемлемым этапом расчета любого несимметричного режима является составление схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Следует отметить, что эти вопросы проще всего решаются именно для прямой последовательности. Схема замещения по форме практически полностью повторяет схему замещения для расчета симметричного трехфазного КЗ.

Для расчета потребуются параметры схемы замещения, которые определяются по введенным ниже формулам.

Сопротивление генератора:

$$X_z = X_d'' \cdot \frac{U_{cp\ n}^2}{S_n} \quad (24)$$

где  $X_d''$  - переходное сопротивление генератора;

$U_{cp\ n}^2$  - квадрат среднего напряжения;

$S_n$  - номинальная мощность генератора.

ЭДС генератора:

$$E = E_d'' \cdot U_n \quad (25)$$

где  $E_d''$  - переходная ЭДС генератора;

$U_n$  - номинальное напряжение.

Данные по генераторам приведены в таблице 18.

Таблица 18 - Паспортные данные генератора

Название величины	Генератор СВ-1130/220-44хл4
Активная мощность, P (МВт)	215
Косинус угла $\varphi$ , $\cos\varphi$	0,85
Полная мощность, S (МВА)	235
Номинальное напряжение, $U_{ном}$ (кВ)	15,75
Номинальный ток, $I_{ном}$ (А)	8,61
Продольное сверхпереходное реактивное сопротивление, $x''_{d*}$ (о.е.)	0,205

Расчетный вид короткого замыкания – трехфазное, по которому согласно ПУЭ, проверяется динамическая стойкость шин и аппаратов, отключающая способность выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов, выбираемых для установки.

Расчет ТКЗ в ПВК RastrWin3 приведен в приложении Е

Полученные результаты расчета ТКЗ приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Токи трехфазного КЗ шинах ПС Ключевая

Напряжение, кВ	Значение ТКЗ, кА
10	2,4
35	3,7
220	8,8

## 5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ВН

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы производится выбор следующих токоведущих частей и аппаратов:

- высоковольтных коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей);
- измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения;
- сборных шин на всех напряжениях;
- токоведущих частей (шин), связывающих основное оборудование с распределительными устройствами и основными аппаратами;
- устройств для защиты высоковольтных аппаратов от перенапряжений.

Выбранные для установки токоведущие части и электрические аппараты должны обеспечивать надёжную работу электроустановок, находящихся под напряжением, не только в нормальном режиме, но так же и в аварийном. При выборе следует учитывать конкретные условия, такие как географическое расположение электростанции или подстанции, т.е. климатические условия, в которых будет находиться оборудование, род установки (наружный или внутренний).

### 5.1 Конструктивное исполнение РУ ПС

Тип РУ ВН ПС 220 кВ Ключевая – открытое распределительное устройство. Для установки дополнительного трансформатора используется трансформаторная ячейка №2. Изменение схемы или типа РУ ВН на данной ПС не предусматривается.

Для осуществления подключения Покровского автоклавного гидрометаллургического комплекса требуется расширение РУ СН. Принимаем изменение типа РУ для присоединения двух дополнительных линий на схему «две рабочие и обходная системы шин».

На РУ НН принимаем к установке комплектное распределительное устройство.

Однолинейная схема ПС «Ключевая» представлена на листе 3.

## 5.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

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

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

Максимальные рабочие токи для трех классов напряжения рассчитываются по формуле 32, кА:

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{S_{\text{сн}} + S_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (26)$$

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{16 + 7,7}{\sqrt{3} \cdot 220};$$

$$I_{\max \text{ вн}} = 0,062.$$

Аналогично считаются токи для средней и низкой стороны.

$$I_{\max \text{ сн}} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 35};$$

$$I_{\max \text{ сн}} = 0,263; \text{ кА.}$$

$$I_{\max \text{ нн}} = \frac{2,46}{\sqrt{3} \cdot 10};$$

$$I_{\max \text{ нн}} = 0,444 \text{ кА.}$$

Так же для выбора выключателя необходимо проверить его по термической устойчивости, кА<sup>2</sup>с:

$$B_K = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (27)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения;

$T_a$  - постоянная времени.

Время отключения находится следующим образом, с:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{ос}, \quad (28)$$

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

$t_{ос}$  - 0,055 с.

Используя формулу 27, получим требуемую величину:

$$B_K = 8,8^2 \cdot (0,3 + 0,03);$$

$$B_K = 25,6 \text{ кА}^2\text{с}.$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем секционные и шиносоединительные выключатели РУ 220 кВ, а также на выходе трансформаторов 220 кВ. Данные расчетов сведены в таблицу 20.

Таблица 20 – Выключатель ВГТ-220-II-40/2500У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 62 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 8,8 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{вкл}$
$i_{уд} = 6,85 \text{ кА}$	$i_{пр. с.} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с.}$
$I_{по} = 8,8 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 79,196 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл.н}$
$i_{ат} = 2,87 \text{ кА}$	$i_{аном.} = 22,675 \text{ кА}$	$i_{аном.} \geq i_{ат}$
$B_K = 25,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Выключатель подходит для установки по требуемым параметрам. Ниже приведена расшифровка марки выбранного выключателя.

ВГ - выключатель элегазовый;

Т - условное обозначение конструктивного исполнения;

220 - номинальное напряжение, кВ;

II - категория по длине пути утечки по внешней изоляции в соответствии с ГОСТ 9920-89;

40 - номинальный ток отключения, кА;

2500 - номинальный ток, А;

У1 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89. привода ППрК-1800С:

П - привод;

Пр - пружинный;

К - кулачковый;

1800 - работа статического включения, Дж;

С - специальный.

Аналогичный расчет проводим для остальных уровней напряжений. Данные расчетов сведены в таблицу 21.

Таблица 21 – Выключатель ВГТ-35 II-50/3150У1

$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 37 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 2,4 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{вкл}$
$i_{уд} = 10,376 \text{ кА}$	$i_{пр. с.} = 127,5 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с.}$
$I_{по} = 2,4 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл.н}$
$i_{ат} = 3,917$	$i_{аном} = 28,284 \text{ кА}$	$i_{аном} \geq i_{ат}$
$B_k = 1,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{ми}^2 \cdot t_{ми}$

Выключатель проходит по требуемым параметрам. Маркировка принятого выключателя расширяется аналогично.

### 5.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта [5].

Разъединители выбираются по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ. Данные расчетов сведены в таблицу 22 и 23.

Таблица 22 – Разъединитель РДЗ-220/1000 НУХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 25 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} < I_{ном}$
$i_{уд} = 6,85 \text{ кА}$	$i_{пр. с} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с}$
$B_k = 25,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 31,5 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 31,5^2 \cdot 3 = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Расшифровка марки выбранного разъединителя:

Р - разъединитель;

Д - двухколонковый;

З - наличие заземлителей;

220 - номинальное напряжение;

1000 - номинальный ток;

НУХЛ - климатическое исполнение;

1- категория размещения.

Таблица 23 – Разъединитель РДЗ-35/1000 НУХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 37 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} < I_{ном}$
$i_{уд} = 10,376 \text{ кА}$	$i_{пр. с} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с}$
$B_k = 1,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 25 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 4 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Разъединитель проходит по требуемым эксплуатационным параметрам. Маркировка принятого разъединителя расшифровывается аналогично.

#### 5.4 Выбор ячеек КРУ

Комплектное распределительное устройство – это распределительное устройство, которое представляет собой закрытые шкафы с наличием встроен-

ных в них электрических аппаратов, измерительных и защитных приборов и вспомогательных устройств.

Шкафы с оборудованием, полностью собранным и готовым к работе, поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины, имеющиеся на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ увеличивает скорость монтажа распределительного устройства, позволяет уменьшить размер территории, отводимой под КРУ. КРУ безопасно в обслуживании, потому как все части, находящиеся в нормальном режиме под напряжением, закрыты от проникновения металлическим кожухом.

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

В данном дипломном проекте целесообразно принять КРУ серии К – 104. Шкаф КРУ представляет собой жесткий металлический корпус, внутри которого размещена вся аппаратура. Для безопасного обслуживания, эксплуатации и локализации аварий корпус КРУ разделен на отсеки с помощью металлических перегородок и автоматически закрывающихся металлических шторок. Выключатель с приводами установлен на выкатной тележке. Когда тележка находится вне корпуса шкафа, обеспечивается удобный доступ к выключателю и его приводу для ремонта. Размещение выключателя на выкатной тележке позволяет значительно уменьшить габариты шкафа по сравнению со сборными РУ, где камера выключателя должна предусматривать возможность доступа к аппаратам и ремонт их на месте.

Выкатная тележка в процессе эксплуатации может занимать три положения: рабочее, испытательное, и ремонтное. На выкатной тележке монтируется оборудование такое как трансформаторы напряжения, разрядники, силовые предохранители, разъемные контакты соединений главной цепи.

На низкой стороне подстанции выбираем комплектное распределительное устройство внутренней установки 10 кВ марки К-104 со встроенными выключателями марки ВВЭ-10 с электромагнитным приводом. Основные параметры шкафа КРУ серии К-104 приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Основные параметры шкафа КРУ серии К -104

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 1000, 1600
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Параметры	Значения
Электродинамическая стойкость, кА	81
Тип выключателя	ВК/ВВЭ – 10
Тип привода к выключателю	Электромагнитный и пружинный
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 1000, 1600
Габариты шкафа, мм: Ширина / глубина / высота	750/1200/2100
Масса шкафа отходящей линии, кг	600-880
Трансформатор тока	ТЛМ-10
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.09-10Т2
Ограничители перенапряжения	ОПН – 6(10)У

Проверка выключателя осуществляется по формулам, которые приведены выше. Данные расчетов сведены в таблицу 25.

Таблица 25 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10$ кВ	$U_p = 10$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_{H,MAX} = 1000$ А	$I_{pMAX} = 142$ А	$I_{pMAX} \leq I_{HMAX}$
$I_{H,МИН} = 600$ А	$I_{pMIN} = 65$ А	$I_{pMIN} \leq I_{HМИН}$
$I_{СКВ} = 81$ кА	$I_{уд} = 18,453$ кА	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$V_K = 85$ кА <sup>2</sup> с	$V_K = 4,51$ кА <sup>2</sup> с	$V_{КР} \leq V_K$
$I_{ВКЛ} = 81$ кА	$I_{ПО} = 3,7$ кА	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТ КЛ} = 31,5$ кА	$I_{Пт} = 3,7$ кА	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$i_{АНОМ} = 17,82$ кА	$I_{At} = 4,963$ кА	$I_{At} \leq i_{АНОМ}$

### 5.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, которое предназначено для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей изме-

рения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока бываю масляными, элегазовыми, оптическими.

ТТ подбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности, а также проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ. Для ОРУ 220 кВ выбираем ТОГФ-220-УХЛ1 Данные расчетов сведены в таблицу 26.

Таблица 26 – Трансформатор тока ТОГФ-220-УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 25 \text{ А}$	$I_{1ном} = 300 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 1,46 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 6,875 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 40 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 25,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 16 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

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

$$Z_{2р} = r_{приб} + r_{пр} + r_k, \quad (29)$$

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

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

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

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2}. \quad (30)$$

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

$$r_{\text{проб}} = \frac{7,5}{5^2};$$

$$r_{\text{проб}} = 0,3 \text{ Ом.}$$

Выберем кабель марки АКРВБ четырехжильный с сечением 4 мм<sup>2</sup>. Контрольный кабель с резиновой изоляцией; оболочка – ПВХ пластикат; броня - две стальные ленты; защитный покров – пропитанная кабельная пряжа, Ом:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{пр}}} \quad (31)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 150}{4};$$

$$r_{\text{пр}} = 1,06 \text{ Ом.}$$

где  $l_{\text{расч}} = 200$  м – расчётная длина провода для РУ 220 кВ;

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

$S_{\text{пр}}$  – сечение проводов, принимаем  $S_{\text{пр}} = 4$  мм<sup>2</sup>.

$$Z_{2p} = 0,3 + 1,06 + 0,1;$$

$$Z_{2p} = 1,46 \text{ Ом.}$$

В качестве основных приборов измерения и учета принимаем счётчики электрической энергии трёхфазные, активно/реактивные, многофункциональные Меркурий 230 ART. Счетчики подобного типа обеспечивают:

- Учет активной и реактивной электроэнергии в одном или двух направлениях в одно- или многотарифном режимах;
- Измерение пофазно тока, напряжения, частоты, cosφ, углов между фазными напряжениями;
- Передачу результатов измерений по интерфейсам CAN, RS485, IrDA, фазными напряжениями; частоту сети; текущее время и дату

Приборы, подключаемые к ТТ ТОГФ-220-УХЛ1 приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Приборы, подключаемые к ТТ ТОГФ-220-УХЛ1

Прибор	Тип	Нагрузка, В.А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Меркурий 230 ART2	-	-	-
ИТОГО		7,5		7,5

Для ОРУ 35 кВ выбираем ТРГ-35-УХЛ, а также кабель марки АКРВГ четырехжильный с сечением 4 мм<sup>2</sup>. Данные расчетов сведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Трансформатор тока ТРГ-35-УХЛ

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 37$ А	$I_{1ном} = 100$ А	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5$ А	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 0,683$ Ом	$Z_{2ном} = 2$ Ом	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 10,376$ кА	$I_{дин. н.} = 127$ кА	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 1,9$ кА <sup>2</sup> с	$I_{тн} = 31$ кА, $t_{тн} = 3$ с $I_{мин}^2 \cdot t_{мин} = 31^2 \cdot 3 = 2883$ кА <sup>2</sup> с	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Приборы, подключаемые к ТТ ТРГ-35-УХЛ1 приведены в таблице 29.  
Таблица 29 – Приборы, подключаемые к ТТ ТРГ-35-УХЛ

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В.А по фазам		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 35 кВ	Меркурий 230	-	-	-
Варметр					
Ваттметр					
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В.А по фазам		
ИТОГО			7,5	-	7,5
Амперметр	Секционный выключатель	Меркурий 230	7,5	-	7,5
Итого					
Амперметр	На отходящих линиях 35 кВ	Меркурий 230		-	
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					

## 5.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке [6].

Трансформаторы напряжения бывают масляными, элегазовыми и оптическими.

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 35 кВ, которая приведена в таблице 30.

Таблица 30 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 35 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	Меркурий 230 ART2	1	4	1	4
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Счетчик АЭ		3	0,1	2	0,6
Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Счетчик РЭ		1	0,1	2	
Итого					24,6

В РУ 35 кВ устанавливаем НАМИ-35-УХ1. Сравнение параметров приведено в таблице 31.

Таблица 31 – Трансформатор напряжения НАМИ-35-0,5-УХ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2p} = 24,6 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 150 \text{ ВА}$	$S_{2p} < S_{2н}$

## 5.7 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ ВН

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

Гибкие шины и токопроводы крепят на гирляндах подвесных изоляторов с соблюдением достаточно большого расстояния между фазами.

Выбор сечения по нагреву:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}}$$

Принимаем сечение по допустимому току.

220 кВ – АС-240/32, так как  $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$  больше  $I_{\text{макс}} = 62 \text{ А}$ , то условие выполняется.

35 кВ – АС-70/11, так как  $I_{\text{доп}} = 270 \text{ А}$  больше  $I_{\text{макс}} = 37 \text{ А}$ , то условие выполняется.

Проверка на термическое действие КЗ не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования не производится, т. к. согласно [7], минимально допустимое сечение проводов по условию коронирования на 35-110 кВ составляет  $70 \text{ мм}^2$ .

Проверка гибких шин по условиям схлестывания не проводится, так как периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах 110-35 кВ ПС меньше 20 кА [7].

Проверка по экономической плотности тока не производится, так как шины расположены на ОРУ [7].

В РУ 6-10 кВ применяется жёсткая ошиновка, рисунок 8.

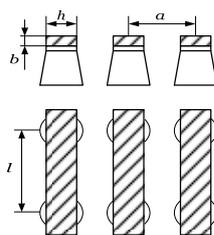


Рисунок 8 – Жёсткая ошиновка РУ 10 кВ

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополосные алюминиевые шины с прямоугольным сечением  $20 \times 3 \text{ мм}^2$ , марки АДЗ1Т - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные;  $I_{\text{дон}} = 215 \text{ А}$ .

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:  $I_{\text{max}} = 142 \text{ А} \leq I_{\text{дон}} = 215 \text{ А}$ .

