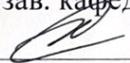


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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 электрических сетей напряжением 220 кВ Амурской области в связи с подключением горно-металлургического комбината Кун-Манье

Исполнитель  
студент группы 542-об2

 04.06.19  
подпись, дата

Е.А. Ивлев

Руководитель  
доцент, канд.техн.наук

 14.06.19  
подпись, дата

А.А. Казакул

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

 04.06.2019  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

 14.06.2019  
подпись, дата

Н.С. Бодруг

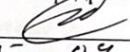
Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
« 01 » 09 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Ивлева Евгения Алексеевича 1.

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ Амурской области в связи с подключением горно-металлургического комбината Кунашино  
(утверждено приказом от 04.04.19 № 7504)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 05.06.19

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

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

Выбор оптимального варианта подключения горно-металлургического комбината.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) расчет реншинов, расчёт токов короткого замыкания, прогнозирование нагрузок.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков А.Б., доцент, к.т.н., консультант по безопасности и экологичности

7. Дата выдачи задания 05.04.2019

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

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.2019

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 106 с., 5 рисунков, 46 таблиц, 20 источников, 6 приложений.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РАСЧЕТ РЕЖИМА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИИ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ.

В данной выпускной квалификационной работе были предложены варианты развития Амурской электрической сети 220 кВ и выбран наиболее оптимальный в связи с подключением горно-металлургического комбината Кун-Манье, являющегося потребителем I категории (особая группа). Произведено подключение подстанции Кун-Манье, выбрано оборудование, рассчитана релейная защита трансформатора на ПС Кун-Манье, произведена разработка молниезащиты и заземления. Для выбора основного электрооборудования рассчитаны токи короткого замыкания. Был проведен анализ аварийных и послеаварийных режимов проектируемой электрической сети.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были использованы программно-вычислительные комплексы RastrWin3, Mathcad15, Microsoft Visio, Microsoft Excel.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, сокращения, обозначения	7
Введение	8
1 Анализ электрической сети 220 кВ Амурской области	9
1.1. Климатическая характеристика района проектирования	9
1.2. Характеристика источников питания района проектирования	11
1.3 Анализ существующих режимов	12
2 Разработка вариантов подключения подстанции	20
2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	20
2.2 Разработка вариантов конфигурации подключения ПС	22
2.3 Выбор сечения линий электропередачи	23
2.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов проектируемой подстанции	25
2.5 Компенсация реактивной мощности	27
3 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети 220 кВ Амурской области	28
3.1 Выбор эквивалента сети для расчета режимов	28
3.2 Подготовка исходных данных	30
3.3 Расчет нормальных режимов и их анализ	30
3.4 Расчет послеаварийных режимов и их анализ	37
3.5 Сравнительный анализ режимов 2 вариантов конфигурации сети и выбор наилучшего варианта	42
4 Расчет токов короткого замыкания	45
4.1 Расчет индуктивных сопротивлений для расчета тока трехфазного КЗ	45
4.2 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin3	46
5 Выбор оборудования на ПС «Кун-Манье»	51
5.1 Конструктивное исполнение ПС	51
5.2 Выбор и проверка выключателей	53
5.3 Выбор и проверка разъединителей	55

5.4. Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ ВН	55
5.5 Выбор и проверка трансформаторов тока	62
5.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	66
5.7 Выбор КРУ	68
5.8 Выбор высокочастотных заградителей	71
6 Разработка заземления и молниезащиты ПС «Кун-Манье»	73
6.1 Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления	73
6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	78
6.3 Выбор и проверка ОПН	81
7 Релейная защита ВЛЭП «Призейская-Кун-Манье»	85
7.1 Описание основных защит терминала REL 220 кВ «Призейская – Кун-Манье»	92
7.1.1 Конструкция терминала	86
7.1.2 Устройство резервирования отказа выключателя	87
7.1.3 Уставки регистратора аномальных режимов (DRP)	87
7.1.4 Дистанционная защита	87
7.1.5 Максимальная токовая защита (ТОС)	88
7.1.6 Таймеры (TS, TM)	90
7.1.7 Уставки общего критерия повреждения (GFC)	90
8 Безопасность и экологичность	93
8.1 Безопасность	93
8.2 Экологичность	98
8.3 Чрезвычайная ситуация	100
Заключение	104
Библиографический список	105
Приложение А Прогнозирование нагрузок	107
Приложение Б Техничко-Экономическое сравнение вариантов	119
Приложение В Расчет ТКЗ	133

Приложение Г Расчет молниезащиты и заземления	141
Приложение Д Расчет режимов	150

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный ;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОЭС – Объединенная энергетическая система;

ПВК – программно-вычислительный комплекс ;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – собственные нужды;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

УШР – управляемый шунтирующий реактор;

ШР – шунтирующий реактор;

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящий момент ведется активная геологоразведка и освоение минерально – сырьевых ресурсов на севере Амурской области. Одним из таких предприятий по добыче полезных ископаемых является ОАО «Кун-Манье». Для дальнейшего развития данной отрасли и добычи полезных ископаемых необходимо построить горно-металлургический комбинат и осуществить его подключение к существующей электрической сети 220 кВ, а для этого необходимо спроектировать и установить ПС 220/10 кВ.

Поэтому, для написания выпускной квалификационной работы принята тема: «Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ Амурской области в связи с подключением горно-металлургического комбината Кун-Манье».

Исходя из того, что ПС включена в перечень перспективных потребителей, данная тема актуальна.

Цель работы – разработать вариант для подключения потребителя особой категории.

Для реализации поставленной цели необходимо решить ряд задач:

1. Анализ вариантов развития электрической сети и выбор наиболее оптимального;
2. Расчет нормальных и послеаварийных режимов сети после подключения ПС;
3. Проектирование новой подстанции для подключения объекта. Для этого необходимо произвести:
  - 1) Выбор схемы распределительного устройства;
  - 2) Выбор оборудования;
  - 3) Разработку заземления и молниезащиты.
4. Описание релейной защиты ВЛ «Призейская-Кун-Манье»;

# 1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

## 1.1 Климатическая характеристика и характеристика рельефа района проектирования

Климат района проектирования резко-континентальный. Зима холодная, сухая, малоснежная, безоблачная. Лето преимущественно – теплое, дождливое, но со значительным количеством солнечного сияния. Среднегодовая температура воздуха составляет минус 7,8°С. Абсолютный минимум – минус 54°С приходится на январь и февраль. Абсолютный максимум - 35°С.

Гололёд – явление редкое, наблюдается 1 день в 10 лет. Нормативная толщина стенки гололёда на высоте 10 м – 20 мм.

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

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

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	III
Район по ветру	II
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500

1	2
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 40 до 60
Степень загрязнения атмосферы	I
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	минус 7,8
Минимальная, °С	минус 54
Максимальная, °С	плюс 35
Наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, °С	минус 37
При гололедно-изморезевых отложениях, °С	минус 10
При ветре	минус 10

В северной части Амурской области преобладают горы, в южной части – равнины. Большинство горных хребтов области низко- и средневысотные, их склоны пологие, а вершины округлые. Равнины занимают около 40% территории области, остальная ее часть занята горными хребтами. Наибольшие высоты находятся на северо-востоке в Становом хребте (2312м), самое низкое место на юге-востоке – в долине Амура (86м).

На участке Призейская – Кун-Манье рельеф горный, перепад высот от 450 до 900 мБС. Район прохождения трассы горнотаежный.

В низинах прохождения трассы развита водная сеть, в связи с этим заболоченная местность, обход которой по крутым склонам менее приемлем, как для выполнения строитель-монтажных работ, так и для эксплуатации объекта.

Район приравнен к району Крайнего Севера. Местность необжитая, труднопроходимая, таежная, с исключительным бездорожьем. В связи с заболоченной местностью требуется дополнительное строительство лежневых дорог. Тип грунта на месте строительства ПС Кун-Манье – песок гравелистый, удельное электрическое сопротивление  $\rho=400-1000$  Ом/м.

## **1.2 Характеристика источников питания района проектирования**

В настоящее время в Амурской области имеется 5 электростанций. Это Бурейская ГЭС, мощностью 2010 МВт, Зейская ГЭС, мощностью 1330 кВт, Нижне-Бурейская ГЭС, находится на стадии строительства, мощность на настоящее время 320 МВт, Благовещенская ТЭЦ, мощностью 404 МВт и Райчихинская ГРЭС-102 МВт.

Райчихинская ГРЭС и Благовещенская ТЭЦ входят в филиал АО «Дальневосточная генерирующая компания» «Амурская генерация» действующий на территории Амурской области в Благовещенске и пгт Прогресс. Основные виды деятельности – производство и транспорт тепловой энергии, ее реализация населению и юридическим лицам.

Зейская ГЭС, Бурейская ГЭС и Нижне-Бурейская ГЭС являются филиалами ПАО «РусГидро».

Зейская ГЭС расположена в городе Зeya Амурской области.

Установленная мощность данной станции – 1330 МВт. Строительство ГЭС началось в 1964 году, закончилось в 1980 году.

На Зейской ГЭС установлены генераторы марки –  $6 \times \text{СВ-1130/220-44ХЛ4}$ . Мощность генераторов -  $4 \times 225, 2 \times 215$  МВт. Генераторное напряжение – 15,75 кВ.

Главная электрическая схема ГЭС построена следующим образом: два гидрогенератора (№1 и №2) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/220 и ТНЕРЕ-265000/242 и выдают мощность на напряжении 220 кВ, и четыре гидрогенератора (г№3 - г№6) 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 два открытых распределительных устройства 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 АОДЦТН-167000/500/220-75-У1, имеющих резервную фазу.

### **1.3 Анализ существующих режимов**

Существующая электрическая сеть Амурской области сформирована на напряжения 500, 220, 110, 35 кВ протяженностью 1492,8 км, 8306,1 км км и 2897,0 км. В районе подключения ПС находятся 5 ПС 220 кВ. В данной ВКР рассматриваются ПС и ЛЭП только на напряжении 220 и 500 кВ.

Режим электроэнергетической системы – это состояние системы, определяемое ее параметрами в заданный момент времени. Расчет режимов работы электроэнергетической системы является неотъемлемой частью проектирования электрических сетей. По результатам расчета получают параметры режима, такие как: перетоки активной и реактивной мощности в элементах сети, потери мощности и энергии, уровни напряжения, токи и т.д.

Изучив параметры различных режимов (нормальных, послеаварийных, ремонтных), можно заранее выявить уязвимые места в сети при различных ситуациях и обеспечить надежное и бесперебойное питание потребителей.

В данной ВКР для расчета режимов использован ПВК (прикладной вычислительный комплекс) RastrWin 3. Чтобы узнать параметры режима в ПВК RastrWin 3, необходимо рассчитать параметры составляющих электрической сети: линий, трансформаторов и т.д., такие как, сопротивления, проводимости, коэффициенты трансформации. Расчет данных параметров выполнен в приложении А.

Генераторы задаются вырабатываемой активной мощностью, модулем напряжения, а также пределами выработки и потреблением реактивной мощности.

Балансирующий узел задается заданным модулем напряжения.

В таблицах 2, 3 показана часть подготовленных исходных данных для расчета режимов. Полные таблицы данных представлены в приложении Д.

Таблица 2 – Параметры узлов (зима)

Тип	Но мер	Название	U_ ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta	Q_min	Q_max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ген	1	ПС Тында	220	33.0	10.4	200.0	7.8	231.0	-25.70	-1,000.0	1,000.0
Нагр	2	ПС Дипкун	220	1.8	0.2				-26.45		
Нагр	3	ПС Тутаул	220	0.2	0.1				-26.73		
Нагр	4	ПС Призейская	220	2.0	0.5				-27.34		
Нагр	7	ПС Тунгала	220	1.0	0.2				-28.70		
Нагр	8	ПС Февральская	220	54.5	10.5				-30.73		
Нагр	9	ПС Уландочка	220	0.9	0.5				-30.15		
Нагр	10	ПС Новокиевка	220	6.0	0.6				-29.32		
Нагр	11	ПС Амурская 220	220	194.0	28.2				-28.26		
База	14	ПС Амурская 500	500	547.0	67.0	236.8	112.2	525.0	-26.38		
Ген	34	Зейская ГЭС 220	220	80.0	30.0	294.4	23.6	231.0	-25.33	-1,000.0	1,000.0
Ген	35	Зейская ГЭС 500	500			294.4	8.9	525.0	-23.59	-1,000.0	1,000.0
Ген	14 1	Бурейская ГЭС	50 0			368. 0	138. 9	500. 0	-19.32	- 1,000.0	1,000. 0

Таблица 3 – Параметры ветвей (зима)

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	1	2	ПС Тында - ПС Дипкун	14.18	63.35	-390.6		-13	2
ЛЭП	2	3	ПС Дипкун - ПС Тутаул	5.21	23.29	-143.6		-11	3
ЛЭП	3	4	ПС Тутаул - ПС Призейская	9.41	42.32	-261.3		-11	17
ЛЭП	4	7	ПС Призейская - ПС Тунгала	9.41	42.32	-261.3		-32	-8
ЛЭП	21	23	ПС Сиваки/т - ПС Чалганы	2.92	10.48	-62.7		4	-12
ЛЭП	22	24	ПС Сиваки - ПС Ключевая	7.60	33.43	-204.6		7	1
ЛЭП	24	33	ПС Ключевая - ПС Светлая	11.05	48.18	-296.5		64	6
ЛЭП	24	25	ПС Ключевая - ПС Сулус/т	2.49	8.96	-53.6		-21	-14
ЛЭП	25	26	ПС Сулус/т - ПС Магдагачи	3.81	13.70	-81.9		-9	0
ЛЭП	24	26	ПС Ключевая - ПС Магдагачи	5.35	23.42	-144.1		-13	-4
Тр-р	13	131	Амурская АТ ВН - Амурская АТ НН	2.90	113.50		0.022	0	0
Тр-р	12	131	Амурская АТ ВН - Амурская АТ НН	2.90	113.50		0.022	0	0
Тр-р	351	34	Зейская ГЭС АТ ВН - Зейская ГЭС 220	0.39	113.50		0.440	-48	0
Тр-р	12	11	Амурская АТ ВН - ПС Амурская 220	0.39			0.440	-148	-15
Тр-р	13	11	Амурская АТ ВН - ПС Амурская 220	0.39			0.440	-148	-15
Тр-р	35	351	Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС АТ ВН	0.58	61.10	24.2	1.000	-48	-7
Тр-р	14	12	ПС Амурская 500 - Амурская АТ ВН	0.58	61.10	24.2	1.000	-148	-27
Тр-р	14	13	ПС Амурская 500 - Амурская АТ ВН	0.58	61.10	24.2	1.000	-148	-27

Расчёт нормального режима производится для оценки возможности надежного электроснабжения потребителей.

В нормальном режиме всё необходимое оборудование находится в работе. Нагрузки в данном режиме являются максимальными.



Таблица 4 – Расчетные значения токов схемы

№	Название	Марка провода	I доп, А
1	2	3	4
1	ПС Тында - ПС Дипкун	АС – 300/39	57
2	ПС Дипкун - ПС Тутаул	АС – 300/39	30
3	ПС Тутаул - ПС Призейская	АС – 300/39	52
4	ПС Призейская - ПС Тунгала	АС – 300/39	97
5	ПС Тунгала - ПС Февральская	АС – 300/39	133
6	ПС Февральская - ПС Уландочка	АС – 240/39	127
7	ПС Уландочка - ПС Новокиевка	АС – 240/39	107
8	ПС Новокиевка - ПС Амурская 220	АС – 240/39	97
9	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	3хАС – 330/43	255
10	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	3хАС – 330/43	257
11	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная	АСО – 300/39	86
12	ПС Ледяная - ПС Ледяная/т	АС – 240/39	35
13	ПС Ледяная/т - ПС Шимановск	АС – 240/39	47
14	ПС Ледяная/т – ПС Шимановск/т	АС – 300/39	60
15	ПС Шимановск - ПС Мухинская/т	АС – 300/39	37

Таблица 5 – Расчетные значения напряжений узлов нормального режима

№	Номер	Название	V	dV
1	2	3	4	5
1	1	ПС Тында	231.00	5.00
2	2	ПС Дипкун	227.67	3.49
3	3	ПС Тутаул	227.30	3.32
4	4	ПС Призейская	228.68	3.95
5	7	ПС Тунгала	224.30	1.95
6	8	ПС Февральская	211.59	-3.82
7	9	ПС Уландочка	218.10	-0.87
8	10	ПС Новокиевка	223.73	1.70
9	11	ПС Амурская 220	227.26	3.30
10	14	ПС Амурская 500	525.00	5.00
11	12	Амурская АТ ВН	516.61	3.32
12	13	Амурская АТ ВН	516.61	3.32
13	131	Амурская АТ НН	10.56	5.6
14	16	ПС Ледяная	226.95	3.16
15	161	ПС Ледяная/т	226.96	3.16

Для расчета послеаварийного режима необходимо отключить самую загруженную ветвь: Зейская ГЭС - ПС Энергия.

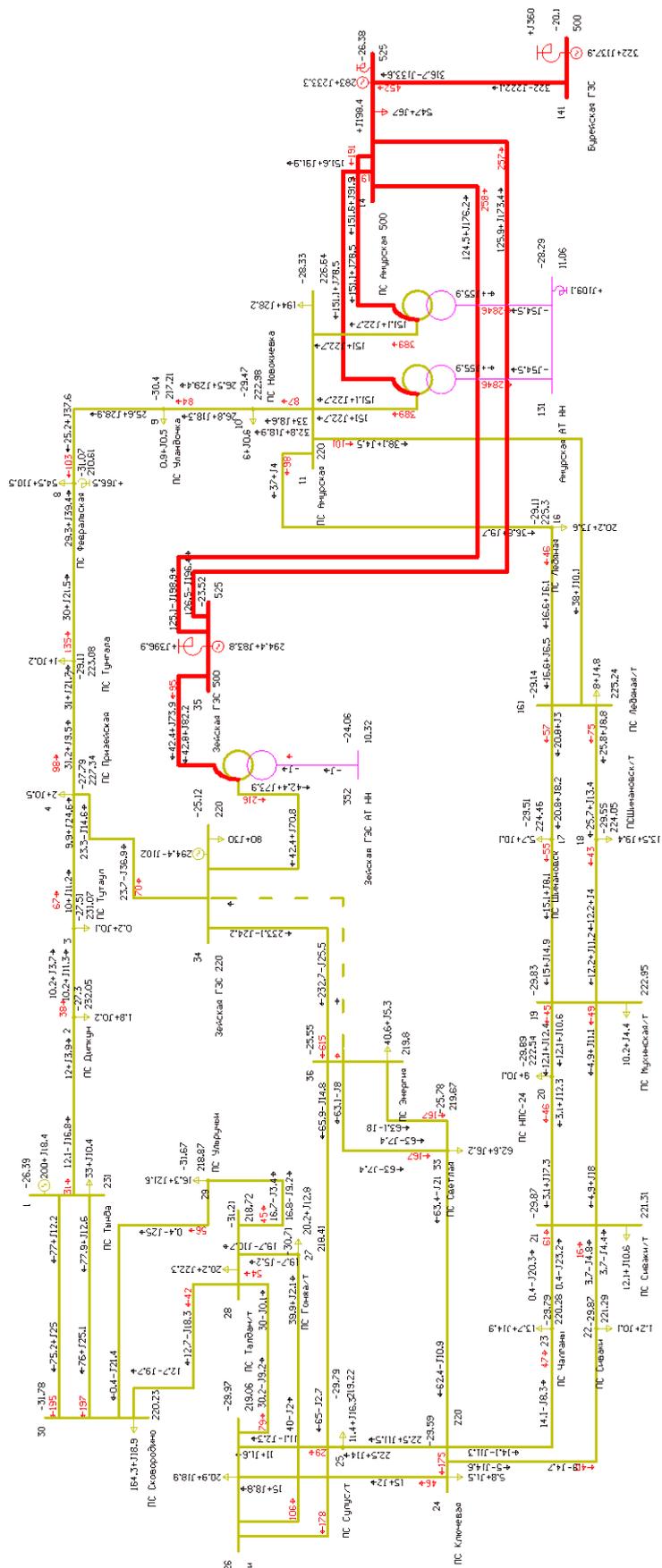


Рисунок 2 – Схема послеаварийного режима в ПВК RastrWin 3

Таблица 6 – Расчетные значения токов схемы в послеаварийном режиме

№	Название	Марка провода	I, А
1	2	3	4
1	ПС Тында - ПС Дипкун	АС – 300/39	7.5
2	ПС Дипкун - ПС Тутаул	АС – 300/39	5.5
3	ПС Тутаул - ПС Призейская	АС – 300/39	9.8
4	ПС Призейская - ПС Тунгала	АС – 300/39	14.2
5	ПС Тунгала - ПС Февральская	АС – 300/39	19.5
6	ПС Февральская - ПС Уландочка	АС – 240/39	20.3
7	ПС Уландочка - ПС Новокиевка	АС – 240/39	17.2
8	ПС Новокиевка - ПС Амурская 220	АС – 240/39	16.1
9	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	3хАС – 330/43	35.2
10	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	3хАС – 330/43	35.4
11	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная	АСО – 300/39	14.2
12	ПС Ледяная - ПС Ледяная/т	АС – 240/39	7.5
13	ПС Ледяная/т - ПС Шимановск	АС – 240/39	8.3
14	ПС Ледяная/т – ПС Шимановск/т	АС – 300/39	10.8
15	ПС Шимановск - ПС Мухинская/т	АС – 300/39	7.9

Таблица 7- Расчетные значения напряжений узлов в послеаварийном режиме

№	Номер	Название	V	dV
1	2	3	4	5
1	1	ПС Тында	231.00	5.00
2	2	ПС Дипкун	232.11	5.50
3	3	ПС Тутаул	231.14	5.06
4	4	ПС Призейская	227.44	3.38
5	7	ПС Тунгала	223.31	1.50
6	8	ПС Февральская	211.05	-4.07
7	9	ПС Уландочка	214.37	-2.56
8	10	ПС Новокиевка	216.39	-1.64
9	11	ПС Амурская 220	216.86	-1.43
10	14	ПС Амурская 500	500.00	
11	12	Амурская АТ ВН	492.98	-1.40

По результатам расчета нормальных режимов приходим к заключению, что токи в линиях не превышают длительно допустимые токи для данных сечений. На данный момент данная электрическая сеть отвечает требованиям надежного электроснабжения потребителей, поэтому мы осуществить подключение горно-металлургического комбината «Кун-Манье» к данной сети.

## 2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ

### 2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Проект реконструкции электрической сети подразумевает использование различных вероятностных характеристик для выбора оборудования и оценки уровней потерь мощности.

Средняя и эффективная мощности определяются выражениями:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}}, \quad (1)$$

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (2)$$

где  $P_{max}$  – максимальная мощность ПС;

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

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

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

$$P_{max.прогн} = P_{max} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (3)$$

$$P_{cp.прогн} = P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (4)$$

$$P_{эф.прогн} = P_{эф} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (5)$$

где  $\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки;

$t_{\text{прогн}}$  – год, на который определяется электрическая нагрузка;

$t_{\text{б}}$  – год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Вероятностные характеристики для реактивной мощности определяются как:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (6)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  – коэффициент реактивной мощности.

Расчёт прогнозируемых статистических вероятностных характеристик ведётся по следующему алгоритму:

1- Производится определение мощностей по формулам (3), (10);

2- Рассчитываются прогнозируемые величины (11), (12), (13), (14).

Расчёт по данному алгоритму производился в программе Mathcad 2015 и приведен в приложении А.

Сведём в таблицу 8 рассчитанные вероятностные характеристики.

Таблица 8 – Вероятностные характеристики существующих ПС

№ пп	Наименование ПС	Текущие, МВт	Прогнозируемые, МВт
		Pmax	Pmax
1	2	3	4
1	Тында	30,2	33,05
2	Дипкун	1,6	1,75
3	Тутаул	0,2	0,22
4	Призейская	1,8	1,97
5	Тунгала	0,9	0,99
6	Февральская	49,8	54,5
7	Уландочка	0,8	0,88
8	Новокиевка	5,5	6,02
9	Амурская 200 кВ	177,3	194,03
10	Зейская ГЭС 220кВ	273,9	299,7
11	Эльгауголь	125	136,8
12	Ледяная	18,5	20,25
13	Ледяная/т	7,3	7,99

В данной ВКР необходимо произвести подключение горно-металлургического комбината «Кун-Манье» посредством проектирования ПС 220 кВ «Кун-Манье».

ПС «Кун-Манье»: нагрузка – горно-металлургический комбинат «Кун-Манье». Суммарная мощность  $P_{max} = 80$  МВт.

Вероятностные характеристики для этой подстанции внесем в таблицу 9. Таблица 9 – Вероятностные характеристики проектируемой ПС.

№ пп	Наименование ПС	Текущие, МВт			Прогнозируемые, МВт		
		Р <sub>ср</sub>	Р <sub>max</sub>	Рэф	Р <sub>ср</sub>	Р <sub>max</sub>	Рэф
1	Кун-Манье	66,67	80	68,38	72,96	87,55	74,83

## 2.2 Разработка вариантов конфигурации подключения ПС

Рассмотрим три варианта подключения ПС «Кун-Манье».

1) Отпайка на 2 ВЛ 220 кВ Призейская-Эльгауголь, длина отпайки 127,7 км. Распределение длины: Призейская-отпайка - 154 км, отпайка-Эльгауголь - 144 км.

2) Заход двух ВЛ на ПС «Призейская». Распределение длины в данном случае: Призейская – Кун-Манье – 216 км. Потребуется реконструкция ОРУ-220 кВ ПС «Призейская».

3) Подключить 2 ВЛ 220 кВ к линии 220 кВ Призейская-Тунгала. Соотношение длины: Призейская-рассечка 1 – 35 км, рассечка 1-Кун-Манье – 220 км, рассечка 2-Тунгала – 111,7 км, рассечка 2-Кун-Манье - 220 км.

В итоге, для дальнейшего анализа мы выбираем вариант №2 и №3, так как они отвечают наибольшей надежности и экономичности. Вариант №1 не пригоден для рассмотрения, так как длина отпайки слишком велика, и данный вариант не отвечает требованиям надежности.

### 2.2.1. Выбор номинального напряжения

После выбора двух вариантов конфигурации электрической сети необходимо для них провести технический анализ.

Основными показателями, определяющими величину номинального напряжения, является активная мощность, протекающая по линии и длина линии.

Численное значение номинального напряжения сети/участков сети можно определить по эмпирической формуле Илларионова, которая применяется для классов напряжения 35 кВ и выше [4]:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \quad (7)$$

где  $l$  – длина участка, км;

$P$  – поток мощности на участке, МВт.

$$U_{рац\ №1} = 180,106 \text{ кВ.}$$

$$U_{рац\ №2} = 179,833 \text{ кВ.}$$

Рациональным напряжением является напряжение 220 кВ.

Так как подстанция подключается уже в заведомо известной сети, то для двух вариантов выбираем напряжение 220 кВ.

### **2.3 Выбор сечений линий электропередачи**

Одним из важнейших параметров линии является размер сечения провода. Чем больше сечение, тем больше затраты на сооружение ВЛЭП и амортизационные отчисления.

Выбор сечения проводов рассчитывается методом экономических токовых интервалов. Проверка выбранных сечений проводов производится расчетом послеаварийного режима.

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (8)$$

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

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

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

Поскольку нет данных о значении числа часов использования максимума нагрузки, примем  $\alpha_t = 1$ .

Максимальный ток в воздушных линиях:

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{P_{maxi}^2 + Q_{нескi}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}; \quad (9)$$

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

$n$  – количество цепей;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение сети.

Расчетный ток для варианта №2 ВЛ 220 кВ «Призейская-Кун-Манье»:

$$I_{расч.Кун - Манье} = 132 \text{ А.}$$

Согласно экономическим токовым интервалам с учетом района по гололеду (III) выбираем провод марки АС-300/39 [1].

Проверка выбранного сечения производится по длительно допустимому току. Для провода марки АС-300/399 длительный допустимый ток равен 690 А.

Вычислим рабочий максимальный ток, при работе одной линии:

$$I_{расч.Кун-МаньеПА} = 264 \text{ A.}$$

В послеаварийном режиме одна линия способна выдержать нагрузку ПС «Кун-Манье».

Расчетный ток для варианта №3 ВЛ 220 кВ:

$$I_{расч.№2Кун-Манье} = 130 \text{ A.}$$

На основании расчетов выбираем провод марки АС-300/39.

Для провода марки АС-300/39 длительный допустимый ток равен 690 А.

$$I_{расч.Кун-манье220ПА} = I_{расч.Кун-Манье220} \cdot 2 = 260 \text{ A.}$$

В послеаварийном режиме одна линия способна выдержать нагрузку ПС 220 кВ «Кун-Манье».

#### **2.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов указанной подстанции**

Мощность силовых трансформаторов определяется из средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности. Количество трансформаторов на подстанции определяется по категории надежности потребителей, если это 1 и 2 категории на подстанции должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителей полной мощностью.

Для выбора трансформатора необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (10)$$

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

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

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

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

$$S_{p \text{ Кун-Манье}} = 56,127 \text{ МВА.}$$

Выбираем трансформаторы ТРДЦН – 63000/220.

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

$$K_3^{\text{ном}} = \frac{\sqrt{P_{ср(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТРном}}, \quad (11)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки не должно выходить за границы интервала 0,5 – 0,75.

Проверку трансформаторов осуществляем в послеаварийном режиме на подстанциях:

$$K_{3.ав} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_3^2}}{(n-1) \cdot S_{ном}}, \quad (12)$$

где  $n$  – количество трансформаторов;

$S_{ном}$  – номинальная мощность одного трансформатора, МВА.

В таблице 10 приведены значения коэффициентов загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме

Таблица 10 – Выбор силовых трансформаторов [1]

Название ПС	$S_{тр.расч},$ МВА	Тип трансформатора	$S_{тр},$ МВА	$P_{ср},$ МВт	$K_{з.н.}$	$K_{п.а.}$
Кун-Манье	56,127	ТРДЦН – 63000/220 – У1	63	72,958	0,624	1,247

Оптимальный коэффициент загрузки в нормальном режиме работы ( $0,5 \leq K_{зп} \leq 0,75$ ); в послеаварийном режиме ( $1 \leq K_{з.на} \leq 1,4$ ). Вывод – выбираем данный трансформатор для установки на ПС.

### 2.5 Компенсация реактивной мощности

Таблица 11 – Расчет компенсирующих устройств ПС «Кун-Манье» вариант №2

Название ПС	Q, Мвар	$Q_{ку},$ Мвар	Тип компенсирующих устройств
Кун-Манье	17,5	8,2	БСК

Для варианта №2 необходимо установить 55 батарей конденсаторов. Установка батарей необходима для регулирования напряжения на шинах низкого напряжения во время послеаварийного режима. В нормальном режиме напряжение можно регулировать с помощью РПН.

Таблица 12 – Расчет компенсирующих устройств ПС «Кун-Манье» вариант №3

Название ПС	Q, Мвар	$Q_{ку},$ Мвар	Тип компенсирующих устройств
Кун-Манье	17,5	14,4	БСК

Для варианта №3 требуется установить 96 батарей конденсаторов. Данная установка также необходима в связи со снижением напряжения в послеаварийном режиме.

### 3 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 КВ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

#### **3.1. Анализ режимов вариантов реконструкции электрической сети**

Для определения наиболее оптимального варианта конфигурации электрической сети необходимо рассмотреть параметры нормальных и послеаварийных режимов. Расчет режимов осуществляется в ПК RastrWin3.

Эквивалент сети для расчета режима представлен на рисунке 2. Для расчета были взяты участки: ПС Тында - ПС Призейская - ПС Февральская - ПС Амурская, Бурейская ГЭС - ПС Амурская, ПС Амурская - Зейская ГЭС - ПС Призейская, ПС Амурская - ПС Ледяная, ПС Ледяная - ПС Ключевая - Зейская ГЭС, ПС Ключевая - ПС Сковородино - ПС Тында.

Сеть насчитывает 30 ПС. Данное количество необходимо для более точного приближения к реальным условиям режима.