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости,  $\text{мм}^3$ :

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}, \quad (32)$$

где  $B_K$  - интеграл Джоуля, рассчитанный ранее,  $\text{кА}^2\text{с}$ ;

$C_T$  - функция, значение которой для данного проводника принимается равным  $82 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ .

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{82 \cdot 10^3}}{82};$$

$$q_{\text{min}} = 3,5 \text{ мм}^2.$$

Определяется пролёт  $l$  при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 0,7 \text{ м}. \quad (33)$$

где  $l$  - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 0,7 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУ К-104 данное расстояние 0,5 м;

$q$  - поперечное сечение шины, равно  $60 \text{ мм}^2$ .

$J$  - момент инерции шины, который находится по формуле,  $\text{м}^4$ :

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12}, \quad (34)$$

$$J = \frac{0,3 \cdot 2^3}{12};$$

$$J = 0,5 \text{ м}^4.$$

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (35)$$

где  $W = \frac{0,3 \cdot 2^2}{6} = 0,2$  - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см<sup>3</sup>;

$a$  - расстояние между фазами, для выбранного КРУ равно 0,25 м ;

$l$  - длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{18453^2 \cdot 0,5^2}{0,2 \cdot 0,25};$$

$$\sigma_{расч} = 29,489 \text{ МПа}.$$

Шины механически прочны, если  $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$ , т. е.  $29,5 < 89$  МПа, а также  $\sigma_{доп} \leq 0,7 \sigma_{разр}$ , т.е.  $29,5 \leq 127 \cdot 0,7$ . Условия механической прочности соблюдены. Данные расчетов сведены в таблицу 32.

Таблица 32 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 142 \text{ А}$ $\sigma_{расч} = 29,5 \text{ МПа}$ $q_{\min} = 3,5 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} = 215 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 89 \text{ МПа}$ $q = 60 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{расч}$ $q \geq q_{\min}$

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

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{расч}$  в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно

ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{разр}$ , приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (36)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп} \quad (37)$$

Выбор опорных изоляторов 10 кВ:

Выбираем опорные изоляторы ИОСК 4/10-I-1-УХЛ1 с  $F_{разр} = 4000$  Н.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе.

Допустимая нагрузка на головку изолятора, Н:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (38)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{18453^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7};$$

$$F_{расч} = 49 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н.}$$

Данные расчетов сведены в таблицу 33.

Таблица 33 – Выбор опорных изоляторов 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10$ кВ	$U_H = 10$ кВ	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 49$ Н	$F_{ДОП} = 2400$ Н	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$

Выбор проходных изоляторов на 10 кВ:

При выборе проходных изоляторов, к приведенным выше условиям так же добавляется требование:  $I_{max} \leq I_{ном}$ . Выбираем проходные изоляторы марки

ИПК 10/630-IV/II-A-УХЛ1с  $F_{\text{разр}} = 8000$  Н. Данные расчетов сведены в таблицу 34.

Таблица 34 – Выбор проходных изоляторов 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10$ кВ	$U_H = 10$ кВ	$U_H \geq U_p$
$F_{\text{РАСЧ}} = 49$ Н	$F_{\text{ДОП}} = 2400$ Н	$F_{\text{ДОП}} \geq F_{\text{РАСЧ}}$
$I_{\text{max}} = 142$ А	$I_{\text{НОМ}} = 630$ А	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$

Выбор опорных изоляторов 35 кВ.

Выбираем опорные изоляторы марки ИОСК 3/35-УХЛ1с  $F_{\text{разр}} = 3000$  Н.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{10376^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7};$$

$$F_{\text{расч}} = 16 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

Данные расчетов сведены в таблицу 35.

Таблица 35 – Выбор опорных изоляторов 35 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 35$ кВ	$U_H = 35$ кВ	$U_H \geq U_p$
$F_{\text{РАСЧ}} = 16$ Н	$F_{\text{ДОП}} = 1800$ Н	$F_{\text{ДОП}} \geq F_{\text{РАСЧ}}$

Выбор опорных изоляторов 220 кВ:

Выбираем опорные изоляторы ОСК 10-220-А-2 УХЛ1 с  $F_{\text{разр}} = 10000$  Н.

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{y0}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \text{ Н.} \quad (39)$$

Рассчитаем нагрузку на головку изолятора по формуле (39):

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

$$F_{расч} = 7Н.$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

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

Данные расчетов сведены в таблицу 36.

Таблица 36 – Выбор опорных изоляторов 220 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 7 \text{ Н}$	$F_{ДОП} = 6000 \text{ Н}$	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$

Таким образом, был проведен выбор изоляторов на все классы номинального напряжения.

## 6 РАЗРАБОТКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ РУ ВН ПС

В процессе эксплуатации электрооборудования, установленного на станциях и подстанциях возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего. Это внутренние и грозовые перенапряжения.

Удары молнии в электроустановку, находящуюся под напряжением, или вблизи нее в землю являются причиной грозовых перенапряжений (индуктированные перенапряжения). Молния в электрическом отношении – источник тока. Грозовые перенапряжения представляют собой статистическую величину, поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются чаще всего несколькими (более двух) стержневыми молниеотводами. Тросовые молниеотводы применяются для защиты шинных мостов и гибких связей, имеющих большую протяженность.

При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку [18].

При установке на открытых распределительных устройствах отдельно стоящих молниеотводов требуется соблюдение безопасных расстояний по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей распределительного устройства.

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

Различают следующие виды заземлений по назначению: защитное, молниезащиты, рабочее.

Для защиты персонала от напряжения прикосновения применяется защитное заземление. Все металлические части электроустановок, нормально не

находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны быть заземлены.

Рабочее заземление требуется для обеспечения нормальной заботы электроустановок. К рабочему заземлению относятся такие как заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек.

Заземление молниезащиты требуется для отвода токов молнии в землю.

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

Конструктивно заземление на подстанции представляет собой сетку, состоящую из горизонтальных заземлителей, которая имеет сторону квадрата кратную 6 м. В узлах данной сетки располагаются длинные вертикальные заземлители. Сетка закладывается на глубину 0,5-0,7 м. Сетка не должна проходить под фундаментом электрических установок. Вертикальные заземлители должны иметь диаметр не менее 10 мм.

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

Произведем расчет заземления ОРУ 220 кВ ПС Ключевая.

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

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

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (40)$$

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

$$S = (123,2 + 2 \cdot 1,5) \cdot (93,6 + 2 \cdot 1,5);$$

$$S = 12520 \text{ м}^2.$$

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

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{\text{м.п}} = \pi \cdot R^2, \quad (41)$$

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

$$F_{\text{м.п}} = \pi \cdot 6^2;$$

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

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{\text{т.с}} = \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (42)$$

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

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

$$F_{\text{т.с}} = \sqrt{\frac{8800^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}};$$

$$F_{\text{т.с}} = 42,94 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot S_{\text{сп}} \cdot (d + S_{\text{сп}}), \quad (43)$$

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

$$S_{\text{сп}} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (44)$$

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

грунта.

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

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

$$S_{cp} = 0,784.$$

$$F_{кор} = \pi \cdot 0,784 \cdot (12 + 0,784);$$

$$F_{кор} = 31,477 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{м.п} \geq F_{\min} \geq F_{кор} + F_{м.с}; \quad (45)$$

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

Условие выполняется, поэтому оставляем выбранный диаметр прутков.

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

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{п-п}}; \quad (46)$$

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot 12520}{6};$$

$$L_{Г} = 4173 \text{ м}.$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{Г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (47)$$

$$m = \frac{4173}{2 \cdot \sqrt{12520}} - 1; .$$

$$m=17,7.$$

Принимаем:  $m=18$ .

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m}=6,216 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1); \quad (48)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{12520} \cdot (18 + 1);$$

$$L = 4252 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (49)$$

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

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{12190}}{15};$$

$$n_g = 29,837.$$

Принимаем  $n_g = 30$ .

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (50)$$

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

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

$$l_e/\sqrt{S_1} = 5/\sqrt{12520};$$

$$l_e/\sqrt{S_1} = 0,045.$$

Принимаем  $A=0,5$ .

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 50 \cdot \left( \frac{0,4}{\sqrt{12520}} + \frac{1}{4252+30 \cdot 5} \right);$$

$$R = 0,118 \text{ Ом.}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{эка} + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (51)$$

где  $I_m$  – ток молнии, кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{12520}}{(50+320) \cdot (40+45)}};$$

$$\alpha_u = 2,392.$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом}; \quad (52)$$

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

$$R_u = 0,281 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

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

## 6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов.

Защитное действие молниеотвода отстроено от свойства молнии, поражать предметы, находящиеся на возвышенности относительно других предметов. Благодаря этому защищаемый объект, имеющий меньшую высоту по сравнению с молниеотводом, практически не будет поражаться молнией, если будет соблюдаться условие, что его габариты полностью входят в зону защиты молниеотвода. Зоной, которую защищает молниеотвод, считается часть пространства, находящаяся вокруг молниеотвода, которая обеспечивает защиту объектов от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Такая зона имеет конусообразный вид.

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

Расчет молниезащиты зданий и сооружений представляет собой определение границ зоны защиты молниеотводов, которая в геометрическом смысле является основанием конуса.

Защита ОРУ 220 кВ ПС Ключевая от прямого удара молнии осуществляется пятью молниеотводами, установленными на линейных порталах. Рассчитаем зоны защиты на трех уровнях: на уровне земли, шинного и линейного портала.

Произведем расчет параметров защиты молниеотводов.

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

Эффективную высоту молниеотвода найдем по формуле:

$$h_{эф} = 0,92 \cdot h, \quad (53)$$

$$h_{эф} = 0,92 \cdot 30,5;$$

$$h_{\text{эф}} = 28,06 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (54)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 30,5;$$

$$r_0 = 45,75 \text{ м.}$$

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

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right), \quad (55)$$

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

$$r_x = 45,75 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{28,06}\right);$$

$$r_x = 27,245 \text{ м.}$$

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

$$h_{\text{cx}} = h_{\text{эф}} - 0,14 \cdot (L - h), \quad (55)$$

где  $L$  – расстояние между молниеотводами.

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

$$r_{\text{cx}} = r_{\text{c0}} \cdot \frac{h_{\text{cx}} - h_x}{h_{\text{cx}}}. \quad (56)$$

Для примера рассмотрим параметры защиты молниеотводов 1-5. Расстояние между молниеотводами  $L=32\text{м}$ .

$$h_{cx} = 28,06 - 0,14 \cdot (32 - 30,5);$$

$$h_{cx} = 27,85\text{м}.$$

$$r_{cx} = 45,75 \cdot \frac{27,85 - 11,35}{27,85};$$

$$r_{cx} = 27,105\text{м}.$$

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

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

### 6.3 Выбор и проверка ОПН

Ограничитель перенапряжений нелинейный является это один из основных устройств системы защиты от перенапряжений.

Выбор ОПН производится в два этапа: предварительно выбирается марка устройства, а после изучения влияющих факторов, подтверждения.

Предварительно выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-220 УХЛ1 (П – в полимерной крышке).

Таблица 37 – Основные характеристики ОПН-П-220 УХЛ1

Характеристика ОПН	Значение
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	156
Остающееся напряжение при ком. токе $U_{ост}$ , кВ	374
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$ , кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	650
Полная энергоемкость $W_c$ , кДж	624
Длина пути утечки внешней изоляции, см	560

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

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

$$U_{н.д.р.} \geq (1,02 \div 1,05) \cdot \frac{U_{н.р.с}}{\sqrt{3}}, \quad (58)$$

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

$$U_{НР} = \frac{252 \cdot (1,02 \div 1,05)}{\sqrt{3}};$$

$$U_{НР} = 152,8 \text{ кВ.}$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.p}}{K_B}, \quad (59)$$

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

$$U \leq \frac{146}{1,3};$$

$$112,3 \leq 156.$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_K \leq I_{разр},$$

$$\text{где } I_K = \frac{U - U_{ост}}{Z_B}; \quad (60)$$

$U$  – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

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

$Z_B$  – волновое сопротивление провода относительно земли.

$$I_K = \frac{U - U_{ост}}{Z_B}, \quad (61)$$

$$I_K = \frac{308 - 232}{506};$$

$$I_K = 0,15 \text{ кА}$$

$$0,15 \leq 10 \text{ кА}$$

ОПН прошел предварительную проверку.

Далее осуществляется окончательный выбор, для того, чтобы убедиться в надежности выбранных ограничителей перенапряжений.

Окончательный выбор ОПН производится с учетом требований ПУЭ, ПТЭ, руководящих указаний по защите от перенапряжений, а также неэлектрических воздействий.

Для сетей до 220 кВ наиболее опасным являются грозовые перенапряжения, поэтому проверку характеристики по квазистационарным перенапряжениям проводит не обязательно.

1) энергоемкость ОПН должна быть меньше оглощаемой ограничителем энергии:

$$W_{уд} \cdot U_{нд} \geq W_c, \quad (62)$$

$$5,6 \cdot 146 = 817,6 \text{ Дж}$$

$$817,6 \geq 624 \text{ кДж}$$

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

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

$$A_{зп110} = \frac{U_{исн} - U_{ост.зп}}{U_{исн}};$$

$$A_{зп110} = \frac{551 - 436}{551};$$

$$A_{зп110} = 0,206$$

$$0,206 \geq 0,2$$

$$A_{вн110} = \frac{U_{дон} - U_{ост.к}}{U_{дон}};$$

$$A_{вн110} = \frac{533 - 385}{533};$$

$$A_{вн110} = 0,278$$

$$0,278 \geq 0,25$$

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

$$I_{кз} \leq I_{вз.без.} \tag{63}$$

$$8,8 \leq 40 \text{ кА}$$

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

## 7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 7.1 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита является резервной для трансформатора. Она полностью защищает трансформатор от повреждений. МТЗ является защитой от токов внешних коротких замыканий. При трехстороннем питании защита установка МТЗ осуществляется со всех трех сторон трансформатора.

Ток срабатывания защиты определяется как:

$$I_{C3.MT3} = \frac{K_{НАД} \cdot K_{САМ.З}}{K_B} \cdot I_{P.MAX}. \quad (64)$$

где  $K_{НАД}$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$K_B$  – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,8;

$K_{САМ.З}$  – коэффициент самозапуска двигателей, принимается равным 2;

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле, А:

$$I_{C32} = \frac{k_{CX} \cdot I_{C3.MT3}}{k_T}, \quad (65)$$

где  $k_{cx}$  – коэффициент схемы (при соединении ТТ звездой равен 1).

Чувствительность максимальной токовой защиты проверяется по минимальному току короткого замыкания за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне. Коэффициент чувствительности определяется как:

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{I_{КЗ.ВН}^{(2)}}{I_{C3.MT3}}. \quad (66)$$

Выдержка времени МТЗ отстраивается от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии (принимается  $t_{л.наиб} = 1,5$  с):

$$t_{\text{СЗ.МТЗ}} = t_{\text{Л.НАИБ}} + \Delta t, \quad (67)$$

Расчет для других сторон трансформатора производится соответственно алгоритму, представленному выше.

## 7.2 Дифференциальная защита трансформатора

Дифференциальная защита это основная защитой трансформаторов от повреждений в обмотках, а также на вводах трансформатора и на ошиновках. Участок цепи между измерительными трансформаторами тока на всех сторонах силового трансформатора является зоной защиты. Все объекты, которые находятся внутри зоны защиты, охватываются дифференциальной защитой.

Дифференциальная защита имеет строго ограниченную область действия, находящуюся между измерительными трансформаторами тока, поэтому она используется для быстрого отключения трансформатора, обеспечивая тем самым селективность, отключая только неисправный аппарат, а также объекты, попадающие в область, защита которой обеспечивается с помощью ДЗТ.

Для расчета уставок ДЗТ на микропроцессорной базе необходимо рассчитать рабочие вторичные токи трансформаторов тока.

На подстанции были выбраны ранее следующие трансформаторы тока: на стороне ВН – ТОГФ-220-УХЛ1, на стороне СН – ТРГ-35-УХЛ, на стороне НН – ТЛМ-10.

Определим коэффициенты трансформации ТТ:

$$K_{\text{ТТ}} = \frac{I_{\text{ТТ1}}}{I_{\text{ТТ2}}}, \quad (68)$$

где  $I_{\text{ТТ1}}$  – первичный ток трансформатора тока, А;

$I_{\text{ТТ2}}$  – вторичный ток трансформатора тока, А.