Также следует учитывать нагрузку в Хейхе-500 МВт.

Режим существующей электрической сети представлен на рисунке 2.



### 3.2 Подготовка исходных данных

Расчеты режимов выполняются в ПВК RastrWin3, предназначенном для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Для расчета в ПВК RastrWin 3 необходимо рассчитать параметры вводимой линии и параметры трансформаторов на ПС «Кун-Манье».

### 3.3 Расчет нормальных режимов и их анализ

Расчёт нормального режима производится для оценки возможности качественного электроснабжения потребителя I категории ПС 220 кВ «Кун-Манье» из двух вариантов нужно выбрать наиболее экономичный и надежный.

В нормальном режиме включено всё необходимое оборудование для наиболее экономичной передачи электрической мощности.

Результаты расчета нормального установившегося режима для варианта №2 сведены в таблицы 13 – 14.

Таблица 13 – Значения параметров сети в узлах схемы

Тип	№	Наименование	Uном кВ	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , Мвар	P <sub>г</sub> , МВт	Q <sub>г</sub> , МВт	V, кВ	Delta,	Q <sub>min</sub> , Мвар	Q <sub>max</sub> , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13
Ген	1	ПС Тында	220	33.0	10.4	280.0	13.3	231.00	1.76	-1,000.0	1,000.0
Нагр	2	ПС Дипкун	220	1.8	0.2			225.02	-4.56		
Нагр	3	ПС Тутаул	220	0.2	0.1			224.36	-6.94		
Нагр	4	ПС Призейская	220	2.0	0.5			226.23	-11.36		
Нагр	7	ПС Тунгала	220	1.0	0.2			227.11	-10.94		
Нагр	8	ПС Февральская	220	54.5	10.5			223.10	-9.81		
Нагр	9	ПС Уландочка	220	0.9	0.5			223.13	-6.98		
Нагр	10	ПС Новокиевка	220	6.0	0.6			221.92	-3.50		
База	11	ПС Амурская 220	220	194.0	28.2	141.8	- 277.1	220.14	-0.01		
Нагр	14	ПС Амурская 500	500	547.0	67.0			515.05	1.31		

Таблица 14 – Значения параметров сети в ветвях схемы

Тип	№ начала	№ конца	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Коеф. трансформации	Поток активной мощности, Мвт	Поток реактивной мощности, Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	1	2	ПС Тында - ПС Дипкун	14.18	63.35	-390.6		-92	4
ЛЭП	2	3	ПС Дипкун - ПС Тутаул	5.21	23.29	-143.6		-88	15
ЛЭП	3	4	ПС Тутаул - ПС Призейская	9.41	42.32	-261.3		-87	32
ЛЭП	4	7	ПС Призейская - ПС Тунгала	9.41	42.32	-261.3		9	9
ЛЭП	7	8	ПС Тунгала - ПС Февральская	16.33	71.49	-440.8		10	-4
ЛЭП	8	9	ПС Февральская - ПС Уландочка	10.14	34.61	-218.2		65	-15
ЛЭП	9	10	ПС Уландочка - ПС Новокиевка	11.69	39.91	-251.7		67	-22
Тр-р	351	34	Зейская ГЭС АТ ВН - Зейская ГЭС 220	0.39	113.50		0.440	-108	-1
Тр-р	351	352	Зейская ГЭС АТ ВН - Зейская ГЭС АТ НН	2.90			0.020	0	0
Тр-р	35	351	Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС АТ ВН	0.58	61.10	24.2	1.000	-108	-10
Тр-р	14	12	ПС Амурская 500 - Амурская АТ ВН	0.58	61.10	24.2	1.000	-100	-130
Тр-р	14	13	ПС Амурская 500 - Амурская АТ ВН	0.58	61.10	24.2	1.000	-100	-130
Тр-р	12	11	Амурская АТ ВН - ПС Амурская 220	0.39			0.440	-100	-118

Отклонение напряжений можно рассчитать по формуле [7]:

$$\delta = \frac{U_i - U_{ном}}{U_{ном}}, \quad (13)$$

где  $U_{ном}$  - номинальное значение напряжения;

$U_i$  - значение напряжения в  $i$ -том узле.

Таблица 15 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	V	dV, %
1	2	3
ПС Тында	231.00	5.00
ПС Дипкун	225.02	2.28
ПС Тугаул	224.36	1.98
ПС Призейская	226.23	2.83
ПС Тунгала	227.11	3.23
ПС Февральская	223.10	1.41
ПС Уландочка	223.13	1.42
ПС Новокиевка	221.92	0.87
ПС Амурская 220	220.14	0.06
ПС Амурская 500	515.05	3.01
Амурская АТ ВН	500.40	0.08
Амурская АТ ВН	500.40	0.08
Амурская АТ НН	11.01	10.09
ПС Ледяная	220.65	0.29
ПС Ледяная/т	220.71	0.32
ПС Шимановск	221.59	0.72
ПСШимановск/т	221.06	0.48
ПС Мухинская/т	222.32	1.05
ПС НПС-24	222.51	1.14
ПС Сиваки/т	223.00	1.37

На Зейской ГЭС было увеличено напряжение на 10% от номинального для поддержания необходимого уровня напряжения на подстанциях из-за большой протяженности ВЛ.

По результатам таблицы 15, в соответствии с [3], отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

В таблице 16 приведены значения токовой загрузки ЛЭП. По условию максимальный рабочий ток, текущий по линии, не должен превышать длительно допустимый для выбранного сечения ВЛ.

Таблица 16 – Токовая загрузка ВЛ

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_25	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4	5	6	7	8
2	3	ПС Дипкун - ПС Тутаул	228	225	690.0	690.0	33.1
3	4	ПС Тутаул - ПС Призейская	238	227	690.0	690.0	34.5
4	7	ПС Призейская - ПС Тунгала	34	26	690.0	690.0	4.9
7	8	ПС Тунгала - ПС Февральская	28	72	690.0	690.0	10.4
8	9	ПС Февральская - ПС Уландочка	173	181	610.0	610.0	29.6
9	10	ПС Уландочка - ПС Новокиевка	183	194	610.0	610.0	31.9
10	11	ПС Новокиевка - ПС Амурская 220	208	219	610.0	610.0	36.0
14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	315	271	730.0	730.0	43.1
14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	315	271	730.0	730.0	43.1
11	16	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная	102	96	690.0	690.0	14.8

Самой нагруженной линией в данном режиме является ВЛ «Зейская ГЭС – Призейская». Результаты Представлены также на листе №3.

Результаты расчета нормального установившегося режима для варианта №3 сведены в таблицы 17 – 18.

Таблица 17 – Параметры узлов нормального режима

Тип	Но мер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta	Q_max	Q_min
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ген	1	ПС Тында	220	33.0	10.4	280.0	-19.4	225.00	-0.88	1,000.0	-1,000.0
Нагр	2	ПС Дипкун	220	1.8	0.2			227.28	-7.55		
Нагр	3	ПС Тутаул	220	0.2	0.1			227.50	-9.84		
Нагр	4	ПС Призейская	220	2.0	0.5			226.92	-13.90		
Нагр	7	ПС Тунгала	220	1.0	0.2			231.15	-17.45		
Нагр	8	ПС Февральская	220	54.5	10.5			226.32	-14.71		
Нагр	9	ПС Уландочка	220	0.9	0.5			226.32	-11.12		
Нагр	10	ПС Новокиевка	220	6.0	0.6			225.50	-6.77		
Нагр	11	ПС Амурская 220	220	194.0	28.2			224.43	-2.54		
База	14	ПС Амурская 500	500	547.0	67.0	254.8	48.9	510.00	0.02		

Таблица 18 – Значения параметров сети в ветвях схемы

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	8	10
ЛЭП	1	2	ПС Тында - ПС Дипкун	14.18	63.35	-390.6		-89	32
ЛЭП	2	3	ПС Дипкун - ПС Тутаул	5.21	23.29	-143.6		-85	23
ЛЭП	3	4	ПС Тутаул - ПС Призейская	9.41	42.32	-261.3		-84	19

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7	8	8	10
ЛЭП	7	8	ПС Тунгала - ПС Февральская	16.33	71.49	-440.8		30	-11
ЛЭП	8	9	ПС Февральская - ПС Уландочка	10.14	34.61	-218.2		85	-22
ЛЭП	9	10	ПС Уландочка - ПС Новокиевка	11.69	39.91	-251.7		87	-27
ЛЭП	10	11	ПС Новокиевка - ПС Амурская 220	10.24	35.12	-221.0		95	-33
ЛЭП	14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	9.86	107.98	-1,364.5		141	232
ЛЭП	14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	9.95	109.25	-1,383.4		139	234

Таблица 19 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	V,кВ	dV, %
1	2	3
ПС Тында	225.00	2.27
ПС Дипкун	227.21	3.28
ПС Тутаул	227.42	3.37
ПС Призейская	226.79	3.09
ПС Тунгала	230.37	4.71
ПС Февральская	225.43	2.47
ПС Уландочка	225.41	2.46
ПС Новокиевка	224.57	2.08
ПС Амурская 220	223.52	1.60
ПС Амурская 500	510.00	2.00
Амурская АТ ВН	508.14	1.63
Амурская АТ ВН	508.14	1.63
Амурская АТ НН	11.09	10.89
ПС Ледяная	222.81	1.28
ПС Ледяная/т	222.79	1.27
ПС Шимановск	222.60	1.18
ПСШимановск/т	222.15	0.98
ПС Мухинская/т	221.91	0.87

По результатам таблицы 19, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений-10% от номинального. В данном режиме было осуществлено регулирование напряжения в путем использования РПН. Схема режима показана на листе №3.

В таблице 20 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 20 – Токовая загрузка ВЛ

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Iдоп_25	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	ПС Тында - ПС Дипкун	242	227	690.0	690.0	35.1
2	3	ПС Дипкун - ПС Тутаул	223	218	690.0	690.0	32.3
3	4	ПС Тутаул - ПС Призейская	218	211	690.0	690.0	31.5
7	8	ПС Тунгала - ПС Февральская	79	113	690.0	690.0	16.4
8	9	ПС Февральская - ПС Уландочка	223	231	610.0	610.0	37.9
9	10	ПС Уландочка - ПС Новокиевка	233	244	610.0	610.0	40.0
10	11	ПС Новокиевка - ПС Амурская 220	258	268	610.0	610.0	43.9
14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	307	207	730.0	730.0	42.0
14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	308	208	730.0	730.0	42.1
11	16	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная	113	112	690.0	690.0	16.4
16	161	ПС Ледяная - ПС Ледяная/т	60	60	610.0	610.0	9.9
161	17	ПС Ледяная/т - ПС Шимановск	73	71	690.0	690.0	10.6
161	18	ПС Ледяная/т - ПСШимановск/т	84	85	690.0	690.0	12.3

Самой нагруженной линией в данном режиме, как и в варианте №2 является ВЛ «Зейская ГЭС – Призейская».

### 3.4 Расчет послеаварийных режимов и их анализ

При расчете послеаварийных режимов отключаем наиболее загруженные элементы сети (ЛЭП) и проверяем параметры режима.

Рассмотрим режим отключения ВЛ 220 кВ «Зейская ГЭС – ПС Призейская» для варианта №2.

Отключив ее, необходимо определить отклонение режимных параметров от номинальных значений.

Таблица 21 - Значения режимных характеристик рассматриваемого варианта

Тип	Но мер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Delta	Q_min	Q_max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ген	1	ПС Тында	220	33.0	10.4	280.0	18.3	225.0	-5.43	-1,000.0	1,000.0
Нагр	2	ПС Дипкун	220	1.8	0.2				-18.99		
Нагр	3	ПС Тутаул	220	0.2	0.1				-23.99		
Нагр	4	ПС Призейская	220	2.0	0.5				-32.97		
Нагр	7	ПС Тунгала	220	1.0	0.2				-28.72		
Нагр	8	ПС Февральская	220	54.5	10.5				-20.77		
Нагр	9	ПС Уландочка	220	0.9	0.5				-14.25		
Нагр	10	ПС Новокиевка	220	6.0	0.6				-6.74		
База	11	ПС Амурская 220	220	194.0	28.2	168.2	-42.3		-0.01		
Нагр	14	ПС Амурская 500	500	547.0	67.0			525.0	1.73		

Таблица 22 – Значения режимных характеристик ВЛ, трансформаторов ПС

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	Кт/г	P нач	Q нач
1	2	3	4	5	6	7	8	8	10
ЛЭП	1	2	ПС Тында - ПС Дипкун	14.18	63.35	-390.6		-183	3

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6	7	8	8	10
ЛЭП	2	3	ПС Дипкун - ПС Тутаул	5.21	23.29	-143.6		-171	26
ЛЭП	3	4	ПС Тутаул - ПС Призейская	9.41	42.32	-261.3		-168	34
ЛЭП	4	7	ПС Призейская - ПС Тунгала	9.41	42.32	-261.3		75	-27

Таблица 23 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	V,кВ	dV, %
1	2	3
ПС Тында	225.00	2.27
ПС Дипкун	217.71	-1.04
ПС Тутаул	216.87	-1.42
ПС Призейская	217.72	-1.04
ПС Тунгала	215.17	-2.20
ПС Февральская	208.75	-5.12
ПС Уландочка	210.85	-4.16
ПС Новокиевка	214.83	-2.35
ПС Амурская 220	220.00	
ПС Амурская 500	502.66	0.53
Амурская АТ ВН	500.10	0.02
Амурская АТ ВН	500.10	0.02
Амурская АТ НН	11.00	10.02
ПС Ледяная	220.17	0.08

По результатам таблицы 23, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений, то есть не превышают 110% или 1.1Uном.

Таблица 24 – Токовая загрузка ВЛ

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Идоп_25	Идоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	ПС Тында - ПС Дипкун	436	432	690.0	690.0	63.2
2	3	ПС Дипкун - ПС Тутаул	427	425	690.0	690.0	62.0

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5	6	7	8
3	4	ПС Тугаул - ПС Призейская	424	417	690.0	690.0	61.5
4	7	ПС Призейская - ПС Тунгала	247	261	690.0	690.0	37.8
7	8	ПС Тунгала - ПС Февральская	263	286	690.0	690.0	41.4
8	9	ПС Февральская - ПС Уландочка	421	426	610.0	610.0	69.8
9	10	ПС Уландочка - ПС Новокиевка	428	432	610.0	610.0	70.8
10	11	ПС Новокиевка - ПС Амурская 220	448	450	610.0	610.0	73.7
14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	372	251	730.0	730.0	50.9

Рассмотрим режим отключения ВЛ 220 кВ «Призейская – Зейская ГЭС»  
для варианта №3.

Таблица 25 - Значения режимных характеристик рассматриваемого варианта

Тип	Но мер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta	Q_min	Q_max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ген	1	ПС Тында	220	33.0	10.4	220.0	52.8	238.0	-15.78	1,000.0	-1,000.0
Нагр	2	ПС Дипкун	220	1.8	0.2				-27.83		
Нагр	3	ПС Тугаул	220	0.2	0.1				-32.33		
Нагр	4	ПС Призейская	220	2.0	0.5				-40.58		
Нагр	7	ПС Тунгала	220	1.0	0.2				-28.96		
Нагр	8	ПС Февральская	220	54.5	10.5				-21.67		
Нагр	9	ПС Уландочка	220	0.9	0.5				-15.72		
Нагр	10	ПС Новокиевка	220	6.0	0.6				-8.95		
Нагр	11	ПС Амурская 220	220	194.0	28.2				-2.90		

Таблица 26 – Значения режимных характеристик ВЛ, трансформаторов ПС

Тип	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	R	X	B	Кт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	1	2	ПС Тында - ПС Дипкун	14.18	63.35	-390.6		-182	-3
ЛЭП	2	3	ПС Дипкун - ПС Тутаул	5.21	23.29	-143.6		-172	14
ЛЭП	3	4	ПС Тутаул - ПС Призейская	9.41	42.32	-261.3		-169	20
ЛЭП	7	8	ПС Тунгала - ПС Февральская	16.33	71.49	-440.8		75	-19
ЛЭП	8	9	ПС Февральская - ПС Уландочка	10.14	34.61	-218.2		132	-19
ЛЭП	9	10	ПС Уландочка - ПС Новокиевка	11.69	39.91	-251.7		137	-15
ЛЭП	10	11	ПС Новокиевка - ПС Амурская 220	10.24	35.12	-221.0		148	-10
ЛЭП	14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	9.86	107.98	- 1,364.5		203	161

Таблица 27 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	V, кВ	dV, %
1	2	3
ПС Тында	238.00	8.18
ПС Дипкун	228.55	3.89
ПС Тутаул	226.35	2.89
ПС Призейская	224.09	1.86
ПС Тунгала	215.77	-1.92
ПС Февральская	213.56	-2.93
ПС Уландочка	217.16	-1.29
ПС Новокиевка	222.31	1.05
ПС Амурская 220	227.93	3.61
ПС Амурская 500	525.00	5.00
Амурская АТ ВН	518.20	3.64
Амурская АТ ВН	518.20	3.64
Амурская АТ НН	11.13	11.28

По результатам таблицы 27, отклонение напряжений на шинах не превышают допустимые значения - 1.1Uном. Однако при отключении линии, произошло снижение напряжения на подстанциях, после чего было повышено напряжение на источниках питания на 10% от номинального для повышения напряжения на подстанциях. Также были подключены конденсаторные батареи, а также была проведена регулировка напряжения с помощью РПН.

Ниже в таблице 28 показаны значения токовой загрузки линий электропередачи после отключения ВЛ «Зейская ГЭС- ПС Призейская».

Таблица 28 – Токовая загрузка ВЛ

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_25	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	ПС Тында - ПС Дипкун	442	441	690.0	690.0	64.1
2	3	ПС Дипкун - ПС Тутаул	436	435	690.0	690.0	63.2
3	4	ПС Тутаул - ПС Призейская	434	429	690.0	690.0	62.9
7	8	ПС Тунгала - ПС Февральская	207	224	690.0	690.0	32.4
8	9	ПС Февральская - ПС Уландочка	360	363	610.0	610.0	59.6
9	10	ПС Уландочка - ПС Новокиевка	366	369	610.0	610.0	60.4
10	11	ПС Новокиевка - ПС Амурская 220	384	385	610.0	610.0	63.2
14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	285	314	730.0	730.0	43.0
14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	285	314	730.0	730.0	43.0
11	16	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная	141	136	690.0	690.0	20.4
16	161	ПС Ледяная - ПС Ледяная/т	91	91	610.0	610.0	14.9
161	17	ПС Ледяная/т - ПС Шимановск	106	100	690.0	690.0	15.4

### 3.5 Сравнительный анализ режимов двух вариантов конфигурации сети и выбор наилучшего варианта

В результате расчета нормального и послеаварийного режима двух вариантов сети необходимо сделать вывод: в случае подключения подстанции «Кун-Манье» к электрической сети 220 кВ (напряжения в узлах сети, углы между напряжениями) не превышают предельных значений, а если превышение и появляется, то данное отклонение спокойно устраняется. В таблицах 29 и 30 представлены потери активной мощности, которые не превышают 4%.

Таблица 29 - Потери в сети при подключении варианта №2

U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр
1	2	3	4	5	6
500	9.75	7.24	0.13	1.21	1.17
220	34.16	30.73	0.58	2.59	0.27

Таблица 30 - Потери в сети при подключении варианта №3

U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр
500	10.84	7.93	0.49	1.22	1.19
220	33.59	31.48	0.38	1.39	0.33

При технико-экономическом сравнении сопоставляются только допустимые по техническим требованиям варианты, в которых потребитель получает нужную электроэнергию заданного качества при заданной степени надежности.

Ранее были выбраны варианты схем сети №2 и №3, [Лист №2]. На данном этапе из них необходимо выбрать оптимальный по технико-экономическим показателям. Сопоставление вариантов осуществляется в результате расчетов сравнительной экономической эффективности капитальных вложений.

Общие капиталовложения рассчитываются по следующей формуле:

$$K_{общ} = K_{ПС} + K_{ВЛ}, \quad (14)$$

где  $K_{ПС}$  - суммарные капиталовложения в ПС;

$K_{ВЛ}$  - суммарные капиталовложения в ВЛ.

Общие издержки:

$$I = I_{РЭИ} + I_{АМ} + I_{\Delta W}, \quad (15)$$

где  $I_{РЭИ}$  - издержки на ремонт и эксплуатацию;

$I_{АМ}$  - амортизационные издержки;

$I_{\Delta W}$  - издержки на потери.

Затраты:

$$З = E \cdot K_{общ} + I, \quad (16)$$

Подробный технико-экономический расчет представлен в Приложении Б.

Результаты расчета заносим в таблицу 31.

Таблица 31 – Технико-экономические показатели двух вариантов сети

Показатель	Схема №2	Схема №3
Капиталовложения, млн. руб.	3706	3355
Издержки, млн. руб.	290,6	251,2
Затраты, млн. руб.	661,2	586,7

На основании проведенных расчетов, для дальнейшего проектирования выбираем вариант № 3, т.к. он имеет меньшие среднегодовые затраты, меньшие капиталовложения и наименьшие издержки. Также в данном варианте меньше потери мощности. Для варианта №3 в послеаварийном режиме при отключении линии «Призейская-Кун-Манье» необходимо скомпенсировать 162 МВАр реактивной мощности. Для этого устанавливаем 2хБСК-220-100 УХЛ1, номинальной мощностью 100 МВар. Параметры режима показаны в приложении Д.

## 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 4.1 Расчет индуктивных сопротивлений для расчета тока трехфазного КЗ.

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрического оборудования, а также для расчета уставок РЗА.

Основные допущения, используемые при расчетах токов КЗ:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания.

Сопротивление системы рассчитывается по выражению:

$$x_{С\text{Амурская}} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.СНГРЭС}}; \quad (24)$$

где  $I_{КЗ.СНГРЭС}$  - трехфазный ток КЗ на шинах высокого напряжения ПС Амурскач.

$$x_{С\text{Амурская}} = 30,3 \text{ Ом};$$

$$x_{С.НГРЭС} = 23,3 \text{ Ом};$$

$$x_{C500.3IЭC} = 28,4 \text{ Ом};$$

$$x_{C.2003IЭC} = 9,03 \text{ Ом};$$

$$x_{C.500.БypIЭC} = 21,65 \text{ Ом}.$$

Сопровитления системы нулевой последовательности находятся аналогичным образом.

Сопровитления линий находятся по формуле, Ом:

$$x_{л} = x_{o} \cdot l, \quad (25)$$

где  $x_{o}$  -удельное индуктивное сопротивление линии;

$l$  - длина ВЛ.

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

$$x_{н.н} = 3 \cdot x_{o} \cdot l \quad (26)$$

Расчет ТКЗ произведен в ПВК RastrWin3.

#### **4.2 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin3.**

Необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль обозначается – зак., изолированная нейтраль –  $\gamma$ . Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой

последовательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Таблица 32 - Узлы/Несим/ИД

№ п/п	Тип	№ узла	Название	Уном
1	2	3	4	5
1	зак	1	ПС Тында	220
2	зак	2	ПС Дипкун	220
3	зак	3	ПС Тутаул	220
4	зак	4	ПС Призейская	220
5	зак	7	ПС Тунгала	220
6	зак	8	ПС Февральская	220
7	зак	9	ПС Уландочка	220
8	зак	10	ПС Новокиевка	220
9	зак	11	ПС Амурская 220	220
10	зак	14	ПС Амурская 500	500
11	у	12	Амурская АТ ВН	500
12	у	13	Амурская АТ ВН	500
13	у	131	Амурская АТ НН	10
14	зак	16	ПС Ледяная	220
15	зак	161	ПС Ледяная/т	220

Таблица 33 – Ветви/Несим/ИД

Название	X	X0	Кт/г
1	2	3	4
ПС Тында - ПС Дипкун	63.35	190.090	
ПС Дипкун - ПС Тутаул	23.29	69.884	
ПС Тутаул - ПС Призейская	42.32	127.027	
ПС Тунгала - ПС Февральская	71.49	214.414	
ПС Февральская - ПС Уландочка	34.61	103.830	
ПС Уландочка - ПС Новокиевка	39.91	119.730	

1	2	3	4
ПС Новокиевка - ПС Амурская 220	35.12	105.360	
ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	107.98	323.940	
ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	109.25	327.750	
ПС Амурская 220 - ПС Ледяная	19.86	59.580	
ПС Ледяная - ПС Ледяная/т	1.33	3.990	

Таблица 34 - Генератор/Несим/ИД

№ узла	Название	x	X0	E
1	2	3	4	5
14	Амурская 500 кВ	30.311	28.595	525.000
1	Тында	23.297	25.537	230.000
35	Зейская ГЭС 500 кВ	28.328	24.440	525.000
34	Зейская ГЭС 220 кВ	9.033	8.197	230.000
141	Бурейская ГЭС	21.651	17.420	525.000

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{по}}^{(3)} \quad (27)$$

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

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

Для части системы, с которой электростанция (подстанция) связана ВЛЭП напряжением 220 кВ ударный коэффициент равен  $K_{y\partial} = 1,717 - 1,78$ , значение постоянной времени  $T_a = 0,03 - 0,04$  [4]. В данной работе системой является ПС Амурская 500 кВ.

Таблица 35 – Значения токов кз на шинах ПС «Кун-Манье»

Точка КЗ	Трехфазное КЗ, кА	Ударный ток, кА	Однофазное КЗ, кА
1	2	3	4
ВН ПС «Кун-Манье»	1,458	3.67	1,834
НН ПС «Кун-Манье»	11,132	24,403	9,6934

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

Рабочий максимальный ток рассчитывается по формуле:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (28)$$

где  $\sqrt{P^2 + Q^2}$  - полная мощность, МВА;

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

Схема ТКЗ представлена на рисунке 4.



## 5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС «КУН-МАНЬЕ»

### 5.1 Конструктивное исполнение ПС

Тип РУ ВН ПС 220 кВ Кун-Манье – ОРУ. Данная ПС является проходной. К ОРУ подходит две линии 220 кВ. Схемой распределительного устройства была выбрана схема №7 – четырехугольник, так как установленная мощность трансформаторов равна 63 МВА и потребитель является потребителем первой категории.

### 5.2 Выбор и проверка выключателей

На проектируемой ПС необходимо осуществить выбор и проверку выключателей.

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

Выбор выключателей произведем по следующим основным параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} . \quad (29)$$

- по рабочему максимальному току

$$I_{max} \leq I_{ном} . \quad (30)$$

Проверка выключателей выполняется по следующим параметрам:

- проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{отк.ном} \geq I_{пт}^{(3)} . \quad (31)$$

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

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

- проверка по включающей способности производится по условиям:

$$i_{вкл.ном} \geq i_{уд}; \quad (32)$$

$$I_{вкл.ном} \geq I_{по}^{(3)}. \quad (33)$$

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

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

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

- проверка возможности отключения аperiodической составляющей тока

КЗ:

$$i_{аном} \geq i_{ат}. \quad (34)$$

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

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

Значения данных величин находятся по формулам:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta}{100}; \quad (35)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}. \quad (36)$$

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

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

$$\tau = t_{з\min} + t_{св} \quad (37)$$

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

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

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

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} + i_{ат}, \quad (38)$$

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

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{по}^{(3)}; \quad (39)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}. \quad (40)$$

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

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

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

$$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}, \quad (41)$$

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

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

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

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_k = I_{по}^{(3)2} (t_{отк} + T_a), \quad (42)$$

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

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

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.выкл}, \quad (43)$$

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

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

Для ПС 220 кВ Кун-Манье выберем элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-220 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш». Преимущество баковых выключателей по сравнению с колонковыми – большая сейсмостойкость, благодаря своей компактной конструкции и низкому расположению центра тяжести, что необходимо для данного региона.

ВЭБ-220 выполненный в трехполюсном исполнении: три полюса (баки с одноразрывным дугогасительным устройством) размещаются на одной раме и управляются одним пружинным приводом повышенной мощности. Выключатель предназначен для эксплуатации в открытых и закрытых

распределительных устройствах в районах с умеренным и холодным климатом. Выключатель снабжен устройствами электроподогрева полюсов, заполненных элегазом, обеспечивая надежную работу выключателя в условиях очень низких температур и ветровой нагрузкой, выдерживает температуру до минус 60 °С. С помощью установленных датчиков температуры предусмотрена сигнализация об исправной работе нагревателей [3].

ВЭБ-220 комплектуется встроенными трансформаторами тока типа ТВГ-220. На полюсы выключателя может быть установлено до 6 трансформаторов тока для коммерческого учета, измерения и защиты.

Таблица 36 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЭБ-220 для ПС

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220\text{кВ}$	$U_{УСТ} = 220\text{кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 1500\text{А}$	$I_{Р.МАХ} = 274\text{А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 5\text{кА}$	$I_{ПО} = 1,458\text{кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ВКЛ.НОМ} = 5\text{кА}$	$I_{ПО} = 1,458\text{кА}$	$I_{ВКЛ.НОМ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПИК} = 125\text{кА}$	$i_{УД} = 3,67\text{кА}$	$i_{ПИК} \geq i_{УД}$
$I_{ПР.СКВ} = 5\text{кА}$	$I_{ПО} = 1,458\text{кА}$	$I_{ПР.СКВ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПР.СКВ} = 125\text{кА}$	$i_{УД} = 3,67\text{кА}$	$i_{ПР.СКВ} \geq i_{УД}$
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500\text{кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 2,8^2 \cdot (1,8 + 0,01 + 0,035) = 3,922\text{кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
$i_{а.норм} = 33,234\text{кА}$	$i_{а.т} = 3,974\text{кА}$	$i_{а.норм} \geq i_{а.т}$

Выключатель соответствует всем условиям и может быть принят к установке.

### 5.3 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей производится так же, как и выключателей, но без проверки на отключающую способность, так как они не предназначены для коммутации цепей, находящихся под напряжением.

Выберем для проверки разъединители марки – РПД-220УХЛ1 произведенные ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш». Привода – пружинный.

Таблица 37 - Сравнение каталожных и расчетных данных для РПД – 220

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 1500 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 274 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ДИН} = 125 \text{ кА}$	$i_{УД} = 3,67 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq i_{УД}$
<i>Главные ножи</i>		
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 3,922 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
<i>Заземляющие ножи</i>		
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 1 = 2500 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 3,922 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

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

#### 5.4 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ ВН

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

Гибкие шины и токопроводы крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим междуфазным расстоянием. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание. На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при  $I_K^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$  и провода ВЛ при  $i_{y0} \geq 50 \text{ кА}$ . На проектируемой ПС не требуется проверка на электродинамическую стойкость.

По условию  $I_{дон} > I_{раб.макс}$ , выбираем ошиновку, выполненную проводами марки АС-300/39, допустимый продолжительный ток которого равен 690 А [1].

Проверка по допустимому току (на нагрев):

$$690 > 274$$

Последним этапом выбора гибкой ошиновки будет проверка проводников по условиям короны. Процесс коронирования приводит к появлению потерь энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего негативное влияние на поверхности контактных соединений.

Корона возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (44)$$

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

$r_0$  – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (45)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (46)$$

где  $D$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз (для 220 кВ это расстояние составляет 4 метра).

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (47)$$

Для провода марки АС-300/39 напряженность критическая электрического поля будет равна:

$$E_0 = 31,897 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

$$E = 26,407 \text{ кВ/см.}$$

Проверим согласно формуле (47):

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

$$28,255 \leq 28,708.$$

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

Сечение АС-300/39 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в РУ 220 кВ на проектируемой ПС.

В закрытых РУ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими шинами.

Максимальный рабочий ток на стороне НН в послеаварийном режиме:

$$I_{max} = 1361 \text{ А.}$$

На стороне НН выбираем алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения марки АД31Т:

$$d = 100 \times 8 \text{ мм}; S = 800 \text{ мм}^2; I_{дон} = 1625 \text{ А.}$$

Сечение шин проходит по допустимому току.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = 115,4 \text{ мм}^2.$$

Вычисляем длину пролета между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шин будет превышать 200 Гц:

$$J = 18 \text{ см}^4;$$

$$l_f = 1,22 \text{ м.}$$

Следовательно, длина пролета должна быть менее 1,22 м.

Находим максимальное усилие, которое приходится на один метр длины шины:

$$f = 213,82 \text{ Н/м.}$$

Напряжение в материале шины, возникающее под действием этой силы (МПа):

$$W_{\phi} = \frac{1 \cdot 6^2}{6} = 6 \text{ см}^3,$$

$$\sigma_{расч} = \frac{213,82 \cdot 1^2}{10 \cdot 6} = 3,56 \text{ МПа.}$$

Учитывая тот факт, что напряжение не превышает допустимого  $\sigma_{доп} = 89$  МПа, можно сделать вывод, что шины механически прочны.

Таблица 38 – Каталожные и расчетные данные шин в КРУ-СЭЩ-70-10.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 1625 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1361 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 24,403 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 173,381 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Стоит задача выбрать опорные и подвесные изоляторы для РУ ВН проектируемой ПС.

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

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

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \tag{45}$$

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

$U$  – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

$K$  – коэффициент эффективности [16].

Число изоляторов в гирлянде определяется как:

$$m = \frac{L}{L_{и}}, \tag{46}$$

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

Для ОРУ 220 кВ к числу изоляторов, полученных по формуле (46) следует прибавить еще 2 изолятора.

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

Длина пути утечки составит:

$$L = 453,6 \text{ см.}$$

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

$$m = 15,5.$$

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

Для крепления токоведущих частей на ОРУ 220 кВ, а также ошиновки трансформатора 10 кВ используются опорные изоляторы.

Опорные изоляторы выбираются по следующим параметрам:

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

$$F_{расч} \leq F_{дон}, \tag{47}$$

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

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

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (48)$$

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

Согласно [4] расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, приводимой в паспортных данных на изоляторы.

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (49)$$

где  $a$  – расстояние между фазами (для 220 кВ – 4 метра [4]);

$l$  – длина пролета между изоляторами

В качестве опорных изоляторов на ОРУ 220 кВ выбираем ОСК-8-220-4 УХЛ1 расшифровывается как – изолятор опорный стержневой защитная оболочка кремнийорганическая. Высоковольтные полимерные изоляторы ОСК-8-220-А-4 УХЛ1 выпускаются серийно на основе композиционных материалов: высокопрочного стеклопластикового стержня диаметром 120 мм, защитной оболочки из кремнийорганической резины, обладающей повышенной гидрофобностью и трекинговостойкостью. Длина пути утечки – 5700 мм.

Нагрузка, допустимая для данного изолятора:

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

Наибольший ударный ток на ПС 220 кВ Кун-Манье, составляет 5,019 кА.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = 9,332 \text{ Н.}$$

Проверка по условию:

$$9,332 \leq 4800 \text{ Н.}$$

Данный изолятор обладает достаточно высоким запасом прочности и принимается к установке в открытом РУ 220 кВ.

### 5.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Так как выключатели ВЭБ-220 комплектуется встроенными трансформаторами тока типа ТВГ-220, выполним проверку данных трансформаторов тока.

Для проверки трансформаторов тока необходимо вычислить число и тип приборов измерения, включенных во вторичную цепь, и располагать данными о длине соединительных проводов. Минимальное их сечение должно быть 2,5 мм<sup>2</sup> для медных и 4 мм<sup>2</sup> для алюминиевых проводов. Максимальные сечения соответственно 6 и 10 мм<sup>2</sup> [9].

Длину соединительных проводов от ТТ до приборов измерения принимаем для разных присоединений приблизительно равной значениям, приведенным в таблице 39.

Таблица 39 – Длина проводов от трансформатора тока до приборов

Присоединение, кВ	Длина, м
КРУ 10 кВ	3-5
ОРУ 220 кВ	90-120

На линиях 220 кВ следует устанавливать оборудование: варметр, ваттметр, амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях. В таблице 40 приведен перечень приборов, подключаемых к трансформатору тока.

Для выключателей ВЭБ-220 выбираем комплектацию ТТ №623-09. В данном комплекте присутствуют ТТ марок ТВГ-УЭТМ-220-0,2-1000/5 для измерения (количество на полюс – 1) и ТВГ-УЭТМ-220-5Р-1000/5 для защиты

(количество на полюс –3). Класс точности для измерения – 0,2, для учета – 0,2S, для РЗА – 5P.

Таблица 40 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

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

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

Для обеспечения заданного класса точности должно выполняться условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum (R_{ПРИБ} + R_{ПРОВ} + R_K). \quad (50)$$

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

$$Z_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2}, \quad (51)$$

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

$I_2$  – вторичный ток.

$$Z_{2НОМ} = 1,155 \text{ Ом.}$$

$R_{ПРИБ}$  рассчитаем по формуле:

$$\Sigma R_{\text{ПРИБ}} = \frac{\Sigma S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2Н}^2}, \quad (52)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

$$\Sigma R_{\text{ПРИБ}} = 0,4 \text{ Ом.}$$

$R_{\text{ПРОВ}}$  находится по формуле:

$$\Sigma R_{\text{ПРОВ}} = \rho \cdot \frac{l}{S_{\text{ПРОВ}}}, \quad (53)$$

где  $l$  - длина соединительного кабеля, зависящая от напряжения;

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

Переходное сопротивление контактов равно  $R_k = 0,05$  Ом.

Так как сечение кабеля не известно и его необходимо рассчитать, приближенное сопротивление провода вычисляется по формуле (50):

$$R_{\text{ПРОВ}} = Z_{2НОМ} - \Sigma R_{\text{ПРИБ}} - R_k = 0,705 \text{ Ом.}$$

Сечение провода рассчитывается по формуле (53):

$$S_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{ПРОВ}}},$$

$$S_{\text{ПРОВ}} = 2,24 \text{ мм}^2.$$

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

Тогда  $\Sigma R_{ПРОВ} = 0,71 \text{ Ом};$

$$Z_2 = \Sigma R_{ПРИБ} + R_K + R_{ПРОВ}$$

$$Z_2 = 0,4 + 0,71 + 0,05 = 1,16 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 41.

Таблица 41 – Сравнение расчетных и каталожных данных для ТВГ – 220.

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 750 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 274 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ДИН} = 125 \text{ кА}$	$i_{УД} = 3,67 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq i_{УД}$
$Z_{2НОМ} = 1,155 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,155 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 1 = 2500 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 3,922 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

ТТ соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

## 5.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются исходя из следующих условий:

- напряжение установки;
- конструкция и схема соединения;
- класс точности;
- вторичная нагрузка.

При выборе трансформаторов напряжения должно выполняться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ}, \tag{54}$$

где  $S_{НОМ}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$  - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В.

Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

ТН устанавливаются на каждую секцию шин. Проверяем необходимые трансформаторы напряжения.

Для установки на ПС Кун-Манье выберем ТН произведенные ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш» марки – ЗНГ – 220 кВ.

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

Класс точности – 0,2.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 42.

Таблица 42 – Вторичная нагрузка ТН в ОРУ 220 кВ (на одну фазу)

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

Суммарная нагрузка на ТН:

$$S_{\Sigma} = 17,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 43.

Таблица 43 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220\text{кВ}$	$U_{УСТ} = 220\text{кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$S_{НОМ2} = 500\text{ВА}$	$S_{\Sigma} = 17,5\text{ВА}$	$S_{НОМ2} \geq S_{\Sigma}$

Исходя из результатов расчета, данный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

### 5.7 Выбор КРУ

Распределительное устройство 10 кВ выполним с помощью КРУ-СЭЦ-70. Комплектное распредустройство КРУ СЭЦ-70 предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока с номинальным значением напряжения 6-20 кВ и тока 630-4000А, частотой 50 Гц. КРУ СЭЦ-70 имеют систему универсальной комплексной индикации – это мнемосхема, отображающая реальное состояние аппаратов в шкафу [9]:

- Сигнализация наличия напряжения, возможность «горячей» фазировки.
- Сигнализация превышения допустимой температуры на главных шинах контактов и соединений бесконтактными пирометрическими датчиками (до 12 контрольных точек).
- Подсказки по операциям с аппаратами. Передача данных по каналам телемеханики.

Из характерных преимуществ можно выделить также удобный доступ к трансформаторам тока и трансформаторам напряжения на вводе, возможность дистанционного управления выдвижным элементом и заземляющим разъединителем посредством электрического привода. Сопоставления номинальных параметров КРУ-СЭЩ-70 с расчетными приведены в таблице 44.

Таблица 44 – Основные параметры шкафов серии КРУ-СЭЩ-70-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1,361 \text{ кА}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 46,27 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 173,381 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

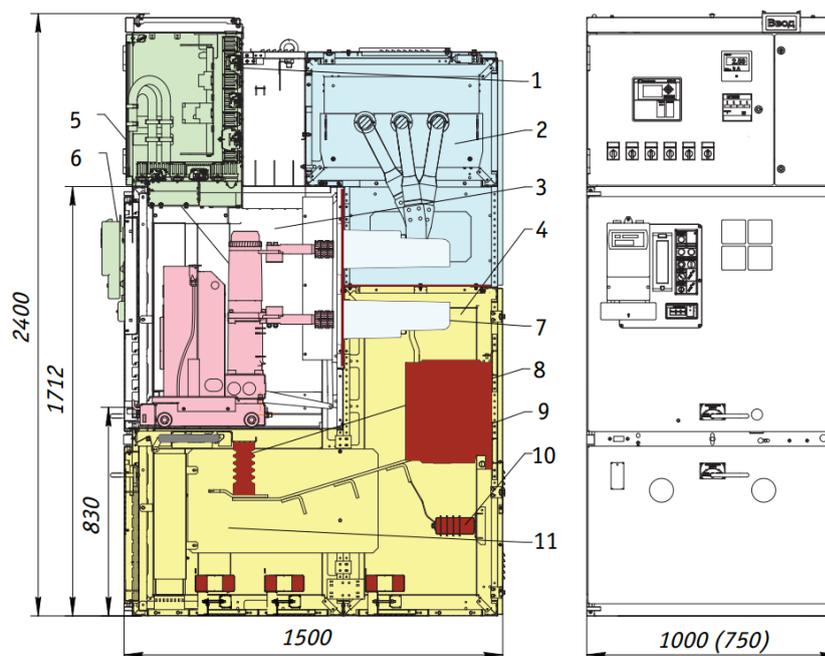
В состав КРУ-СЭЩ-70-10 входит следующая комплектующая аппаратура: выключатель вакуумный: ВВУ-СЭЩ; ВВМ-СЭЩ; ВВЕ-СЭЩ-10, выключатель элегазовый LF-1, LF-2, LF-3, трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ; ТШЛ-СЭЩ, трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗЛК(Р)-СЭЩ, трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЩ; ЗНОЛ-СЭЩ; НОЛ-СЭЩ, трансформаторы собственных нужд ОЛС-СЭЩ; ТЛС-СЭЩ.

К вторичным цепям относятся все устройства и соединяющие их электрические цепи, предназначенные для следующего:

- управления коммутационной аппаратурой, осуществления устройств блокировки, сигнализации;

- измерений электрических параметров (тока, напряжения, мощности, энергии, частоты и пр.) основных элементов электроустановок или линии электропередачи;

- противоаварийной автоматики, защиты электроустановок, отключающей поврежденное оборудование и сохраняющей в работе неповрежденное оборудование.



1 – релейный шкаф; 2 – отсек изолированных сборных шин; 3 – отсек выдвижного элемента; 4 – отсек линейного присоединения; 5 – выключатель; 6 – панель управления со счётчиком; 7 – проходные изоляторы; 8 - заземляющий разъединитель; 9 – трансформатор тока; 10 – ОПН, 11 - изоляционная перегородка

Рисунок 5 – Компоновка шкафа КРУ-СЭЩ-70

Проводим выбор мощности и типа ТСН. В таблице 45 приведены мощности нагрузки электроприемников на ПС «Кун-Манье».

Таблица 45 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Вид потребителя	Расчетная мощность приемника (кВА)
Приводы выключателей	7,18
Обогрев приводов выключателей	1,6
Обогрев КРУ 10 кВ	10
Подогрев релейного шкафа	2
Освещение, вентиляция ячеек 10 кВ	1,4
Освещение ОРУ 220 кВ	11
Система охлаждения	2
Маслохозяйство	95
Расчетная полная мощность электроприемников ПС «Кун-Манье»	130,18

Исходя из расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Кун-Манье»:

$$S_p = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3} \text{ кВА};$$

$$S_p = 93 \text{ кВА.}$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТМ 100/10/0,4 номинальной мощностью 100 кВа. Трансформатор имеет масляное естественное охлаждение.

### 5.8 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и

технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители устанавливают на фундаментах либо подвешивают на линейных порталах.

Выбор ВЧ-заградителей производим по следующим условиям:

- по номинальному току;
- по току электродинамической стойкости;
- по току термической стойкости.

Для ВЛ 220 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-400-0,5 У1.

Таблица 46 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ВЗ-400-0,5 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_N = 400 \text{ А}$	$I_{PMAH} = 274 \text{ А}$	$I_P \leq I_N$
$i_{пред.скв} = 41 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,67 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 256 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 3,922 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Высокочастотный заградитель ВЗ-400-0,5 У1 прошел по всем проверяемым параметрам и принят к установке.

## 6 РАЗРАБОТКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС «КУН-МАНЬЕ»

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

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

Защитное заземление применяется для защиты персонала от напряжения прикосновения. Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые способны оказаться под напряжением в связи с повреждением изоляции, должны быть заземлены.

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

Заземление молниезащиты необходимо для отвода тока молнии в землю.

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

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

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

Произведем расчет заземления ОРУ 220 кВ ПС Кун-Манье.

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>:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (55)$$

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

$$S = 7067 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков диаметром, равным  $d = 10$  мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{m.n} = \pi \cdot R^2, \quad (56)$$

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

$$F_{m.n} = 113,097 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (57)$$

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

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

$$F_{m.c} = 7,114 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}), \quad (58)$$

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

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (59)$$

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

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,0092 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,932;$$

$$S_{cp} = 0,932$$

$$F_{кор} = 31,9 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников удовлетворяет условию:

$$F_{м.н} \geq F_{\min} \geq F_{кор} + F_{м.с}; \quad (60)$$

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

Данное условие выполняется, поэтому оставляем выбранный диаметр

прутков.

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

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}}; \quad (61)$$

$$L_{\Gamma} = 2356 \text{ м.}$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (62)$$

$$m = 6,2.$$

Принимаем:  $m=7$ .

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 12,01 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (63)$$

$$L=1345 \text{ м.}$$

Вычисляем количество вертикальных электродов:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (64)$$

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

$$n_e = 28,02 .$$

Принимаем:  $n_e = 29$  .

Рассчитываем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_e \cdot l_e} \right), \quad (65)$$

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

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

$$l_e / \sqrt{S_1} = 5 / \sqrt{7067} = 0,045 , \text{ следовательно, } A = 0,1 [2].$$

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя равно:

$$R = 0,115 \text{ Ом.}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экс}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (66)$$

где  $I_M$  – ток молнии, кА.

$$\alpha_u = 1,819;$$

Находим импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом}; \quad (67)$$

$$R_u = 0,21 \leq 0,5 \text{ Ом}.$$

Полученное значение не превышает 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 основывается на способности молнии поражать наиболее высокие объекты. Исходя из этого, защищаемый объект, который ниже молниеотвода, практически не будет поражаться молнией, если будет полностью входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается пространство вокруг молниеотвода, обеспечивающее защиту объектов от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности.

Для защиты территории ПС обычно используются стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, прожекторных

мачтах, на крышах зданий, а также на отдельностоящих конструкциях.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которые представляют собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

Защита ОРУ 220 кВ ПС Кун-Манье от прямого удара молнии осуществляется одиночными молниеотводами. Рассчитаем зоны защиты на двух уровнях: на уровне земли и шинного портала.

Произведем расчет параметров защиты молниеотводов.

Высота молниеотвода  $h = 25$  м, тогда

Эффективная высота молниеотвода вычисляется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h; \quad (68)$$

$$h_{эф} = 21,25 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = 1,5 \cdot h; \quad (69)$$

$$r_0 = 37,5 \text{ м.}$$

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

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right), \quad (70)$$

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

$$r_x = 18,033 \text{ м.}$$

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

$$h_{cx} = h_{эф} - 0,14 \cdot (L - h), \quad (71)$$

где  $L$  – расстояние между молниеотводами.

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

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}}. \quad (72)$$

Для примера рассчитаем параметры защиты молниеотводов 1-2. Расстояние между молниеотводами  $L=40$  м.

$$h_{cx} = 28,06 - 0,14 \cdot (40 - 25) = 24,307 \text{ м.}$$

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

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

Подробный расчет приведён в Приложении Г.

Как видно по плану (лист графической части 5) система молниеотводов образована стержневыми молниеотводами одинаковой высоты. На уровне земли

территория ОРУ полностью защищена от прямых ударов молнии, на высоте равной высоте шинного портала все элементы на ОРУ находятся внутри соответствующей зоны защиты.

### 6.3 Выбор и проверка ОПН

Выбор ОПН производится в два этапа:

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

Предварительно выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-220 УХЛ1 (П – в полимерной крышке), произведенным ЗАО «Завод энергозащитных устройств».

Таблица 46 – Основные характеристики ОПН-П-220 УХЛ1

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

Предварительный выбор ОПН производится по следующим условиям:

- 1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению:

$$U_{н.д.р.} \geq (1,02 \div 1,05) \cdot \frac{U_{н.р.с}}{\sqrt{3}}. \quad (73)$$

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

$$U_{HP} = 152,8 \text{ кВ}.$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.p}}{K_B}, \quad (74)$$

где  $K_B$  – коэффициент зависимости от времени  $\tau$ .

$$U \leq 112,3 \leq 156.$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_K \leq I_{\text{разр}},$$

$$I_K = \frac{U - U_{\text{ост}}}{Z_B}, \quad (75)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

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

$Z_B$  – волновое сопротивление провода относительно земли.

$$I_K = \frac{U - U_{\text{ост}}}{Z_B}, \quad (76)$$

$$I_K = 0,15 \text{ кА},$$

$$0,15 \leq 10 \text{ кА}.$$

ОПН прошел предварительную проверку.

На следующем этапе выполняется окончательный выбор, чтобы убедиться в надежности выбранных ОПН.

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

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

1) Поглощаемая ограничителем энергия не должна превышать энергоемкость ОПН:

$$W_{y\partial} \cdot U_{нд} \geq W_c; \quad (77)$$

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

2) ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозovým воздействиям:

$$A_{зр110} = \frac{U_{исп} - U_{ост.зр}}{U_{исп}} = 0,206 \geq 0,2 ;$$

$$A_{зр220} = 0,206 \geq 0,2$$

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

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

$$A_{вн110} = 0,278 \geq 0,25.$$

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

$$I_{кз} \leq I_{вз.без.}, \quad (78)$$

$$1,458 \leq 40 \text{ кА}$$

В результате окончательной проверки, выбранные ОПН соответствуют предъявленным условиям.

## 7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ВЛ «ПРИЗЕЙСКАЯ – КУН – МАНЬЕ»

### **7.1 Описание основных защит терминала REL 220 кВ «Призейская – Кун-Манье»**

Для защиты линии «Призейская – Кун-Манье» применяем шкаф REL-521 [20]. В терминал входят такие защиты, как дистанционная, токовая защита нулевой последовательности, максимальная токовая защита, токовая отсечка. Терминал защиты линий REL-521 является, основным элементом защиты линий распределения и передачи электроэнергии и входит как составная часть в систему PYRAMID. В состав системы PYRAMID входит полный набор терминалов сложных объектов, функционального контроля станций и систем управления станций. Блоки системы PYRAMID могут использоваться в качестве автономных устройств защиты или в качестве составных частей полной системы контроля, системы управления или системы релейной защиты. Основной функцией REL-521 является дистанционная защита с отдельными измерительными элементами для различных видов замыканий, относящихся к различным зонам полного сопротивления. В основном терминал обеспечивает пять зон измерения полного сопротивления с программируемой направленностью.

Независимые измерительные элементы реализуют общий критерий наличия повреждений. Для этого используются другие сочетания измеряемых величин по сравнению с используемыми для измерения зон. Таким образом, REL-521 использует два различных критерия измерений для выявления повреждений.

Рабочие характеристики измерительных элементов являются усовершенствованными. Уставки по реактивной, а также по активной осям в прямом и обратном направлении являются независимыми друг от друга. Параметры отстройки от области полного сопротивления нагрузки также могут устанавливаться в широком диапазоне.

Четырехугольные характеристики каждой зоны с отдельным и независимым измерением каждой области действия в реактивном и активном направлениях, а также коэффициентах компенсации нулевой последовательности, обеспечивает оптимальное применение для линий любой длины, как одиночных, так и входящих в сети сложной конфигурации. Четырехугольная характеристика обеспечивает охват активной оси при всех замыканиях с максимальным ограничением влияния нагрузки. Реактивная характеристика зоны один с компенсацией нагрузки дала возможность использовать REL-521 для защиты сильно нагруженных протяженных линий.

Максимальная токовая защита с выдержкой времени от замыкания между фазами и на землю используется в качестве резервной для дистанционной защиты. Она может использоваться постоянно или только в случаях перегорания предохранителей в цепях измерительных трансформаторов напряжения. Для этой функции используется не тот процессор обработки сигналов, который используется для дистанционной защиты, что обеспечивает местное резервирование в случаях неисправностей элементов связанных с функцией дистанционной защиты.

Основной вариант REL-521 обеспечивает трехфазное отключение. В качестве дополнительного варианта при наличии заказа может быть осуществлено пофазное отключение в случае замыкания одной фазы на землю.

Имеющаяся функция ускорения защиты при включении линии на короткое замыкание обеспечивает мгновенное трехфазное ее отключение при коротком замыкании в любой точке. Ускорение осуществляется или с помощью традиционного внешнего канала от ключа управления выключателем или с помощью внутренней дополнительной логики.

В REL-521 могут фиксироваться и в дальнейшем использоваться четыре независимых уставки параметров. Пользователь может заменить действующие уставки на фиксированные, и также изменять различные уставки в любой из групп с помощью местного интерфейса или с помощью персонального

компьютера. Можно также изменить действующие уставки с помощью внешних сигналов, действующих на два входа.

ИЧМ используется в качестве информационного устройства, отображение его в логической последовательности сигнала запуска и отключения, появившихся при каждом из трех последних зафиксированных повреждений.

Более того, каждое из местных устройств, осуществляющих связь человек-машина, может выполнять функции таких измерительных приборов, как амперметры, вольтметры, варметры, ваттметры и частотомеры. Может быть выведена на дисплей фактическое состояние всех входных двоичных сигналов, а также внутренних логических сигналов. Могут быть свободно запрограммированы любые логические функции. Это также относится ко всем выходным реле. с помощью REL-521 и интерфейса человек-машина легко выполняется проверка направленности при вводе в эксплуатацию.

#### 7.1.1 Конструкция терминала

Терминал защиты линий REL-521 поставляется в закрытом корпусе, имеющем обычный для АВВ внешний вид с шириной 9,5'' и высотой 6U (10''). Материнская плата смонтирована на передней панели терминала. Все остальные блоки имеют разъемную конструкцию и могут легко выниматься. Винтовые разъемы, установленные на задней панели терминала, служат для электрического подключения внешних цепей. На задней панели также может располагаться дополнительный оптический разъем, который используется для дистанционной связи.

#### Базовая конфигурация REL-521:

блок трансформатора, с четырьмя входными трансформаторами напряжений и пятью тока;

блок АЦП для девяти аналоговых сигналов;

мультипроцессорный центральный блок, который выполняет все функции измерения;

блок питания;

на передней панели блок интерфейса.

#### 7.1.2 Устройство резервирования отказа выключателя

Время срабатывания устройство резервирования отключения выключателя рассчитывается:

$$t_{уров} = t_{откл.выкл.} + t_{возв.РЗ} + t_{ошиб.} + t_{зап.};$$

где  $t_{откл.выкл.}$  – собственное время отключения выключателя ( 0,08 сек.);

$t_{возв.РЗ} = 0,06$  сек. – время возврата релейной защиты, пускающей УРОВ;

$t_{ошиб.} = 0,08$  сек. – ошибки реле времени УРОВ в сторону ускорения действия;

$t_{зап.} = 0,1$  сек. – запас по времени.

$t_{уров} = t_{откл.выкл.} + t_{возв.РЗ} + t_{ошиб.} + t_{зап.} = 0,08 + 0,06 + 0,08 + 0,1 = 0,32$  сек.

#### 7.1.3 Уставки регистратора аномальных режимов (DRP)

Аналоговые сигналы заведены в терминале, а их пуски задаются либо по повышению, либо по снижению параметров. (Для данной ВЛ фазные напряжения регистрируются по снижению, а  $3U_0$ ,  $3I_0$  и фазные токи - по повышению параметров). Данные задаются в процентах, рассчитываются с учётом значений коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения.

Параметры регистратора также заданы в терминале, а их уставки задаются. Например,  $t_{Post}$  - 0,5 сек. (послеаварийное время записи);  $t_{Lim}$  - 6 сск.(общее время записи);  $t_{Pre}$  - 0,14 сек. (предаварийное время записи процесса).

#### 7.1.4 Дистанционная защита

В REL-521 применяется 5 (пять) зон дистанционной защиты. Для измерения дистанционных органов значения уставок задаются не как полные значения  $Z$ , а как их составляющие  $XI$  и  $R1$ .

Дистанционная защита обеспечивает быструю и надёжную защиту воздушных линий и силовых кабелей во всех типах электрических сетей. Для каждой независимой зоны дистанционной защиты полносхемная конструкция

обеспечивает непрерывное измерение полного сопротивления отдельно в трех междуфазных контурах измерения, а также в трех независимых измерительных контурах между фазой и землей.

Дистанционная защита фаза-земля может выполнять роль основной защиты от замыканий на землю в сетях с глухо-заземленной нейтралью или с заземлением ее через малое сопротивление.

Независимая уставка зоны охвата в направлении реактивного сопротивления для междуфазного и однофазного измерения обеспечивает высокую селективность в сетях с различными реле защиты, используемыми для защиты от коротких замыканий и замыканий на землю.

Зоны дистанционной защиты могут срабатывать независимо друг от друга в направленном (в прямом и обратном) и ненаправленном режиме. Это удобно для защиты силовых линий и кабелей в сложных конфигурациях сетей, например, двухцепных линиях, параллельных линиях, многоцепных линиях и т.д. Зоны 1, 2 и 3 имеют встроенную имеющуюся по выбору функцию выбора фазы.

Дополнительные зоны дистанционной защиты 4 и 5 имеют одинаковые с зонами 1-3 функциональные возможности, за исключением выходных сигналов выбора фазы. Различные цифровые сигнальные процессоры рассчитывают полное сопротивление для разных измерительных контуров в различных зонах защиты. Результаты измерения обновляются каждую миллисекунду для всех измерительных контуров и каждой зоны защиты в отдельности. Измерение полного сопротивления для каждого КЗ выполняется в соответствии с дифференциальным уравнением:

$$u(t) = (R_l + R_f) \cdot i(t) + \frac{X_l}{\omega} \cdot \frac{\Delta i(t)}{\Delta t}. \quad (79)$$

Задание уставок для всех параметров линии, таких как активное и реактивное сопротивление прямой последовательности вместе с ожидаемым сопротивлением в месте КЗ для междуфазных и однофазных КЗ на землю, независимо для каждой зоны. Таким образом, характеристика срабатывания автоматически адаптируется к характеристическому углу линии. Коэффициент возврата тока через землю для дистанционной защиты от замыканий на землю рассчитывается автоматически самим терминалом.

Поляризация напряжения для направленного измерения использует непрерывный расчет и обновление напряжения прямой последовательности для каждого контура измерения в отдельности. Это гарантирует правильную направленность защиты по направлению к развивающимся КЗ внутри сложной конфигурации сети. Напряжение памяти прямой последовательности обеспечивает надежное направленное срабатывание при близких трехфазных КЗ.

Функциональные блоки дистанционной защиты независимы друг от друга для каждой зоны. Каждый функциональный блок включает ряд дифференциальных входов и выходов, которые произвольно конфигурируются на различные внешние функции, логические элементы, таймеры и дискретные входы и выходы. Это позволяет оказывать влияние на действие всей зоны измерения или только на ее функцию отключения действием функции обнаружения неисправности цепей переменного напряжения, функцией обнаружения качаний мощности и т.д.

#### 7.1.5 Максимальная токовая защита (ТОС)

Максимальная токовая защита (МТЗ), входящая как основная функция в состав терминала REL-521, дополняет функцию дифференциальной защиты линии.

МТЗ имеет одну ступень с выдержкой времени. Максимальная токовая защита от замыканий на землю выполняет следующие функции:

отключение замыканий на землю на защищаемом участке в дополнение к дистанционной защите от к.з. на землю, особенно в случаях возникновения

к.з. на землю через большое активное сопротивление в месте повреждения, к которому дистанционные органы могут быть нечувствительны;

обеспечение дальнего резервирования, т.е. отключение к.з. на землю на смежных участках.

$I_{N>}$  (ток срабатывания при замыканиях на землю). Принимаем значение уставки II ступени НЗНП, т.е.  $I_{N>} = 28 \%$ . Выдержку времени принимаем равной 0,5 сек. (оперативное ускорение).

#### 7.1.6 Таймеры (TS, TM)

В этом блоке параметры задаются персоналом.

Например, TS01 (автоматическое ускорение IV ступени ДЗ) - соответствует автоматическому ускорению II зоны ДЗ - 0,3 сек. (в панели ЭПЗ-1636); TS03 (автоматическое ускорение МТЗ) - МТЗ в REL-511 выполняет функцию НЗНГТ (контроль 310), поэтому время соответствует автоматическому ускорению III ступени НЗНП - 0,3 сек.; TM01 (время блокировки PSD от измерительного органа III ступени ДЗ) - происходит вывод блокировки защиты (на 2,0 сек.) для её работы при возникновении короткого замыкания (используется для III зоны ДЗ); TM (время ввода автоматического ускорения) - 2,0 сек.

#### 7.1.7 Уставки общего критерия повреждения (GFC)

Функция общего критерия повреждения ОКП (GFC) - это независимая измерительная функция. Она включает оба критерия измерения - полного сопротивления и тока. Они могут использоваться как по отдельности, так и одновременно. Основное назначение функции - выполнение функции органа обнаружения общего повреждения и выбора фазы во всех типах сетей.

Форма характеристики срабатывания может задаваться с учётом отстройки срабатывания измерительных органов сопротивления в условиях нагрузочного режима. В то же время, она позволяет работать измерительным органам сопротивления при больших значениях сопротивления в месте повреждения в случае удалённых замыканий.

Operation (активизация функции) — ВКЛ.

Operation Z <(активизация функции в режиме понижения сопротивления)  
- ВКЛ.

Operation I> (активизация функции в режиме повышения тока) — ВЫКЛ.

ARGLD (угол отстройки от режима нагрузки, градус) - в расчётах принято  
30 градусов.

RLD (активное сопротивление для отстройки от режима нагрузки, Ом).

1P> (ток срабатывания при междуфазных замыканиях, %) - положение  
ВЫКЛ.

Timer tPP (активизация таймера срабатывания ОКП при междуфазных  
замыканиях) - положение ВЫКЛ.

tPP (время срабатывания ОКП при междуфазных замыканиях, сек) - 5 сек.  
(по умолчанию).

XIRvPE (реактивное сопротивление прямой последовательности обратной  
направленности при замыканиях на землю, Ом).

XIFwPE (реактивное сопротивление прямой последовательности прямой  
направленности при замыканиях на землю, Ом).

Примечание принимаем значения, как и при междуфазных замыканиях.

XOFwPE (реактивное сопротивление нулевой последовательности прямой  
направленности при замыканиях на землю, Ом).

IN> (ток срабатывания при замыканиях на землю) — положение ВЫКЛ.

Timer tPE (активизация таймера срабатывания ОКП при замыканиях на  
землю) - положение ВЫКЛ.

tPE (время срабатывания ОКП при замыканиях на землю, сек.) - принимаем  
5 сек. (по умолчанию).

INReleasePE (предел тока 3I0 для разрешения работы измерительного  
органа петли фаза-земля, %) - 20 %.