Рабочие вторичные токи трансформаторов тока:

$$I_{ТТ2} = \frac{I_{НОМ}}{K_{ТТ}}, \quad (69)$$

где  $I_{НОМ}$  – номинальный ток обмоток силового трансформатора;

$K_{ТТ}$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Дифференциальная защита отстраивается от токов небаланса. Для расчета необходимо рассчитать ток небаланса.

Ток небаланса при внешних КЗ определим по формуле, о.е.:

$$I_{НБ*} = K''_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ*} + \Delta f_{ВЫР*}, \quad (70)$$

где  $K''_{ПЕР}$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс,

$$K''_{ПЕР} = 2,5;$$

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

$\Delta U_{РЕГ*}$  – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора,  $\Delta U_{РЕГ*} = 0,02$ ;

$\Delta f_{ВЫР*}$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч,

$$\Delta f_{ВЫР*} = 0,02.$$

Минимальный ток срабатывания  $I_{d.min*}$  следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при токе торможения  $I_{bias*} = 1,25$ .

$$I_{d.min*} \geq I_{bias*} \cdot K_{ОТС} \cdot (K'_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ*} + \Delta f_{ВЫР*}), \quad (71)$$

где  $K_{ОТС}$  - коэффициент отстройки от тока небаланса,  $K_{ОТС} = 1,1$ ;

$K'_{ПЕР}$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс,  $K'_{ПЕР} = 1,5$

Далее для расчета уставок МТЗ необходимо произвести выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для терминала. Правильность установки тормозной характеристики влияет на чувствительность защиты. Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 38.

Таблица 38 – Тормозные характеристики

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
$K_{T1}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T,расч*}$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Проверяем соответствие коэффициента торможения заданному в таблице через  $I_{T,расч*}$  по формуле:

$$K_{T1} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб*} \cdot I_{скв*} - 0,7}{I_{скв*} - I_{т.расч*}} \leq K_{T1}; \quad (72)$$

### 7.3 Защита от перегрузок

На трёхобмоточных трансформаторах перегрузочная защита должна устанавливаться таким образом, чтобы она, во-первых реагировала на перегрузку любой из трёх обмоток и, во-вторых, обеспечивала защиту при работе трансформатора в режиме, когда одна из обмоток отключена.

Руководствуясь этими соображениями, на трёхобмоточных трансформаторах с одинаковой мощностью обмоток и односторонним питанием перегрузочную защиту устанавливают только на питающей обмотке. При неравной мощности обмоток защита устанавливается на всех трёх обмотках.

Учитывая, что обмотки трансформатора имеют одинаковую мощность, защиту от перегрузки устанавливаем со стороны питания (на стороне 220 кВ трансформатора).

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по формуле:

$$I_{с,з} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{НОМ}, \quad (73)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент надёжности отстройки,  $k_{отс} = 1,05$ .

## 7.4 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформатора предназначена для защиты от внутренних повреждений трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также от недопустимых понижений уровня масла.

Предусматривается две ступени действия газовой защиты трансформатора:

I ступень: должно обеспечиваться получение надежного отключения выключателей при кратковременном срабатывании газового реле.

II ступень: в выходных цепях защиты должна предусматриваться возможность перевода второй ступени защиты с отключения на сигнал.

При некоторых опасных повреждениях трансформатора срабатывает только газовая защита, в то время как «электрические» защиты трансформатора (ДЗТ, МТЗ и др.) не реагируют. К таким повреждениям трансформаторов относятся пожар в стали магнитопровода, некоторые неисправности переключателей ответвлений, межвитковые замыкания в обмотках, и многие другие повреждения, при которых возникают значительные местные повышения температуры частей трансформатора.

Расчет уставок релейной защиты приведен в Приложении Е. На основе проведенных расчетов выбираем устройство защиты RET-670.

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Энергетика – это основа промышленности мирового хозяйства. Энергетические объекты по степени влияния на окружающую среду являются одними из наиболее интенсивно воздействующих на биосферу в процессе эксплуатации. Тенденции и темпы развития энергетики зависят от уровня надежности электроснабжения и безопасности, в том числе экологической, электростанций разного типа, а так же защитой от возникновения чрезвычайных ситуаций на электростанциях и подстанциях. В виду этого, для данного проекта (реконструкция электрических сетей Амурской области для подключения Покровского автоклавного гидрометаллургического комплекса) будут рассмотрены следующие пункты:

- безопасность персонала при работе с электрооборудования;
- экологичность, которая связана с работой силовых трансформаторов ПС 220 кВ Ключевая после реконструкции;
- возникновение чрезвычайных ситуаций в процессе эксплуатации электрооборудования.

## **8.1 Безопасность**

8.1.1 Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок

Оперативные переключения должен выполнять оперативный или оперативно-ремонтный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя организации. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [9]:

1) вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем организации или структурного подразделения и закрепляется соответствующим распоряжением;

2) единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу не ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве;

3) отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

8.1.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

При выполнении работ в электроустановках работники должны иметь профессиональную подготовку соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала. При монтаже так же должны осуществляться нижеуказанные требования:

1) профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

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

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

4) работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником.[13]

8.1.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам [10]:

1) работа связана с подъемом на опоры на большую высоту;

2) рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день;

3) электромонтажники рассредоточиваются по рабочим местам вдоль воздушной линии, находясь друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда;

4) работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях воздушных линий, работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор [13].

Работы по монтажу и ремонту ВЛ связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту. Наиболее производительным и более безопасным способом подъема рабочих для выполнения работ на высоте является подъем с помощью специальных подъемных устройств, автовышки, автогидроподъемника и т.п.

Для обеспечения безопасности работающих на опорах, гирляндах, проводах и грозозащитных тросах необходимо строго выполнять правила техники безопасности, так как все работы на опорах воздушных линий относятся к верхолазным [9].

Подвеска проводов и тросов на участках пересечений должна выполняться только после отключения и надежного заземления рабочего пролета действующей ВЛ.

## **8.2 Экологичность**

Так как в данной работе рассматривается реконструкция ПС 220 Ключевая, рассмотрим шумовое загрязнение окружающей среды от работы трансформаторов.

При строительстве объекта инженеру необходимо руководствоваться природоохранными нормами и требованиями, а также законодательством, разработанным по охране окружающей среды.

Электроустановки должны удовлетворять требованиям действующих нормативных документов об охране природной среды по допустимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной совместимости [11].

Обмотка является одним из источников шума трансформаторов. Ее проводники вибрируют под действием сил взаимного притяжения при протекании в них переменного тока в режиме нагрузки. Генерирующими звук поверхно-

стями в данном случае являются торцевые части обмоток, прессующие кольца, ярмовые балки, детали крепления. Уровни звуковой мощности трансформаторов пропорциональны их массогабаритным параметрам, хотя на практике эта зависимость может значительно меняться под действием разного рода конструктивно-технологических факторов.

Так как ПС 220 кВ Ключевая является объектом реконструкции в данном проекте, проведем расчет шума, создаваемого трансформаторами. На подстанции установлены трансформаторы ТДТН-40000/220/35/10 (2шт.). в таблице 39 приведены исходные данные для расчета.

Таблица 39 - Исходные данные

Количество трансформаторов, N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора *, МВ*А	Класс напряжения *, кВ	Тип территории **
2	с системой охлаждения вида Д	40	220	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

По таблице 3 колонка № 13 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилые общественных зданий и на территории жилой застройки» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории, которая прилегающей к ПС. 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.

Допустимый уровень шума для территории непосредственно прилегающие к жилым домам: 45 дБА.

Определяем шумовые характеристики источника шума (модель трансформатора известна из расчетной части проекта), согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и

вида системы охлаждения. Корректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной масла (системы охлаждения вида Д) уровень звуковой мощности  $L_{PA}$  составляет 97 дБа ( $S_{ном} = 40$  МВА,  $U_{ном} = 220$  кВ)

Если источник шумового загрязнения имеет показатель направленности равный 1 и его корректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{PA}$ , то в любой точке полусферы радиусом  $R$  уровень шума создаваемый данным источником будет равным  $L_A$  (см. рисунок 9).

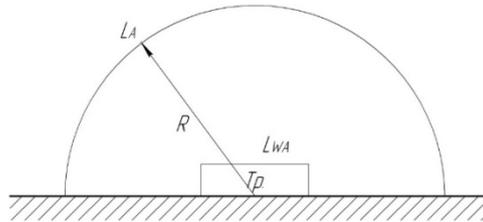


Рисунок 9 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение (73):

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (74)$$

где  $S$  - площадь поверхности полусферы, принимаем  $1 \text{ м}^2$ .

Тогда уровень шума можно определить по формуле (74):

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (75)$$

$$\text{где } S = \pi R^2. \quad (76)$$

На ПС Ключевая после реконструкции располагаются 2 трансформатора мощностью 40 МВА. ПС находится в поселке Тыгда, в соответствии с картой расположена относительно рассматриваемой территории согласно со схемой, приведенной на рисунке 9. Ближайшее к ПС здание – больница. Расстояния  $R_1$  и  $R_2$  известны, так как подстанция уже находится в эксплуатации и равны 246 и 275 м соответственно, а  $l$  - известно (из проекта).

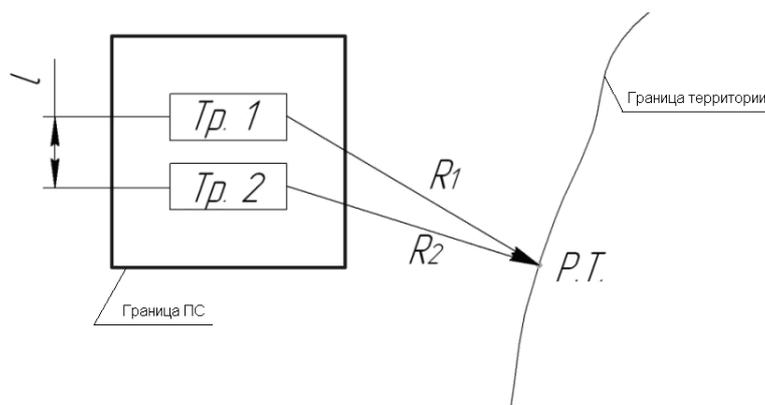


Рисунок 10 – Схема расположения ПС относительно ближайшей жилой застройки

Рассчитаем уровень шума, создаваемый трансформаторами во время работы по формуле (77):

$$L_{AT} = L_{PA} - 10 \lg \frac{2\pi R^2}{S_0}, \quad (77)$$

где  $R$  – расстояние от трансформатора до жилой застройки.

Для первого трансформатора, дБ:

$$L_{AT1} = 97 - 10 \lg \frac{2\pi 246^2}{1}$$

$$L_{AT1} = 41,1.$$

Для второго трансформатора, дБ:

$$L_{AT2} = 97 - 10 \lg \frac{2\pi 275^2}{1}$$

$$L_{AT1} = 40,2.$$

Определим суммарный уровень шума в расчетной точке по формуле (78):

$$L_{A\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot L_{PA}} \text{ дБА.} \quad (78)$$

$$L_{A\Sigma} = 10 \cdot \lg(10^{0,1 \cdot 41,1} + 10^{0,1 \cdot 40,2});$$

$$L_{A\Sigma} = 43,684 \text{ дБА.}$$

Для соблюдения санитарно-гигиенических требований создаваемого установленными трансформаторами требуется соответствие полученных результатов неравенству:

$$L_{A\Sigma} \leq ДУ_{L_A}. \quad (79)$$

$$43,684 \leq 45.$$

Вывод: Уровень шума, создаваемого трансформаторами, установленными на ПС Ключевая, не превышает допустимый уровень звука на территориях, непосредственно прилегающих к жилым застройкам.

### 8.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация - это обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

К чрезвычайной ситуации относят в частности пожар. Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Противопожарная защита обеспечивается [12]:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается [12]:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;

- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены все поставленные задачи.

Определён наиболее экономически и технически целесообразный вариант реконструкции сети для подключения Покровского автоклавного гидрометаллургического комплекса, строящегося на базе ОАО «Покровский рудник», заключающийся в увеличении трансформаторной мощности и реконструкции РУ ПС «Рудник».

Произведён расчёт рабочих токов для выбора сечения проводника и токов короткого замыкания для выбора современного электрооборудования высокого напряжения, выбор требуемой для предприятия трансформаторной мощности.

Выполнен расчёт молниезащиты и анализ грозоупорности ОРУ ПС 220 Ключевая. Осуществлен выбор параметров устройств релейной защиты и автоматики на базе нового автоматизированного оборудования.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации оборудования, а также вопросы охраны окружающей среды и противопожарные меры на подстанции.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, С.Н. Шелюг. Екатеринбург: УрФУ, 2012. — 86 с.
- 2 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008. – 132 с.
- 3 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электро-энергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 1990. – 383 с.
- 4 Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. – спб.: ДЕАН, 2013. – 52 с. Руководство пользователя.
- 5 Рожкова, Л.Д. Козулин, В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 647 с.
- 6 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие для Вузов/А.А. Федоров, Л.Е. Старкова - М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
- 7 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 648 с.
- 8 Рокотян, С.С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Рокотяна, С.С., Шапиро И.М. – М. : Энергоатомиздат, 2005. – 352 с.
- 9 Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н “Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок”.
- 10 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.:ПрофОбр – Издат, 2002. - 432 с.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М. : Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.
- 12 Инструкция по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций: Приказ МЧС РФ № 630 от 31.12.2002

13 Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н “Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок”

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчет режима в ПВК Rastr Win 3

#### 1. Нормальный режим

##### Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Магдагачи	220		1	26,5	16,9							208,58	42,99
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Сулус-тяга	220		1	10,1	9,6							207,01	42,78
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Ключевая	220		1	15,3	7,2							206,47	42,74
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Чалганы-тяга	220		1	23,7	14,1							204,56	42,44
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	Сиваки	220		1	0,9	-5,2							202,77	42,41
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	3	220		1									202,58	42,41
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	4	220		1									202,36	42,44
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Сиваки-тяга	220		1	5,2	3,6							202,48	42,42
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Мухинская-тяга	220		1	11,2	1,4							200,59	42,17
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Шимановск-тяга	220		1	9,6	4,2							197,64	42,80
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Шимановск	220		1	15,3	5,6							198,39	42,34
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	Ледяная-тяга	220		1	4,5	3,4							197,37	42,82
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Ледяная	220		1	15,4	1,5							197,16	42,84
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	5	220		1									197,44	42,83
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	6	220		1									197,32	42,81
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	АМУРСКАЯ 220	220		1	59,5	43,4	-9,3	-374,7	230,0				194,97	43,75
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ЗГЭС 220	220		1	27,5	3,0							217,59	45,68
18	<input type="checkbox"/>		Ген	31	ЗГЭС Г5 220	16		1			55,0	196,4	16,0	-1 000,0	1 000,0		16,00	47,11
19	<input type="checkbox"/>		Ген	32	ЗГЭС Г6 220	16		1			55,0	196,4	16,0	-1 000,0	1 000,0		16,00	47,11
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	Светлая	220		1	48,2	9,0							216,97	45,43
21	<input type="checkbox"/>		База	1	ЗГЭС 500	500		1			-34,5	-737,4					522,45	46,21
22	<input type="checkbox"/>		Ген	2	ЗГЭС Г1 500	16		1			60,0	40,4	16,0	-1 000,0	1 000,0		16,00	47,96
23	<input type="checkbox"/>		Ген	3	ЗГЭС Г2 500	16		1			60,0	40,4	16,0	-1 000,0	1 000,0		16,00	47,96
24	<input type="checkbox"/>		Ген	4	ЗГЭС Г3 500	16		1			60,0	40,4	16,0	-1 000,0	1 000,0		16,00	47,96
25	<input type="checkbox"/>		Ген	5	ЗГЭС Г4 500	16		1			60,0	40,4	16,0	-1 000,0	10 000,0		16,00	47,96
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	АМУРСКАЯ 500	500		1									516,95	44,75

##### Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	14			Магдагачи - Сулус-тяга	4,06	14,61	-87,4	1,8				-15	-11	60	8,7	
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	15			Магдагачи - Ключевая	5,35	23,42	-144,1	2,9				-11	-8	50	7,3	
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	15			Сулус-тяга - Ключевая	2,02	8,87	-54,6	1,1				-5	-5	26	4,2	
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	16			Ключевая - Чалганы-тяга	2,91	10,48	-62,7	1,3				-24	-27	107	15,6	
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	19			Чалганы-тяга - 4	6,11	21,96	-131,3	3,1				0	-15	59	9,7	
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	17			Ключевая - Сиваки	7,59	33,24	-201,5	4,3				-7	-15	68	11,2	
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	22	26			Шимановск-тяга - 5	0,30	1,08	-6,5	0,1				17	-36	118	17,1	
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	21	23			Мухинская-тяга - Шиман...	5,40	24,01	-143,5	3,0				4	-15	61	8,9	
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	24			5 - Ледяная-тяга	0,30	1,08	-6,5	0,1				-10	-10	41	6,8	
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	23	27			Шимановск - 6	3,56	15,61	-96,1	1,9				20	-15	79	13,0	
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	18			Сиваки - 3	0,33	1,18	-7,1	0,2				-6	-28	83	13,6	
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	18	21			3 - Мухинская-тяга	5,56	24,37	-150,0	2,9				-7	-11	52	7,5	
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	22			4 - Шимановск-тяга	6,63	23,90	-142,5	3,0				7	-36	121	17,5	
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	24			6 - Ледяная-тяга	0,30	1,08	-6,5	0,1				6	7	26	4,2	
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	25			6 - Ледяная	0,30	1,30	-8,2	0,2				14	-25	86	12,4	
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	25	29			Ледяная - АМУРСКАЯ 220	4,50	19,90	-122,3	2,4				30	-24	121	17,5	
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	29			5 - АМУРСКАЯ 220	5,70	20,50	-123,0	2,6				27	-27	122	17,7	
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	18	20			3 - Сиваки-тяга	0,25	1,09	-6,7	0,1				2	-18	52	8,6	
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	20			4 - Сиваки-тяга	0,52	1,86	-11,1	0,2				-7	15	47	7,8	
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	15			Светлая - Ключевая	10,76	48,04	-295,7	5,7				-64	-33	208	30,2	
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	30			Светлая - ЗГЭС 220	1,01	4,45	-27,4	0,5				56	21	159	23,0	
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	31			ЗГЭС 220 - ЗГЭС Г5 220	0,60	25,70	19,2	4,1	0,067			54	178		495	
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	32			ЗГЭС 220 - ЗГЭС Г6 220	0,60	25,70	19,2	4,1	0,067			54	178		495	
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2			ЗГЭС 500 - ЗГЭС Г1 500	2,65	143,00	4,1	0,9	0,030			60	37		77	
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3			ЗГЭС 500 - ЗГЭС Г2 500	2,65	143,00	4,1	0,9	0,030			60	37		77	
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	4			ЗГЭС 500 - ЗГЭС Г3 500	2,65	143,00	4,1	0,9	0,030			60	37		77	
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	5			ЗГЭС 500 - ЗГЭС Г4 500	2,65	143,00	4,1	0,9	0,030			60	37		77	
28	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	30			Светлая - ЗГЭС 220	1,01	4,45	-27,4	0,5				56	21	159	23,0	
29	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	13			ЗГЭС 220 - Магдагачи	9,97	55,86	-359,1	1,7				-54	-25	179	21,7	
30	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	30			ЗГЭС 500 - ЗГЭС 220	0,55	40,00	8,0	1,8	0,400			-85	274		317	
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	29			АМУРСКАЯ 500 - АМУРС...	0,55	40,00	8,0	1,8	0,400			-127	-386		455	
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	6			ЗГЭС 500 - АМУРСКАЯ 500	10,34	109,80	-1 284,0	45,8				-77	152	226	32,8	
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	6			ЗГЭС 500 - АМУРСКАЯ 500	10,50	111,30	-1 301,0	46,2				-76	155	228	33,1	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет режима в ПВК Rastr Win 3

Токовая нагрузка ЛЭП

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	Идоп_25	Идоп_р...	I/I_dop
1	13	14	Магдагачи - Сулус-тяга	63	70	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	10,2
2	13	15	Магдагачи - Ключевая			ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	
3	14	15	Сулус-тяга - Ключевая	32	38	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	6,2
4	15	16	Ключевая - Чалганы-тяга	114	119	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	17,2
5	16	19	Чалганы-тяга - 4	49	63	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	10,4
6	15	17	Ключевая - Сиваки	56	76	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	12,5
7	22	26	Шимановск-тяга - 5	113	114	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	16,5
8	21	23	Мухинская-тяга - Шиман...	45	62	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	8,9
9	26	24	5 - Ледяная-тяга	46	46	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	7,6
10	23	27	Шимановск - 6	66	74	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	12,1
11	17	18	Сиваки - 3	89	89	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	14,7
12	18	21	3 - Мухинская-тяга	44	57	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	8,3
13	19	22	4 - Шимановск-тяга	105	122	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	17,7
14	27	24	6 - Ледяная-тяга	30	30	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	610,0	5,0
15	27	25	6 - Ледяная	81	82	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	11,9
16	25	29	Ледяная - АМУРСКАЯ 220	102	113	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	16,4
17	26	29	5 - АМУРСКАЯ 220	103	114	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	16,5
18	18	20	3 - Сиваки-тяга	52	53	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	8,7
19	19	20	4 - Сиваки-тяга	46	45	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	7,6
20	33	15	Светлая - Ключевая	160	179	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	26,0
21	33	30	Светлая - ЗГЭС 220	143	142	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	20,7
22	33	30	Светлая - ЗГЭС 220	143	142	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	20,7
23	30	13	ЗГЭС 220 - Магдагачи	126	149	ВН	<input type="checkbox"/>	825,0	825,0	18,1
24	1	6	ЗГЭС 500 - АМУРСКАЯ 500	188	223	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	32,3
25	1	6	ЗГЭС 500 - АМУРСКАЯ 500	190	224	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	32,5

Потери

	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	5,54	2,73	0,88	1,54	0,39		-36,08	12,19	37,51	-87,60	1,82
2	500	27,84	0,35	0,69	24,84	1,96		-639,26	3,70	46,46	-698,21	8,79

Районы

	N...	Район	Ноб	Рген	Рнаг	Др	Рпотр	Рвн
1	1	1		306	273	33,38	306	0
2		1						



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### Расчет режима в ПВК Rastr Win 3

## 2. Аварийный режим

### Узлы

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Магдагачи	220		1	26,5	16,9							208,58	42,99
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Сулус-тяга	220		1	10,1	9,6							207,01	42,78
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Ключевая	220		1	15,3	7,2							206,47	42,74
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Чалганы-тяга	220		1	23,7	14,1							204,56	42,44
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	Сиваки	220		1	0,9	-5,2							202,77	42,41
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	3	220		1									202,58	42,41
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	4	220		1									202,36	42,44
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Сиваки-тяга	220		1	5,2	3,6							202,48	42,42
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Мухинская-тяга	220		1	11,2	1,4							200,59	42,17
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Шимановск-тяга	220		1	9,6	4,2							197,64	42,80
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Шимановск	220		1	15,3	5,6							198,39	42,34
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	Ледяная-тяга	220		1	4,5	3,4							197,37	42,82
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Ледяная	220		1	15,4	1,5							197,16	42,84
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	5	220		1									197,44	42,83
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	6	220		1									197,32	42,81
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	АМУРСКАЯ 220	220		1	59,5	43,4	-9,3	-374,7	230,0				194,97	43,75
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ЗГЭС 220	220		1	27,5	3,0							217,59	45,68
18	<input type="checkbox"/>		Ген	31	ЗГЭС Г5 220	16		1			55,0	196,4	16,0	-1 000,0	1 000,0		16,00	47,11
19	<input type="checkbox"/>		Ген	32	ЗГЭС Г6 220	16		1			55,0	196,4	16,0	-1 000,0	1 000,0		16,00	47,11
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	Светлая	220		1	48,2	9,0							216,97	45,43
21	<input type="checkbox"/>		База	1	ЗГЭС 500	500		1			-34,5	-737,4					522,45	46,21
22	<input type="checkbox"/>		Ген	2	ЗГЭС Г1 500	16		1			60,0	40,4	16,0	-1 000,0	1 000,0		16,00	47,96
23	<input type="checkbox"/>		Ген	3	ЗГЭС Г2 500	16		1			60,0	40,4	16,0	-1 000,0	1 000,0		16,00	47,96
24	<input type="checkbox"/>		Ген	4	ЗГЭС Г3 500	16		1			60,0	40,4	16,0	-1 000,0	1 000,0		16,00	47,96
25	<input type="checkbox"/>		Ген	5	ЗГЭС Г4 500	16		1			60,0	40,4	16,0	-1 000,0	10 000,0		16,00	47,96
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	АМУРСКАЯ 500	500		1									516,95	44,75

### Ветви

Ветви	Узлы	Потери	Районы	Токовая нагрузка ЛЭП															
О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Kt/r	N_внц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	13	14			Магдагачи - Сулус-тяга	4,06	14,61	-87,4	1,8				-24	-20		93	13,5
2	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	13	15			Магдагачи - Ключевая	5,35	23,42	-144,1	2,9								
3	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	14	15			Сулус-тяга - Ключевая	2,02	8,87	-54,6	1,1				-14	-13		58	9,5
4	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	15	16			Ключевая - Чалганы-тяга	2,91	10,48	-62,7	1,3				-23	-26		103	15,0
5	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	19			Чалганы-тяга - 4	6,11	21,96	-131,3	3,1				1	-14		55	9,0
6	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	15	17			Ключевая - Сиваки	7,59	33,24	-201,5	4,3				-6	-13		64	10,5
7	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	22	26			Шимановск-тяга - 5	0,30	1,08	-6,5	0,1				18	-34		114	16,5
8	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	21	23			Мухинская-тяга - Шиман...	5,40	24,01	-143,5	3,0				4	-14		59	8,5
9	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	26	24			5 - Ледяная-тяга	0,30	1,08	-6,5	0,1				-10	-9		40	6,6
10	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	23	27			Шимановск - 6	3,56	15,61	-96,1	1,9				20	-14		78	12,8
11	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	17	18			Сиваки - 3	0,33	1,18	-7,1	0,2				-5	-27		79	12,9
12	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	18	21			3 - Мухинская-тяга	5,56	24,37	-150,0	2,9				-7	-10		49	7,1
13	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	19	22			4 - Шимановск-тяга	6,63	23,90	-142,5	3,0				8	-33		115	16,7
14	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	27	24			6 - Ледяная-тяга	0,30	1,08	-6,5	0,1				5	6		24	4,0
15	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	27	25			6 - Ледяная	0,30	1,30	-8,2	0,2				15	-24		83	12,0
16	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	25	29			Ледяная - АМУРСКАЯ 220	4,50	19,90	-122,3	2,4				30	-22		119	17,3
17	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	26	29			5 - АМУРСКАЯ 220	5,70	20,50	-123,0	2,6				28	-25		120	17,4
18	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	18	20			3 - Сиваки-тяга	0,25	1,09	-6,7	0,1				2	-17		51	8,3
19	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	19	20			4 - Сиваки-тяга	0,52	1,86	-11,1	0,2				-7	14		46	7,6
20	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	33	15			Светлая - Ключевая	10,76	48,04	-295,7	5,7				-65	-37		217	31,5
21	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	33	30			Светлая - ЗГЭС 220	1,01	4,45	-27,4	0,5				57	23		163	23,6
22	<input type="checkbox"/>	Тр-р	30	31			ЗГЭС 220 - ЗГЭС Г5 220	0,60	25,70	19,2	4,1	0,067			54	179			496
23	<input type="checkbox"/>	Тр-р	30	32			ЗГЭС 220 - ЗГЭС Г6 220	0,60	25,70	19,2	4,1	0,067			54	179			496
24	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	2			ЗГЭС 500 - ЗГЭС Г1 500	2,65	143,00	4,1	0,9	0,030			60	37			77
25	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	3			ЗГЭС 500 - ЗГЭС Г2 500	2,65	143,00	4,1	0,9	0,030			60	37			77
26	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	4			ЗГЭС 500 - ЗГЭС Г3 500	2,65	143,00	4,1	0,9	0,030			60	37			77
27	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	5			ЗГЭС 500 - ЗГЭС Г4 500	2,65	143,00	4,1	0,9	0,030			60	37			77
28	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	33	30			Светлая - ЗГЭС 220	1,01	4,45	-27,4	0,5				57	23		163	23,6
29	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	13			ЗГЭС 220 - Магдагачи	9,97	55,86	-359,1	1,7				-51	-25		174	21,0
30	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	30			ЗГЭС 500 - ЗГЭС 220	0,55	40,00	8,0	1,8	0,400			-84	272			314
31	<input type="checkbox"/>	Тр-р	6	29			АМУРСКАЯ 500 - АМУРС...	0,55	40,00	8,0	1,8	0,400			-128	-390			459
32	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	1	6			ЗГЭС 500 - АМУРСКАЯ 500	10,34	109,80	-1 284,0	45,8				-77	150		229	33,2
33	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	1	6			ЗГЭС 500 - АМУРСКАЯ 500	10,50	111,30	-1 301,0	46,2				-76	153		230	33,4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет режима в ПВК Rastr Win 3

Районы

	N...	Район	Ноб	Рген	Рнаг	Dr	Рпотр	Рвн
1	1	1		339	305	34,13	339	0
2		1						

Потери

	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	6,24	3,45	0,89	1,52	0,39		-30,60	15,64	38,33	-86,39	1,81
2	500	27,88	0,43	0,70	24,79	1,96		-635,98	4,51	47,55	-696,83	8,78

Токовая загрузка ЛЭП

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	N_I(t)	Tс	Iдоп_25	I_доп...	Iдоп_р...	I/I_доп
1	13	14	Магдагачи - Сулус-тяга	63	70	ВН	<input type="checkbox"/>			690,0		690,0	10,2
2	13	15	Магдагачи - Ключевая			ВН	<input type="checkbox"/>			690,0		690,0	
3	14	15	Сулус-тяга - Ключевая	32	38	ВН	<input type="checkbox"/>			610,0		610,0	6,2
4	15	16	Ключевая - Чалганы-тяга	114	119	ВН	<input type="checkbox"/>			690,0		690,0	17,2
5	16	19	Чалганы-тяга - 4	49	63	ВН	<input type="checkbox"/>			610,0		610,0	10,4
6	15	17	Ключевая - Сиваки	56	76	ВН	<input type="checkbox"/>			610,0		610,0	12,5
7	22	26	Шимановск-тяга - 5	113	114	ВН	<input type="checkbox"/>			690,0		690,0	16,5
8	21	23	Мухинская-тяга - Шиман...	45	62	ВН	<input type="checkbox"/>			690,0		690,0	8,9
9	26	24	5 - Ледяная-тяга	46	46	ВН	<input type="checkbox"/>			610,0		610,0	7,6
10	23	27	Шимановск - 6	66	74	ВН	<input type="checkbox"/>			610,0		610,0	12,1
11	17	18	Сиваки - 3	89	89	ВН	<input type="checkbox"/>			610,0		610,0	14,7
12	18	21	3 - Мухинская-тяга	44	57	ВН	<input type="checkbox"/>			690,0		690,0	8,3
13	19	22	4 - Шимановск-тяга	105	122	ВН	<input type="checkbox"/>			690,0		690,0	17,7
14	27	24	6 - Ледяная-тяга	30	30	ВН	<input type="checkbox"/>			690,0		610,0	5,0
15	27	25	6 - Ледяная	81	82	ВН	<input type="checkbox"/>			690,0		690,0	11,9
16	25	29	Ледяная - АМУРСКАЯ 220	102	113	ВН	<input type="checkbox"/>			690,0		690,0	16,4
17	26	29	5 - АМУРСКАЯ 220	103	114	ВН	<input type="checkbox"/>			690,0		690,0	16,5
18	18	20	3 - Сиваки-тяга	52	53	ВН	<input type="checkbox"/>			610,0		610,0	8,7
19	19	20	4 - Сиваки-тяга	46	45	ВН	<input type="checkbox"/>			610,0		610,0	7,6
20	33	15	Светлая - Ключевая	160	179	ВН	<input type="checkbox"/>			690,0		690,0	26,0
21	33	30	Светлая - ЗГЭС 220	143	142	ВН	<input type="checkbox"/>			690,0		690,0	20,7
22	33	30	Светлая - ЗГЭС 220	143	142	ВН	<input type="checkbox"/>			690,0		690,0	20,7
23	30	13	ЗГЭС 220 - Магдагачи	126	149	ВН	<input type="checkbox"/>			825,0		825,0	18,1
24	1	6	ЗГЭС 500 - АМУРСКАЯ 500	188	223	ВН	<input type="checkbox"/>			690,0		690,0	32,3
25	1	6	ЗГЭС 500 - АМУРСКАЯ 500	190	224	ВН	<input type="checkbox"/>			690,0		690,0	32,5