InBlockPP (предел тока 3I0 для блокирования измерительного органатетли  
фаза-фаза, %) - 40%. Эти данные принимаем по рекомендациям РДУ.

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 8.1 Безопасность

В данной работе рассматривается проектирование подстанции 220 кВ «Кун-Манье» относящейся к магистральным электрическим сетям Амурской области, предполагается установка на данной ПС двух трансформаторов типа ТДН 63000/220 с установкой ячеек элегазовых выключателей. Дополнительно в проекте рассматривается проектирование ВЛ 220 кВ «Призейская» - «Кун-Манье».

Безопасность работ при строительстве ВЛ.

Основным документом которым необходимо руководствоваться при строительстве ВЛ является: Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ /РД 153-34.3-03.285-2002/, согласно данному документу к работам предъявляются следующие требования :

а) К производству работ:

Организацию и выполнение работ по строительству, электромонтажу, пусконаладке, испытанию и комплексному опробованию оборудования следует производить руководствуясь законодательством Российской Федерации по охране труда, требованиями общероссийских стандартов и нормативных документов органов государственного надзора, а также требованиями настоящих Правил.

Перечень государственных стандартов и нормативных документов, требования которых учтены в Правилах, приведены в прил. 1.

Производство работ по сооружению линий электропередачи, специальные электромонтажные и наладочные работы должны осуществляться с учетом требований СНиП 12-03-2001 и СНиП 12-04-2002. Разрешается выполнять только при наличии проектов производства работ (ППР) или технологических карт (ТК), утвержденных главным инженером электромонтажной (наладочной)

организации; в ППР и ТК для каждого из выполняемых видов работ должны быть предусмотрены конкретные мероприятия по технике безопасности.

Не допускается использовать находящиеся в стадии монтажа электрические установки в качестве временных установок для электроснабжения электромонтажных (наладочных) работ, а также объектов генподрядчика или заказчика.

Запрещается загромождать материалами и оборудованием проходы, проезды, двери и ворота зданий и сооружений, подходы к действующему оборудованию, электроустановкам, противопожарному инвентарю.

Леса и подмости высотой до 4 м допускаются к эксплуатации только после их приемки производителем работ или мастером и регистрации в журнале работ, а выше 4 м - после приемки комиссией, назначенной руководителем строительно-монтажной организации, и оформления акта.

Леса в процессе эксплуатации должны осматриваться прорабом или мастером перед началом работы, а также не реже, чем через каждые 10 дней с регистрацией в журнале.

Подвесные леса и подмости могут быть допущены к эксплуатации только после их испытания в течение одного часа статической нагрузкой, превышающей нормативную на 20 %.

Подъемные подмости, кроме того, должны быть испытаны на динамическую нагрузку, превышающую нормативную на 10 %.

Результаты испытаний подвесных лесов и подмостей должны быть отражены в акте их приемки или в общем журнале работ.

В процессе эксплуатации деревянные лестницы необходимо испытывать каждые полгода, а металлические - один раз в год, испытания проводить статической нагрузкой 1200 Н, приложенной к одной из ступеней в середине пролета лестницы, установленной под углом 75° к горизонту.

Запрещается перемещение лесов при ветре скоростью более 10 м/с.

Запрещается устанавливать (крепить) какие-либо средства подмащивания на смонтированные, находящиеся в стадии монтажа или подготовленные к монтажу конструкции (оборудование), если это не предусмотрено ППР или не подтверждено расчетом, согласованным с проектной организацией.

Нагрузки на настилы лесов и подмостей не должны превышать величин, установленных проектом производства работ или техническим паспортом.

Запрещается производство работ, а также нахождение рабочих под монтируемыми конструкциями и оборудованием.

Металлические корпуса электрооборудования, металлические части машин и механизмов с электроприводом, металлические элементы лесов и подмостей, а также крановые пути должны быть заземлены в соответствии с «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок» и «Правилами эксплуатации электроустановок потребителей».

б) к персоналу:

Персонал электромонтажной организации, обслуживающий электроустановки, должен пройти обучение и проверку знаний «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок», ему должна быть присвоена группа по электробезопасности

Персонал электромонтажной (наладочной) организации, выполняющий работы по монтажу и наладке электроустановок на действующем предприятии, должен пройти обучение и проверку знаний настоящих Правил, «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок» и ему должна быть присвоена соответствующая группа по электробезопасности.

Работнику, прошедшему проверку знаний настоящих Правил, выдается удостоверение установленной формы, которое он обязан иметь при себе при производстве работ.

Персонал электромонтажной (наладочной) организации, выполняющий работы в действующих установках электрических станций и сетей на правах командированного, должен также пройти обучение и проверку знаний настоящих Правил, «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок» в своей организации в объеме требований, предъявляемых к выполняемым работам. Выполнение работ в этом случае осуществляется по наряду-допуску.

Перед допуском к работам на действующей электроустановке персонал электромонтажной (наладочной) организации должен пройти инструктаж по безопасности и схемам присоединений под руководством работников действующей электроустановки, о чем должна быть произведена соответствующая запись в журнале учета инструктажей.

Персоналу необходимо знать, что после исчезновения напряжения на электроустановке оно может быть подано вновь без предупреждения.

Порядок предварительных и периодических медицинских осмотров работников определяется Минздравом России.

в) к производству работ при непосредственном строительстве ВЛ:

Все лица, занятые на лесосечных работах, должны быть обеспечены, кроме спецодежды и обуви, защитными касками, постоянно и правильно их использовать.

Одиночная работа на лесосеке не допускается.

При производстве работ на лесосеке должна быть обеспечена безопасность всего комплекса лесосечных работ, включающих подготовительные и вспомогательные работы, валку и трелевку леса, очистку деревьев от сучьев, раскряжевку хлыстов, погрузку леса, механизированную очистку лесосек.

Готовность лесосеки к рубке оформляется актом.

При установке и перемещении унифицированных деталей фундаментов (подножников, анкерных плит, ригелей и т.п.) следует применять специальные стропы соответствующей грузоподъемности.

Строповка железобетонных элементов фундаментов должна производиться по схемам, составленным с учетом прочности и устойчивости поднимаемых конструкций за монтажные петли. Закладные монтажные петли перед подъемом должны быть очищены, проверены на отсутствие раковин, трещин и других повреждений и дефектов.

Для предупреждения раскачивания элементов фундамента при подъеме и перемещении необходимо применять оттяжки и другие приспособления, исключающие выполнение этих действий непосредственно руками.

Запрещается во время подъема свай, заводки ее в направляющие стрелы и наводки на центры направляющих скважин пребывание людей в зоне ее возможного падения (полуторная длина свай).

Выбор площадки для сборки опор должен производиться с учетом наличия свободного пути для прохождения грузоподъемных и тяговых механизмов, обеспечения требуемой удаленности такелажных тросов, приспособлений и самой опоры от действующих линий электропередачи и линий связи, удобства подъема опор.

Зона, опасная для прохождения людей во время перемещения установки и закрепления конструкций, должна быть обозначена хорошо видимыми предупредительными знаками.

Площадка для сборки опор воздушных линий электропередачи должна быть спланирована, очищена от пней и камней, а зимой - от снега. Поверхностные воды должны быть отведены за пределы площадки.

Детали опор должны выкладываться на прочные горизонтально уложенные подкладки.

Производить сборку гирлянд из изоляторов под установленной, но не закрепленной опорой запрещается.

При сборке гирлянд следует пользоваться только исправным инструментом (щипцами для установки замков, гаечными ключами); фарфоровые осколки изоляторов брать руками без рукавиц запрещается.

Проверку сопротивления изоляции должен выполнять работник, имеющий группу по электробезопасности не менее III.

Подъем гирлянд с раскаточными роликами и заправленными в них проводами следует осуществлять механизированным способом с применением веревочных оттяжек для обвода траверс. При вертикальном расположении проводов на опоре следует поднимать провода с гирляндами и раскаточными роликами, начиная с верхней траверсы.

Опускаться по смонтированным гирляндам изоляторов и работать на них запрещается. Для этого следует пользоваться подъемными вышками, специальными лестницами или люльками.

## 8.2 Экологичность

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является изоляционное масло. Загрязнение может произойти во время аварий, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений силовых трансформаторов.

В соответствии с требованиями нормативных документов для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции «Кун-Манье» устанавливаются 2 трансформатора марки ТДН 63000/220 с размерами (м) 7,07×3,8×6,2 (ДхШхВ) и массой масла 18,98 т.

Рассмотрим подробно расчет размеров маслоприемника трансформатора. Определяем объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} = \frac{18980}{880,3} = 21,561 \text{ (м}^3\text{)} \quad (80)$$

где  $M$  – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным.

$\rho$  – плотность масла при температуре 20° С 880,3 (кг/м<sup>3</sup>) [18]

Определяем площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{mn} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (7,07 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,8 + 2 \cdot 1,5) = 68,476 \text{ (м}^2\text{)} \quad (81)$$

где  $A$ ,  $B$  – длина и ширина трансформатора (м)

$\Delta$  – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника, не менее 1,5 м [18]

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{он}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (7,07 + 2,97) \cdot 3,8 \cdot 2 \cdot 6,2 = 134,788 \text{ (м}^2\text{)} \quad (82)$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

Коэффициент пожаротушения  $K_n$  (л/(с×м<sup>2</sup>)) и время тушения  $t$  (сек) соответственно равны [19]:

$$K_n = 0,2;$$

$$t = 1800$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\text{он}}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (68,476 + 134,788) \cdot 10^{-3} = 73,175 \text{ м}^3 \quad (83)$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды

$$V_{\text{мм}H_2O} = V_{\text{трм}} + 0,8 \cdot V_{H_2O} = 80,101 \text{ м}^3 \quad (84)$$

Определяем глубину маслоприемника.

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH2O}}{S_{mn}} = \frac{80,101}{68,476} = 1,17 \text{ (м)} \quad (85)$$

Высота гравийной подушки принимается:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки принимается:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника рассчитывается как:

$$H_{nln} = H_{mn} + H_{en} + H_z = 1,17 + 0,05 + 0,25 = 1,72 \text{ (м)} \quad (86)$$

### 8.3 Чрезвычайные ситуации

В связи с тем, что на ПС «Кун-Манье» устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ, тем не менее применение маслонаполненных силовых трансформаторов создает риск возникновения пожара при коротких замыканиях либо при грозовых перенапряжениях.

Пожарная безопасность на ПС «Кун-Манье» предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности на ПС «Кун-Манье» являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара на ПС «Кун-Манье» составляет

комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

Для предотвращения возникновения пожара на маслonaполненном оборудовании вследствие попадания молнии на ПС «Кун-Манье» предусматривается установка системы молниеотводов, зона защиты которых покрывает все распределительное устройство высокого напряжения и силовые трансформаторы. Систему противопожарной защиты на ПС «Кун-Манье» составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита на ПС «Кун-Манье» обеспечивается:

- 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.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- 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;
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности на ПС «Кун-Манье» принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды используемые на ПС «Кун-Манье» предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания закрытого распределительного устройства 10 кВ. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери расположенные в распределительном устройстве низкого напряжения.

В качестве первичных средств пожаротушения на ПС «Ремсталь» применяется песок и огнетушители расположенные у каждого взрывоопасного оборудования в частности силовых трансформаторов.

В качестве огнетушащих средств на ПС «Кун-Манье» имеются: в здании ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в ЗРУ 10 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично ЗРУ 10 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, один ящик с песком емкостью 0,5 м<sup>3</sup> [21].

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара, их количество в здании ОПУ составляет 5 шт, в здании ЗРУ 10 кВ – 3 шт и по четыре возле каждого трансформатора. Применение огнетушителей для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории подстанции и к пожарным емкостям с водой необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Здания объединенного пульта управления и закрытого распределительно

устройства 10 кВ на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C [4].

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ Амурской области в связи с подключением горно-металлургического комбината Кун-Манье» были решены основные задачи, необходимые для развития электрической сети.

На основании спрогнозированных нагрузок и проектной мощности горно-металлургического комбината Кун-Манье были выполнены расчеты режимов, которые показали, что выбранный вариант конфигурации сети надежно обеспечивает потребителей электроэнергией, выбранное сечение и оборудование способно выдержать послеаварийные режимы.

Всё принятое к установке на подстанции оборудование соответствует климато-географическим условиям установки, а также обладает большим запасом прочности к воздействию токов короткого замыкания, а, значит, способно выполнять свои функции в нормальном и аварийных режимах. Для защиты оборудования был произведен расчет молниезащиты и заземления подстанции.

Выбраны устройства релейной защиты и автоматики для защиты линии и описан их принцип действия.

В разделе безопасность и экологичность рассчитаны параметры маслоприемника трансформатора и выбраны огнетушители на ПС.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. - Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. - 52 с.
- 2 Выбор нелинейных ограничителей напряжения для установки в сетях 110-750 кВ [Электронный ресурс]. URL: <http://www.positron.ru/> (дата обращения 11.06.19).
- 3 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 28.05.2019).
- 4 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
- 5 Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: учебно-методическое пособие к курсовому проектированию / Сост.: А.Н. Козлов, В.А. Козлов. – 2-е изд., испр. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2017. – 65 с.
- 6 Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие.- М.: Издательство МЭИ, 2006.- 248с
- 7 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.
- 9 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.
- 10 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., - Изд-во БХВ - Петербург. 2013. - 608 с.

- 11 ЗАО "Энергоспецкомплект" [Электронный ресурс]. URL: <http://www.energospes.ru/catalog/product/495/> (дата обращения: 12.06.2019).
- 12 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, 2003 г.
- 13 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М. : Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.
- 14 Инструкция по выбору изоляции электроустановок. РД 34.51.101-90. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
- 15 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.
- 16 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 1999.
- 17 Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
18. ГОСТ 982-80 Масла трансформаторные. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3);
19. Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.
20. Терминал дистанционной защиты линии REL 521\*2.0 [Электронный ресурс]. URL: <https://gigabaza.ru/doc/87722-pall.html> (дата обращения 03.06.19).

1. Нагрузки подстанций

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

1) ПС Тында: 110 кВ - 30.2+j9.5 МВА	$S_{1\text{max}} := 30.2 + i \cdot 9.5$	МВА
2) ПС Дипкун: 35 кВ - 1.6+j0.2 МВА	$S_{2\text{max}} := 1.6 + i \cdot 0.2$	МВА
3) ПС Тутаул: 35 кВ - 0.2+j0.1 МВА	$S_{3\text{max}} := 0.2 + i \cdot 0.1$	МВА
4) ПС Призейская: 35 кВ - 1.8+j0.5 МВА	$S_{4\text{max}} := 1.8 + i \cdot 0.5$	МВА
5) ПС Тунгала: 35 кВ - 0.9+j0.2 МВА	$S_{5\text{max}} := 0.9 + i \cdot 0.2$	МВА
6) ПС Февральская: 110 кВ - 49.8+j9.6 МВА	$S_{6\text{max}} := 49.8 + i \cdot 9.6$	МВА
7) ПС Уландочка: 220 кВ - 0.8+j0.5 МВА	$S_{7\text{max}} := 0.8 + i \cdot 0.5$	МВА
8) ПС Новокиевка: 35 кВ - 5.5+j0.6 МВА	$S_{8\text{max}} := 5.5 + i \cdot 0.6$	МВА
9) ПС Амурская: 500 кВ - 547+j67 МВА; 220 кВ - 177.3+j25.8 МВА	$S_{9\text{max}500} := 547 + i \cdot 67$ МВА	$S_{9\text{max}220} := 177.3 + i \cdot 25.8$ МВА
10) Зейская ГЭС: 220 кВ - 273.9+j52.4 МВА	$S_{10\text{max}} := 273.9 + i \cdot 52.4$	МВА
11) ПС Эльгауголь: 125+j82 МВА	$S_{11\text{max}} := 125 + i \cdot 82$	МВА
12) ПС Кун-Манье: 80+j32 МВА	$S_{12\text{max}} := 80 + i \cdot 32$	МВА
13) ПС Ледяная: 18,5+j3,3 МВА	$S_{13\text{max}} := 18.5 + i \cdot 3.3$	МВА
14) ПС Ледяная/т: 7,3+j4,4 МВА	$S_{14\text{max}} := 7.3 + i \cdot 4.4$	МВА
15) ПС Шимановск: 5,2+j0,1 МВА	$S_{15\text{max}} := 5.2 + i \cdot 0.1$	МВА
16) ПС Шимановск/т: 12,3+j8,6 МВА	$S_{16\text{max}} := 12.3 + i \cdot 8.6$	МВА
17) ПС Мухинская/т: 9,3+j4 МВА	$S_{17\text{max}} := 9.3 + i \cdot 4$	МВА
18) ПС НПС-24: 8,2+j0,1 МВА	$S_{18\text{max}} := 8.2 + i \cdot 0.1$	МВА
19) ПС Сиваки/т: 11,1+j9,7 МВА	$S_{19\text{max}} := 11.1 + i \cdot 9.7$	МВА
20) ПС Сиваки: 1,1+j0,1 МВА	$S_{20\text{max}} := 1.1 + i \cdot 0.1$	МВА
21) ПС Чалганы: 12,5+j13,6 МВА	$S_{21\text{max}} := 12.5 + i \cdot 13.6$	МВА
22) ПС Ключевая: 5,3+j1,4 МВА	$S_{22\text{max}} := 5.3 + i \cdot 1.4$	МВА

23) ПС Сулус/т: 10,41+j14,9 МВА	$S_{23\max} := 10.41 + i \cdot 14.9$	MBA
24) ПС Магдагачи: 19,1+j17,3 МВА	$S_{24\max} := 19.1 + i \cdot 17.3$	MBA
25) ПС Гонжа/т: 18,5+j11,7 МВА	$S_{25\max} := 18.5 + i \cdot 11.7$	MBA
26) ПС Талдан/т: 18,5+j20,4 МВА	$S_{26\max} := 18.5 + i \cdot 20.4$	MBA
27) ПС Ульручы/т: 14,9+j19,7 МВА	$S_{27\max} := 14.9 + i \cdot 19.7$	MBA
28) ПС Сковородино: 150,1+j17,3 МВА	$S_{28\max} := 150.1 + i \cdot 17.3$	MBA
29) ПС Светлая: 57,2+j5,7 МВА	$S_{29\max} := 57.2 + i \cdot 5.7$	MBA
30) ПС Энергия: 37,1+j4,8 МВА	$S_{30\max} := 37.1 + i \cdot 4.8$	MBA

## 2. Расчет прогнозируемых нагрузок

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

$$S_{1\max\text{ПР}} := S_{1\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 33.05 + 10.397i \quad \text{MBA}$$

$$S_{2\max\text{ПР}} := S_{2\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 1.751 + 0.219i \quad \text{MBA}$$

$$S_{3\max\text{ПР}} := S_{3\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 0.219 + 0.109i \quad \text{MBA}$$

$$S_{4\max\text{ПР}} := S_{4\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 1.97 + 0.547i \quad \text{MBA}$$

$$S_{5\max\text{ПР}} := S_{5\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 0.985 + 0.219i \quad \text{MBA}$$

$$S_{6\max\text{ПР}} := S_{6\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 54.5 + 10.506i \quad \text{MBA}$$

$$S_{7\max\text{ПР}} := S_{7\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 0.875 + 0.547i \quad \text{MBA}$$

$$S_{8\max\text{ПР}} := S_{8\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 6.019 + 0.657i \quad \text{MBA}$$

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

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

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

$S_{12\max\text{ПП}} := S_{12\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 87.55 + 35.02i$	MBA
$S_{13\max\text{ПП}} := S_{13\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 20.246 + 3.611i$	MBA
$S_{14\max\text{ПП}} := S_{14\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 7.989 + 4.815i$	MBA
$S_{15\max\text{ПП}} := S_{15\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 5.691 + 0.109i$	MBA
$S_{16\max\text{ПП}} := S_{16\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 13.461 + 9.412i$	MBA
$S_{17\max\text{ПП}} := S_{17\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 10.178 + 4.377i$	MBA
$S_{18\max\text{ПП}} := S_{18\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 8.974 + 0.109i$	MBA
$S_{19\max\text{ПП}} := S_{19\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 12.148 + 10.615i$	MBA
$S_{20\max\text{ПП}} := S_{20\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 1.204 + 0.109i$	MBA
$S_{21\max\text{ПП}} := S_{21\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 13.68 + 14.883i$	MBA
$S_{22\max\text{ПП}} := S_{22\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 5.8 + 1.532i$	MBA
$S_{23\max\text{ПП}} := S_{23\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 11.392 + 16.306i$	MBA
$S_{24\max\text{ПП}} := S_{24\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 20.903 + 18.933i$	MBA
$S_{25\max\text{ПП}} := S_{25\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 20.246 + 12.804i$	MBA
$S_{26\max\text{ПП}} := S_{26\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 20.246 + 22.325i$	MBA
$S_{27\max\text{ПП}} := S_{27\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 16.306 + 21.559i$	MBA
$S_{28\max\text{ПП}} := S_{28\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 164.265 + 18.933i$	MBA
$S_{29\max\text{ПП}} := S_{29\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 62.598 + 6.238i$	MBA

$$S_{30\max\text{ПР}} := S_{30\max} \cdot [1 + (e \cdot 0.01)]^5 = 40.601 + 5.253i \quad \text{MBA}$$

## 2. Погонные параметры ЛЭП

АС-300/39:

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

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

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

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

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

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

АС-240/32:

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

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

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

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

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

3хАС-330/43:

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

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

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

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

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

## 2. Параметры ЛЭП

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$4) \text{ Призейская-Эльгауголь: } r_4 := r_{300} \cdot 268 = 26.264 \quad \text{Ом}$$

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

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

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

$$5) \text{ Призейская-Эльгауголь: } r_5 := r_{300} \cdot 268 = 26.264 \quad \text{Ом}$$

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

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

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

$$6) \text{ Призейская-Тунгала: } r_6 := r_{300} \cdot 146.7 = 14.377 \quad \text{Ом}$$

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

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

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

7) Тунгала-Февральская:  $r_7 := r_{300} \cdot 166.6 = 16.327$  Ом

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

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

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

8) Февральская-Новокиевка:  $r_8 := r_{240} \cdot 180.4 = 21.828$  Ом

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

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

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

9) Новокиевка-Амурская:  $r_9 := r_{240} \cdot 180.4 = 21.828$  Ом

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

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

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

10) Амурская-Зейская ГЭС:

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

$$|Z_B| = 293.139 \quad \text{Ом}$$

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

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

$$|Z_{II}| = 107.142 \quad \text{Ом}$$

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

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

11) Призейская-Зейскаяс ГЭС:  $r_{11} := r_{300} \cdot 183.8 = 18.012 \quad \text{Ом}$

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

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

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

12) Амурская-Ледяная:  $r_{12} := r_{300} \cdot 46.3 = 4.537 \quad \text{Ом}$

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

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

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

13) Амурская-Ледяная/т:  $r_{13} := r_{240} \cdot 47.3 = 5.723 \quad \text{Ом}$

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

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

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

14) Ледяная-Ледяная/т:  $r_{14} := r_{300} \cdot 3.1 = 0.304 \quad \text{Ом}$

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

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

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

15) Ледяная/т-Шимановск:  $r_{15} := r_{300} \cdot 39.5 = 3.871 \quad \text{Ом}$

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

$b_{15} := b_{300} \cdot 39.5 = 1.043 \times 10^{-4}$	См	
$g_{15} := g_{300} \cdot 39.5 = 2.04 \times 10^{-6}$	См	
16) Ледяная/т-Шимановск/т:	$r_{16} := r_{300} \cdot 36.4 = 3.567$	Ом
$x_{16} := x_{300} \cdot 36.4 = 15.616$	Ом	
$b_{16} := b_{300} \cdot 36.4 = 9.61 \times 10^{-5}$	См	
$g_{16} := g_{300} \cdot 36.4 = 1.88 \times 10^{-6}$	См	
17) Шимановск-Мухинская/т:	$r_{17} := r_{300} \cdot 52.7 = 5.165$	Ом
$x_{17} := x_{300} \cdot 52.7 = 22.608$	Ом	
$b_{17} := b_{300} \cdot 52.7 = 1.391 \times 10^{-4}$	См	
$g_{17} := g_{300} \cdot 52.7 = 2.722 \times 10^{-6}$	См	
18) Шимановск/т-Мухинская/т:	$r_{18} := r_{300} \cdot 55.2 = 5.41$	Ом
$x_{18} := x_{300} \cdot 55.2 = 23.681$	Ом	
$b_{18} := b_{300} \cdot 55.2 = 1.457 \times 10^{-4}$	См	
$g_{18} := g_{300} \cdot 55.2 = 2.851 \times 10^{-6}$	См	
20) Мухинская/т-НПС-24:	$r_{20} := r_{240} \cdot 14.1 = 1.706$	Ом
$x_{20} := x_{240} \cdot 14.1 = 6.133$	Ом	
$b_{20} := b_{240} \cdot 14.1 = 3.666 \times 10^{-5}$	См	
$g_{20} := g_{240} \cdot 14.1 = 7.866 \times 10^{-7}$	См	
21) Мухинская/т-Сиваки/т:	$r_{21} := r_{300} \cdot 54.1 = 5.302$	Ом
$x_{21} := x_{300} \cdot 54.1 = 23.209$	Ом	
$b_{21} := b_{300} \cdot 54.1 = 1.428 \times 10^{-4}$	См	

	$g_{21} := g_{300} \cdot 54.1 = 2.794 \times 10^{-6}$	См	
22) НПС-24-Сиваки/т:	$r_{22} := r_{240} \cdot 40 = 4.84$		Ом
	$x_{22} := x_{240} \cdot 40 = 17.4$	Ом	
	$b_{22} := b_{240} \cdot 40 = 1.04 \times 10^{-4}$	См	
	$g_{22} := g_{240} \cdot 40 = 2.231 \times 10^{-6}$	См	
23) Сиваки/т-Сиваки:	$r_{23} := r_{240} \cdot 2.72 = 0.329$		Ом
	$x_{23} := x_{240} \cdot 2.72 = 1.183$	Ом	
	$b_{23} := b_{240} \cdot 2.72 = 7.072 \times 10^{-6}$	См	
	$g_{23} := g_{240} \cdot 2.72 = 1.517 \times 10^{-7}$	См	
24) Сиваки-Ключевая:	$r_{24} := r_{300} \cdot 77.5 = 7.595$		Ом
	$x_{24} := x_{300} \cdot 77.5 = 33.248$	Ом	
	$b_{24} := b_{300} \cdot 77.5 = 2.046 \times 10^{-4}$	См	
	$g_{24} := g_{300} \cdot 77.5 = 4.003 \times 10^{-6}$	См	
25) Чалганы-Ключевая:	$r_{25} := r_{240} \cdot 24.1 = 2.916$		Ом
	$x_{25} := x_{240} \cdot 24.1 = 10.484$	Ом	
	$b_{25} := b_{240} \cdot 24.1 = 6.266 \times 10^{-5}$	См	
	$g_{25} := g_{240} \cdot 24.1 = 1.344 \times 10^{-6}$	См	
26) Ключевая-Светлая:	$r_{26} := r_{300} \cdot 112.3 = 11.005$		Ом
	$x_{26} := x_{300} \cdot 112.3 = 48.177$	Ом	
	$b_{26} := b_{300} \cdot 112.3 = 2.965 \times 10^{-4}$	См	
	$g_{26} := g_{300} \cdot 112.3 = 5.801 \times 10^{-6}$	См	

27) Ключевая-Сулус/т:	$r_{27} := r_{240} \cdot 20.6 = 2.493$	Ом
	$x_{27} := x_{240} \cdot 20.6 = 8.961$	Ом
	$b_{27} := b_{240} \cdot 20.6 = 5.356 \times 10^{-5}$	См
	$g_{27} := g_{240} \cdot 20.6 = 1.149 \times 10^{-6}$	См
28) Сулус/т-Магдагачи:	$r_{28} := r_{240} \cdot 31.5 = 3.811$	Ом
	$x_{28} := x_{240} \cdot 31.5 = 13.703$	Ом
	$b_{28} := b_{240} \cdot 31.5 = 8.19 \times 10^{-5}$	См
	$g_{28} := g_{240} \cdot 31.5 = 1.757 \times 10^{-6}$	См
29) Ключевая-Магдагачи:	$r_{29} := r_{300} \cdot 54.6 = 5.351$	Ом
	$x_{29} := x_{300} \cdot 54.6 = 23.423$	Ом
	$b_{29} := b_{300} \cdot 54.6 = 1.441 \times 10^{-4}$	См
	$g_{29} := g_{300} \cdot 54.6 = 2.82 \times 10^{-6}$	См
30) Магдагачи-Зейская ГЭС220кВ:	$r_{30} := 0.075 \cdot 131.7 = 9.877$	Ом
	$x_{30} := 0.42 \cdot 131.7 = 55.314$	Ом
	$b_{30} := 2.7 \cdot 10^{-6} \cdot 131.7 = 3.556 \times 10^{-4}$	См
	$g_{30} := 3.512 \cdot 10^{-8} \cdot 131.7 = 4.625 \times 10^{-6}$	См
31) Светлая-Энергия:	$r_{31} := r_{240} \cdot 6.84 = 0.828$	Ом
	$x_{31} := x_{240} \cdot 6.84 = 2.975$	Ом
	$b_{31} := b_{240} \cdot 6.84 = 1.778 \times 10^{-5}$	См
	$g_{31} := g_{240} \cdot 6.84 = 3.816 \times 10^{-7}$	См
32) Светлая-Энергия:	$r_{32} := r_{240} \cdot 6.6 = 0.799$	Ом

$$x_{32} := x_{240} \cdot 6.6 = 2.871 \quad \text{Ом}$$

$$b_{32} := b_{240} \cdot 6.6 = 1.716 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

$$g_{32} := g_{240} \cdot 6.62 = 3.693 \times 10^{-7} \quad \text{См}$$

33) Энергия-Зейская ГЭС:  $r_{33} := r_{300} \cdot 3.54 = 0.347 \quad \text{Ом}$

$$x_{33} := x_{300} \cdot 3.54 = 1.519 \quad \text{Ом}$$

$$b_{33} := b_{300} \cdot 3.54 = 9.346 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

$$g_{33} := g_{300} \cdot 3.54 = 1.829 \times 10^{-7} \quad \text{См}$$

34) Магдагачи-Гонжа/т  $r_{34} := r_{300} \cdot 35.95 = 3.523 \quad \text{Ом}$

$$x_{34} := x_{300} \cdot 35.95 = 15.423 \quad \text{Ом}$$

$$b_{34} := b_{300} \cdot 35.95 = 9.491 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

$$g_{34} := g_{300} \cdot 35.95 = 1.857 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

35) Магдагачи-Талдан/т  $r_{35} := r_{300} \cdot 77.7 = 7.615 \quad \text{Ом}$

$$x_{35} := x_{300} \cdot 77.7 = 33.333 \quad \text{Ом}$$

$$b_{35} := b_{300} \cdot 77.7 = 2.051 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$g_{35} := g_{300} \cdot 77.7 = 4.013 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

36) Гонжа/т-Талдан/т:  $r_{36} := r_{300} \cdot 45.6 = 4.469 \quad \text{Ом}$

$$x_{36} := x_{300} \cdot 45.6 = 19.562 \quad \text{Ом}$$

$$b_{36} := b_{300} \cdot 45.6 = 1.204 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$g_{36} := g_{300} \cdot 45.6 = 2.355 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

37) Талдан/т-Ульручы:  $r_{37} := r_{240} \cdot 47.6 = 5.76 \quad \text{Ом}$

$$x_{37} := x_{240} \cdot 47.6 = 20.706 \quad \text{Ом}$$

$$b_{37} := b_{240} \cdot 47.6 = 1.238 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$g_{37} := g_{240} \cdot 47.6 = 2.655 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

38) Талдан/т-Сковородино:  $r_{38} := r_{300} \cdot 69.3 = 6.791 \quad \text{Ом}$

$$x_{38} := x_{300} \cdot 69.3 = 29.73 \quad \text{Ом}$$

$$b_{38} := b_{300} \cdot 69.3 = 1.83 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$g_{38} := g_{300} \cdot 69.3 = 3.58 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