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

$$\varepsilon_{2015.2020} := 0.03248 \quad k_m := 1.2$$

$$\varepsilon_{2020.2025} := 0.02006 \quad k_\phi := 1.1$$

$$\varepsilon_{2025.2030} := 0.02 \quad \cos\varphi := 0.8944$$

ПС Магдагачи

$$S_{max} := 26.5 \quad MBA$$

$$P_{max} := S_{max} \cdot \cos\varphi = 23.702 \quad MBm$$

$$P_{cp} := \frac{P_{max}}{k_m} = 19.751 \quad MBm$$

$$P_{эф} := P_{cp} \cdot k_\phi = 21.726 MBm$$

$$P_{max.прогн.2020} := P_{max} \cdot (1 + \varepsilon_{2015.2020})^5 = 27.809 \quad MBm$$

$$P_{max.прогн.2025} := P_{max.прогн.2020} \cdot (1 + \varepsilon_{2020.2025})^5 = 30.712 \quad MBm$$

$$P_{max.прогн.2030} := P_{max.прогн.2025} \cdot (1 + \varepsilon_{2025.2030})^5 = 33.909 \quad MBm$$

$$P_{cp.прогн.2020} := P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon_{2015.2020})^5 = 23.174 \quad MBm$$

$$P_{cp.прогн.2025} := P_{cp.прогн.2020} \cdot (1 + \varepsilon_{2020.2025})^5 = 25.594 \quad MBm$$

$$P_{cp.прогн.2030} := P_{cp.прогн.2025} \cdot (1 + \varepsilon_{2025.2030})^5 = 28.258 \quad MBm$$

$$P_{эф.прогн.2020} := P_{эф} \cdot (1 + \varepsilon_{2015.2020})^5 = 25.492 \quad MBm$$

$$P_{эф.прогн.2025} := P_{эф.прогн.2020} \cdot (1 + \varepsilon_{2020.2025})^5 = 28.153 \quad MBm$$

$$P_{эф.прогн.2030} := P_{эф.прогн.2025} \cdot (1 + \varepsilon_{2025.2030})^5 = 31.083 \quad MBm$$

ПС Сулус/т

$$S_{max} := 10.1 \quad MBA$$

$$P_{max} := S_{max} \cdot \cos\varphi = 9.033 \quad MBm$$

$$P_{cp} := \frac{P_{max}}{k_m} = 7.528 \quad MBm$$

$$P_{эф} := P_{cp} \cdot k_\phi = 8.281 \quad MBm$$

$$P_{max.прогн.2020} := P_{max} \cdot (1 + \varepsilon_{2015.2020})^5 = 10.599 \quad MBm$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

$$P_{\text{max.прогн.2025}} := P_{\text{max.прогн.2020}} \cdot (1 + \varepsilon_{2020.2025})^5 = 11.706 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{max.прогн.2030}} := P_{\text{max.прогн.2025}} \cdot (1 + \varepsilon_{2025.2030})^5 = 12.924 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.2020}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + \varepsilon_{2015.2020})^5 = 8.832 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.2025}} := P_{\text{ср.прогн.2020}} \cdot (1 + \varepsilon_{2020.2025})^5 = 9.755 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.2030}} := P_{\text{ср.прогн.2025}} \cdot (1 + \varepsilon_{2025.2030})^5 = 10.77 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.2020}} := P_{\text{эф}} \cdot (1 + \varepsilon_{2015.2020})^5 = 9.716 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.2025}} := P_{\text{эф.прогн.2020}} \cdot (1 + \varepsilon_{2020.2025})^5 = 10.73 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.2030}} := P_{\text{эф.прогн.2025}} \cdot (1 + \varepsilon_{2025.2030})^5 = 11.847 \text{ MВт}$$

ПС Ключевая

$$S_{\text{max}} := 15.3 \text{ MВА}$$

$$P_{\text{max}} := S_{\text{max}} \cdot \cos\varphi = 13.684 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{P_{\text{max}}}{k_m} = 11.404 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{эф}} := P_{\text{ср}} \cdot k_{\phi} = 12.544 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{max.прогн.2020}} := P_{\text{max}} \cdot (1 + \varepsilon_{2015.2020})^5 = 16.056 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{max.прогн.2025}} := P_{\text{max.прогн.2020}} \cdot (1 + \varepsilon_{2020.2025})^5 = 17.732 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{max.прогн.2030}} := P_{\text{max.прогн.2025}} \cdot (1 + \varepsilon_{2025.2030})^5 = 19.578 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.2020}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + \varepsilon_{2015.2020})^5 = 13.38 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.2025}} := P_{\text{ср.прогн.2020}} \cdot (1 + \varepsilon_{2020.2025})^5 = 14.777 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.2030}} := P_{\text{ср.прогн.2025}} \cdot (1 + \varepsilon_{2025.2030})^5 = 16.315 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.2020}} := P_{\text{эф}} \cdot (1 + \varepsilon_{2015.2020})^5 = 14.718 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.2025}} := P_{\text{эф.прогн.2020}} \cdot (1 + \varepsilon_{2020.2025})^5 = 16.254 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.2030}} := P_{\text{эф.прогн.2025}} \cdot (1 + \varepsilon_{2025.2030})^5 = 17.946 \text{ MВт}$$

П Р И Л О Ж Е Н И Е Б

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

ПС Чалганы/т

$$S_{max} := 23.7 \text{ MVA}$$

$$P_{max} := S_{max} \cdot \cos\varphi = 21.197 \text{ MВт}$$

$$P_{cp} := \frac{P_{max}}{k_m} = 17.664 \text{ MВт}$$

$$P_{эф} := P_{cp} \cdot k_{\phi} = 19.431 \text{ MВт}$$

$$P_{max.прогн.2020} := P_{max} \cdot (1 + \varepsilon_{2015.2020})^5 = 24.871 \text{ MВт}$$

$$P_{max.прогн.2025} := P_{max.прогн.2020} \cdot (1 + \varepsilon_{2020.2025})^5 = 27.467 \text{ MВт}$$

$$P_{max.прогн.2030} := P_{max.прогн.2025} \cdot (1 + \varepsilon_{2025.2030})^5 = 30.326 \text{ MВт}$$

$$P_{cp.прогн.2020} := P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon_{2015.2020})^5 = 20.726 \text{ MВт}$$

$$P_{cp.прогн.2025} := P_{cp.прогн.2020} \cdot (1 + \varepsilon_{2020.2025})^5 = 22.889 \text{ MВт}$$

$$P_{cp.прогн.2030} := P_{cp.прогн.2025} \cdot (1 + \varepsilon_{2025.2030})^5 = 25.272 \text{ MВт}$$

$$P_{эф.прогн.2020} := P_{эф} \cdot (1 + \varepsilon_{2015.2020})^5 = 22.798 \text{ MВт}$$

$$P_{эф.прогн.2025} := P_{эф.прогн.2020} \cdot (1 + \varepsilon_{2020.2025})^5 = 25.178 \text{ MВт}$$

$$P_{эф.прогн.2030} := P_{эф.прогн.2025} \cdot (1 + \varepsilon_{2025.2030})^5 = 27.799 \text{ MВт}$$

ПС Светлая

$$S_{max} := 48.2 \text{ MVA}$$

$$P_{max} := S_{max} \cdot \cos\varphi = 43.11 \text{ MВт}$$

$$P_{cp} := \frac{P_{max}}{k_m} = 35.925 \text{ MВт}$$

$$P_{эф} := P_{cp} \cdot k_{\phi} = 39.518 \text{ MВт}$$

$$P_{max.прогн.2020} := P_{max} \cdot (1 + \varepsilon_{2015.2020})^5 = 50.581 \text{ MВт}$$

$$P_{max.прогн.2025} := P_{max.прогн.2020} \cdot (1 + \varepsilon_{2020.2025})^5 = 55.862 \text{ MВт}$$

$$P_{max.прогн.2030} := P_{max.прогн.2025} \cdot (1 + \varepsilon_{2025.2030})^5 = 61.676 \text{ MВт}$$

П Р И Л О Ж Е Н И Е Б

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

$$P_{\text{ср.прогн.2020}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + \varepsilon_{2015.2020})^5 = 42.151 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.2025}} := P_{\text{ср.прогн.2020}} \cdot (1 + \varepsilon_{2020.2025})^5 = 46.552 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.2030}} := P_{\text{ср.прогн.2025}} \cdot (1 + \varepsilon_{2025.2030})^5 = 51.397 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.2020}} := P_{\text{эф}} \cdot (1 + \varepsilon_{2015.2020})^5 = 46.366 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.2025}} := P_{\text{эф.прогн.2020}} \cdot (1 + \varepsilon_{2020.2025})^5 = 51.207 \text{ MВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.2030}} := P_{\text{эф.прогн.2025}} \cdot (1 + \varepsilon_{2025.2030})^5 = 56.536 \text{ MВт}$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Расчет уставок релейной защиты в программе MathCad 15

*Дистанционная защита*

$$R_{л1} := 0.198 \quad X_{л1} := 0.42 \quad j := \sqrt{-1}$$

$$Z_{л1} := \sqrt{R_{л1}^2 + X_{л1}^2} = 0.464$$

*Сопротивление срабатывания первой ступени защиты*

*Для линии 1*

$$Z_{сз.I} := 0.85 \cdot Z_{л1} = 0.395 \quad X_{ТВ1} := 35.5 \quad X_{ТН1} := 22 \quad S_n := 6.3$$

*Сопротивление срабатывания второй ступени защиты*

$$Z_{сз.II} := 0.85 [Z_{л1} + 0.85 \cdot (X_{ТВ1} + X_{ТН1})] = 41.938$$

$$K_{ч.II} := \frac{Z_{сз.II}}{X_{л1}} = 99.853$$

$$U_{НОМ} := 35$$

$$U_{рабmin} := 0.95 \cdot U_{НОМ} = 33.25$$

$$k_H := 1.2$$

$$k_B := 1.1$$

$$I_{нагр} := \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{рабmin}} = 0.109$$

$$Z_{IIIcз1} := \frac{U_{рабmin}}{1.05 \cdot k_H \cdot k_B \cdot I_{нагр}} = 219.301$$

*Проверка по чувствительности*

$$K_{IIIч1} := \frac{Z_{IIIcз1}}{Z_{л1} + (X_{ТВ1} + X_{ТН1})} = 3.783 \quad K_{ч} \geq 1.25$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

### Расчет уставок релейной защиты в программе MathCad 15

*Дифференциальная защита*

*Номинальные токи Трансформатора*  $S_n := 40$

$$I_{\text{НОМВН}} := \frac{S_n \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 104.973$$

$$I_{\text{max.k2.3}} := 3664 \quad I_{\text{min.k2.3}} := \frac{I_{\text{max.k2.3}}}{1.5} = 2.443 \times 10^3$$

$$I_{\text{НОМСН}} := \frac{S_n \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 30} = 769.8$$

$$I_{\text{max.k3.3}} := 4184 \quad I_{\text{min.k3.3}} := \frac{I_{\text{max.k3.3}}}{1.5} = 2.789 \times 10^3$$

$$I_{\text{НОМНН}} := \frac{S_n \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2.309 \times 10^3$$

$$I_{\text{max.k4.3}} := 10600$$

$$I_{\text{min.k4.3}} := \frac{I_{\text{max.k4.3}}}{1.5} = 7.067 \times 10^3$$

*Коэффициенты трансформации ТТ*

$$K_{\text{т.ВН}} := \frac{500}{5}$$

$$I_{\text{min.k2.2}} := \frac{I_{\text{max.k2.3}} \cdot \sqrt{3}}{1.5 \cdot 2} = 2.115 \times 10^3$$

$$K_{\text{т.СН}} := \frac{1000}{5}$$

$$I_{\text{min.k3.2}} := \frac{I_{\text{max.k3.3}} \cdot \sqrt{3}}{1.5 \cdot 2} = 2.416 \times 10^3$$

$$K_{\text{т.НН}} := \frac{3000}{5}$$

$$I_{\text{min.k4.2}} := \frac{I_{\text{max.k4.3}} \cdot \sqrt{3}}{1.5 \cdot 2} = 6.12 \times 10^3$$

*Вторичные токи ТТ в номинальном режиме*

$$k_{\text{сх}\Delta} := 1 \quad k_{\text{сх}Y} := 1$$

$$I_{\text{вторВН}} := \frac{I_{\text{НОМВН}} \cdot k_{\text{сх}\Delta}}{K_{\text{т.ВН}}} = 1.05$$

$$I_{\text{вторСН}} := \frac{I_{\text{НОМСН}} \cdot k_{\text{сх}\Delta}}{K_{\text{т.СН}}} = 3.849$$

$$I_{\text{вторНН}} := \frac{I_{\text{НОМНН}} \cdot k_{\text{сх}Y}}{K_{\text{т.НН}}} = 3.849$$

Проверка обеспечения цифрового выравнивания:

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

### Расчет уставок релейной защиты в программе MathCad 15

$$\frac{I_{\text{вторВН}}}{5} = 0.21$$

$$\frac{I_{\text{вторСН}}}{5} = 0.77$$

$$\frac{I_{\text{вторНН}}}{5} = 0.77$$

$$0.1 < \frac{I_{\text{вторНН}}}{I_{\text{вт.ном}}} < 4$$

*Так небаланс при внешних КЗ определяется по формуле*

$$K_a := 2 \quad K_{\text{одн}} := 1 \quad \varepsilon := 0.1 \quad K_{\text{зап}} := 1.5 \quad K_{\text{над}} := 1.5 \quad \text{tg}\alpha := 0.75$$

$$\Delta U_{\text{рпн}} := \frac{9 \cdot 1.78}{100} = 0.16 \quad \text{Максимальное возможное отклонение напряжение РПН}$$

$K_{\text{пер}} := 1$  Коэффициент учитывающий переходный процесс для трансформаторов не более 40 МВА равен 1

$\Delta f_{\text{выр}} := 0.02$  Относительная погрешность выравнивания токов плеч

Определяем расчетный коэффициент небаланса:

$$K_{\text{нб.расч}} := \sqrt{\left[ (K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon)^2 \cdot \left[ 1 + 2(\Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{выр}}) \right] + (\Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{выр}})^2 \right]} = 0.215$$

Определяем начальный дифференциальный ток срабатывания

$K_{\text{отс}} := 1.2$  Коэффициент отстройки

$\text{EndSection1} := 1.15$  Начальный тормозной ток

$$I_{\text{d}_{\text{min}}} := K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб.расч}} \cdot \text{EndSection1} = 0.296$$

Проверяем чувствительность для горизонтального участка:

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

### Расчет уставок релейной защиты в программе MathCad 15

$$I_{\text{диф.расч}} := \frac{I_{\text{min.k2.2}}}{I_{\text{номВН}}} = 20.152$$

$$I_{\text{диф.ср}} := 0.3$$

$$K_{\text{ч}} := \frac{I_{\text{диф.расч}}}{I_{\text{диф.ср}}} = 67.173$$

$$\frac{Id_{\text{min}}}{\text{EndSection1}} = 0.258$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки  $I_{\text{диф.от}}$

$$I_{\text{с.диф.от}} := \frac{I_{\text{max.k2.3}}}{I_{\text{номВН}}} = 34.904$$

$$I_{\text{диф.от}} \geq K_{\text{отс}} \cdot 0.65 \cdot I_{\text{с.диф.от}} \cdot 100 = 2723 \%$$

Принимаем параметр  $I_{\text{диф.от}} = 1430\%$

Выбор уставок МТЗ  $U_{110} := 110$

Для ВН

$$I_{\text{ВНmax}} := \frac{\sqrt{47.3^2 + 20^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0.847$$

$K_{\text{н}} := 1.2$  коэффициент надежности

$K_{\text{САМ}} := 2.3$  коэффициент самозапуска двигателей

$K_{\text{в}} := 0.8$  коэффициент возврата реле

Рассчитаем ток срабатывания на стороне ВН по формуле

$$I_{\text{с.з}} := \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{САМ}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ВНmax}} \cdot 1000 = 2.923 \times 10^3$$

Коэффициент чувствительности

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет уставок релейной защиты в  
программе MathCad 15

$$K_{\text{ч}} := \frac{I_{\text{min.k2.2}}}{I_{\text{с.3}}} = 0.724 \quad K_{\text{ч}} \geq 1.5 = 0$$

Условие по чувствительности выполняется

Наибольшая выдержка времени резервных защит отходящих присоединений принимаем равной 1с.

$$t_{\text{пр.max}} := 1 \quad \Delta t := 0.5$$

$$t_{\text{с.зТ}} := t_{\text{пр.max}} + \Delta t = 1.5$$

Для СН  $U_{35} := 35$   $P_{\text{maxCH}} := 24.09$   $Q_{\text{нескCH}} := 10.2$

$$I_{\text{CHmax}} := \frac{\sqrt{P_{\text{maxCH}}^2 + Q_{\text{нескCH}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{35}} = 0.432$$

Рассчитаем ток срабатывания на стороне ВН по формуле

$$I_{\text{max}} := \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{САМ}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{CHmax}} \cdot 1000 = 1.489 \times 10^3$$

Коэффициент чувствительности

$$K_{\text{с}} := \frac{I_{\text{min.k3.2}}}{I_{\text{с.3}}} = 1.623 \quad K_{\text{ч}} \geq 1.5 = 1$$

Условие по чувствительности выполняется

Наибольшая выдержка времени резервных защит отходящих присоединений принимаем равной 1с.

$$t_{\text{пр.max}} := 1 \quad \Delta t := 0.5$$

$$t_{\text{с.зТ}} := t_{\text{пр.max}} + \Delta t = 1.5$$

Для НН  $U_{10} := 10$   $P_{\text{maxНН}} := 8$   $Q_{\text{нескНН}} := 2.2$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

### Расчет уставок релейной защиты в программе MathCad 15

$$I_{\text{ВНmax}} := \frac{\sqrt{P_{\text{maxВН}}^2 + Q_{\text{нескВН}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{10}} = 0.479$$

Рассчитаем ток срабатывания на стороне ВН по формуле

$$I_{\text{ср}} := \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{САМ}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ВНmax}} \cdot 1000 = 1.653 \times 10^3$$

Коэффициент чувствительности

$$K_{\text{ч}} := \frac{I_{\text{min.k4.2}}}{I_{\text{с.з}}} = 3.703 \quad K_{\text{ч}} \geq 1.5 = 1$$

Условие по чувствительности выполняется

Наибольшая выдержка времени резервных защит отходящих присоединений принимаем равной 1с.

$$t_{\text{пр.max}} := 1 \quad \Delta t := 0.5$$

$$t_{\text{ср.т}} := t_{\text{пр.max}} + \Delta t = 1.5$$

Расчет уставок защиты от перегрузок

Для ВН

$$K_{\text{отс}} := 1.05 \quad \text{коэффициент отстройки}$$

Рассчитаем первую ступень

$$I_{\text{сз}} := \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ВНmax}} \cdot 1000 = 1.112 \times 10^3$$

Ток срабатывания:

$$I_{\text{ср}} := \frac{I_{\text{сз}}}{K_{\text{т.ВН}} \cdot 5} \cdot 100 = 222.37\%$$

Для СН

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

### Расчет уставок релейной защиты в программе MathCad 15

Расчитаем первую ступень

$$I_{\text{сз}} := \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{CHmax}} \cdot 1000 = 566.39 \text{ A}$$

Ток срабатывания:

$$I_{\text{ср}} := \frac{I_{\text{сз}}}{K_{\text{т.СН}} \cdot 5} \cdot 100 = 56.639 \%$$

Для НН

Расчитаем первую ступень

$$I_{\text{сз}} := \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ННmax}} \cdot 1000 = 628.72 \text{ A}$$

Ток срабатывания:

$$I_{\text{ср}} := \frac{I_{\text{сз}}}{K_{\text{т.НН}} \cdot 5} \cdot 100 = 20.957 \%$$





## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### Расчет токов короткого замыкания в ПВК Rastr Win 3

#### Узлы/Несим/ИД

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
3	<input type="checkbox"/>			у	3	ЗГЭС Г2 500		16
4	<input type="checkbox"/>			у	4	ЗГЭС Г3 500		16
5	<input type="checkbox"/>			у	5	ЗГЭС Г4 500		16
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Амурская 500		500
7	<input type="checkbox"/>			зак	7	ключевая сн		35
8	<input type="checkbox"/>			зак	8	ключевая нн		10
9	<input type="checkbox"/>			у	9	кл нейтр		220
10	<input type="checkbox"/>			у	10	кл нейтр 2		220
11	<input type="checkbox"/>			зак	13	Магдагачи		220
12	<input type="checkbox"/>			зак	14	Сулус/тяга		220
13	<input type="checkbox"/>			у	15	ключевая		220
14	<input type="checkbox"/>			зак	16	чалганы тяга		220
15	<input type="checkbox"/>			зак	17	сиваки		220
16	<input type="checkbox"/>			у	18	3		220
17	<input type="checkbox"/>			у	19	4		220
18	<input type="checkbox"/>			у	20	сиваки тяга		220
19	<input type="checkbox"/>			у	21	мух тяга		220
20	<input type="checkbox"/>			у	22	шимановск тяга		220
21	<input type="checkbox"/>			у	23	шимановск		220
22	<input type="checkbox"/>			у	24	ледяная тяга		220
23	<input type="checkbox"/>			у	25	ледяная		220
24	<input type="checkbox"/>			у	26	5		220
25	<input type="checkbox"/>			у	27	6		220
26	<input type="checkbox"/>			у	29	амурская 220		220
27	<input type="checkbox"/>			у	30	згэс 220		220
28	<input type="checkbox"/>			у	31	згэс г5 220		16
29	<input type="checkbox"/>			у	32	згэс г6 220		16
30	<input type="checkbox"/>			зак	33	светлая		220

#### Генератор/Несим

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	✗	✗	1		31	0,010	0,205		0,24		0,29	15,750
2	✗	✗	2		32	0,010	0,205		0,24		0,59	15,750
3	✗	✗	3		2	0,010	0,205		0,24		0,29	15,750
4	✗	✗	4		3	0,010	0,205		0,24		0,29	15,750
5	✗	✗	5		4	0,010	0,205		0,24		0,29	15,750
6	✗	✗	6		5	0,010	0,205		0,24		0,29	15,750
7			7		15	0,010	10,000				100,00	230,000

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

### Расчет токов короткого замыкания в ПВК Rastr Win 3

#### Ветви/Несим/ИД

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Кт/л	Кт/г	r0	x0	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	1	2		ЗГЭС 500 - ЗГЭС Г1 500	2,65	143,00	0,9	4,1	0,030		2,650	143,000	0,900	4,100
2	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	1	3		ЗГЭС 500 - ЗГЭС Г2 500	2,65	143,00	0,9	4,1	0,030		2,650	143,000	0,900	4,100
3	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	1	4		ЗГЭС 500 - ЗГЭС Г3 500	2,65	143,00	0,9	4,1	0,030		2,650	143,000	0,900	4,100
4	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	1	5		ЗГЭС 500 - ЗГЭС Г4 500	2,65	143,00	0,9	4,1	0,030		2,650	143,000	0,900	4,100
5	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	1	30		ЗГЭС 500 - згэс 220	0,55	40,00	1,8	8,0	0,040		0,550	40,000	1,800	8,000
6	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	1	6		ЗГЭС 500 - Амурская 500	10,34	109,80	45,8	-1 284,0			10,340	329,400	45,800	-1 284,000
7	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	1	6		ЗГЭС 500 - Амурская 500	10,50	111,30	46,2	-1 301,0			10,500	333,900	46,200	-1 301,000
8	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	6	29		Амурская 500 - амурская...	0,55	40,00	1,8	8,0	0,400		0,550	40,000	1,800	8,000
9	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	9	8		кл нейтр - ключевая нн	3,60	125,00			0,047		3,600	125,000		
10	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	9	7		кл нейтр - ключевая сн	3,60				0,175		3,600			
11	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	10	7		кл нейтр 2 - ключевая сн	3,60				0,175		3,600			
12	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	10	8		кл нейтр 2 - ключевая нн	3,60	125,00			0,470		3,600	125,000		
13	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	13	14		Магдагачи - Сулус/тяга	4,06	14,61	1,8	-87,4			4,060	43,830	1,800	-87,400
14	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	13	15		Магдагачи - ключевая	5,35	23,42	2,9	-144,1			5,350	70,260	2,900	-144,100
15	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	14	15		Сулус/тяга - ключевая	2,02	8,87	1,1	-54,6			2,020	24,800	1,100	-54,600
16	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	15	16		ключевая - чалганы тяга	2,91	10,48	1,3	-62,7			2,910	31,440	1,300	-62,700
17	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	15	17		ключевая - сиваки	7,59	33,24	4,3	-201,5			7,590	99,720	4,300	-201,500
18	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	15	10		ключевая - кл нейтр 2	3,60	165,00	1,0	8,3	1,000		3,600	165,000	1,000	8,300
19	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	15	9		ключевая - кл нейтр	3,60	165,00	1,0	8,3	1,000		3,600	165,000	1,000	8,300
20	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	16	19		чалганы тяга - 4	6,11	21,96	3,1	-131,3			6,110	65,880	3,100	-131,300
21	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	17	18		сиваки - 3	0,33	1,18	0,2	-7,1			0,330	3,540	0,200	-7,100
22	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	18	21		3 - мух тяга	5,56	24,37	2,9	-150,0			5,560	73,110	2,900	-150,000
23	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	18	20		3 - сиваки тяга	0,25	1,09	0,1	-6,7			0,250	3,270	0,100	-6,700
24	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	19	22		4 - шимановск тяга	6,63	23,90	3,0	-142,5			6,630	71,700	3,000	-142,500
25	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	19	20		4 - сиваки тяга	0,52	1,86	0,2	-11,1			0,520	5,580	0,200	-11,100
26	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	21	23		мух тяга - шимановск	5,40	24,01	3,0	-143,5			5,400	72,030	3,000	-143,500
27	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	22	26		шимановск тяга - 5	0,30	1,08	0,1	-6,5			0,300	3,240	0,100	-6,500
28	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	23	27		шимановск - 6	3,56	15,61	1,9	-96,1			3,560	46,830	1,900	-96,100
29	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	25	29		ледяная - амурская 220	4,50	19,90	2,4	-122,3			4,500	59,700	2,400	-122,300
30	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	26	24		5 - ледяная тяга	0,30	1,08	0,1	-6,5			0,300	3,240	0,100	-6,500
31	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	26	29		5 - амурская 220	5,70	20,50	2,6	-123,0			5,700	61,500	2,600	-123,000
32	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	27	24		6 - ледяная тяга	0,30	1,08	0,1	-6,5			0,300	3,240	0,100	-6,500
33	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	27	25		6 - ледяная	0,30	1,30	0,2	-8,2			0,300	3,900	0,200	-8,200
34	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	30	31		згэс 220 - згэс г5 220	0,60	25,70	4,1	19,2	0,067		0,600	25,700	4,100	19,200
35	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	30	32		згэс 220 - згэс г6 220	0,60	25,70	4,1	19,2	0,067		0,600	25,700	4,100	19,200
36	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	30	13		згэс 220 - Магдагачи	9,97	55,86	1,7	-359,1			9,970	167,580	1,700	-359,100
37	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	33	15		светлая - ключевая	10,76	48,04	5,7	-295,7			10,760	144,120	5,700	-295,700
38	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	33	30		светлая - згэс 220	1,01	4,45	0,5	-27,4			1,010	13,350	0,500	-27,400
39	<input type="checkbox"/>		лЭП		лЭП	33	30		светлая - згэс 220	1,01	4,45	0,5	-27,4			1,010	13,350	0,500	-27,400

#### Состав/Несим

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1	1	1	1ф	8			0,4497	-88,82			0,4497	-88,82			0,4497	-88,82

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Расчет приведенных затрат для выбора оптимального варианта подключения объекта

$$K_{\text{инфл}} := 4.61$$

Вариант 1

$$L := 11 \text{ км}$$

#### Капиталовложения в строительство линий

Стальные опоры двухцепные

$$k_{35} := 1200 \text{ тыс.руб/км для двухцепной линии}$$

$$K_{\text{ст\_пс1}} := L \cdot k_{35}$$

$$K_{\text{ст\_пс1}} = 1.32 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в линии

$$K_{\text{ВЛ}} := (K_{\text{ст\_пс1}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 6.085 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

#### Капиталовложения на вырубку просеки

$$K_{\text{прос}} := 95 \text{ тыс.руб/км}$$

$$K_{\text{прос.сум}} := K_{\text{прос}} \cdot L \cdot K_{\text{инфл}} = 4.817 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

#### Капиталовложения в ОРУ

$$K_{\text{ору.кл220}} := 12500 = 1.25 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ору.кл35}} := 22000 = 2.2 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

#### Суммарные вложения в ОРУ

$$K_{\text{ору.сумм}} := (K_{\text{ору.кл220}} + K_{\text{ору.кл35}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 1.59045 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

#### Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{\text{ТРключ}} := 12000 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ТРАгк}} := 7600 \cdot 2 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в трансформаторы

$$K_{\text{тр.сумм}} := (K_{\text{ТРключ}} + K_{\text{ТРАгк}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 1.25392 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

#### Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.220}} := 47500 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.сумм}} := (K_{\text{пост.220}}) \cdot K_{\text{инфл}}$$

$$K_{\text{пост.сумм}} = 2.18975 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{\text{пс1}} := K_{\text{пост.сумм}} + K_{\text{тр.сумм}} + K_{\text{ору.сумм}} + K_{\text{прос.сум}}$$

**ПРИЛОЖЕНИЕ Г**  
**Расчет приведенных затрат для выбота**  
**оптимального варианта подключения объекта**

$$K_{\text{ПС1}} = 5.082 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

**Общие капиталовложения**

$$K_{\text{Об}} := K_{\text{ПС1}} + K_{\text{ВЛ}} \quad K_{\text{Об}} = 5.691 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

**Расчёт эксплуатационных издержек**

Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{ТЭОВЛ}} := 0.0085 \quad \alpha_{\text{ТЭОПС220}} := 0.05$$

Для ПС 220 кВ

$$И_{\text{РЭИ.35}} := K_{\text{ПС1}} \cdot \alpha_{\text{ТЭОПС220}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ТЭОВЛ}} = 2.593 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Издержки на амортизационные отчисления

$$И_{\text{ам.35}} := \frac{K_{\text{ПС1}}}{25} + \frac{K_{\text{ВЛ}}}{15} = 2.439 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Издержки на потери в линиях, трансформаторах, потери на корону:

$$T_{\text{max}} := 5600 \quad T_{\text{год}} := 24 \cdot 365 = 8.76 \times 10^3$$

$$\Delta W_{220\text{ВЛит}} := 88.37 \cdot T_{\text{max}} = 4.949 \times 10^5$$

**Общие потери, МВт\*час**

$$\Delta W_{220} := \Delta W_{220\text{ВЛит}} = 4.949 \times 10^5 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$c_0 := 2.59 \quad \text{руб/МВт*ч}$$

$$И_{\Delta W35} := c_0 \cdot \Delta W_{220} \cdot 10^{-3} = 1.282 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$И_{35} := И_{\text{РЭИ.35}} + И_{\text{ам.35}} + И_{\Delta W35} = 5.16 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$З_{\text{С}} := 0.1 \cdot K_{\text{Об}} + И_{35} = 1.085 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант 2

$$L_{\text{ЛЛ}} := 14.92 \quad \text{км}$$

**Капиталовложения в строительство линий**

Стальные опоры одноцепные

$$k_{220} := 2195 \quad \text{тыс.руб/км для одноцепной линии}$$

$$K_{220} := L \cdot k_{220}$$

$$K_{220} = 3.27494 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

**ПРИЛОЖЕНИЕ Г**  
**Расчет приведенных затрат для выбора**  
**оптимального варианта подключения объекта**

Суммарные вложения в линии

$$K_{ВЛ} := (K_{220}) \cdot K_{инфл} = 1.51 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на вырубку просеки

$$K_{прос} := 110 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$K_{прос.сум} := K_{прос} \cdot L \cdot K_{инфл} = 7.566 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ

$$K_{ору.отп} := 127000 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в ОРУ

$$K_{ору.сум} := (K_{ору.отп}) \cdot K_{инфл} = 5.8547 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{ТРотп} := 7600 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в трансформаторы

$$K_{тр.сум} := (K_{ТРотп} \cdot 2) \cdot K_{инфл} = 7.0072 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{пост.220} := 26000 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в постоянные затраты

$$K_{пост.сум} := (K_{пост.220}) \cdot K_{инфл}$$

$$K_{пост.сум} = 1.1986 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{пс1} := K_{пост.сум} + K_{тр.сум} + K_{ору.сум} + K_{прос.сум}$$

$$K_{пс1} = 7.83 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Общие капиталовложения

$$K_{об} := K_{пс1} + K_{ВЛ} \quad K_{об} = 9.339 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