39) Талдан/т-Ульручы:  $r_{39} := r_{240} \cdot 29.6 = 3.582 \quad \text{Ом}$

$$x_{39} := x_{240} \cdot 29.6 = 12.876 \quad \text{Ом}$$

$$b_{39} := b_{240} \cdot 29.6 = 7.696 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

$$g_{39} := g_{240} \cdot 29.6 = 1.651 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

40) Сковородино-Тында 1 цепь:  $r_{40} := r_{300} \cdot 155.2 = 15.21 \quad \text{Ом}$

$$x_{40} := x_{300} \cdot 155.2 = 66.581 \quad \text{Ом}$$

$$b_{40} := b_{300} \cdot 155.2 = 4.097 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$g_{40} := g_{300} \cdot 155.2 = 8.017 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

41) Сковородино-Тында 2 цепь:  $r_{41} := r_{300} \cdot 153.5 = 15.043 \quad \text{Ом}$

$$x_{41} := x_{300} \cdot 153.5 = 65.852 \quad \text{Ом}$$

$$b_{41} := b_{300} \cdot 153.5 = 4.052 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$g_{41} := g_{300} \cdot 153.5 = 7.929 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

Погонные параметры ЛЭП

АС-300/39:

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

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

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

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

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

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

АС-240/32:

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

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

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

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

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

3хАС-330/43:

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

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

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

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

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

Параметры трансформаторов

1) ПС Тында: АТДЦТН-63000/220/110/35

$$r_{1ТВН} := 1.4 \quad \text{Ом} \quad r_{1ТСН} := r_{1ТВН} \quad \text{Ом} \quad r_{1ТНН} := 2.8 \quad \text{Ом}$$

$$x_{1ТВН} := 108 \quad \text{Ом} \quad x_{1ТСН} := 0 \quad \text{Ом} \quad x_{1ТНН} := 195.5 \quad \text{Ом}$$

$$B_{1Т} := 5.95 \quad \text{мкСм} \quad G_{1Т} := 0.85 \quad \text{мкСм}$$

2) ПС Дипкун: ТДТН-25000/220/35/10

$$r_{2ТВН} := 5.7 \quad \text{Ом} \quad r_{2ТСН} := 5.7 \quad \text{Ом} \quad r_{2ТНН} := 5.7 \quad \text{Ом}$$

$$x_{2ТВН} := 275 \quad \text{Ом} \quad x_{2ТСН} := 0 \quad \text{Ом} \quad x_{2ТНН} := 148 \quad \text{Ом}$$

$$B_{2T} := 5.67 \quad \text{мкСм} \quad G_{2T} := 0.95 \quad \text{мкСм}$$

3) ПС Тутул: ТДТН-25000/220/35/10

4) ПС Призейская: ТДТН-25000/220/35/10

5) ПС Эльгауголь: АДЦТН-125000/220/110/35

$$r_{5ТВН} := 0.55 \quad \text{Ом} \quad r_{5ТСН} := 0.48 \quad \text{Ом} \quad r_{5ТНН} := 3.2 \quad \text{Ом}$$

$$x_{5ТВН} := 59.2 \quad \text{Ом} \quad x_{5ТСН} := 0 \quad \text{Ом} \quad x_{5ТНН} := 131 \quad \text{Ом}$$

$$B_{5T} := 11.81 \quad \text{мкСм} \quad G_{5T} := 1.23 \quad \text{мкСм}$$

6) ПС Тунгала: ТДТН-25000/220/35/10

7) ПС Февральская: АДЦТН-63000/220/110/35

8) ПС Новокиевка: ТДТН-25000/220/35/10

9) ПС Уландочка: ТДТН-25000/220/35/10

10) ПС Амурская: АОЦТН-167000/500/220/10

АДЦТН-63000/220/110/35

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

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

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

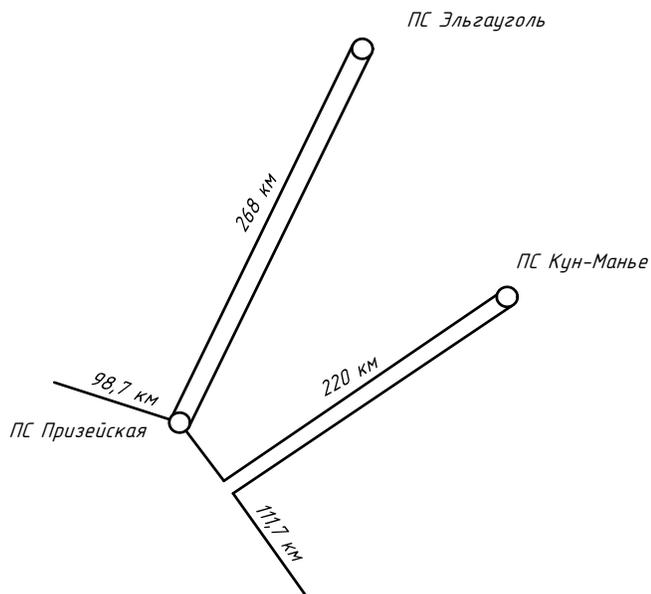
11) Зейская ГЭС: ТДЦ-25000/500/15,75

АОЦТН-167000/500/220/10

5. Расчет вариантов проектируемой сети

3 Вариант

$$S_{\text{КунМаньетах}} := 87.55 + 35.02i \quad \text{МВА}$$



Поток мощности по линии к Кун-Манье :

$$S_{\text{КунМанье}} := S_{\text{КунМаньемах}} = 87.55 + 35.02i \text{ МВА}$$

$$S_{\text{гу}} := S_{\text{КунМанье}} = 87.55 + 35.02i \text{ МВА}$$

Расчитываем рациональное напряжение на головном участке:

$$U_{\text{1рац}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{220} + \frac{2500}{87.55}}} = 18 \text{ кВ06}$$

Найдем расчетный ток на рассматриваемом участке :

$$I_{1\text{max}} := 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{\sqrt{(43.72)^2 + (17.51)^2}}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} \text{ кА0.13}$$

Дл.доп для данного сечения равен 690 А

Максимальный ток не превышает длительнодопустимый для провода АС-300/39

Погонные параметры линий:

$$\text{Призейская-41:} \quad r'_1 := r_{300} \cdot 35 = 3.43 \text{ Ом}$$

$$x'_1 := x_{300} \cdot 35 = 15.015 \quad \text{Ом}$$

$$b'_1 := b_{300} \cdot 35 = 9.24 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

$$g'_1 := g_{300} \cdot 35 = 1.808 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

$$42\text{-Тунгала: } r''_2 := r_{300} \cdot 111.7 = 10.947 \hat{=}^4$$

$$x'_2 := x_{300} \cdot 111.7 = 47.919 \quad \text{Ом}$$

$$b'_2 := b_{300} \cdot 111.7 = 2.949 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$g'_2 := g_{300} \cdot 111.7 = 5.77 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

$$41\text{-Кун-Манье: } r'_6 := r_{300} \cdot 220 = 21.56 \quad \text{Ом}$$

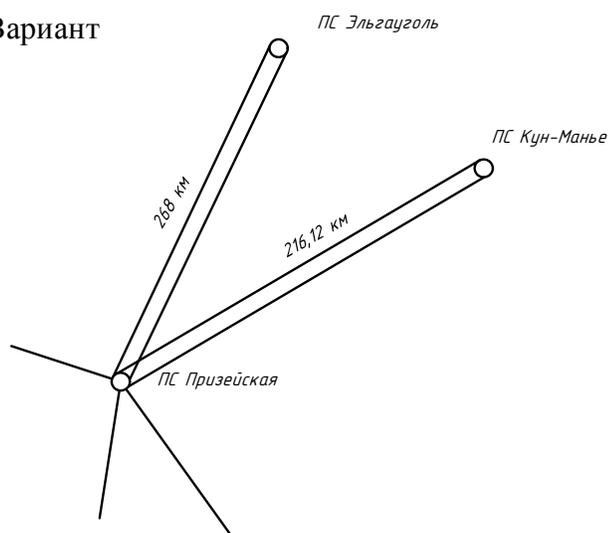
$$x'_6 := x_{300} \cdot 220 = 94.38 \quad \text{Ом}$$

$$b'_6 := b_{300} \cdot 220 = 5.808 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$g'_6 := g_{300} \cdot 220 = 1.136 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Где 41 и 42-узлы отходящих линий

2 Вариант



Поток мощности на головном участке:

$$S'_{гу} := S_{\text{КунМанье}} = 87.55 + 35 \text{ МВА}$$

Расчитываем рациональное напряжение на головном участке:

$$U_{\text{рац}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{216} + \frac{2500}{87.55}}} = 17 \text{ кВ83}$$

Найдем расчетный ток на рассматриваемом участке в послеаварийном:

$$I_{\text{max}} := 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{\sqrt{\left(\frac{87.55}{2}\right)^2 + \left(\frac{35.02}{2}\right)^2}}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 216} = 0.132 \quad \text{кА}$$

Для данного варианта выбираем две линии с проводом АС-300/39

Длительно допустимый ток для этого сечения равен 690 А, что удовлетворяет условию, при котором максимальный ток не должен превышать длительно допустимый.

6. Выбор трансформаторов на ПС Кун-Манье

$$S_{\text{ср}} := \frac{S_{\text{КунМанье}}}{1.2} = 72.958 + 29.183i \quad \text{МВА}$$

$$S_{\text{расч}} := \frac{\sqrt{72.958^2 + 29.183^2}}{2 \cdot 0.7} = 56.127 \quad \text{МВА}$$

Можно выбрать трансформатор ТРДЦН-63000/220/10

Проверяем трансформатор по послеаварийному коэффициенту и коэффициенту нормальной работы

$$k_{\text{ПА}} := \frac{\sqrt{72.958^2 + 29.183^2}}{1 \cdot 63} = 1.247$$

$$k_{\text{НР}} := \frac{\sqrt{72.958^2 + 29.183^2}}{2 \cdot 63} = 0.624$$

Расчет параметров ВЛЭП Призейская-Кун-Манье:

$$r'_{12} := r_{240} \cdot 216 = 26.136 \quad \text{Ом}$$

$$x'_{12} := x_{240} \cdot 216 = 93.96 \quad \text{Ом}$$

$$b'_{12} := b_{240} \cdot 216 = 5.616 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

$$g'_{12} := g_{240} \cdot 216 = 1.205 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Расчет параметров трансформатора ПС Кун-Манье:

$$r_{12T} := 1.9 \quad \text{Ом} \quad x_{12T} := 63. \text{Ом} \quad B_{12T} := 13.23 \quad \text{мкСм}$$

$$G_{12T} := 2.17 \quad \text{мкСм}$$

**Экономический расчет для варианта №2**

$$K_{\text{инфл}} := 4.61$$

1. Капиталовложения

1.1 Капиталовложения в строительство линий

$$\text{Провод АС-300} \quad k_{300.1} := 1120 \quad \text{тыс.руб/км} \quad \text{для одноцепной линии}$$

$$L_{\text{ПризейскаяКунманье}} := 216 \quad \text{км}$$

$$K_{1\text{цепи}} := L_{\text{ПризейскаяКунманье}} \cdot k_{300.1} = 2.419 \times 10^5 \quad \text{руб}$$

$$K_{2\text{цепи}} := K_{1\text{цепи}}$$

1.1.1 Суммарные вложения в линии

$$K_{\text{ВЛ}} := (K_{1\text{цепи}} + K_{2\text{цепи}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 2.2305024 \times 10^6 \quad \text{руб}$$

1.2 Капиталовложения на вырубку просеки

$$K_{\text{прос220}} := 110 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$K_{\text{прос}} := L_{\text{ПризейскаяКунманье}} \cdot K_{\text{прос220}} = 2.376 \times 10^4 \quad \text{руб}$$

$$K_{\text{прос.сум}} := (K_{\text{прос}} \cdot K_{\text{инфл}}) \cdot 2 = 2.191 \times 10^5 \quad \text{руб}$$

1.3 Капиталовложения в ОРУ

$$K_{\text{ору.КунМанье}} := (24000 \cdot 9) + (42 \cdot 160) = 2.227 \times 10^5 \text{ руб}$$

1.3.1 Суммарные вложения в ОРУ

$$K_{\text{ору.сумм}} := K_{\text{ору.КунМанье}} \cdot K_{\text{инфл}} = 1.027 \times 10^6 \text{ руб}$$

1.4 Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{\text{ТР100}} := 18700 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр.КунМанье}} := 2 \cdot K_{\text{ТР100}} = 3.74 \times 10^4 \text{ руб}$$

Суммарные вложения в трансформаторы

$$K_{\text{тр.сумм}} := K_{\text{тр.КунМанье}} \cdot K_{\text{инфл}} = 1.724 \times 10^5 \text{ руб}$$

1.5 Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.КунМанье}} := 12500 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.сумм}} := (K_{\text{пост.КунМанье}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 5.763 \times 10^4 \text{ руб}$$

1.6 Суммарные капиталовложения в ПС

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

$$K_{\text{ПС}} = 1.476 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

1.7 Общие капиталовложения

$$K_{\text{об}} := K_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} = 3.706 \times 10^6 \text{ руб}$$

## 2. Издержки

2.1 Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{рЭОвл}} := 0.008$$

Для ПС 220 кВ  $\alpha_{\text{рЭОПС220}} := 0.059$

$$И_{\text{рЭИ}} := K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{рЭОПС220}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{рЭОвл}} = 1.049 \cdot 10^5$$

## 2.2 Издержки на амортизационные отчисления

$$T_{\text{сл}} := 20 \quad \text{лет}$$

$$И_{\text{ам}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{сл}}} + \frac{K_{\text{ВЛ}}}{T_{\text{сл}}} = 1.8531739 \cdot 10^5$$

## 2.3 Издержки на потери

### 2.3.1 Потери в трансформаторах

Потери в трансформаторах

$$U_{\text{НОМ}} := 230 \quad \text{кВ}$$

ТРДЦН – 100000/220  $R_{\text{тр.100}} := 1.9 \quad \text{Ом} \quad X_{\text{тр.100}} := 63.5$

$$Z_{\text{тр100}} := R_{\text{тр.100}} + X_{\text{тр.100}} \cdot i = 1.9 + 63.5i$$

$$Z_{\text{тр.100}} := \sqrt{\text{Re}(Z_{\text{тр100}})^2 + \text{Im}(Z_{\text{тр100}})^2} = 63.5 \text{ Ом}$$

Потери мощности при хх

$$\Delta P_{\text{хх.100}} := 115 \cdot 10^{-3} \quad \text{МВт} \quad \Delta Q_{\text{хх.100}} := 700 \cdot 10^{-3} \quad \text{МВАр}$$

$$\Delta S_{\text{хх.100}} := \Delta P_{\text{хх.100}} + \Delta Q_{\text{хх.100}} i = 0.115 + 0.7i \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{\text{хх.100}} := \sqrt{\text{Re}(\Delta S_{\text{хх.100}})^2 + \text{Im}(\Delta S_{\text{хх.100}})^2} = 0.7 \text{ МВА}$$

Эффективные мощности зима  $e := 0.091$

$$P_{\text{эфз.КунМанье}} := \frac{123.656}{1.17} = 105.689 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эфз.КунМанье}} := \frac{49.462}{1.17} = 42.275 \quad \text{МВАр} \quad T_{\text{год}} := 8760$$

$$\Delta W_{\text{тр}} := 2 \cdot \Delta S_{\text{хх.100}} \cdot T_{\text{год}} \dots$$

$$+ \left[ \frac{\left( P_{\text{эфз.КунМанье}}^2 + Q_{\text{эфз.КунМанье}}^2 \right) \cdot Z_{\text{тр.100}} \cdot T_{\text{год}}}{U_{\text{ном}}^2} \right]$$

$$\Delta W_{\text{тр}} = 1.487 \times 10^5 \quad \text{МВтч/год}$$

Суммарные потери в трансформаторах

$$\Delta W_{\text{тр.сумм}} := \Delta W_{\text{тр}} = 1.487 \times 10^5 \quad \text{МВтч/год}$$

4. Потери в ВЛ

$$P_{\text{эфз.П_КМ}} := \frac{P_{\text{эфз.КунМанье}}}{2} = 52.844 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эфз.П_КМ}} := \frac{Q_{\text{эфз.КунМанье}}}{2} = 21.138 \quad \text{МВАр}$$

4.1 Потери на корону

$$\text{АС - 300/39} \quad R_{\text{уд300}} := 0.098 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{\text{П_КМ}} := 216 \text{ км}$$

$$\Delta W_{\text{кор}} := 22 \cdot L_{\text{П_КМ}} = 4.752 \times 10^3 \quad \text{кВтч/км}$$

$$\Delta W_{\text{вл.П_КМ}} := \frac{P_{\text{эфз.П_КМ}}^2 + Q_{\text{эфз.П_КМ}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{уд300}} \cdot L_{\text{П_КМ}} \cdot T_{\text{год}}$$

$$\Delta W_{\text{вл.П_КМ}} = 1.135 \times 10^4 \quad \text{МВтч}$$

4.2 Суммарные потери в ВЛ

$$\Delta W_{\text{вл.сумм}} := \Delta W_{\text{вл.П_КМ}} = 1.135 \times 10^4 \quad \text{МВтч}$$

5. Общие потери

$$\Delta W_{\text{об}} := 2 \cdot \Delta W_{\text{вл.сумм}} + \Delta W_{\text{тр.сумм}} + 2 \cdot \Delta W_{\text{кор}} = 1.81 \times 10^5 \text{ МВтч}$$

$$c_0 := 2 \text{ руб/кВт*ч}$$

$$И_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W_{\text{об}} \cdot 10^{-3} = 361.907 \text{ тыс руб}$$

6. Общие издержки

$$И := И_{\text{РЭИ}} + И_{\text{ам}} + И_{\Delta W} = 2.906 \times 10^5 \text{ тыс руб}$$

7. Затраты  $E := 0.1$

$$З := E \cdot K_{\text{об}} + И = 6.612 \times 10^5 \text{ тыс руб}$$

Экономический расчет для варианта №3

$$K_{\text{инфл}} := 4.61$$

Капиталовложения

Провод АС-300  $k_{300.1} := 1120$  тыс.руб/км для одноцепной линии

$$L_{\text{Кунманье}} := 220 \text{ км}$$

$$K'_{1\text{цепи}} := L_{\text{Кунманье}} \cdot k_{300.1} = 2.464 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$K'_{2\text{цепи}} := K'_{1\text{цепи}}$$

1.1.1 Суммарные вложения в линии

$$K'_{\text{ВЛ}} := (K'_{1\text{цепи}} + K'_{2\text{цепи}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 2.251 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

1.2 Капиталовложения на вырубку просеки

$$K_{\text{прос220}} := 110 \text{ тыс.руб/км}$$

$$K'_{\text{прос}} := L_{\text{Кунманье}} \cdot K_{\text{прос220}} = 2.42 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$K'_{\text{прос.сум}} := (K'_{\text{прос}} \cdot K_{\text{инфл}}) \cdot 2 = 2.231 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

1.3 Капиталовложения в ОРУ

$$K'_{\text{ору.КунМанье}} := (24000 \cdot 7) + (42 \cdot 160) = 1.747 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

### 1.3.1 Суммарные вложения в ОРУ

$$K'_{\text{ору.сумм}} := K'_{\text{ору.КунМанье}} \cdot K_{\text{инфл}} = 8.055 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

### 1.4 Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{\text{ТР100}} := 1870 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр.КунМанье}} := 2 \cdot K_{\text{ТР100}} = 3.74 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в трансформаторы

$$K_{\text{тр.сумм}} := K_{\text{тр.КунМанье}} \cdot K_{\text{инфл}} = 1.724 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

### 1.5 Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.КунМанье}} := 12500 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.сумм}} := (K_{\text{пост.КунМанье}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 5.763 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

### 1.6 Суммарные капиталовложения в ПС

$$K'_{\text{ПС}} := K_{\text{пост.сумм}} + K_{\text{тр.сумм}} + K'_{\text{ору.сумм}} + K'_{\text{прос.сум}}$$

$$K'_{\text{ПС}} = 1.103 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

### 1.7 Общие капиталовложения

$$K'_{\text{об}} := K'_{\text{ПС}} + K'_{\text{ВЛ}} = 3.355 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

## 2. Издержки

### 2.1 Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{рэовл}} := 0.008$$

Для ПС 220 кВ  $\alpha_{\text{рэопс220}} := 0.059$

$$I'_{РЭИ} := K'_{пс} \cdot \alpha_{рЭОпс220} + K'_{ВЛ} \cdot \alpha_{рЭОВЛ} = 8.311 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

## 2.2 Издержки на амортизационные отчисления

$$T_{ам} := 20 \quad \text{лет}$$

$$I'_{ам} := \frac{K'_{пс}}{T_{сл}} + \frac{K'_{ВЛ}}{T_{сл}} = 1.677 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

## 2.3 Издержки на потери

### 2.3.1 Потери в трансформаторах

Потери в трансформаторах

$$U_{ном} := 230 \quad \text{кВ}$$

$$\text{ТРДЦН} - 100000/220 \quad R_{тр.100} := 1.9 \quad \text{Ом} \quad X_{тр.100} := 63.5 \quad \text{Ом}$$

$$Z_{тр.100} := R_{тр.100} + X_{тр.100} \cdot i = 1.9 + i \text{ Ом}$$

$$Z_{тр.100} := \sqrt{\text{Re}(Z_{тр.100})^2 + \text{Im}(Z_{тр.100})^2} = 63. \text{ Ом}$$

Потери мощности при xx

$$\Delta P_{xx.100} := 115 \cdot 10^{-3} \quad \text{МВт} \quad \Delta Q_{xx.100} := 700 \cdot 10^{-3} \quad \text{МВАр}$$

$$\Delta S_{xx.100} := \Delta P_{xx.100} + \Delta Q_{xx.100} i = 0.115 + 0.7i \quad \text{МВА}$$

$$\Delta S_{xx.100} := \sqrt{\text{Re}(\Delta S_{xx.100})^2 + \text{Im}(\Delta S_{xx.100})^2} = 0.709 \quad \text{МВА}$$

$$\text{Эффективные мощности зима} \quad e := 0.091$$

$$P_{эфз.КушМанье} := \frac{123.656}{1.17} = 105.689 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{эфз.КушМанье} := \frac{49.462}{1.17} = 42.275 \quad \text{МВАр} \quad T_{год} := 8760$$

$$\Delta W_{\text{тр}} := 2 \cdot \Delta S_{\text{хх.100}} \cdot T_{\text{год}} \dots$$

$$+ \left[ \frac{\left( P_{\text{эфз.КунМанье}}^2 + Q_{\text{эфз.КунМанье}}^2 \right) \cdot Z_{\text{тр.100}} \cdot T_{\text{год}}}{U_{\text{НОМ}}^2} \right]$$

$$\Delta W_{\text{тр}} = 1.487 \times 10^5 \quad \text{МВтч/год}$$

Суммарные потери в трансформаторах

$$\Delta W_{\text{тр.сумм}} := \Delta W_{\text{тр}} = 1.487 \times 10^5 \quad \text{МВтч/год}$$

4. Потери в ВЛ

$$P_{\text{эфз.КМ}} := \frac{P_{\text{эфз.КунМанье}}}{2} = 52.844 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эфз.КМ}} := \frac{Q_{\text{эфз.КунМанье}}}{2} = 21.138 \quad \text{МВАр}$$

4.1 Потери на корону

$$\text{АС - 300/39} \quad R_{\text{уд300}} := 0.098 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{\text{КМ}} := 220 \quad \text{км}$$

$$\Delta W'_{\text{кор}} := 22 \cdot L_{\text{КМ}} = 4.84 \times 10^3 \quad \text{кВтч/км}$$

$$\Delta W_{\text{вл.КМ}} := \frac{P_{\text{эфз.П\_КМ}}^2 + Q_{\text{эфз.П\_КМ}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{уд300}} \cdot L_{\text{КМ}} \cdot T_{\text{год}}$$

$$\Delta W_{\text{вл.КМ}} = 1.157 \times 10^4 \quad \text{МВтч}$$

4.2 Суммарные потери в ВЛ

$$\Delta W'_{\text{вл.сумм}} := \Delta W_{\text{вл.КМ}} = 1.157 \times 10^4 \quad \text{МВтч}$$

5. Общие потери

$$\Delta W'_{\text{об}} := 2 \cdot \Delta W'_{\text{вл.сумм}} + \Delta W_{\text{тр.сумм}} + 2 \cdot \Delta W'_{\text{кор}} = 1.816 \times 10^5 \quad \text{МВтч}$$

$$c_0 := 2 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

$$I'_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W'_{об} \cdot 10^{-3} = 363.1 \quad \text{тыс руб}$$

6. Общие издержки

$$I' := I'_{РЭИ} + I'_{ам} + I'_{\Delta W} = 2.512 \times 10^5 \quad \text{тыс руб}$$

7. Затраты  $E := 0.1$

$$З' := E \cdot K'_{об} + I' = 5.867 \times 10^5 \quad \text{тыс руб}$$

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

АС-300/39:		АС-240/32:	
$r_{300} := 0.098$	Ом/км	$r_{240} := 0.121$	Ом/км
$x_{300} := 0.429$	Ом/км	$x_{240} := 0.435$	Ом/км
$b_{300} := 2.64 \cdot 10^{-6}$	См/км	$b_{240} := 2.6 \cdot 10^{-6}$	См/км
$\Delta P_{300} := 2.5$	кВт/км	$\Delta P_{240} := 2.7$	кВт/км
$g_{300} := \left( \frac{\Delta P_{300}}{220^2} \right) \cdot 10^{-3} = 5.165 \times 10^{-8}$ См/км			
$g_{240} := \left( \frac{\Delta P_{240}}{220^2} \right) \cdot 10^{-3} = 5.579 \times 10^{-8}$ См/км			
3хАС-330/43:			
$r_{330} := 0.029$	Ом/км		
$x_{330} := 0.308$	Ом/км		
$b_{330} := 3.6 \cdot 10^{-6}$	См/км		
$\Delta P_{330} := 8$	кВт/км		
$g_{330} := \left( \frac{\Delta P_{330}}{500^2} \right) \cdot 10^{-3} = 3.2 \times 10^{-8}$ См/км			

### 1. Расчет сопротивления линий

1) Тында-Дипкун:  $x_1 := x_{300} \cdot 147.7 = 63.363$  Ом

$x_{0.1} := x_1 \cdot 3 = 190.09$  Ом

2) Дипкун-Тутаул:  $x_2 := x_{300} \cdot 54.3 = 23.295$  Ом

$x_{0.2} := x_2 \cdot 3 = 69.884$  Ом

3) Тутаул-Призейская:  $x_3 := x_{300} \cdot 98.7 = 42.342$  Ом

$x_{0.3} := x_3 \cdot 3 = 127.027$  Ом

4) Призейская-Эльгауголь:  $x_4 := x_{300} \cdot 268 = 114.972$  Ом

$x_{0.4} := x_4 \cdot 3 = 344.916$	Ом	
5) Призейская-Эльгауголь:	$x_5 := x_{300} \cdot 268 = 114.972$	Ом
$x_{0.5} := x_5 \cdot 3 = 344.916$	Ом	
6) Призейская-Тунгала:	$x_6 := x_{300} \cdot 146.7 = 62.934$	Ом
$x_{0.6} := x_6 \cdot 3 = 188.803$	Ом	
7) Тунгала-Февральская:	$x_7 := x_{300} \cdot 166.6 = 71.471$	Ом
$x_{0.7} := x_7 \cdot 3 = 214.414$	Ом	
8) Февральская-Новокиевка:	$x_8 := x_{240} \cdot 180.4 = 78.474$	Ом
$x_{0.8} := x_8 \cdot 3 = 235.422$	Ом	
9) Новокиевка-Амурская:	$x_9 := x_{240} \cdot 83.3 = 36.236$	Ом
$x_{0.9} := x_9 \cdot 3 = 108.707$	Ом	
10) Амурская-Зейская ГЭС:	$x_{10} := 12.453$	Ом
$x_{0.10} := x_{10} \cdot 3 = 37.359$	Ом	
11) Призейская-Зейская ГЭС:	$x_{11} := x_{300} \cdot 183.8 = 78.85$	Ом
$x_{0.11} := x_{11} \cdot 3 = 236.551$	Ом	
12) Амурская-Ледяная:	$x_{12} := x_{300} \cdot 46.3 = 19.863$	Ом
$x_{0.12} := x_{12} \cdot 3 = 59.588$	Ом	
13) Амурская-Ледяная/г:	$x_{13} := x_{240} \cdot 47.3 = 20.575$	Ом
$x_{0.13} := x_{13} \cdot 3 = 61.726$	Ом	

14) Ледяная-Ледяная/т:	$x_{14} := x_{300} \cdot 3.1 = 1.33$	Ом
	$x_{0.14} := x_{14} \cdot 3 = 3.99$	Ом
15) Ледяная/т-Шимановск:	$x_{15} := x_{300} \cdot 39.5 = 16.945$	Ом
	$x_{0.15} := x_{15} \cdot 3 = 50.837$	Ом
16) Ледяная/т-Шимановск/т:	$x_{16} := x_{300} \cdot 36.4 = 15.616$	Ом
	$x_{0.16} := x_{16} \cdot 3 = 46.847$	Ом
17) Шимановск-Мухинская/т:	$x_{17} := x_{300} \cdot 52.7 = 22.608$	Ом
	$x_{0.17} := x_{17} \cdot 3 = 67.825$	Ом
18) Шимановск/т-Мухинская/т:	$x_{18} := x_{300} \cdot 55.2 = 23.681$	Ом
	$x_{0.18} := x_{18} \cdot 3 = 71.042$	Ом
20) Мухинская/т-НПС-24:	$x_{20} := x_{240} \cdot 14.1 = 6.133$	Ом
	$x_{0.20} := x_{20} \cdot 3 = 18.401$	Ом
21) Мухинская/т-Сиваки/т:	$x_{21} := x_{300} \cdot 54.1 = 23.209$	Ом
	$x_{0.21} := x_{21} \cdot 3 = 69.627$	Ом
22) НПС-24-Сиваки/т:	$x_{22} := x_{240} \cdot 40 = 17.4$	Ом
	$x_{0.22} := x_{22} \cdot 3 = 52.2$	Ом
23) Сиваки/т-Сиваки:	$x_{23} := x_{240} \cdot 2.72 = 1.183$	Ом
	$x_{0.23} := x_{23} \cdot 3 = 3.55$	Ом
24) Сиваки-Ключевая:	$x_{24} := x_{300} \cdot 77.5 = 33.248$	Ом

$x_{0.24} := x_{24} \cdot 3 = 99.743$	Ом	
25) Чалганы-Ключевая:	$x_{25} := x_{240} \cdot 24.1 = 10.484$	Ом
$x_{0.25} := x_{25} \cdot 3 = 31.451$	Ом	
26) Ключевая-Светлая:	$x_{26} := x_{300} \cdot 112.3 = 48.177$	Ом
$x_{0.26} := x_{26} \cdot 3 = 144.53$	Ом	
27) Ключевая-Сулус/т:	$x_{27} := x_{240} \cdot 20.6 = 8.961$	Ом
$x_{0.27} := x_{27} \cdot 3 = 26.883$	Ом	
28) Сулус/т-Магдагачи:	$x_{28} := x_{240} \cdot 31.5 = 13.703$	Ом
$x_{0.28} := x_{28} \cdot 3 = 41.108$	Ом	
29) Ключевая-Магдагачи:	$x_{29} := x_{300} \cdot 54.6 = 23.423$	Ом
$x_{0.29} := x_{29} \cdot 3 = 70.27$	Ом	
30) Магдагачи-Зейская ГЭС220кВ:	$x_{30} := 0.42 \cdot 131.7 = 55.314$	Ом
$x_{0.30} := x_{30} \cdot 3 = 165.942$	Ом	
31) Светлая-Энергия:	$x_{31} := x_{240} \cdot 6.84 = 2.975$	Ом
$x_{0.31} := x_{31} \cdot 3 = 8.926$	Ом	
32) Светлая-Энергия:	$x_{32} := x_{240} \cdot 6.6 = 2.871$	Ом
$x_{0.32} := x_{32} \cdot 3 = 8.613$	Ом	
33) Энергия-Зейская ГЭС:	$x_{33} := x_{300} \cdot 3.54 = 1.519$	Ом
$x_{0.33} := x_{33} \cdot 3 = 4.556$	Ом	
34) Магдагачи-Гонжа/т	$x_{34} := x_{300} \cdot 35.95 = 15.423$	Ом