**Расчёт эксплуатационных издержек**

Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{тзобл} := 0.0085 \quad \alpha_{тзопс220} := 0.05$$

**ПРИЛОЖЕНИЕ Г**  
**Расчет приведенных затрат для выбота**  
**оптимального варианта подключения объекта**

Для ПС 220 кВ

$$И_{РЭИ.220} := K_{пс1} \cdot \alpha_{тэопс220} + K_{ВЛ} \cdot \alpha_{тэовл} = 4.043 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Издержки на амортизационные отчисления

$$И_{ам.220} := \frac{K_{пс1}}{25} + \frac{K_{ВЛ}}{15} = 4.138 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Издержки на потери в линиях, трансформаторах, потери на корону:

$$T_{max} := 5600 \quad T_{год} := 24 \cdot 365 = 8.76 \times 10^3$$

$$\Delta W_{220ВЛиТ} := 88.37 \cdot T_{max} = 4.949 \times 10^5$$

**Общие потери, МВт\*час**

$$\Delta W_{220} := \Delta W_{220ВЛиТ} = 4.949 \times 10^5 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$c_0 := 2.59 \quad \text{руб/МВт*ч}$$

$$И_{\Delta W_{220}} := c_0 \cdot \Delta W_{220} \cdot 10^{-3} = 1.282 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$И_{1150} := И_{РЭИ.220} + И_{ам.220} + И_{\Delta W_{220}} = 8.31 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$Z_C := 0.1 \cdot K_{об} + И_{1150} = 1.765 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант 3

$$L := 13.6 \quad \text{км}$$

**Капиталовложения в строительство линий**

Стальные опоры одноцепные

$$k_{220} := 1310 \quad \text{тыс.руб/км для одноцепной линии}$$

$$K_{220} := L \cdot k_{35}$$

$$K_{220} = 1.632 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в линии

$$K_{ВЛ} := (K_{220}) \cdot K_{инфл} = 7.524 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

**Капиталовложения на вырубку просеки**

$$K_{прос} := 110 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$K_{прос.сум} := K_{прос} \cdot L \cdot K_{инфл} = 6.897 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

**Капиталовложения в ОРУ**

$$K_{ору.отд} := 124000 \quad \text{тыс.руб}$$

**Суммарные вложения в ОРУ**

**ПРИЛОЖЕНИЕ Г**  
**Расчет приведенных затрат для выбота**  
**оптимального варианта подключения объекта**

$$K_{\text{оруд.сумм}} := (K_{\text{оруд.отп}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 5.7164 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

**Капиталовложения в трансформаторы**

$$K_{\text{ТРрассечка}} := 10900 \quad \text{тыс.руб}$$

**Суммарные вложения в трансформаторы**

$$K_{\text{тр.сумм}} := (K_{\text{ТРрассечка}} \cdot 2) \cdot K_{\text{инфл}} = 1.00498 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

**Капиталовложения в КУ**

**Капиталовложения в постоянные затраты**

$$K_{\text{пост.220}} := 26000 \quad \text{тыс.руб}$$

**Суммарные вложения в постоянные затраты**

$$K_{\text{пост.сумм}} := (K_{\text{пост.220}}) \cdot K_{\text{инфл}}$$

$$K_{\text{пост.сумм}} = 1.1986 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

**Суммарные капиталовложения в ПС**

$$K_{\text{пс1}} := K_{\text{пост.сумм}} + K_{\text{тр.сумм}} + K_{\text{оруд.сумм}} + K_{\text{прос.сум}}$$

$$K_{\text{пс1}} = 7.989 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

**Общие капиталовложения**

$$K_{\text{об}} := K_{\text{пс1}} + K_{\text{ВЛ}} \quad K_{\text{об}} = 8.741 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

**Расчёт эксплуатационных издержек**

**Издержки на ремонт и эксплуатацию**

$$\alpha_{\text{тэовл}} := 0.0085 \quad \alpha_{\text{тэопс220}} := 0.05$$

**Для ПС 220 кВ**

$$И_{\text{рээи.220}} := K_{\text{пс1}} \cdot \alpha_{\text{тэопс220}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{тэовл}} = 4.058 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

**Издержки на амортизационные отчисления**

$$И_{\text{ам.220}} := \frac{K_{\text{пс1}}}{25} + \frac{K_{\text{ВЛ}}}{15} = 3.697 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

**Издержки на потери в линиях, трансформаторах, потери на корону:**

$$T_{\text{max}} := 5600 \quad T_{\text{голд}} := 24 \cdot 365 = 8.76 \times 10^3$$

$$\Delta W_{\text{220ВЛит}} := 88.37 \cdot T_{\text{max}} = 4.949 \times 10^5$$

Расчет приведенных затрат для выбора  
оптимального варианта подключения объекта

**Общие потери, МВт\*час**

$$\Delta W_{220} := \Delta W_{220\text{ВЛит}} = 4.949 \times 10^5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$c_0 := 2.59 \text{ руб/МВт*ч}$$

$$I_{\Delta W_{220}} := c_0 \cdot \Delta W_{220} \cdot 10^{-3} = 1.282 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{1150} := I_{\text{РЭИ.220}} + I_{\text{ам.220}} + I_{\Delta W_{220}} = 7.884 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$Z_C := 0.1 \cdot K_{\text{об}} + I_{1150} = 1.663 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Расчет режима в ПВК Rastr Win 3

#### 1. Нормальный режим

##### Узлы

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Магдагачи	220		1	26,5	16,9							206,67	42,11
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Сулус-тяга	220		1	10,1	9,6							205,43	41,89
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Ключевая	220		1	47,3	20,0							205,10	41,85
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Чалганы-тяга	220		1	23,7	14,1							203,31	41,62
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	Сиваки	220		1	0,9	-5,2							201,74	41,74
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	3	220		1									201,56	41,74
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	4	220		1									201,35	41,78
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Сиваки-тяга	220		1	5,2	3,6							201,47	41,75
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Мухинская-тяга	220		1	11,2	1,4							199,72	41,60
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Шимановск-тяга	220		1	9,6	4,2							197,01	42,40
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Шимановск	220		1	15,3	5,6							197,69	41,88
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	Ледяная-тяга	220		1	4,5	3,4							196,77	42,43
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Ледяная	220		1	15,4	1,5							196,58	42,46
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	5	220		1									196,84	42,44
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	6	220		1									196,73	42,42
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	АМУРСКАЯ 220	220		1	59,5	43,4	-9,3	-374,7	230,0				194,63	43,52
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ЗГЭС 220	220		1	27,5	3,0							217,41	45,50
18	<input type="checkbox"/>		Ген	31	ЗГЭС Г5 220	16		1			55,0	198,1	16,0	-1 000,0	1 000,0		16,00	46,93
19	<input type="checkbox"/>		Ген	32	ЗГЭС Г6 220	16		1			55,0	198,1	16,0	-1 000,0	1 000,0		16,00	46,93
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	Светлая	220		1	48,2	9,0							216,73	45,22
21	<input type="checkbox"/>		База	1	ЗГЭС 500	500		1			-1,6	-726,9					522,45	46,21
22	<input type="checkbox"/>		Ген	2	ЗГЭС Г1 500	16		1			60,0	40,4	16,0	-1 000,0	1 000,0		16,00	47,96
23	<input type="checkbox"/>		Ген	3	ЗГЭС Г2 500	16		1			60,0	40,4	16,0	-1 000,0	1 000,0		16,00	47,96
24	<input type="checkbox"/>		Ген	4	ЗГЭС Г3 500	16		1			60,0	40,4	16,0	-1 000,0	1 000,0		16,00	47,96
25	<input type="checkbox"/>		Ген	5	ЗГЭС Г4 500	16		1			60,0	40,4	16,0	-1 000,0	10 000,0		16,00	47,96
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	АМУРСКАЯ 500	500		1									516,38	44,63

##### Ветви

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Кт/r	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I зарп.
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	14			Магдагачи - Сулус-тяга	4,06	14,61	-87,4	1,8				-15	-11	60	8,7	
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	15			Магдагачи - Ключевая	5,35	23,42	-144,1	2,9				-11	-8	50	7,3	
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	15			Сулус-тяга - Ключевая	2,02	8,87	-54,6	1,1				-5	-5	26	4,2	
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	16			Ключевая - Чалганы-тяга	2,91	10,48	-62,7	1,3				-24	-27	107	15,6	
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	19			Чалганы-тяга - 4	6,11	21,96	-131,3	3,1				0	-15	59	9,7	
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	17			Ключевая - Сиваки	7,59	33,24	-201,5	4,3				-7	-15	68	11,2	
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	22	26			Шимановск-тяга - 5	0,30	1,08	-6,5	0,1				17	-36	118	17,1	
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	21	23			Мухинская-тяга - Шиман...	5,40	24,01	-143,5	3,0				4	-15	61	8,9	
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	24			5 - Ледяная-тяга	0,30	1,08	-6,5	0,1				-10	-10	41	6,8	
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	23	27			Шимановск - 6	3,56	15,61	-96,1	1,9				20	-15	79	13,0	
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	18			Сиваки - 3	0,33	1,18	-7,1	0,2				-6	-28	83	13,6	
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	18	21			3 - Мухинская-тяга	5,56	24,37	-150,0	2,9				-7	-11	52	7,5	
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	22			4 - Шимановск-тяга	6,63	23,90	-142,5	3,0				7	-36	121	17,5	
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	24			6 - Ледяная-тяга	0,30	1,08	-6,5	0,1				6	7	26	4,2	
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	25			6 - Ледяная	0,30	1,30	-8,2	0,2				14	-25	86	12,4	
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	25	29			Ледяная - АМУРСКАЯ 220	4,50	19,90	-122,3	2,4				30	-24	121	17,5	
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	29			5 - АМУРСКАЯ 220	5,70	20,50	-123,0	2,6				27	-27	122	17,7	
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	18	20			3 - Сиваки-тяга	0,25	1,09	-6,7	0,1				2	-18	52	8,6	
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	20			4 - Сиваки-тяга	0,52	1,86	-11,1	0,2				-7	15	47	7,8	
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	15			Светлая - Ключевая	10,76	48,04	-295,7	5,7				-64	-33	208	30,2	
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	30			Светлая - ЗГЭС 220	1,01	4,45	-27,4	0,5				56	21	159	23,0	
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	31			ЗГЭС 220 - ЗГЭС Г5 220	0,60	25,70	19,2	4,1	0,067			54	178	495		
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	32			ЗГЭС 220 - ЗГЭС Г6 220	0,60	25,70	19,2	4,1	0,067			54	178	495		
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2			ЗГЭС 500 - ЗГЭС Г1 500	2,65	143,00	4,1	0,9	0,030			60	37	77		
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3			ЗГЭС 500 - ЗГЭС Г2 500	2,65	143,00	4,1	0,9	0,030			60	37	77		
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	4			ЗГЭС 500 - ЗГЭС Г3 500	2,65	143,00	4,1	0,9	0,030			60	37	77		
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	5			ЗГЭС 500 - ЗГЭС Г4 500	2,65	143,00	4,1	0,9	0,030			60	37	77		
28	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	30			Светлая - ЗГЭС 220	1,01	4,45	-27,4	0,5				56	21	159	23,0	
29	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	13			ЗГЭС 220 - Магдагачи	9,97	55,86	-359,1	1,7				-54	-25	179	21,7	
30	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	30			ЗГЭС 500 - ЗГЭС 220	0,55	40,00	8,0	1,8	0,400			-85	274	317		
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	29			АМУРСКАЯ 500 - АМУРС...	0,55	40,00	8,0	1,8	0,400			-127	-386	455		
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	6			ЗГЭС 500 - АМУРСКАЯ 500	10,34	109,80	-1 284,0	45,8				-77	152	226	32,8	
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	6			ЗГЭС 500 - АМУРСКАЯ 500	10,50	111,30	-1 301,0	46,2				-76	155	228	33,1	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчет режима в ПВК Rastr Win 3

Токовая нагрузка ЛЭП

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	Идоп_25	Идоп_р...	I/dop
1	13	14	Магдагачи - Сулус-тяга	53	60	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	8,7
2	13	15	Магдагачи - Ключевая	39	50	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	7,3
3	14	15	Сулус-тяга - Ключевая	21	26	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	4,2
4	15	16	Ключевая - Чалганы-тяга	102	107	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	15,6
5	16	19	Чалганы-тяга - 4	44	59	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	9,7
6	15	17	Ключевая - Сиваки	46	68	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	11,2
7	22	26	Шимановск-тяга - 5	117	118	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	17,1
8	21	23	Мухинская-тяга - Шиман...	45	61	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	8,9
9	26	24	5 - Ледяная-тяга	41	41	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	6,8
10	23	27	Шимановск - 6	72	79	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	13,0
11	17	18	Сиваки - 3	82	83	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	13,6
12	18	21	3 - Мухинская-тяга	37	52	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	7,5
13	19	22	4 - Шимановск-тяга	104	121	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	17,5
14	27	24	6 - Ледяная-тяга	26	25	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	610,0	4,2
15	27	25	6 - Ледяная	85	86	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	12,4
16	25	29	Ледяная - АМУРСКАЯ 220	112	121	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	17,5
17	26	29	5 - АМУРСКАЯ 220	112	122	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	17,7
18	18	20	3 - Сиваки-тяга	52	52	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	8,6
19	19	20	4 - Сиваки-тяга	47	46	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	7,8
20	33	15	Светлая - Ключевая	191	208	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	30,2
21	33	30	Светлая - ЗГЭС 220	159	158	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	23,0
22	33	30	Светлая - ЗГЭС 220	159	158	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	23,0
23	30	13	ЗГЭС 220 - Магдагачи	157	179	ВН	<input type="checkbox"/>	825,0	825,0	21,7
24	1	6	ЗГЭС 500 - АМУРСКАЯ 500	188	226	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	32,8
25	1	6	ЗГЭС 500 - АМУРСКАЯ 500	190	228	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	33,1

Потери

	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	6,34	3,42	0,89	1,65	0,39		-37,42	15,58	38,11	-92,92	1,82
2	500	27,89	0,41	0,70	24,81	1,96		-637,01	4,38	47,27	-697,44	8,79

Районы

	N...	Район	Ноб	Рген	Рнаг	Dr	Рпотр	Рвн
1	1	1		339	305	34,23	339	0
2		1						



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчет режима в ПВК Rastr Win 3

## 2. Аварийный режим

### Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Магдагачи	220		1	26,5	16,9							206,80	42,28
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Сулус-тяга	220		1	10,1	9,6							204,82	41,93
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Ключевая	220		1	47,3	20,0							204,06	41,81
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Чалганы-тяга	220		1	23,7	14,1							202,35	41,58
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	Сиваки	220		1	0,9	-5,2							200,95	41,70
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	3	220		1									200,78	41,71
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	4	220		1									200,58	41,75
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Сиваки-тяга	220		1	5,2	3,6							200,69	41,72
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Мухинская-тяга	220		1	11,2	1,4							199,06	41,57
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Шимановск-тяга	220		1	9,6	4,2							196,52	42,37
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Шимановск	220		1	15,3	5,6							197,14	41,85
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	Ледяная-тяга	220		1	4,5	3,4							196,29	42,40
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Ледяная	220		1	15,4	1,5							196,12	42,44
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	5	220		1									196,36	42,41
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	6	220		1									196,25	42,40
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	АМУРСКАЯ 220	220		1	59,5	43,4	-9,3	-374,7	230,0				194,32	43,50
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ЗГЭС 220	220		1	27,5	3,0							217,35	45,51
18	<input type="checkbox"/>		Ген	31	ЗГЭС Г5 220	16		1			55,0	198,8	16,0	-1 000,0	1 000,0		16,00	46,94
19	<input type="checkbox"/>		Ген	32	ЗГЭС Г6 220	16		1			55,0	198,8	16,0	-1 000,0	1 000,0		16,00	46,94
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	Светлая	220		1	48,2	9,0							216,62	45,23
21	<input type="checkbox"/>		База	1	ЗГЭС 500	500		1			-1,7	-720,4					522,45	46,21
22	<input type="checkbox"/>		Ген	2	ЗГЭС Г1 500	16		1			60,0	40,4	16,0	-1 000,0	1 000,0		16,00	47,96
23	<input type="checkbox"/>		Ген	3	ЗГЭС Г2 500	16		1			60,0	40,4	16,0	-1 000,0	1 000,0		16,00	47,96
24	<input type="checkbox"/>		Ген	4	ЗГЭС Г3 500	16		1			60,0	40,4	16,0	-1 000,0	1 000,0		16,00	47,96
25	<input type="checkbox"/>		Ген	5	ЗГЭС Г4 500	16		1			60,0	40,4	16,0	-1 000,0	10 000,0		16,00	47,96
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	АМУРСКАЯ 500	500		1									515,92	44,62

### Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_внц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I_max	I_загр.
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	14			Магдагачи - Сулус-тяга	4,06	14,61	-87,4	1,8				-24	-20		93	13,5
2	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	13	15			Магдагачи - Ключевая	5,35	23,42	-144,1	2,9								
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	15			Сулус-тяга - Ключевая	2,02	8,87	-54,6	1,1				-14	-13		58	9,5
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	16			Ключевая - Чалганы-тяга	2,91	10,48	-62,7	1,3				-23	-26		103	15,0
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	19			Чалганы-тяга - 4	6,11	21,96	-131,3	3,1				1	-14		55	9,0
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	17			Ключевая - Сиваки	7,59	33,24	-201,5	4,3				-6	-13		64	10,5
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	22	26			Шимановск-тяга - 5	0,30	1,08	-6,5	0,1				18	-34		114	16,5
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	21	23			Мухинская-тяга - Шиман...	5,40	24,01	-143,5	3,0				4	-14		59	8,5
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	24			5 - Ледяная-тяга	0,30	1,08	-6,5	0,1				-10	-9		40	6,6
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	23	27			Шимановск - 6	3,56	15,61	-96,1	1,9				20	-14		78	12,8
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	18			Сиваки - 3	0,33	1,18	-7,1	0,2				-5	-27		79	12,9
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	18	21			3 - Мухинская-тяга	5,56	24,37	-150,0	2,9				-7	-10		49	7,1
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	22			4 - Шимановск-тяга	6,63	23,90	-142,5	3,0				8	-33		115	16,7
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	24			6 - Ледяная-тяга	0,30	1,08	-6,5	0,1				5	6		24	4,0
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	25			6 - Ледяная	0,30	1,30	-8,2	0,2				15	-24		83	12,0
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	25	29			Ледяная - АМУРСКАЯ 220	4,50	19,90	-122,3	2,4				30	-22		119	17,3
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	29			5 - АМУРСКАЯ 220	5,70	20,50	-123,0	2,6				28	-25		120	17,4
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	18	20			3 - Сиваки-тяга	0,25	1,09	-6,7	0,1				2	-17		51	8,3
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	20			4 - Сиваки-тяга	0,52	1,86	-11,1	0,2				-7	14		46	7,6
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	15			Светлая - Ключевая	10,76	48,04	-295,7	5,7				-65	-37		217	31,5
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	30			Светлая - ЗГЭС 220	1,01	4,45	-27,4	0,5				57	23		163	23,6
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	31			ЗГЭС 220 - ЗГЭС Г5 220	0,60	25,70	19,2	4,1	0,067			54	179		496	
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	32			ЗГЭС 220 - ЗГЭС Г6 220	0,60	25,70	19,2	4,1	0,067			54	179		496	
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2			ЗГЭС 500 - ЗГЭС Г1 500	2,65	143,00	4,1	0,9	0,030			60	37		77	
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3			ЗГЭС 500 - ЗГЭС Г2 500	2,65	143,00	4,1	0,9	0,030			60	37		77	
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	4			ЗГЭС 500 - ЗГЭС Г3 500	2,65	143,00	4,1	0,9	0,030			60	37		77	
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	5			ЗГЭС 500 - ЗГЭС Г4 500	2,65	143,00	4,1	0,9	0,030			60	37		77	
28	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	30			Светлая - ЗГЭС 220	1,01	4,45	-27,4	0,5				57	23		163	23,6
29	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	13			ЗГЭС 220 - Магдагачи	9,97	55,86	-359,1	1,7				-51	-25		174	21,0
30	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	30			ЗГЭС 500 - ЗГЭС 220	0,55	40,00	8,0	1,8	0,400			-84	272		314	
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	29			АМУРСКАЯ 500 - АМУРС...	0,55	40,00	8,0	1,8	0,400			-128	-390		459	
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	6			ЗГЭС 500 - АМУРСКАЯ 500	10,34	109,80	-1 284,0	45,8				-77	150		229	33,2
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	6			ЗГЭС 500 - АМУРСКАЯ 500	10,50	111,30	-1 301,0	46,2				-76	153		230	33,4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчет режима в ПВК Rastr Win 3

Районы

	N...	Район	Ноб	Рген	Рнаг	Др	Рпотр	Рвн
1	1	1		339	305	34,13	339	0
2		1						

Потери

	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	6,24	3,45	0,89	1,52	0,39		-30,60	15,64	38,33	-86,39	1,81
2	500	27,88	0,43	0,70	24,79	1,96		-635,98	4,51	47,55	-696,83	8,78

Токовая нагрузка ЛЭП

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	Идоп_25	Идоп_р...	ИI_dop
3	14	15	Сулус-тяга - Ключевая	54	58	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	9,5
4	15	16	Ключевая - Чалганы-тяга	98	103	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	15,0
5	16	19	Чалганы-тяга - 4	40	55	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	9,0
6	15	17	Ключевая - Сиваки	42	64	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	10,5
7	22	26	Шимановск-тяга - 5	113	114	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	16,5
8	21	23	Мухинская-тяга - Шиман...	43	59	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	8,5
9	26	24	5 - Ледяная-тяга	39	40	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	6,6
10	23	27	Шимановск - 6	71	78	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	12,8
11	17	18	Сиваки - 3	78	79	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	12,9
12	18	21	3 - Мухинская-тяга	34	49	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	7,1
13	19	22	4 - Шимановск-тяга	99	115	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	16,7
14	27	24	6 - Ледяная-тяга	24	24	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	610,0	4,0
15	27	25	6 - Ледяная	82	83	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	12,0
16	25	29	Ледяная - АМУРСКАЯ 220	110	119	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	17,3
17	26	29	5 - АМУРСКАЯ 220	110	120	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	17,4
18	18	20	3 - Сиваки-тяга	50	51	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	8,3
19	19	20	4 - Сиваки-тяга	46	45	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	610,0	7,6
20	33	15	Светлая - Ключевая	199	217	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	31,5
21	33	30	Светлая - ЗГЭС 220	163	161	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	23,6
22	33	30	Светлая - ЗГЭС 220	163	161	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	23,6
23	30	13	ЗГЭС 220 - Магдагачи	151	174	ВН	<input type="checkbox"/>	825,0	825,0	21,0
24	1	6	ЗГЭС 500 - АМУРСКАЯ 500	186	229	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	33,2
25	1	6	ЗГЭС 500 - АМУРСКАЯ 500	188	230	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	690,0	33,4



ПРИЛОЖЕНИЕ Ж  
Расчет молниезащиты

Исходные данные:

Геометрические параметры ОРУ:

$$A := 123.2 \quad B := 93.6$$

Высота самого высокого защищаемого объекта  
(линейный портал)

$$h_x := 11.35$$

Среднее число грозových часов в год

$$n := 50$$

Ожидаемое количество поражений молнией в год незащищенного объекта:

$$N := 0.06 \cdot n \cdot (A + 10 \cdot h_x) \cdot (B + 10 \cdot h_x) \cdot 10^{-6} = 0.147$$

Тип зоны защиты Б, т.к.  $N < 1$ .

$$h := 30.5 \quad - \text{высота молниетвода}$$

$$h_{\text{эф}} := 0.92 \cdot h = 28.06 \quad - \text{эффективная высота молниетвода}$$

$$r_0 := 1.5 \cdot h = 45.75 \quad - \text{радиус защиты молниетвода на уровне земли}$$

$$r_x := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right) = 27.245 \quad - \text{радиус защиты молниетвода на уровне защищаемого объекта}$$

Параметры защиты для молниетводов 1-3, 2-4:

$$L_{12} := 26.5 \quad - \text{расстояние между молниетводами}$$

$$h_{\text{сх}} := h_{\text{эф}} - 0.14 \cdot (L_{12} - h) = 28.62 \quad - \text{наименьшая высота внутренней зоны защиты}$$

$$r_{\text{с0}} := r_0 \quad - \text{половина ширины внутренней зоны на уровне земли}$$

$$r_{\text{сх}} := r_{\text{с0}} \cdot \frac{h_{\text{сх}} - h_x}{h_{\text{сх}}} = 27.607 \quad - \text{половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж  
Расчет молниезащиты

Параметры защиты для молниеотводов 1-2;3-4:

$L_{23} := 32$  - расстояние между молниетводами

$h_{cx} := h_{эф} - 0.14 \cdot (L_{23} - h) = 27.85$  - наименьшая высота внутренней зоны защиты

$r_{c0} := r_0$  - половина ширины внутренней зоны на уровне земли

$r_{cx} := r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} = 27.105$  - половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта

$$h_x = 11.35 \quad h_{cx} = 27.85$$

Геометрические параметры ОРУ:

$$A := 123.2 \quad B := 96.2$$

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

$$S := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = 1.252 \times 10^4$$

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$R := 6 \text{ мм} \quad d := 12$$

$$F_{мп} := \pi \cdot R^2 = 113.097$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$I_{кз} := 8800 \quad T := 0.2 \quad \beta := 21$$

$$F_{тс} := \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = 42.94$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$a_k := 0.0026 \quad b_k := 0.0092 \quad c_k := 0.0104 \quad \alpha_k := 0.0224 \quad T := 240$$

$$S_{ср} := a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot \ln(T) + \alpha_k = 0.784$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж  
Расчет молниезащиты

$$F_{\text{кор}} := \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d + S_{\text{ср}}) = 31.477$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{\text{мп}} > F_{\text{мин}} > F_{\text{кор}} + F_{\text{тс}}$$

$$F_{\text{кор}} + F_{\text{тс}} = 74.417$$

$$F_{\text{мп}} := 44.795$$

Условие выполняется

Принимаем расстояние между полосами сетки:  $l_{\text{шт}} := 6$

Общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} := \frac{2 \cdot S}{l_{\text{шт}}} = 4.173 \times 10^3$$

Число ячеек:

$$m := \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = 17.648$$

Принимаем  $m := 18$

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6.216$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L_{\text{шт}} := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 4.252 \times 10^3$$

Определяем количество вертикальных электродов:

Расстояние между вертикальными электродами  $a := 15$

$$n := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = 29.837$$

Принимаем  $n := 12$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж  
Расчет молниезащиты

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

Длина вертикального электрода  $l_B := 5$  м

$$\rho := 25 \quad \frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.045 \quad \text{Согласно ЭТС } \underline{A} := 0.5$$

$$\underline{R} := \rho \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n \cdot l_B} \right) = 0.118 \quad \text{Ом}$$

Сопротивление сетки заземления на ПС должно быть не более 0,5 Ом. Данное условие выполняется.

Импульсный коэффициент:

Ток молнии, кА:  $I_M := 40$

$$\alpha_{И} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}} = 2.392$$

Импульсное сопротивление:

$$R_{И} := R \cdot \alpha_{И} = 0.281 \quad R = 0.118$$

Анализ грозоупорности ОРУ.

$r_3 := 0.012$  - радиус фазы

$\underline{N} := 0.06 \cdot 50 \cdot (A + 10 \cdot 30) \cdot (B + 10 \cdot 30) \cdot 10^{-6} = 0.357$  - число ударов молнии

$z_{ОШ} := 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h_{ср}}{r_3}\right) = 478.692$  - волновое сопротивление ошиновки

$U_{50\%} := 620$  - 50 %-е импульсное напряжение отрицательной полярности

$I_{кр} := \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z_{ОШ}} = 2.59$  - критический ток молнии

$p_{пр} := e^{-0.04 \cdot I_{кр}} = 0.902$

$l_{гирл} := 0.0175$  - высота подвеса гирлянды на опоре

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж  
Расчет молниезащиты

$R_{и} := 0.5$  - импульсное сопротивление заземлителя

$$I_{ОП} := \frac{U_{50\%} - 50 \cdot I_{гирл}}{R_{и}} = 1.238 \times 10^3$$

$p_{ОП} := e^{-0.04 \cdot I_{ОП}} = 0.000000$  - вероятность обратного перекрытия по гирлянде

$p_{\alpha} := 0.005$  - вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ

$\eta_{пр} := 0.9$  - вероятность перехода импульсного ПН в силовую дугу

$\eta_{оп} := 0.9$  - вероятность перехода импульсного ПН в силовую дугу при обратных перекрытиях

$h_c := 17$  - максимальная высота сооружения

$R_{\text{экв}} := 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30} = 65.733$  - эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает разряды

$a_T := 123.6$   
- геометрические параметры линии

$b_T := 93.6$

$N_{\text{гроз\_ч}} := 50$

$p_0 := 0.05 \cdot N_{\text{гроз\_ч}} = 2.5$

$N_{\text{пу}} := p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (\eta_{пр} \cdot p_{\alpha} \cdot p_{пр} + \eta_{оп} \cdot p_{ОП}) \cdot 10^{-6}$

$N_{\text{пу}} = 5.823 \times 10^{-4}$  - число случаев перекрытия изоляции

$T_{\text{пу}} := \frac{1}{N_{\text{пу}}} = 1.717 \times 10^3$  - средняя повторяемость опасных ПН в годах

Определим число опасных перенапряжений от набегающих волн на ПС в целом, т.е. превышающих допустимое значение за год.

$U_{\text{доп}} := 2.2 \cdot 110 = 242$  - допустимое напряжение изоляции, кВ

$Z_{\text{пр\_кор}} := 367.961$  - волновое сопротивление коронирующей линии

$I_{\text{пр\_эу}} := \frac{2 \cdot U_{\text{доп}}}{Z_{\text{пр\_кор}}} = 1.315$  - критический ток набегающей волны ПН

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж  
Расчет молниезащиты

$$\psi_{\text{ПР}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{пр\_эу}}} = 0.948746 \quad - \text{доля опасных перенапряжений}$$

$$\delta := 0.3 \quad h_{\text{оп}} := 36 \quad - \text{коэффициент для 1 троса, высота опоры}$$

$$I_{\text{оп\_эу}} := \frac{U_{\text{доп}}}{R_{\text{и}} + \delta \cdot h_{\text{оп}}} = 21.416 \quad - \text{критический ток для внутренней изоляции}$$

$$\psi_{\text{ОП}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{оп\_эу}}} = 0.424588 \quad - \text{доля обратных перекрытий}$$

$$N_{\text{ОП}} := 9 \quad N := 30$$

$$\delta_{\text{оп}} := \frac{N_{\text{ОП}}}{N} = 0.3 \quad - \text{доля грозových ударов в опору}$$

$$k_3 := 0.6 \quad - \text{коэффициент взаимного перекрытия линии}$$

$$n_{\text{вл}} := 4 \quad - \text{число подходящих линий}$$

$$l_{\text{опас зоны}} := 2 \quad - \text{длина опасной зоны}$$

$$N_{\text{НВ}} := N \cdot N_{\text{гроз\_ч}} \cdot l_{\text{опас зоны}} \cdot n_{\text{вл}} \cdot (1 - k_3) \cdot (p_{\alpha} \cdot \psi_{\text{ПР}} + \delta_{\text{оп}} \cdot p_{\text{ОП}} \cdot \psi_{\text{ОП}}) \cdot 10^{-4}$$

$$N_{\text{НВ}} = 2.277 \times 10^{-3}$$

$$T_{\text{НВ}} := \frac{1}{N_{\text{НВ}}} = 439.176 \quad - \text{повторяемость опасных ПН при набегании волны}$$