$x_{0.34} := x_{34} \cdot 3 = 46.268$	Ом		
35) Магдагачи-Талдан/т	$x_{35} := x_{300} \cdot 77.7 = 33.333$	Ом	
$x_{0.35} := x_{35} \cdot 3 = 100$	Ом		
36) Гонжа/т-Талдан/т:	$x_{36} := x_{300} \cdot 45.6 = 19.562$	Ом	
$x_{0.36} := x_{36} \cdot 3 = 58.687$	Ом		
37) Талдан/т-Ульручы:	$x_{37} := x_{240} \cdot 47.6 = 20.706$	Ом	
$x_{0.37} := x_{37} \cdot 3 = 62.118$	Ом		
38) Талдан/т-Сковородино:	$x_{38} := x_{300} \cdot 69.3 = 29.73$	Ом	
$x_{0.38} := x_{38} \cdot 3 = 89.189$	Ом		
39) Талдан/т-Ульручы:	$x_{39} := x_{240} \cdot 29.6 = 12.876$	Ом	
$x_{0.39} := x_{39} \cdot 3 = 38.628$	Ом		
40) Сковородино-Тында 1 цепь:	$x_{40} := x_{300} \cdot 155.2 = 66.581$	Ом	
$x_{0.40} := x_{40} \cdot 3 = 199.742$	Ом		
41) Сковородино-Тында 2 цепь:	$x_{41} := x_{300} \cdot 153.5 = 65.852$	Ом	
$x_{0.41} := x_{41} \cdot 3 = 197.555$	Ом		

Расчитываем сопротивление генераторов и системы

$$X_{c1} := \frac{525}{\sqrt{3} \cdot 10} = 30.311 \quad \text{Ом} \quad X_{o.c1} := \frac{525}{\sqrt{3} \cdot 10.6} = 28.595 \quad \text{Ом}$$

$$X_{c2} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 5.7} = 23.297 \quad \text{Ом} \quad X_{o.c2} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 5.2} = 25.537 \quad \text{Ом}$$

$$X_{c3\_500} := \frac{525}{\sqrt{3} \cdot 10.7} = 28.328 \quad \text{Ом} \quad X_{o.c3\_500} := \frac{525}{\sqrt{3} \cdot 12.4} = 24.444 \quad \text{Ом}$$

$$X_{c4\_220} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 14.7} = 9.033 \quad \text{Ом} \quad X_{o.c4\_220} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 16.2} = 8.197 \quad \text{Ом}$$

$$X_{c5\_500} := \frac{525}{\sqrt{3} \cdot 14} = 21.651 \quad \text{Ом} \quad X_{o.c5\_500} := \frac{525}{\sqrt{3} \cdot 17.4} = 17.42 \quad \text{Ом}$$

$$X_{c2} \cdot 1.22 = 28.422 \quad X_{c3\_500} \cdot 1.22 = 34.56 \quad X_{c4\_220} \cdot 1.22 = 11.021$$

Ударный ток на шинах ПС "Кун-Манье"

$$k_{уд} := 1.78$$

$$I_{ВН\_ПО\_3\phi} := 1.458 \quad \text{кА}$$

$$i_{уд\_220} := \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{ВН\_ПО\_3\phi} = 3.67 \quad \text{кА}$$

$$I_{НН\_ПО\_3\phi} := 9.694 \quad \text{кА}$$

$$i_{уд\_10} := \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{НН\_ПО\_3\phi} = 24.403 \quad \text{кА}$$

$$I_{рабmax220} := \frac{\sqrt{87.55^2 + 35.02^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0.247 \quad \text{кА}$$

$$I_{рабmax10} := \frac{\sqrt{87.55^2 + 35.02^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1.361 \quad \text{кА}$$

$$I_{от} := \sqrt{2} \cdot I_{ВН\_ПО\_3\phi} \cdot e^{\frac{-(0.01+0.035)}{1.8}} = 2.011$$

$$i_{отнорм} := 40 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} = 22.627 \quad \text{кА}$$

$$40^2 \cdot 3 = 4.8 \times 10^3$$

$$V_k := (1.458)^2 \cdot (0.01 + 1.8 + 0.035) = 3.922$$

Выбор ошиновки и изоляторов

$$E_0 := 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.11}}\right) = 31.897 \quad \text{кВ/см}$$

$$E := \frac{0.354 \cdot 220}{1.11 \cdot 2.657} = 26.407 \quad \text{кВ/см}$$

$$1.07 \cdot E = 28.255$$

$$0.9 \cdot E_0 = 28.708$$

$$F_{\text{расч}} := \sqrt{3} \cdot \frac{3670^2}{4} \cdot 16 \cdot 10^{-7} = 9.332 \quad \text{Н}$$

Выбор и проверка трансформаторов тока

$$Z_{2\text{НОМ}} := \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 1.155$$

$$\Sigma R_{\text{приб}} := \frac{10}{5^2} = 0.4 \quad \text{Ом}$$

$$R_{\text{пров}} := Z_{2\text{НОМ}} - \Sigma R_{\text{приб}} - 0.05 = 0.705$$

$$S_{\text{пров}} := \frac{0.0175 \cdot 90}{R_{\text{пров}}} = 2.235$$

$$\Sigma R_{\text{пров}} := 0.0175 \cdot \frac{90}{S_{\text{пров}}} = 0.705$$

$$Z_2 := \Sigma R_{\text{приб}} + 0.05 + \Sigma R_{\text{пров}} = 1.155$$

Выбор КРУ 10 кВ

$$Вк_{10} := (9.694)^2 \cdot (0.01 + 1.8 + 0.035) = 173.381$$

**Исходные данные:**

Номинальное напряжение ОРУ: 220 кВ

Число ячеек: 4

Число ВЛЭП в схеме ОРУ: 2

Климатическая зона: IV

Сечение ВЛ: 300 мм<sup>2</sup>

Толщина первого слоя грунта: 0,35 м

Ток короткого замыкания: 1.458 кА

Время срабатывания защиты: 0,2 сек

Состав грунта 1-го/2-го слоя:

Схема ОРУ: Четырехугольник

**1. Расчет заземлителя**

Верхний слой грунта: почва

удельное сопротивление верхнего слоя грунта, (Ом\*м)  $\rho_1 := 61$

Толщина верхнего слоя грунта, (м)  $h_1 := 0.35$

Климатическая зона  $N_{\text{ww}} := 4$

Ток однофазного короткого замыкания, (кА)  $I_{\text{кз}} := 1.458$

Время отключения, (с)  $t_{\text{сз}} := 0.2$

Вспомогательный коэффициент для стали  $\beta := 21$

Ток молнии, (кА)  $I_{\text{м}} := 55$

**1. Расчет удельного сопротивления грунта**

коэффициент сезонности для третьей климатической зоны  $\psi := 1.25$

удельное сопротивление верхнего слоя грунта, (Ом\*м)  $\rho_{1\text{ww}} := 61$

удельное сопротивление второго слоя грунта, (Ом\*м):

$$\rho_2 := \frac{\rho_1}{\psi} = 48.8 \quad \rho_2 = 48.8$$

**2. Рассчитываем контур сетки заземлителя.**

$$A := 106.4 \quad \text{длина ПС, (м).}$$

$$B := 61.6 \quad \text{ширина ПС, (м).}$$

Площадь ПС с учетом выноса сетки заземления на 1,5 м за пределы ПС, (м<sup>2</sup>)

$$S := (A + 1.5 \cdot 2)(B + 1.5 \cdot 2) \quad S = 7.067 \times 10^3$$

**3. Принимаем диаметр горизонтальных прутков в сетке по условиям мех. прочности.**

$$d_{\text{пр\_гор}} := 10 \text{ мм} \quad I_{\text{кз}} := 1458 \text{ А}$$

$$F_{\text{мехпроч}} := 78.5 \text{ мм}^2$$

Определяем сечение прутка по термической стойкости, (мм<sup>2</sup>)

$$F_{\text{ТС}} := \sqrt{\frac{(I_{\text{кз}})^2 \cdot t_{\text{сз}}}{400 \cdot \beta}} \quad F_{\text{ТС}} = 7.114$$

**4. Определяем сечение прутка по коррозионной стойкости.**

$$\begin{aligned} a_0 &:= 0.243 & a_2 &:= 0.003 & \text{средние значения коэффициентов, зависящие от грунта.} \\ a_1 &:= 0.041 & a_3 &:= 0.005 \end{aligned}$$

$$T := 240 \quad \text{время использования заземления, (месяцы).}$$

$$S_{\text{ср}} := a_3 \cdot \ln(T)^3 + a_2 \cdot \ln(T)^2 - a_1 \cdot \ln(T) + a_0 \quad S_{\text{ср}} = 0.932$$

$$F_{\text{кор}} := 3.14 \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d_{\text{пр\_гор}} + S_{\text{ср}}) \quad F_{\text{кор}} = 31.9 \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{min}} := F_{\text{кор}} + F_{\text{ТС}} \quad F_{\text{min}} = 39.08 \text{ мм}^2 \quad F_{\text{мехпроч}} := 78.5 \text{ мм}^2$$

т.к.  $F_{\text{мехпроч}}$  больше  $F_{\text{min}}$ , то условие выполняется.

$$H := 1.6 \quad \text{для четвертой климатической зоны толщина слоя сезонных изменений грунта, (м).}$$

$$h_{\text{верт}} := 0.8 \quad \text{глубина заложения верхнего конца вертикального прутка, (м).}$$

$$d_{\text{верт}} := 12 \quad \text{диаметр вертикального прутка, (мм).}$$

$l_{\text{верт}} := 5$       длина вертикального прутка, (м).

**5. Рассчитываем общую длину горизонтальных полос (м).**

$a_{\text{гор}} := 6$       расстояние между полосами сетки, (м).

$$w := \frac{B}{a_{\text{гор}}} \quad w = 10.267 \quad \underline{w} := 5 \quad w' := \frac{A}{a_{\text{гор}}} \quad w' = 17.733 \quad \underline{w}' := 11$$

$$L_{\text{гор}} := A \cdot w + B \cdot w' \quad L_{\text{гор}} = 1.21 \times 10^3$$

Уточняется длина горизонтальных полос квадратичной модели, (м):

$$l_{\text{гор}} := \sqrt{S} \quad l_{\text{гор}} = 84.067$$

Определяем число ячеек:

$$\underline{m} := \frac{L_{\text{гор}}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad \underline{m} := 6.254 \quad \underline{m} := 7$$

Определяем длину стороны ячейки:

$$L_{\text{ячейки}} := \frac{\sqrt{S}}{m} \quad L_{\text{ячейки}} = 12.01$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$\underline{L} := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad L = 1.345 \times 10^3$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n'_B := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{12} \quad n'_B = 28.022$$

принимаем количество вертикальных электродов

$$n_B := 17$$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя для обоих слоев грунта, (Ом):

$$\frac{l_{\text{верт}}}{\sqrt{S}} = 0.059 \quad \text{следовательно} \quad A' := 0.1$$

$$R_{1s} := \rho_1 \cdot \left( \frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_{\text{верт}}} \right) \quad R_{1s} = 0.115$$

$$R_{2s} := \rho_2 \cdot \left( \frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_{\text{верт}}} \right) \quad R_{2s} = 0.092$$

Находим импульсный коэффициент для обоих слоев

$$\alpha_{и1} := \sqrt{\frac{1500\sqrt{S}}{(\rho_1 + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad \alpha_{и1} = 1.819$$

$$\alpha_{и2} := \sqrt{\frac{1500\sqrt{S}}{(\rho_2 + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad \alpha_{и2} = 1.849$$

Рассчитываем импульсное сопротивление заземлителя, (Ом)

$$R_{и1} := R_{1s} \cdot \alpha_{и1} \quad R_{и1} = 0.21$$

$$R_{и2} := R_{2s} \cdot \alpha_{и2} \quad R_{и2} = 0.17$$

## 2. Расчет молниезащиты

### 1. Защита на уровне земли и первого защищаемого объекта

$H_{\text{мв}}$  := 25    высота молниеотвода, (м)

Расстояние между молниеотводами 1 и 2, (м)

$L_{M12}$  := 77

$h_{1i}$  := 11    высота защищаемого объекта, (м).

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{эф1} := 0.85 \cdot H \quad h_{эф1} = 21.3$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o1} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \quad r_{o1} = 26.3$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):  $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{co1} := r_{o1} \quad r_{co1} = 26.3$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{1с.г.} := h_{эф1} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M12} - H) \quad h_{1с.г.} = 12.0$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{1cx} := r_{co1} \cdot \frac{h_{1c.g.} - h_{1i}}{h_{1c.g.}} \quad r_{1cx} = 2.2$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1x} := r_{o1} \cdot \left( 1 - \frac{h_{1i}}{h_{эф1}} \right) \quad r_{1x} = 12.7$$

Расстояние между молниеотводами 2 и 3, (м)

$$L_{M23} := 62$$

$h_{2i} := 11$  высота защищаемого объекта, (м).

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{эф2} := 0.85 \cdot H \quad h_{эф2} = 21.3$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o2} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \quad r_{o2} = 26.3$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):  $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{co2} := r_{o2} \quad r_{co2} = 26.3$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{2c.g.} := h_{эф2} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M23} - H) \quad h_{2c.g.} = 14.7$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{2cx} := r_{co2} \cdot \frac{h_{2c.g.} - h_{2i}}{h_{2c.g.}} \quad r_{1cx} = 2.2$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{2x} := r_{o2} \cdot \left( 1 - \frac{h_{2i}}{h_{эф2}} \right) \quad r_{2x} = 12.7$$

2 случай

$$h_{2cx} := h_{эф2} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L_{M23} - H) = 14.682$$

$$r_{c02} := r_{c02} \cdot \left[ 1 - \frac{0.2 \cdot (L_{M23} - 2 \cdot H)}{H} \right] = 23.73$$

Расстояние между молниеотводами 3 и 4, (м)

$$L_{M34} := 66.5$$

$$h_{3i} := 11 \text{ высота защищаемого объекта, (м).}$$

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{эф3} := 0.85 \cdot H$$

$$h_{эф3} = 21.3$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o3} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H$$

$$r_{o3} = 26.3$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):

$$h < L_M \leq 2 \cdot h$$

$$r_{c03} := r_{o3}$$

$$r_{c03} = 26.3$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{3c.g.} := h_{эф3} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M34} - H)$$

$$h_{2c.g.} = 14.7$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{cx3} := r_{c02} \cdot \frac{h_{3c.g.} - h_{3i}}{h_{3c.g.}} = 5.452$$

$$r_{cx3} = 5.5$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{3x} := r_{o2} \cdot \left( 1 - \frac{h_{3i}}{h_{эф3}} \right)$$

$$r_{3x} = 12.7$$

2 случай

$$h_{3cx} := h_{эф3} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L_{M34} - H) = 13.884$$

$$r_{c03} := r_{c03} \cdot \left[ 1 - \frac{0.2 \cdot (L_{M34} - 2 \cdot H)}{H} \right] = 22.785$$

Расстояние между молниеотводами 4 и 5, (м)

$$L_{M45} := 61.039$$

$$h_{4i} := 11 \quad \text{высота защищаемого объекта, (м).}$$

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{\text{эф}4} := 0.85 \cdot H$$

$$h_{\text{эф}4} = 21.3$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{O4} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H$$

$$r_{O4} = 26.3$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):

$$h < L_M \leq 2 \cdot h$$

$$r_{CO4} := r_{O4}$$

$$r_{CO4} = 26.3$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{4c.g.} := h_{\text{эф}4} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M45} - H)$$

$$h_{4c.g.} = 14.9$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{CX4} := r_{CO4} \cdot \frac{h_{4c.g.} - h_{4i}}{h_{4c.g.}} = 6.81$$

$$r_{CX4} = 6.8$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{4X} := r_{O4} \cdot \left( 1 - \frac{h_{4i}}{h_{\text{эф}4}} \right)$$

$$r_{4X} = 12.7$$

2 случай

$$h_{4CX} := h_{\text{эф}4} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L_{M45} - H) = 14.853$$

$$r_{CO4} := r_{CO4} \cdot \left[ 1 - \frac{0.2 \cdot (L_{M45} - 2 \cdot H)}{H} \right] = 23.932$$

Расстояние между молниеотводами 5 и 6, (м)

$$L_{M56} := 63$$

$$h_{5i} := 11 \quad \text{высота защищаемого объекта, (м).}$$

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{\text{эф}5} := 0.85 \cdot H$$

$$h_{\text{эф}5} = 21.3$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o5} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \quad r_{o5} = 26.3$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):  $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{co5} := r_{o4} \quad r_{co5} = 26.3$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{5c.g.} := h_{эф5} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M56} - H) \quad h_{5c.g.} = 14.5$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{cx5} := r_{co5} \cdot \frac{h_{5c.g.} - h_{5i}}{h_{5c.g.}} = 6.343 \quad r_{cx5} = 6.3$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{5x} := r_{o4} \cdot \left( 1 - \frac{h_{4i}}{h_{эф4}} \right) \quad r_{5x} = 12.7$$

2 случай

$$h_{5cx} := h_{эф5} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L_{M56} - H) = 14.505$$

$$r_{co5} := r_{co5} \cdot \left[ 1 - \frac{0.2 \cdot (L_{M56} - 2 \cdot H)}{H} \right] = 23.52$$

Расстояние между молниеотводами б и 1, (м)

$$L_{M61} := 63$$

$h_{6i} := 11$  высота защищаемого объекта, (м).

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{эф6} := 0.85 \cdot H \quad h_{эф6} = 21.3$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o6} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \quad r_{o6} = 26.3$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):  $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{co6} := r_{o6} \quad r_{co6} = 26.3$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{6с.г.} := h_{эф6} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{м61} - H) \quad h_{6с.г.} = 14.5$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{сх6} := r_{сo6} \cdot \frac{h_{6с.г.} - h_{6i}}{h_{6с.г.}} = 6.343 \quad r_{сх6} = 6.3$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{6х} := r_{o4} \cdot \left( 1 - \frac{h_{4i}}{h_{эф4}} \right) \quad r_{6х} = 12.7$$

2 случай

$$h_{6сх} := h_{эф6} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L_{м61} - H) = 14.505$$

$$r_{сo6} := r_{сo6} \cdot \left[ 1 - \frac{0.2 \cdot (L_{м61} - 2 \cdot H)}{H} \right] = 23.52$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Расчет режимов

Таблица 2 – Параметры узлов (зима)

Тип	Но мер	Название	U_ но м	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta	Q_min	Q_max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ген	1	ПС Тында	220	33.0	10.4	200.0	7.8	231.0	-25.70	-1,000.0	1,000.0
Нагр	2	ПС Дипкун	220	1.8	0.2				-26.45		
Нагр	3	ПС Тутаул	220	0.2	0.1				-26.73		
Нагр	4	ПС Призейская	220	2.0	0.5				-27.34		
Нагр	7	ПС Тунгала	220	1.0	0.2				-28.70		
Нагр	8	ПС Февральская	220	54.5	10.5				-30.73		
Нагр	9	ПС Уландочка	220	0.9	0.5				-30.15		
Нагр	10	ПС Новокиевка	220	6.0	0.6				-29.32		
Нагр	11	ПС Амурская 220	220	194.0	28.2				-28.26		
База	14	ПС Амурская 500	500	547.0	67.0	236.8	112.2	525.0	-26.38		
Нагр	12	Амурская АТ ВН	500						-28.26		
Нагр	13	Амурская АТ ВН	500						-28.26		
Нагр	131	Амурская АТ НН	10						-28.26		
Нагр	16	ПС Ледяная	220	20.2	3.6				-29.00		
Нагр	161	ПС Ледяная/т	220	8.0	4.8				-29.03		
Нагр	17	ПС Шимановск	220	5.7	0.1				-29.37		
Нагр	18	ПСШимано вск/т	220	13.5	9.4				-29.40		
Нагр	19	ПС Мухинская/т	220	10.2	4.4				-29.65		
Нагр	20	ПС НПС-24	220	9.0	0.1				-29.70		
Нагр	21	ПС Сиваки/т	220	12.1	10.6				-29.66		
Нагр	22	ПС Сиваки	220	1.2	0.1				-29.65		
Нагр	23	ПС Чалганы	220	13.7	14.9				-29.57		
Нагр	24	ПС Ключевая	220	5.8	1.5				-29.36		
Нагр	25	ПС Сулус/т	220	11.4	16.3				-29.53		
Нагр	26	ПС Магдагачи	220	20.9	18.9				-29.66		
Нагр	27	ПС Гонжа/т	220	20.2	12.8				-30.32		
Нагр	28	ПС Талдан/т	220	20.2	22.3				-30.74		
Нагр	29	ПС Ульручы	220	16.3	21.6				-31.12		

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагр	30	ПС Сковородино	220	164.3	18.9				-31.19		
Нагр	33	ПС Светлая	220	62.6	6.2				-25.93		
Нагр	36	ПС Энергия	220	40.6	5.3				-25.52		
Ген	34	Зейская ГЭС 220	220	80.0	30.0	294.4	23.6	231.0	-25.33	-1,000.0	1,000.0
Ген	35	Зейская ГЭС 500	500			294.4	8.9	525.0	-23.59	-1,000.0	1,000.0
Нагр	351	Зейская ГЭС АТ ВН	500						-24.20		
Нагр	352	Зейская ГЭС АТ НН	10						-24.20		
Ген	141	Бурейская ГЭС	500			368.0	138.9	500.0	-19.32	-1,000.0	1,000.0

Таблица 3 – Параметры ветвей (зима)

№	Название	Марка провода	I доп, А
1	2	3	4
1	ПС Тында - ПС Дипкун	АС – 300/39	57
2	ПС Дипкун - ПС Тутаул	АС – 300/39	30
3	ПС Тутаул - ПС Призейская	АС – 300/39	52
4	ПС Призейская - ПС Тунгала	АС – 300/39	97
5	ПС Тунгала - ПС Февральская	АС – 300/39	133
6	ПС Февральская - ПС Уландочка	АС – 240/39	127
7	ПС Уландочка - ПС Новокиевка	АС – 240/39	107
8	ПС Новокиевка - ПС Амурская 220	АС – 240/39	97
9	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	3хАС – 330/43	255
10	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	3хАС – 330/43	257
11	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная	АСО – 300/39	86
12	ПС Ледяная - ПС Ледяная/т	АС – 240/39	35
13	ПС Ледяная/т - ПС Шимановск	АС – 240/39	47
14	ПС Ледяная/т – ПС Шимановск/т	АС – 300/39	60
15	ПС Шимановск - ПС Мухинская/т	АС – 300/39	37
16	ПС Шимановск/т - ПС Мухинская/т	АС – 300/39	26
17	ПС Мухинская/т - ПС НПС-24	АС – 240/39	27
18	ПС НПС-24 - ПС Сиваки/т	АС – 240/39	27
19	ПС Мухинская/т - ПС Сиваки/т	АС – 300/39	29
20	ПС Сиваки/т - ПС Сиваки	АС – 240/39	15
21	ПС Сиваки/т - ПС Чалганы	АС – 240/39	40

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
22	ПС Сиваки - ПС Ключевая	АСО – 300/39	31
23	ПС Ключевая - ПС Светлая	АСО – 300/39	164
24	ПС Ключевая - ПС Сулус/т	АС – 240/39	68
25	ПС Сулус/т - ПС Магдагачи	АС – 240/39	26
26	ПС Ключевая - ПС Магдагачи	АС – 300/39	45
27	ПС Магдагачи - ПС Энергия	АС – 400/64	179
28	ПС Светлая - ПС Энергия	АС – 240/39	321
29	ПС Энергия - Зейская ГЭС 220	АС – 300/39	299
30	ПС Магдагачи - ПС Гонжа/т	АСО – 300/39	108
31	ПС Магдагачи - ПС Талдан/т	АС – 240/39	83
32	ПС Гонжа/т - ПС Талдан/т	АС – 300/39	53
33	ПС Талдан/т - ПС Ульручи	АС – 240/39	48
34	ПС Талдан/т - ПС Сквородино	АС – 300/39	36
35	ПС Ульручи - ПС Сквородино	АС – 240/39	37
36	ПС Сквородино - ПС Тында	АС – 300/39	196
37	ПС Сквородино - ПС Тында	АС – 300/39	198
38	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная/т	АС – 300/39	89
39	ПС Чалганы - ПС Ключевая	АС – 240/39	46
40	ПС Амурская 500 - Бурейская ГЭС	3хАС – 330/43	496

Таблица 5 – Расчетные значения напряжений узлов нормального режима

№	Номер	Название	V	dV
1	2	3	4	5
1	1	ПС Тында	231.00	5.00
2	2	ПС Дипкун	227.67	3.49
3	3	ПС Тутаул	227.30	3.32
4	4	ПС Призейская	228.68	3.95
5	7	ПС Тунгала	224.30	1.95
6	8	ПС Февральская	211.59	-3.82
7	9	ПС Уландочка	218.10	-0.87
8	10	ПС Новокиевка	223.73	1.70
9	11	ПС Амурская 220	227.26	3.30
10	14	ПС Амурская 500	525.00	5.00
11	12	Амурская АТ ВН	516.61	3.32
12	13	Амурская АТ ВН	516.61	3.32
13	131	Амурская АТ НН	10.56	5.6
14	16	ПС Ледяная	226.95	3.16

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
15	161	ПС Ледяная/т	226.96	3.16
16	17	ПС Шимановск	227.08	3.22
17	18	ПС Шимановск/т	226.62	3.01
18	19	ПС Мухинская/т	226.77	3.08
19	20	ПС НПС-24	226.68	3.04
20	21	ПС Сиваки/т	226.35	2.89
21	22	ПС Сиваки	226.38	2.90
22	23	ПС Чалганы	225.99	2.72
23	24	ПС Ключевая	226.36	2.89
24	25	ПС Сулус/т	225.62	2.56
25	26	ПС Магдагачи	225.47	2.49
26	27	ПС Гонжа/т	224.18	1.90
27	28	ПС Талдан/т	223.62	1.64
28	29	ПС Ульручи	222.86	1.30
29	30	ПС Сковородино	223.61	1.64
30	33	ПС Светлая	230.27	4.67
31	36	ПС Энергия	230.78	4.90
32	34	Зейская ГЭС 220	231.00	5.00
33	35	Зейская ГЭС 500	525.00	5.00
34	351	Зейская ГЭС АТ ВН	524.92	4.98
1	2	3	4	5
35	352	Зейская ГЭС АТ НН	10.50	4.98
36	141	Бурейская ГЭС	500.00	0

Таблица 6 – Расчетные значения токов схемы в послеаварийном режиме

№	Название	Марка провода	I, А
1	2	3	4
1	ПС Тында - ПС Дипкун	АС – 300/39	57
2	ПС Дипкун - ПС Тутаул	АС – 300/39	22
3	ПС Тутаул - ПС Призейская	АС – 300/39	34
4	ПС Призейская - ПС Тунгала	АС – 300/39	107
5	ПС Тунгала - ПС Февральская	АС – 300/39	141
6	ПС Февральская - ПС Уландочка	АС – 240/39	119
7	ПС Уландочка - ПС Новокиевка	АС – 240/39	99
8	ПС Новокиевка - ПС Амурская 220	АС – 240/39	89
9	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	3хАС – 330/43	269

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
10	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	3хАС – 330/43	270
11	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная	АСО – 300/39	147
12	ПС Ледяная - ПС Ледяная/т	АС – 240/39	96
13	ПС Ледяная/т - ПС Шимановск	АС – 240/39	108
14	ПС Ледяная/т – ПС Шимановск/т	АС – 300/39	122
15	ПС Шимановск - ПС Мухинская/т	АС – 300/39	95
16	ПС Шимановск/т - ПС Мухинская/т	АС – 300/39	87
17	ПС Мухинская/т - ПС НПС-24	АС – 240/39	85
18	ПС НПС-24 - ПС Сиваки/т	АС – 240/39	66
19	ПС Мухинская/т - ПС Сиваки/т	АС – 300/39	74
20	ПС Сиваки/т - ПС Сиваки	АС – 240/39	33
21	ПС Сиваки/т - ПС Чалганы	АС – 240/39	74
22	ПС Сиваки - ПС Ключевая	АСО – 300/39	37
23	ПС Ключевая - ПС Светлая	АСО – 300/39	166
24	ПС Ключевая - ПС Сулус/т	АС – 240/39	64
25	ПС Сулус/т - ПС Магдагачи	АС – 240/39	81
26	ПС Ключевая - ПС Магдагачи	АС – 300/39	71
27	ПС Магдагачи - ПС Энергия	АС – 400/64	356
28	ПС Светлая - ПС Энергия	АС – 240/39	
29	ПС Энергия - Зейская ГЭС 220	АС – 300/39	227
30	ПС Магдагачи - ПС Гонжа/т	АСО – 300/39	91
31	ПС Магдагачи - ПС Талдан/т	АС – 240/39	64
32	ПС Гонжа/т - ПС Талдан/т	АС – 300/39	38
33	ПС Талдан/т - ПС Ульручьи	АС – 240/39	31
34	ПС Талдан/т - ПС Сквородино	АС – 300/39	35
35	ПС Ульручьи - ПС Сквородино	АС – 240/39	51
36	ПС Сквородино - ПС Тында	АС – 300/39	217
37	ПС Сквородино - ПС Тында	АС – 300/39	219
38	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная/т	АС – 300/39	154
39	ПС Чалганы - ПС Ключевая	АС – 240/39	32
40	ПС Амурская 500 - Бурейская ГЭС	3хАС – 330/43	452
41	Зейская ГЭС 220 - ПС Призейская	АС – 300/39	107
42	ПС Энергия - Зейская ГЭС 220	АС – 300/39	227

Таблица 7- Расчетные значения напряжений узлов в послеаварийном режиме

№	Номер	Название	V	dV
1	2	3	4	5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 7

1	1	ПС Тында	231.00	5.00
2	2	ПС Дипкун	227.59	3.45
3	3	ПС Тутаул	227.17	3.26
4	4	ПС Призейская	228.46	3.85
5	7	ПС Тунгала	224.05	1.84
6	8	ПС Февральская	211.34	-3.93
1	2	3	4	5
7	9	ПС Уландочка	217.83	-0.99
8	10	ПС Новокиевка	223.44	1.56
9	11	ПС Амурская 220	226.93	3.15
10	14	ПС Амурская 500	525.00	5.00
11	12	Амурская АТ ВН	515.87	3.17
12	13	Амурская АТ ВН	515.87	3.17
13	131	Амурская АТ НН	11.08	10.78
14	16	ПС Ледяная	225.75	2.61
15	161	ПС Ледяная/т	225.71	2.59
16	17	ПС Шимановск	225.13	2.33
17	18	ПС Шимановск/т	224.71	2.14
18	19	ПС Мухинская/т	223.93	1.79
19	20	ПС НПС-24	223.60	1.64
20	21	ПС Сиваки/т	222.60	1.18
21	22	ПС Сиваки	222.59	1.18
22	23	ПС Чалганы	221.74	0.79
23	24	ПС Ключевая	221.62	0.74
24	25	ПС Сулус/т	221.32	0.60
25	26	ПС Магдагачи	221.86	0.85
26	27	ПС Гонжа/т	220.92	0.42
27	28	ПС Талдан/т	220.82	0.37
28	29	ПС Ульручи	220.56	0.25
29	30	ПС Сковородино	221.64	0.74
30	33	ПС Светлая	218.21	-0.81
31	36	ПС Энергия	230.80	4.91
32	34	Зейская ГЭС 220	231.00	5.00
33	35	Зейская ГЭС 500	525.00	5.00
34	351	Зейская ГЭС АТ ВН	525.00	5.00
35	352	Зейская ГЭС АТ НН	10.50	5.00
36	141	Бурейская ГЭС	500.00	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Таблица 8- Расчетные значения напряжений узлов в послеаварийном режиме

№	Номер	Название	V	dV
1	2	3	4	5
1	1	ПС Тында	231.00	5.00
2	2	ПС Дипкун	227.59	3.45
3	3	ПС Тутаул	227.17	3.26
4	4	ПС Призейская	228.46	3.85
5	7	ПС Тунгала	224.05	1.84
6	8	ПС Февральская	211.34	-3.93
7	9	ПС Уландочка	217.83	-0.99
8	10	ПС Новокиевка	223.44	1.56
9	11	ПС Амурская 220	226.93	3.15
10	14	ПС Амурская 500	525.00	5.00
11	12	Амурская АТ ВН	515.87	3.17
12	13	Амурская АТ ВН	515.87	3.17
13	131	Амурская АТ НН	11.08	10.78
14	16	ПС Ледяная	225.75	2.61
15	161	ПС Ледяная/т	225.71	2.59
16	17	ПС Шимановск	225.13	2.33
17	18	ПС Шимановск/т	224.71	2.14
18	19	ПС Мухинская/т	223.93	1.79
19	20	ПС НПС-24	223.60	1.64
20	21	ПС Сиваки/т	222.60	1.18
21	22	ПС Сиваки	222.59	1.18
22	23	ПС Чалганы	221.74	0.79
23	24	ПС Ключевая	221.62	0.74
24	25	ПС Сулус/т	221.32	0.60
25	26	ПС Магдагачи	221.86	0.85
26	27	ПС Гонжа/т	220.92	0.42
27	28	ПС Талдан/т	220.82	0.37
28	29	ПС Ульручи	220.56	0.25
29	30	ПС Сковородино	221.64	0.74
30	33	ПС Светлая	218.21	-0.81
31	36	ПС Энергия	230.80	4.91
32	34	Зейская ГЭС 220	231.00	5.00
33	35	Зейская ГЭС 500	525.00	5.00
34	351	Зейская ГЭС АТ ВН	525.00	5.00
35	352	Зейская ГЭС АТ НН	10.50	5.00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Таблица 13 – Значения параметров сети в узлах схемы

Тип	№	Наименование	Уном кВ	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , Мвар	P <sub>г</sub> МВт	Q <sub>г</sub> , МВт	V, кВ	Delta,	Q <sub>min</sub> , Мвар	Q <sub>max</sub> , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13
Ген	1	ПС Тында	220	33.0	10.4	280.0	13.3	231.00	1.76	-1,000.0	1,000.0
Нагр	2	ПС Дипкун	220	1.8	0.2			225.02	-4.56		
Нагр	3	ПС Тутаул	220	0.2	0.1			224.36	-6.94		
Нагр	4	ПС Призейская	220	2.0	0.5			226.23	-11.36		
Нагр	7	ПС Тунгала	220	1.0	0.2			227.11	-10.94		
Нагр	8	ПС Февральская	220	54.5	10.5			223.10	-9.81		
Нагр	9	ПС Уландочка	220	0.9	0.5			223.13	-6.98		
Нагр	10	ПС Новокиевка	220	6.0	0.6			221.92	-3.50		
База	11	ПС Амурская 220	220	194.0	28.2	141.8	- 277.1	220.14	-0.01		
Нагр	14	ПС Амурская 500	500	547.0	67.0			515.05	1.31		
Нагр	12	Амурская АТ ВН	500					500.40	-0.02		
Нагр	13	Амурская АТ ВН	500					500.40	-0.02		
Нагр	131	Амурская АТ НН	10					11.01	-0.02		
Нагр	16	ПС Ледяная	220	20.2	3.6			220.65	-0.91		
Нагр	161	ПС Ледяная/т	220	8.0	4.8			220.71	-0.94		
Нагр	17	ПС Шимановск	220	5.7	0.1			221.59	-1.39		
Нагр	18	ПСШимановс к/т	220	13.5	9.4			221.06	-1.42		
Нагр	19	ПС Мухинская/т	220	10.2	4.4			222.32	-1.80		
Нагр	20	ПС НПС-24	220	9.0	0.1			222.51	-1.89		

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 13

Нагр	21	ПС Сиваки/т	220	12.1	10.6			223.00	-1.94		
Нагр	22	ПС Сиваки	220	1.2	0.1			223.07	-1.94		
Нагр	23	ПС Чалганы	220	13.7	14.9			223.27	-1.92		
Нагр	24	ПС Ключевая	220	5.8	1.5			224.27	-1.78		
Нагр	25	ПС Сулус/т	220	11.4	16.3			223.76	-1.97		
Нагр	26	ПС Магдагачи	220	20.9	18.9			223.96	-2.15		
Нагр	27	ПС Гонжа/т	220	20.2	12.8			222.82	-2.82		
Нагр	28	ПС Талдан/т	220	20.2	22.3			222.46	-3.26		
Нагр	29	ПС Ульручьи	220	16.3	21.6			221.92	-3.66		
Нагр	30	ПС Сковородино	220	164.3	18.9			222.82	-3.73		
Нагр	33	ПС Светлая	220	62.6	6.2			230.49	1.46		
Нагр	36	ПС Энергия	220	40.6	5.3			230.81	1.66		
Ген	34	Зейская ГЭС 220	220	80.0	30.0	358.0	46.7	231.00	1.79	-1,000.0	1,000.0
Ген	35	Зейская ГЭС 500	500			496.0	103.4	525.00	5.70	-1,000.0	1,000.0
Нагр	351	Зейская ГЭС АТ ВН	500					524.67	4.33		
Нагр	352	Зейская ГЭС АТ НН	10					10.49	4.33		
Ген	141	Бурейская ГЭС	500			368.0	197.6	500.00	8.41	-1,000.0	1,000.0
Нагр	5	ПС Эльгауголь	220					221.06	-20.79		
Нагр	51	АТ Эльгауголь ВН	220					220.15	-25.57		
Нагр	52	АТ Эльгауголь ВН	220					220.15	-25.57		

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13
Ген	54	АТ Эльгауголь СН	110	68.4	44.8		44.9	110.00	-25.57	-1,000.0	1,000.0
Нагр	534	АТ Эльгауголь НН	35					35.00	-25.57		
Нагр	6	ПС Кун Манье	220					217.34	-16.02		
Нагр	6	ПС Кун Манье	220		1						
Нагр	61		220		1						
Нагр	62		220		1						
Ген	541	АТ Эльгауголь СН	110		1	68.4	44.8		41.4	110.0	- 1,000.0
Нагр	621		10		1	21.9	8.8				
Нагр	612		10		1	21.9	8.8				
Нагр	622		10		1	21.9	8.8				
Нагр	621		10		1	21.9	8.8				
Нагр	612		10		1	21.9	8.8				
Нагр	622		10		1	21.9	8.8				

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Таблица 14 – Значения параметров сети в ветвях схемы

Тип	№ начала	№ конца	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Коеф. трансформации	Поток активной мощности, Мвт	Поток реактивной мощности, Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	1	2	ПС Тында - ПС Дипкун	14.18	63.35	-390.6		-92	4
ЛЭП	2	3	ПС Дипкун - ПС Тутаул	5.21	23.29	-143.6		-88	15
ЛЭП	3	4	ПС Тутаул - ПС Призейская	9.41	42.32	-261.3		-87	32
ЛЭП	4	7	ПС Призейская - ПС Тунгала	9.41	42.32	-261.3		9	9
ЛЭП	7	8	ПС Тунгала - ПС Февральская	16.33	71.49	-440.8		10	-4
ЛЭП	8	9	ПС Февральская - ПС Уландочка	10.14	34.61	-218.2		65	-15
ЛЭП	9	10	ПС Уландочка - ПС Новокиевка	11.69	39.91	-251.7		67	-22
ЛЭП	10	11	ПС Новокиевка - ПС Амурская 220	10.24	35.12	-221.0		74	-30
ЛЭП	14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	9.86	107.98	-1,364.5		194	203
ЛЭП	14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	9.95	109.25	-1,383.4		191	206
ЛЭП	11	16	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная	4.54	19.86	-122.2		-35	16
ЛЭП	16	161	ПС Ледяная - ПС Ледяная/т	0.30	1.33	-8.2		-15	15
ЛЭП	161	17	ПС Ледяная/т - ПС Шимановск	3.87	16.94	-104.3		-19	18

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	161	18	ПС Ледяная/т - ПСШимановск/т	3.57	15.62	-96.1		-24	13
ЛЭП	17	19	ПС Шимановск - ПС Мухинская/т	5.16	22.61	-139.1		-13	13
ЛЭП	18	19	ПСШимановск/т - ПС Мухинская/т	5.41	23.68	-145.7		-10	18
ЛЭП	19	20	ПС Мухинская/т - ПС НПС-24	1.71	6.13	-36.7		-10	11
ЛЭП	20	21	ПС НПС-24 - ПС Сиваки/т	4.84	17.40	-104.0		-1	9
ЛЭП	19	21	ПС Мухинская/т - ПС Сиваки/т	5.30	23.21	-142.8		-4	11
ЛЭП	21	22	ПС Сиваки/т - ПС Сиваки	0.33	1.18	-7.1		5	12
ЛЭП	21	23	ПС Сиваки/т - ПС Чалганы	2.92	10.48	-62.7		3	6
ЛЭП	22	24	ПС Сиваки - ПС Ключевая	7.60	33.43	-204.6		6	12
ЛЭП	24	33	ПС Ключевая - ПС Светлая	11.05	48.18	-296.5		63	20
ЛЭП	24	25	ПС Ключевая - ПС Сулус/т	2.49	8.96	-53.6		-21	-6
ЛЭП	25	26	ПС Сулус/т - ПС Магдагачи	3.81	13.70	-81.9		-10	8
ЛЭП	24	26	ПС Ключевая - ПС Магдагачи	5.35	23.42	-144.1		-14	4
ЛЭП	26	34	ПС Магдагачи - Зейская ГЭС 220	9.88	55.31	-355.6		67	23
ЛЭП	33	36	ПС Светлая - ПС Энергия	0.83	2.98	-17.8		64	8

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	33	36	ПС Светлая - ПС Энергия	0.83	2.98	-17.8		64	8
ЛЭП	36	34	ПС Энергия - Зейская ГЭС 220	0.35	1.52	-9.3		84	9
ЛЭП	26	27	ПС Магдагачи - ПС Гонжа/т	3.52	15.42	-94.9		-40	-5
ЛЭП	26	28	ПС Магдагачи - ПС Талдан/т	7.62	33.33	-205.1		-30	2
ЛЭП	27	28	ПС Гонжа/т - ПС Талдан/т	4.47	19.56	-120.4		-19	3
ЛЭП	28	29	ПС Талдан/т - ПС Ульручи	5.76	20.71	-123.8		-17	2
ЛЭП	28	30	ПС Талдан/т - ПС Сквородино	6.79	29.73	-183.0		-12	10
ЛЭП	29	30	ПС Ульручи - ПС Сквородино	3.58	12.88	-77.0		0	17
ЛЭП	30	1	ПС Сквородино - ПС Тында	15.21	66.58	-409.7		75	17
ЛЭП	30	1	ПС Сквородино - ПС Тында	15.04	65.85	-405.2		76	17
Тр-р	351	34	Зейская ГЭС АТ ВН - Зейская ГЭС 220	0.39	113.50		0.440	-108	-1
Тр-р	351	352	Зейская ГЭС АТ ВН - Зейская ГЭС АТ НН	2.90			0.020	0	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	35	351	Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС АТ ВН	0.58	61.10	24.2	1.000	-108	-10
Тр-р	14	12	ПС Амурская 500 - Амурская АТ ВН	0.58	61.10	24.2	1.000	-100	-130
Тр-р	14	13	ПС Амурская 500 - Амурская АТ ВН	0.58	61.10	24.2	1.000	-100	-130
Тр-р	12	11	Амурская АТ ВН - ПС Амурская 220	0.39			0.440	-100	-118
Тр-р	13	11	Амурская АТ ВН - ПС Амурская 220	0.39			0.440	-100	-118
Тр-р	13	131	Амурская АТ ВН - Амурская АТ НН	2.90	113.50		0.022	0	0
Тр-р	12	131	Амурская АТ ВН - Амурская АТ НН	2.90	113.50		0.022	0	0
ЛЭП	11	161	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная/т	4.54	19.86	-122.2		-36	17
ЛЭП	23	24	ПС Чалганы - ПС Ключевая	2.92	10.48	-62.7		17	18
ЛЭП	14	141	ПС Амурская 500 - Бурейская ГЭС	7.80	84.50	-502.3		362	-82
ЛЭП	34	4	Зейская ГЭС 220 - ПС Призейская	18.02	78.85	-485.2		-150	16
ЛЭП	36	34	ПС Энергия - Зейская ГЭС 220	0.35	1.52	-9.3		84	9
ЛЭП	4	5	ПС Призейская - ПС Эльгауголь	25.26	114.97	-707.5		-72	18

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	4	5	ПС Призейская - ПС Эльгауголь	25.26	114.97	-707.5		-72	18
Тр-р	5	51	ПС Эльгауголь - АТ Эльгауголь ВН	0.55	59.20	11.8	1.000	-69	-6
Тр-р	5	52	ПС Эльгауголь - АТ Эльгауголь ВН	0.55	59.20	11.8	1.000	-69	-6
Тр-р	51	54	АТ Эльгауголь ВН - АТ Эльгауголь СН	0.48			0.500	-68	0
Тр-р	52	541	АТ Эльгауголь ВН -	0.48			0.500	-68	0
Тр-р	51	534	АТ Эльгауголь ВН - АТ Эльгауголь НН	3.20	131.00		0.159	0	0
Тр-р	52	534	АТ Эльгауголь ВН - АТ Эльгауголь НН	3.20	131.00		0.159	0	0
ЛЭП	4	6	ПС Призейская - ПС Кун Манье	26.14	93.96	-516.6		-46	3
ЛЭП	4	6	ПС Призейская - ПС Кун Манье	26.14	93.96	-516.6		-46	3
Тр-р	6	61	ПС Кун Манье -	3.90	100.70	9.5	0.050	-44	-19
Тр-р	6	62	ПС Кун Манье -	3.90	100.70	9.5	0.050	-44	-19
Выкл	61	62	-						
Выкл	54	541	АТ Эльгауголь СН -						

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Таблица 15 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	V	dV, %
1	2	3
ПС Тында	231.00	5.00
ПС Дипкун	225.02	2.28
ПС Тутаул	224.36	1.98
Название	V	dV, %
ПС Призейская	226.23	2.83
ПС Тунгала	227.11	3.23
ПС Февральская	223.10	1.41
ПС Уландочка	223.13	1.42
ПС Новокиевка	221.92	0.87
ПС Амурская 220	220.14	0.06
ПС Амурская 500	515.05	3.01
Амурская АТ ВН	500.40	0.08
Амурская АТ ВН	500.40	0.08
Амурская АТ НН	11.01	10.09
ПС Ледяная	220.65	0.29
ПС Ледяная/т	220.71	0.32
ПС Шимановск	221.59	0.72
ПСШимановск/т	221.06	0.48
ПС Мухинская/т	222.32	1.05
ПС НПС-24	222.51	1.14
ПС Сиваки/т	223.00	1.37
ПС Сиваки	223.07	1.40
ПС Чалганы	223.27	1.49
ПС Ключевая	224.27	1.94
ПС Сулус/т	223.76	1.71
ПС Магдагачи	223.96	1.80

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 15

1	2	3
ПС Талдан/т	222.46	1.12
ПС Ульручы	221.92	0.87
ПС Сквородино	222.82	1.28
ПС Светлая	230.49	4.77
ПС Энергия	230.81	4.91
Зейская ГЭС 220	231.00	5.00
Зейская ГЭС 500	525.00	5.00
Зейская ГЭС АТ ВН	524.67	4.93
Зейская ГЭС АТ НН	10.49	4.93
Бурейская ГЭС	500.00	
ПС Эльгауголь	221.06	0.48
АТ Эльгауголь ВН	220.15	0.07
АТ Эльгауголь ВН	220.15	0.07
АТ Эльгауголь СН	110.00	
АТ Эльгауголь НН	35.00	0.01
ПС Кун Манье	217.34	-1.21
ПС Кун Манье НН	10.50	5.00
ПС Кун Манье НН	10.50	5.00
ПС Эльгауголь СН	110.00	

Таблица 17 – Значения параметров сети в узлах схемы

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_25	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4	5	6	7	8
2	3	ПС Дипкун - ПС Тутаул	228	225	690.0	690.0	33.1
3	4	ПС Тутаул - ПС Призейская	238	227	690.0	690.0	34.5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8
4	7	ПС Призейская - ПС Тунгала	34	26	690.0	690.0	4.9
7	8	ПС Тунгала - ПС Февральская	28	72	690.0	690.0	10.4
8	9	ПС Февральская - ПС Уландочка	173	181	610.0	610.0	29.6
9	10	ПС Уландочка - ПС Новокиевка	183	194	610.0	610.0	31.9
10	11	ПС Новокиевка - ПС Амурская 220	208	219	610.0	610.0	36.0
14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	315	271	730.0	730.0	43.1
14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	315	271	730.0	730.0	43.1
11	16	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная	102	96	690.0	690.0	14.8
16	161	ПС Ледяная - ПС Ледяная/т	55	54	610.0	610.0	8.9
161	17	ПС Ледяная/т - ПС Шимановск	69	61	690.0	690.0	10.0
161	18	ПС Ледяная/т - ПСШимановск/т	71	66	690.0	690.0	10.3
17	19	ПС Шимановск - ПС Мухинская/т	49	39	690.0	690.0	7.2
18	19	ПСШимановск/т - ПС Мухинская/т	53	39	690.0	690.0	7.7
19	20	ПС Мухинская/т - ПС НПС-24	38	35	610.0	610.0	6.2
20	21	ПС НПС-24 - ПС Сиваки/т	24	10	610.0	610.0	3.9
19	21	ПС Мухинская/т - ПС Сиваки/т	30	14	690.0	690.0	4.3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8
21	22	ПС Сиваки/т - ПС Сиваки	33	32	610.0	610.0	5.5
21	23	ПС Сиваки/т - ПС Чалганы	18	12	610.0	610.0	3.0
22	24	ПС Сиваки - ПС Ключевая	34	16	690.0	690.0	4.9
24	33	ПС Ключевая - ПС Светлая	171	163	690.0	690.0	24.8
24	25	ПС Ключевая - ПС Сулус/т	56	58	610.0	610.0	9.6
25	26	ПС Сулус/т - ПС Магдагачи	33	27	610.0	610.0	5.3
24	26	ПС Ключевая - ПС Магдагачи	37	37	690.0	690.0	5.4
26	34	ПС Магдагачи - Зейская ГЭС 220	182	171	835.0	835.0	21.9
33	36	ПС Светлая - ПС Энергия	160	160	610.0	610.0	26.3
33	36	ПС Светлая - ПС Энергия	160	160	610.0	610.0	26.3
36	34	ПС Энергия - Зейская ГЭС 220	211	211	690.0	690.0	30.6
26	27	ПС Магдагачи - ПС Гонжа/т	103	106	690.0	690.0	15.3
26	28	ПС Магдагачи - ПС Талдан/т	77	80	610.0	610.0	13.1
27	28	ПС Гонжа/т - ПС Талдан/т	51	51	690.0	690.0	7.4
28	29	ПС Талдан/т - ПС Ульручьи	44	45	610.0	610.0	7.3
28	30	ПС Талдан/т - ПС Сковородино	41	32	690.0	690.0	5.9

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8
29	30	ПС Ульручи - ПС Сковородино	45	35	610.0	610.0	7.4
30	1	ПС Сковородино - ПС Тында	200	193	690.0	690.0	29.0
30	1	ПС Сковородино - ПС Тында	202	195	690.0	690.0	29.3
11	161	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная/т	105	100	690.0	690.0	15.3
23	24	ПС Чалганы - ПС Ключевая	64	58	610.0	610.0	10.5
14	141	ПС Амурская 500 - Бурейская ГЭС	416	464	730.0	730.0	63.6
34	4	Зейская ГЭС 220 - ПС Призейская	377	369	690.0	690.0	54.7
36	34	ПС Энергия - Зейская ГЭС 220	211	211	690.0	690.0	30.6
4	5	ПС Призейская - ПС Эльгауголь	189	180	690.0	690.0	27.3
4	5	ПС Призейская - ПС Эльгауголь	189	180	690.0	690.0	27.3
4	6	ПС Призейская - ПС Кун Манье	117	127	690.0	690.0	18.4
4	6	ПС Призейская - ПС Кун Манье	117	127	690.0	690.0	18.4

Таблица 18 – Значения параметров сети в ветвях схемы

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач
ЛЭП	1	2	ПС Тында - ПС Дипкун	14.18	63.35	-390.6		-89	32
ЛЭП	2	3	ПС Дипкун - ПС Тутаул	5.21	23.29	-143.6		-85	23
ЛЭП	3	4	ПС Тутаул - ПС Призейская	9.41	42.32	-261.3		-84	19

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7	8	1	2
ЛЭП	7	8	ПС Тунгала - ПС Февральская	16.33	71.49	-440.8		30	-11
ЛЭП	8	9	ПС Февральская - ПС Уландочка	10.14	34.61	-218.2		85	-22
ЛЭП	9	10	ПС Уландочка - ПС Новокиевка	11.69	39.91	-251.7		87	-27
ЛЭП	10	11	ПС Новокиевка - ПС Амурская 220	10.24	35.12	-221.0		95	-33
ЛЭП	14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	9.86	107.98	-1,364.5		141	232
ЛЭП	14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	9.95	109.25	-1,383.4		139	234
ЛЭП	11	16	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная	4.54	19.86	-122.2		-44	4
ЛЭП	16	161	ПС Ледяная - ПС Ледяная/т	0.30	1.33	-8.2		-23	2
ЛЭП	161	17	ПС Ледяная/т - ПС Шимановск	3.87	16.94	-104.3		-28	5
ЛЭП	161	18	ПС Ледяная/т - ПС Шимановск/т	3.57	15.62	-96.1		-33	-1
ЛЭП	17	19	ПС Шимановск - ПС Мухинская/т	5.16	22.61	-139.1		-22	0
ЛЭП	18	19	ПС Шимановск/т - ПС Мухинская/т	5.41	23.68	-145.7		-19	4
ЛЭП	19	20	ПС Мухинская/т - ПС НПС-24	1.71	6.13	-36.7		-19	-2
ЛЭП	20	21	ПС НПС-24 - ПС Сиваки/т	4.84	17.40	-104.0		-10	-4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7	8	1	2
ЛЭП	19	21	ПС Мухинская/т - ПС Сиваки/т	5.30	23.21	-142.8		-12	-3
ЛЭП	21	22	ПС Сиваки/т - ПС Сиваки	0.33	1.18	-7.1		-2	2
ЛЭП	21	23	ПС Сиваки/т - ПС Чалганы	2.92	10.48	-62.7		-8	-10
ЛЭП	22	24	ПС Сиваки - ПС Ключевая	7.60	33.43	-204.6		-1	2
ЛЭП	24	33	ПС Ключевая - ПС Светлая	11.05	48.18	-296.5		52	10
ЛЭП	24	25	ПС Ключевая - ПС Сулус/т	2.49	8.96	-53.6		-24	-14
ЛЭП	25	26	ПС Сулус/т - ПС Магдагачи	3.81	13.70	-81.9		-13	0
ЛЭП	24	26	ПС Ключевая - ПС Магдагачи	5.35	23.42	-144.1		-17	-4
ЛЭП	26	34	ПС Магдагачи - Зейская ГЭС 220	9.88	55.31	-355.6		58	17
ЛЭП	33	36	ПС Светлая - ПС Энергия	0.83	2.98	-17.8		58	2
ЛЭП	33	36	ПС Светлая - ПС Энергия	0.83	2.98	-17.8		58	2
ЛЭП	36	34	ПС Энергия - Зейская ГЭС 220	0.35	1.52	-9.3		78	4
ЛЭП	26	27	ПС Магдагачи - ПС Гонжа/т	3.52	15.42	-94.9		-38	-10
ЛЭП	26	28	ПС Магдагачи - ПС Талдан/т	7.62	33.33	-205.1		-28	-3
ЛЭП	27	28	ПС Гонжа/т - ПС Талдан/т	4.47	19.56	-120.4		-18	-1
ЛЭП	28	29	ПС Талдан/т - ПС Ульручьи	5.76	20.71	-123.8		-15	-2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7	8	1	2
ЛЭП	28	30	ПС Талдан/т - ПС Сквородино	6.79	29.73	-183.0		-11	5
ЛЭП	29	30	ПС Ульручи - ПС Сквородино	3.58	12.88	-77.0		1	14
ЛЭП	30	1	ПС Сквородино - ПС Тында	15.21	66.58	-409.7		77	13
ЛЭП	30	1	ПС Сквородино - ПС Тында	15.04	65.85	-405.2		78	13
Тр-р	351	34	Зейская ГЭС АТ ВН - Зейская ГЭС 220	0.39	113.50		0.440	-132	-42
Тр-р	351	352	Зейская ГЭС АТ ВН - Зейская ГЭС АТ НН	2.90			0.020	0	0
Тр-р	35	351	Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС АТ ВН	0.58	61.10	24.2	1.000	-132	-53
Тр-р	14	12	ПС Амурская 500 - Амурская АТ ВН	0.58	61.10	24.2	1.000	-191	-7
Тр-р	14	13	ПС Амурская 500 - Амурская АТ ВН	0.58	61.10	24.2	1.000	-191	-7
Тр-р	12	11	Амурская АТ ВН - ПС Амурская 220	0.39			0.440	-190	8
Тр-р	13	11	Амурская АТ ВН - ПС Амурская 220	0.39			0.440	-190	8

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7	8	1	2
Тр-р	13	131	Амурская АТ ВН - Амурская АТ НН	2.90	113.50		0.022	0	0
Тр-р	12	131	Амурская АТ ВН - Амурская АТ НН	2.90	113.50		0.022	0	0
ЛЭП	11	161	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная/т	4.54	19.86	-122.2		-45	4
ЛЭП	23	24	ПС Чалганы - ПС Ключевая	2.92	10.48	-62.7		6	2
ЛЭП	14	141	ПС Амурская 500 - Бурейская ГЭС	7.80	84.50	-502.3		394	-59
ЛЭП	36	34	ПС Энергия - Зейская ГЭС 220	0.35	1.52	-9.3		78	4
ЛЭП	4	5	ПС Призейская - ПС Эльгауголь	25.26	114.97	-707.5		-72	17
ЛЭП	4	5	ПС Призейская - ПС Эльгауголь	25.26	114.97	-707.5		-72	17
Тр-р	5	51	ПС Эльгауголь - АТ Эльгауголь ВН	0.55	59.20	11.8	1.000	-69	-7
Тр-р	5	52	ПС Эльгауголь - АТ Эльгауголь ВН	0.55	59.20	11.8	1.000	-69	-7
Тр-р	51	541	АТ Эльгауголь ВН - АТ Эльгауголь СН	0.48			0.500	-68	-1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 18

Тр-р	52	54	АТ Эльгауголь ВН - АТ Эльгауголь СН	0.48			0.500	-68	-1
Тр-р	51	534	АТ Эльгауголь ВН - АТ Эльгауголь НН	3.20	131.00		0.159	0	0
Тр-р	52	534	АТ Эльгауголь ВН - АТ Эльгауголь НН	3.20	131.00		0.159	0	0
Тр-р	6	61	ПС Кун Манье - ПС Кун Манье НН	1.90	63.50	13.2	0.047	-44	-21
Тр-р	6	62	ПС Кун Манье - ПС Кун Манье НН	1.90	63.50	13.2	0.047	-44	-21
ЛЭП	4	41	ПС Призейская - Рассечка 1	3.43	15.02	-92.4		-62	14
ЛЭП	42	7	Рассечка 2 - ПС Тунгала	10.95	47.92	-294.9		28	3
ЛЭП	41	6	Рассечка 1 - ПС Кун Манье	21.56	94.38	-580.8		-62	10
ЛЭП	42	6	Рассечка 2 - ПС Кун Манье	21.56	94.38	-580.8		-28	-3
ЛЭП	34	4	Зейская ГЭС 220 - ПС Призейская	18.02	78.85	-485.2		-131	33
Вык л	61	62	ПС Кун Манье НН - ПС Кун Манье НН					0	0
Вык л	54	541	АТ Эльгауголь СН - АТ Эльгауголь СН					0	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Таблица 19 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	V,кВ	dV, %
1	2	3
ПС Тында	225.00	2.27
ПС Дипкун	227.21	3.28
ПС Тугаул	227.42	3.37
ПС Призейская	226.79	3.09
ПС Тунгала	230.37	4.71
ПС Февральская	225.43	2.47
ПС Уландочка	225.41	2.46
ПС Новокиевка	224.57	2.08
ПС Амурская 220	223.52	1.60
ПС Амурская 500	510.00	2.00
Амурская АТ ВН	508.14	1.63
Амурская АТ ВН	508.14	1.63
Амурская АТ НН	11.09	10.89
ПС Ледяная	222.81	1.28
ПС Ледяная/т	222.79	1.27
ПС Шимановск	222.60	1.18
ПСШимановск/т	222.15	0.98
ПС Мухинская/т	221.91	0.87
ПС НПС-24	221.72	0.78
ПС Сиваки/т	221.12	0.51
ПС Сиваки	221.13	0.51
ПС Чалганы	220.56	0.25
ПС Ключевая	220.74	0.34
ПС Сулус/т	219.89	-0.05
ПС Магдагачи	219.59	-0.19
ПС Гонжа/т	218.15	-0.84
ПС Талдан/т	217.45	-1.16
ПС Ульручи	216.58	-1.55
ПС Скородино	217.32	-1.22
ПС Светлая	224.60	2.09
ПС Энергия	224.85	2.20
Зейская ГЭС 220	225.00	2.27

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 19

1	2	3
Зейская ГЭС 500	525.00	5.00
Зейская ГЭС АТ ВН	519.73	3.95
Зейская ГЭС АТ НН	10.39	3.95
Бурейская ГЭС	500.00	
ПС Эльгауголь	221.27	0.58
АТ Эльгауголь ВН	220.15	0.07
АТ Эльгауголь ВН	220.15	0.07
АТ Эльгауголь СН	110.00	
АТ Эльгауголь НН	35.00	0.01
ПС Кун Манье	220.04	0.02
ПС Кун Манье НН	10.17	1.69
Рассечка 1	226.62	3.01
Рассечка 2	229.96	4.53
ПС Кун Манье НН	10.17	1.69
АТ Эльгауголь СН	110.00	

Таблица 20 – Токовая нагрузка ВЛ

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_25	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	ПС Тында - ПС Дипкун	242	227	690.0	690.0	35.1
2	3	ПС Дипкун - ПС Тугаул	223	218	690.0	690.0	32.3
3	4	ПС Тугаул - ПС Призейская	218	211	690.0	690.0	31.5
7	8	ПС Тунгала - ПС Февральская	79	113	690.0	690.0	16.4
8	9	ПС Февральская - ПС Уландочка	223	231	610.0	610.0	37.9
9	10	ПС Уландочка - ПС Новокиевка	233	244	610.0	610.0	40.0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7	8
10	11	ПС Новокиевка - ПС Амурская 220	258	268	610.0	610.0	43.9
14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	307	207	730.0	730.0	42.0
14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	308	208	730.0	730.0	42.1
11	16	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная	113	112	690.0	690.0	16.4
16	161	ПС Ледяная - ПС Ледяная/т	60	60	610.0	610.0	9.9
161	17	ПС Ледяная/т - ПС Шимановск	73	71	690.0	690.0	10.6
161	18	ПС Ледяная/т - ПСШимановск/т	84	85	690.0	690.0	12.3
17	19	ПС Шимановск - ПС Мухинская/т	57	58	690.0	690.0	8.4
18	19	ПСШимановск/т - ПС Мухинская/т	51	49	690.0	690.0	7.4
19	20	ПС Мухинская/т - ПС НПС-24	48	49	610.0	610.0	8.0
20	21	ПС НПС-24 - ПС Сиваки/т	26	32	610.0	610.0	5.2
19	21	ПС Мухинская/т - ПС Сиваки/т	31	38	690.0	690.0	5.5
21	22	ПС Сиваки/т - ПС Сиваки	8	8	610.0	610.0	1.4
21	23	ПС Сиваки/т - ПС Чалганы	29	35	610.0	610.0	5.8
22	24	ПС Сиваки - ПС Ключевая	7	19	690.0	690.0	2.8
24	33	ПС Ключевая - ПС Светлая	141	137	690.0	690.0	20.4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7	8
24	25	ПС Ключевая - ПС Сулус/т	72	76	610.0	610.0	12.4
25	26	ПС Сулус/т - ПС Магдагачи	34	35	610.0	610.0	5.7
24	26	ПС Ключевая - ПС Магдагачи	45	52	690.0	690.0	7.5
26	34	ПС Магдагачи - Зейская ГЭС 220	160	151	835.0	835.0	19.1
33	36	ПС Светлая - ПС Энергия	149	149	610.0	610.0	24.4
33	36	ПС Светлая - ПС Энергия	149	149	610.0	610.0	24.4
36	34	ПС Энергия - Зейская ГЭС 220	201	201	690.0	690.0	29.2
26	27	ПС Магдагачи - ПС Гонжа/т	104	108	690.0	690.0	15.6
26	28	ПС Магдагачи - ПС Талдан/т	75	82	610.0	610.0	13.4
27	28	ПС Гонжа/т - ПС Талдан/т	48	51	690.0	690.0	7.4
28	29	ПС Талдан/т - ПС Ульручы	41	46	610.0	610.0	7.5
28	30	ПС Талдан/т - ПС Сквородино	32	29	690.0	690.0	4.7
29	30	ПС Ульручы - ПС Сквородино	37	28	610.0	610.0	6.1
30	1	ПС Сквородино - ПС Тында	207	202	690.0	690.0	30.0

Таблица 21 - Значения режимных характеристик рассматриваемого варианта

Тип	Но мер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Delta	Q_min	Q_max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ген	1	ПС Тында	220	33.0	10.4	280.0	18.3	225.0	-5.43	-1,000.0	1,000.0
Нагр	2	ПС Дипкун	220	1.8	0.2				-18.99		
Нагр	3	ПС Тутаул	220	0.2	0.1				-23.99		
Нагр	4	ПС Призейская	220	2.0	0.5				-32.97		
Нагр	7	ПС Тунгала	220	1.0	0.2				-28.72		
Нагр	8	ПС Февральская	220	54.5	10.5				-20.77		
Нагр	9	ПС Уландочка	220	0.9	0.5				-14.25		
Нагр	10	ПС Новокиевка	220	6.0	0.6				-6.74		
База	11	ПС Амурская 220	220	194.0	28.2	168.2	-42.3		-0.01		
Нагр	14	ПС Амурская 500	500	547.0	67.0			525.0	1.73		
Нагр	12	Амурская АТ ВН	500						-0.02		
Нагр	13	Амурская АТ ВН	500						-0.02		
Нагр	131	Амурская АТ НН	10						-0.02		
Нагр	16	ПС Ледяная	220	20.2	3.6				-0.86		
Нагр	161	ПС Ледяная/т	220	8.0	4.8				-0.88		
Нагр	17	ПС Шимановск	220	5.7	0.1				-1.29		
Нагр	18	ПСШимано вск/т	220	13.5	9.4				-1.33		

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагр	19	ПС Мухинская/ т	220	10.2	4.4				-1.64		
Нагр	20	ПС НПС-24	220	9.0	0.1				-1.71		
Нагр	21	ПС Сиваки/т	220	12.1	10.6				-1.72		
Нагр	22	ПС Сиваки	220	1.2	0.1				-1.71		
Нагр	23	ПС Чалганы	220	13.7	14.9				-1.66		
Нагр	24	ПС Ключевая	220	5.8	1.5				-1.47		
Нагр	25	ПС Сулус/т	220	11.4	16.3				-1.89		
Нагр	26	ПС Магдагачи	220	20.9	18.9				-2.40		
Нагр	27	ПС Гонжа/т	220	20.2	12.8				-3.91		
Нагр	28	ПС Талдан/т	220	20.2	22.3				-5.40		
Нагр	29	ПС Ульручы	220	16.3	21.6				-6.88		
Нагр	30	ПС Сковородин о	220	164.3	18.9				-7.63		
Нагр	33	ПС Светлая	220	62.6	6.2				4.27		
Нагр	36	ПС Энергия	220	40.6	5.3				4.54		
Ген	34	Зейская ГЭС 220	220	80.0	30.0	358.0	68.9	231.0	4.71	-1,000.0	1,000.0
Ген	35	Зейская ГЭС 500	500			496.0	219.7	525.0	6.72	-1,000.0	1,000.0
Нагр	351	Зейская ГЭС АТ ВН	500						6.02		
Нагр	352	Зейская ГЭС АТ НН	10						6.02		
Ген	141	Бурейская ГЭС	500			368.0	270.6	500.0	8.87	-1,000.0	1,000.0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагр	5	ПС Эльгауголь	220						-43.25		
Нагр	51	АТ Эльгауголь ВН	220						-48.11		
Нагр	52	АТ Эльгауголь ВН	220						-48.11		
Ген	54	АТ Эльгауголь СН	110	68.4	44.8		56.6	110.0	-48.11	-1,000.0	1,000.0
Нагр	534	АТ Эльгауголь НН	35						-48.11		
Нагр	6	ПС Кун Манье	220						-38.22		
Ген	61	ПС Кун Манье НН	10	43.8	17.5		13.8	10.5	-43.89	-1,000.0	1,000.0
Ген	62	ПС Кун Манье НН	10	43.8	17.5		13.8	10.5	-43.90	-1,000.0	1,000.0

Таблица 22 – Значения режимных характеристик ВЛ, трансформаторов ПС

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	8	10
ЛЭП	1	2	ПС Тында - ПС Дипкун	14.18	63.35	-390.6		-183	3
ЛЭП	2	3	ПС Дипкун - ПС Тугаул	5.21	23.29	-143.6		-171	26
ЛЭП	3	4	ПС Тугаул - ПС Призейская	9.41	42.32	-261.3		-168	34
ЛЭП	4	7	ПС Призейская - ПС Тунгала	9.41	42.32	-261.3		75	-27

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6	7	8	8	10
ЛЭП	7	8	ПС Тунгала - ПС Февральская	16.33	71.49	-440.8		77	-33
ЛЭП	8	9	ПС Февральская - ПС Уландочка	10.14	34.61	-218.2		134	-30
ЛЭП	9	10	ПС Уландочка - ПС Новокиевка	11.69	39.91	-251.7		140	-24
ЛЭП	10	11	ПС Новокиевка - ПС Амурская 220	10.24	35.12	-221.0		151	-17
ЛЭП	14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	9.86	107.98	- 1,364. 5		219	247
ЛЭП	14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	9.95	109.25	- 1,383. 4		217	249
ЛЭП	11	16	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная	4.54	19.86	-122.2		-34	12
ЛЭП	16	161	ПС Ледяная - ПС Ледяная/т	0.30	1.33	-8.2		-14	11
ЛЭП	161	17	ПС Ледяная/т - ПС Шимановск	3.87	16.94	-104.3		-18	14
ЛЭП	161	18	ПС Ледяная/т - ПСШимановск/т	3.57	15.62	-96.1		-23	8
ЛЭП	17	19	ПС Шимановск - ПС Мухинская/т	5.16	22.61	-139.1		-12	9
ЛЭП	18	19	ПСШимановск/т - ПС Мухинская/т	5.41	23.68	-145.7		-9	13
ЛЭП	19	20	ПС Мухинская/т - ПС НПС-24	1.71	6.13	-36.7		-9	7

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6	7	8	8	10
ЛЭП	20	21	ПС НПС-24 - ПС Сиваки/т	4.84	17.40	-104.0		0	5
ЛЭП	19	21	ПС Мухинская/т - ПС Сиваки/т	5.30	23.21	-142.8		-2	7
ЛЭП	21	22	ПС Сиваки/т - ПС Сиваки	0.33	1.18	-7.1		6	9
ЛЭП	21	23	ПС Сиваки/т - ПС Чалганы	2.92	10.48	-62.7		5	1
ЛЭП	22	24	ПС Сиваки - ПС Ключевая	7.60	33.43	-204.6		7	9
ЛЭП	24	33	ПС Ключевая - ПС Светлая	11.05	48.18	-296.5		108	15
ЛЭП	24	25	ПС Ключевая - ПС Сулус/т	2.49	8.96	-53.6		-42	-6
ЛЭП	25	26	ПС Сулус/т - ПС Магдагачи	3.81	13.70	-81.9		-31	8
ЛЭП	24	26	ПС Ключевая - ПС Магдагачи	5.35	23.42	-144.1		-35	2
ЛЭП	26	34	ПС Магдагачи - Зейская ГЭС 220	9.88	55.31	-355.6		116	20
ЛЭП	33	36	ПС Светлая - ПС Энергия	0.83	2.98	-17.8		87	8
ЛЭП	33	36	ПС Светлая - ПС Энергия	0.83	2.98	-17.8		87	8
ЛЭП	36	34	ПС Энергия - Зейская ГЭС 220	0.35	1.52	-9.3		107	11
ЛЭП	26	27	ПС Магдагачи - ПС Гонжа/т	3.52	15.42	-94.9		-84	-4
ЛЭП	26	28	ПС Магдагачи - ПС Талдан/т	7.62	33.33	-205.1		-76	3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6	7	8	8	10
ЛЭП	27	28	ПС Гонжа/т - ПС Талдан/т	4.47	19.56	-120.4		-63	6
ЛЭП	28	29	ПС Талдан/т - ПС Ульручьи	5.76	20.71	-123.8		-58	7
ЛЭП	28	30	ПС Талдан/т - ПС Сквородино	6.79	29.73	-183.0		-60	14
ЛЭП	29	30	ПС Ульручьи - ПС Сквородино	3.58	12.88	-77.0		-42	24
ЛЭП	30	1	ПС Сквородино - ПС Тында	15.21	66.58	-409.7		32	24
ЛЭП	30	1	ПС Сквородино - ПС Тында	15.04	65.85	-405.2		32	24
Тр-р	351	34	Зейская ГЭС АТ ВН - Зейская ГЭС 220	0.39	113.50		0.440	-55	0
Тр-р	351	352	Зейская ГЭС АТ ВН - Зейская ГЭС АТ НН	2.90			0.020	0	0
Тр-р	35	351	Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС АТ ВН	0.58	61.10	24.2	1.000	-56	-7
Тр-р	14	12	ПС Амурская 500 - Амурская АТ ВН	0.58	61.10	24.2	1.000	-126	-28
Тр-р	14	13	ПС Амурская 500 - Амурская АТ ВН	0.58	61.10	24.2	1.000	-126	-28
Тр-р	12	11	Амурская АТ ВН - ПС Амурская 220	0.39			0.440	-125	-18
Тр-р	13	11	Амурская АТ ВН - ПС Амурская 220	0.39			0.440	-125	-18

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6	7	8	8	10
Тр-р	13	131	Амурская АТ ВН - Амурская АТ НН	2.90	113.50		0.022	0	0
Тр-р	12	131	Амурская АТ ВН - Амурская АТ НН	2.90	113.50		0.022	0	0
ЛЭП	11	161	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная/т	4.54	19.86	-122.2		-35	13
ЛЭП	23	24	ПС Чалганы - ПС Ключевая	2.92	10.48	-62.7		18	13
ЛЭП	14	141	ПС Амурская 500 - Бурейская ГЭС	7.80	84.50	-502.3		363	-9
ЛЭП	34	4	Зейская ГЭС 220 - ПС Призейская	18.02	78.85	-485.2			
ЛЭП	36	34	ПС Энергия - Зейская ГЭС 220	0.35	1.52	-9.3		107	11
ЛЭП	4	5	ПС Призейская - ПС Эльгауголь	25.26	114.97	-707.5		-72	26
ЛЭП	4	5	ПС Призейская - ПС Эльгауголь	25.26	114.97	-707.5		-72	26
Тр-р	5	51	ПС Эльгауголь - АТ Эльгауголь ВН	0.55	59.20	11.8	1.000	-69	5
Тр-р	5	52	ПС Эльгауголь - АТ Эльгауголь ВН	0.55	59.20	11.8	1.000	-69	5
Тр-р	51	54	АТ Эльгауголь ВН - АТ Эльгауголь СН	0.48			0.500	-68	12
Тр-р	52	541	АТ Эльгауголь ВН - АТ Эльгауголь СН	0.48			0.500	-68	12

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6	7	8	8	10
Тр-р	51	534	АТ Эльгауголь ВН - АТ Эльгауголь НН	3.20	131.00		0.159	0	0
Тр-р	52	534	АТ Эльгауголь ВН - АТ Эльгауголь НН	3.20	131.00		0.159	0	0
ЛЭП	4	6	ПС Призейская - ПС Кун Манье	26.14	93.96	-516.6		-46	11
ЛЭП	4	6	ПС Призейская - ПС Кун Манье	26.14	93.96	-516.6		-46	11
Тр-р	6	61	ПС Кун Манье - ПС Кун Манье НН	3.90	100.70	9.5	0.050	-44	-9
Тр-р	6	62	ПС Кун Манье - ПС Кун Манье НН	3.90	100.70	9.5	0.050	-44	-9
Выкл	61	62	ПС Кун Манье НН - ПС Кун Манье НН						
Выкл	54	541	АТ Эльгауголь СН - АТ Эльгауголь СН						

Таблица 23 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	V,кВ	dV, %
1	2	3
ПС Тында	225.00	2.27
ПС Дипкун	217.71	-1.04
ПС Тутаул	216.87	-1.42
ПС Призейская	217.72	-1.04
ПС Тунгала	215.17	-2.20
ПС Февральская	208.75	-5.12
ПС Уландочка	210.85	-4.16

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 23

1	2	3
ПС Новокиевка	214.83	-2.35
ПС Амурская 220	220.00	
ПС Амурская 500	502.66	0.53
Амурская АТ ВН	500.10	0.02
Амурская АТ ВН	500.10	0.02
Амурская АТ НН	11.00	10.02
ПС Ледяная	220.17	0.08
ПС Ледяная/т	220.22	0.10
ПС Шимановск	220.80	0.37
ПСШимановск/т	220.29	0.13
ПС Мухинская/т	221.14	0.52
ПС НПС-24	221.23	0.56
ПС Сиваки/т	221.43	0.65
ПС Сиваки	221.48	0.67
ПС Чалганы	221.48	0.67
ПС Ключевая	222.27	1.03
ПС Сулус/т	221.49	0.68
ПС Магдагачи	221.32	0.60
ПС Гонжа/т	219.60	-0.18
ПС Талдан/т	218.68	-0.60
ПС Ульручьи	217.63	-1.08
ПС Сковородино	218.31	-0.77
ПС Светлая	230.35	4.70
ПС Энергия	230.77	4.89

Таблица 24 – Токовая загрузка ВЛ

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_25	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	ПС Тында - ПС Дипкун	436	432	690.0	690.0	63.2
2	3	ПС Дипкун - ПС Тутаул	427	425	690.0	690.0	62.0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5	6	7	8
3	4	ПС Тугаул - ПС Призейская	424	417	690.0	690.0	61.5
4	7	ПС Призейская - ПС Тунгала	247	261	690.0	690.0	37.8
7	8	ПС Тунгала - ПС Февральская	263	286	690.0	690.0	41.4
8	9	ПС Февральская - ПС Уландочка	421	426	610.0	610.0	69.8
9	10	ПС Уландочка - ПС Новокиевка	428	432	610.0	610.0	70.8
10	11	ПС Новокиевка - ПС Амурская 220	448	450	610.0	610.0	73.7
14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	372	251	730.0	730.0	50.9
14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	371	250	730.0	730.0	50.9
11	16	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная	128	125	690.0	690.0	18.6
16	161	ПС Ледяная - ПС Ледяная/т	77	76	610.0	610.0	12.5
161	17	ПС Ледяная/т - ПС Шимановск	91	86	690.0	690.0	13.2
161	18	ПС Ледяная/т - ПСШимановск/т	98	96	690.0	690.0	14.2
17	19	ПС Шимановск - ПС Мухинская/т	72	67	690.0	690.0	10.5
18	19	ПСШимановск/т - ПС Мухинская/т	71	62	690.0	690.0	10.3
19	20	ПС Мухинская/т - ПС НПС-24	61	60	610.0	610.0	10.0
20	21	ПС НПС-24 - ПС Сиваки/т	38	34	610.0	610.0	6.2
19	21	ПС Мухинская/т - ПС Сиваки/т	46	41	690.0	690.0	6.7

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5	6	7	8
21	22	ПС Сиваки/т - ПС Сиваки	29	28	610.0	610.0	4.7
21	23	ПС Сиваки/т - ПС Чалганы	33	31	610.0	610.0	5.4
22	24	ПС Сиваки - ПС Ключевая	27	8	690.0	690.0	3.9
24	33	ПС Ключевая - ПС Светлая	305	300	690.0	690.0	44.1
24	25	ПС Ключевая - ПС Сулус/т	156	157	610.0	610.0	25.7
25	26	ПС Сулус/т - ПС Магдагачи	129	127	610.0	610.0	21.1
24	26	ПС Ключевая - ПС Магдагачи	135	135	690.0	690.0	19.6
26	34	ПС Магдагачи - Зейская ГЭС 220	347	340	835.0	835.0	41.5
33	36	ПС Светлая - ПС Энергия	229	229	610.0	610.0	37.5
33	36	ПС Светлая - ПС Энергия	229	229	610.0	610.0	37.5
36	34	ПС Энергия - Зейская ГЭС 220	280	280	690.0	690.0	40.6
26	27	ПС Магдагачи - ПС Гонжа/т	283	283	690.0	690.0	41.0
26	28	ПС Магдагачи - ПС Талдан/т	267	265	610.0	610.0	43.7
27	28	ПС Гонжа/т - ПС Талдан/т	232	230	690.0	690.0	33.6
28	29	ПС Талдан/т - ПС Ульручьи	216	214	610.0	610.0	35.4
28	30	ПС Талдан/т - ПС Сковородино	234	229	690.0	690.0	33.9
29	30	ПС Ульручьи - ПС Сковородино	189	185	610.0	610.0	31.0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5	6	7	8
30	1	ПС Сквородино - ПС Тында	89	40	690.0	690.0	12.9
30	1	ПС Сквородино - ПС Тында	89	41	690.0	690.0	13.0
11	161	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная/г	133	130	690.0	690.0	19.3
23	24	ПС Чалганы - ПС Ключевая	42	34	610.0	610.0	6.9
14	141	ПС Амурская 500 - Бурейская ГЭС	416	438	730.0	730.0	59.9
34	4	Зейская ГЭС 220 - ПС Призейская			690.0	690.0	
36	34	ПС Энергия - Зейская ГЭС 220	280	280	690.0	690.0	40.6
4	5	ПС Призейская - ПС Эльгауголь	204	182	690.0	690.0	29.6
4	5	ПС Призейская - ПС Эльгауголь	204	182	690.0	690.0	29.6
4	6	ПС Призейская - ПС Кун Манье	125	122	690.0	690.0	18.2
4	6	ПС Призейская - ПС Кун Манье	125	122	690.0	690.0	18.2

Таблица 25 - Значения режимных характеристик рассматриваемого варианта

Тип	Но мер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta	Q_min	Q_max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ген	1	ПС Тында	220	33.0	10.4	220.0	52.8	238.0	-15.78	1,000.0	-1,000.0
Нагр	2	ПС Дипкун	220	1.8	0.2				-27.83		
Нагр	3	ПС Тугаул	220	0.2	0.1				-32.33		
Нагр	4	ПС Призейская	220	2.0	0.5				-40.58		

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагр	7	ПС Тунгала	220	1.0	0.2				-28.96		
Нагр	8	ПС Февральская	220	54.5	10.5				-21.67		
Нагр	9	ПС Уландочка	220	0.9	0.5				-15.72		
Нагр	10	ПС Новокиевка	220	6.0	0.6				-8.95		
Нагр	11	ПС Амурская 220	220	194.0	28.2				-2.90		
База	14	ПС Амурская 500	500	547.0	67.0	204.6	426.1	525.0	0.02		
Нагр	12	Амурская АТ ВН	500						-2.90		
Нагр	13	Амурская АТ ВН	500						-2.90		
Нагр	131	Амурская АТ НН	10						-2.86		
Нагр	16	ПС Ледяная	220	20.2	3.6				-4.12		
Нагр	161	ПС Ледяная/т	220	8.0	4.8				-4.18		
Нагр	17	ПС Шимановск	220	5.7	0.1				-4.93		
Нагр	18	ПСШимано вск/т	220	13.5	9.4				-4.94		
Нагр	19	ПС Мухинская/ т	220	10.2	4.4				-5.76		
Нагр	20	ПС НПС-24	220	9.0	0.1				-5.97		
Нагр	21	ПС Сиваки/т	220	12.1	10.6				-6.36		
Нагр	22	ПС Сиваки	220	1.2	0.1				-6.37		
Нагр	23	ПС Чалганы	220	13.7	14.9				-6.59		

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагр	25	ПС Сулус/т	220	11.4	16.3				-7.34		
Нагр	26	ПС Магдагачи	220	20.9	18.9				-8.19		
Нагр	27	ПС Гонжа/т	220	20.2	12.8				-10.14		
Нагр	28	ПС Талдан/т	220	20.2	22.3				-12.23		
Нагр	29	ПС Ульручы	220	16.3	21.6				-14.31		
Нагр	30	ПС Сковородин о	220	164.3	18.9				-15.44		
Нагр	33	ПС Светлая	220	62.6	6.2				-0.89		
Нагр	36	ПС Энергия	220	40.6	5.3				-0.62		
Ген	34	Зейская ГЭС 220	220	80.0	30.0	294.4	110.7	238.0	-0.45	1,000.0	-1,000.0
Ген	35	Зейская ГЭС 500	500			552.0	-38.0	525.0	4.64	1,000.0	-1,000.0
Нагр	351	Зейская ГЭС АТ ВН	500						2.82		
Нагр	352	Зейская ГЭС АТ НН	10						2.82		
Ген	141	Бурейская ГЭС	500			400.0	140.1	500.0	7.68	1,000.0	-1,000.0
Нагр	5	ПС Эльгауголь	220						-50.23		
Нагр	51	АТ Эльгауголь ВН	220						-55.02		
Нагр	52	АТ Эльгауголь ВН	220						-55.02		
Ген	54	АТ Эльгауголь СН	110	68.4	44.8		47.8	110.0	-55.02	1,000.0	-1,000.0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 25

Нагр	534	АТ Эльгауголь НН	35						-55.02		
Нагр	6	ПС Кун Манье	220						-42.20		
Нагр	61	ПС Кун Манье НН	10	43.8	17.5				-45.91		
Нагр	41	Рассечка 1	220						-40.85		
Нагр	42	Рассечка 2	220						-33.51		
Нагр	62	ПС Кун Манье НН	10	43.8	17.5				-45.91		
Ген	541	АТ Эльгауголь СН	110	68.4	44.8		47.8	110.0	-55.02	1,000.0	-1,000.0

Таблица 26 – Значения режимных характеристик ВЛ, трансформаторов ПС

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	1	2	ПС Тында - ПС Дипкун	14.18	63.35	-390.6		-182	-3
ЛЭП	2	3	ПС Дипкун - ПС Тутаул	5.21	23.29	-143.6		-172	14
ЛЭП	3	4	ПС Тутаул - ПС Призейская	9.41	42.32	-261.3		-169	20
ЛЭП	7	8	ПС Тунгала - ПС Февральская	16.33	71.49	-440.8		75	-19
ЛЭП	8	9	ПС Февральская - ПС Уландочка	10.14	34.61	-218.2		132	-19
ЛЭП	9	10	ПС Уландочка - ПС Новокиевка	11.69	39.91	-251.7		137	-15
ЛЭП	10	11	ПС Новокиевка - ПС Амурская 220	10.24	35.12	-221.0		148	-10

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	9.95	109.25	- 1,383.4		201	164
ЛЭП	11	16	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная	4.54	19.86	-122.2		-53	18
ЛЭП	16	161	ПС Ледяная - ПС Ледяная/т	0.30	1.33	-8.2		-32	16
ЛЭП	161	17	ПС Ледяная/т - ПС Шимановск	3.87	16.94	-104.3		-37	20
ЛЭП	161	18	ПС Ледяная/т - ПСШимановск/т	3.57	15.62	-96.1		-42	14
ЛЭП	17	19	ПС Шимановск - ПС Мухинская/т	5.16	22.61	-139.1		-31	15
ЛЭП	18	19	ПСШимановск/т - ПС Мухинская/т	5.41	23.68	-145.7		-28	19
ЛЭП	19	20	ПС Мухинская/т - ПС НПС-24	1.71	6.13	-36.7		-27	13
ЛЭП	20	21	ПС НПС-24 - ПС Сиваки/т	4.84	17.40	-104.0		-18	11
ЛЭП	19	21	ПС Мухинская/т - ПС Сиваки/т	5.30	23.21	-142.8		-22	12
ЛЭП	21	22	ПС Сиваки/т - ПС Сиваки	0.33	1.18	-7.1		-9	13
ЛЭП	21	23	ПС Сиваки/т - ПС Чалганы	2.92	10.48	-62.7		-19	8
ЛЭП	22	24	ПС Сиваки - ПС Ключевая	7.60	33.43	-204.6		-8	12
ЛЭП	24	33	ПС Ключевая - ПС Светлая	11.05	48.18	-296.5		115	9
ЛЭП	24	25	ПС Ключевая - ПС Сулус/т	2.49	8.96	-53.6		-65	2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	25	26	ПС Сулус/т - ПС Магдагачи	3.81	13.70	-81.9		-53	16
ЛЭП	24	26	ПС Ключевая - ПС Магдагачи	5.35	23.42	-144.1		-57	9
ЛЭП	26	34	ПС Магдагачи - Зейская ГЭС 220	9.88	55.31	-355.6		133	11
ЛЭП	33	36	ПС Светлая - ПС Энергия	0.83	2.98	-17.8		90	5
ЛЭП	33	36	ПС Светлая - ПС Энергия	0.83	2.98	-17.8		90	5
ЛЭП	36	34	ПС Энергия - Зейская ГЭС 220	0.35	1.52	-9.3		111	7
ЛЭП	26	27	ПС Магдагачи - ПС Гонжа/т	3.52	15.42	-94.9		-114	8
ЛЭП	26	28	ПС Магдагачи - ПС Талдан/т	7.62	33.33	-205.1		-108	16
ЛЭП	27	28	ПС Гонжа/т - ПС Талдан/т	4.47	19.56	-120.4		-93	20
ЛЭП	28	29	ПС Талдан/т - ПС Ульручьи	5.76	20.71	-123.8		-86	22
ЛЭП	28	30	ПС Талдан/т - ПС Сквородино	6.79	29.73	-183.0		-93	30
ЛЭП	29	30	ПС Ульручьи - ПС Сквородино	3.58	12.88	-77.0		-69	40
ЛЭП	30	1	ПС Сквородино - ПС Тында	15.21	66.58	-409.7		2	41
ЛЭП	30	1	ПС Сквородино - ПС Тында	15.04	65.85	-405.2		2	41
Тр-р	351	34	Зейская ГЭС АТ ВН - Зейская ГЭС 220	0.39	113.50		0.440	-144	47
Тр-р	351	352	Зейская ГЭС АТ ВН - Зейская ГЭС АТ НН	2.90			0.020	0	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	35	351	Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС АТ ВН	0.58	61.10	24.2	1.000	-145	36
Тр-р	14	12	ПС Амурская 500 - Амурская АТ ВН	0.58	61.10	24.2	1.000	-228	-69
Тр-р	14	13	ПС Амурская 500 - Амурская АТ ВН	0.58	61.10	24.2	1.000	-228	-69
Тр-р	12	11	Амурская АТ ВН - ПС Амурская 220	0.39			0.440	-227	7
Тр-р	13	11	Амурская АТ ВН - ПС Амурская 220	0.39			0.440	-227	7
Тр-р	13	131	Амурская АТ ВН - Амурская АТ НН	2.90	113.50		0.022	0	-57
Тр-р	12	131	Амурская АТ ВН - Амурская АТ НН	2.90	113.50		0.022	0	-57
ЛЭП	11	161	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная/т	4.54	19.86	-122.2		-55	19
ЛЭП	23	24	ПС Чалганы - ПС Ключевая	2.92	10.48	-62.7		-5	20
ЛЭП	14	141	ПС Амурская 500 - Бурейская ГЭС	7.80	84.50	-502.3		393	-150
ЛЭП	36	34	ПС Энергия - Зейская ГЭС 220	0.35	1.52	-9.3		111	7
ЛЭП	4	5	ПС Призейская - ПС Эльгауголь	25.26	114.97	-707.5		-72	20

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	5	51	ПС Эльгауголь - АТ Эльгауголь ВН	0.55	59.20	11.8	1.000	-69	-3
Тр-р	5	52	ПС Эльгауголь - АТ Эльгауголь ВН	0.55	59.20	11.8	1.000	-69	-3
Тр-р	51	541	АТ Эльгауголь ВН - АТ Эльгауголь СН	0.48			0.500	-68	3
Тр-р	52	54	АТ Эльгауголь ВН - АТ Эльгауголь СН	0.48			0.500	-68	3
Тр-р	51	534	АТ Эльгауголь ВН - АТ Эльгауголь НН	3.20	131.00		0.159	0	0
Тр-р	52	534	АТ Эльгауголь ВН - АТ Эльгауголь НН	3.20	131.00		0.159	0	0
Тр-р	6	61	ПС Кун Манье - ПС Кун Манье НН	1.90	63.50	13.2	0.050	-44	-22
Тр-р	6	62	ПС Кун Манье - ПС Кун Манье НН	1.90	63.50	13.2	0.050	-44	-22
ЛЭП	4	41	ПС Призейская - Рассечка 1	3.43	15.02	-92.4		-18	-9
ЛЭП	42	7	Рассечка 2 - ПС Тунгала	10.95	47.92	-294.9		73	-11
ЛЭП	41	6	Рассечка 1 - ПС Кун Манье	21.56	94.38	-580.8		-18	-14
ЛЭП	42	6	Рассечка 2 - ПС Кун Манье	21.56	94.38	-580.8		-73	11
ЛЭП	34	4	Зейская ГЭС 220 - ПС Призейская	18.02	78.85	-485.2			

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Выкл	61	62	ПС Кун Манье НН - ПС Кун Манье НН						
Выкл	54	541	АТ Эльгауголь СН - АТ Эльгауголь СН					0	0

Таблица 27 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	V,кВ	dV, %
1	2	3
ПС Тында	238.00	8.18
ПС Дипкун	228.55	3.89
ПС Тутаул	226.35	2.89
ПС Призейская	224.09	1.86
ПС Тунгала	215.77	-1.92
ПС Февральская	213.56	-2.93
ПС Уландочка	217.16	-1.29
ПС Новокиевка	222.31	1.05
ПС Амурская 220	227.93	3.61
ПС Амурская 500	525.00	5.00
Амурская АТ ВН	518.20	3.64
Амурская АТ ВН	518.20	3.64
Амурская АТ НН	11.13	11.28
ПС Ледяная	228.19	3.72
ПС Ледяная/т	228.24	3.75
ПС Шимановск	228.91	4.05
ПСШимановск/т	228.41	3.82
ПС Мухинская/т	229.35	4.25
ПС НПС-24	229.46	4.30
ПС Сиваки/т	229.69	4.40
Название	V,кВ	dV, %
ПС Сиваки	229.74	4.43
ПС Чалганы	229.74	4.43

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 27

ПС Ключевая	230.50	4.77
ПС Сулус/т	229.83	4.47
ПС Магдагачи	229.80	4.45
ПС Гонжа/т	228.54	3.88
ПС Талдан/т	228.28	3.77
ПС Ульручы	227.98	3.63
ПС Сквородино	229.10	4.14
ПС Светлая	237.41	7.91
ПС Энергия	237.79	8.09
Зейская ГЭС 220	238.00	8.18
Зейская ГЭС 500	525.00	5.00
Зейская ГЭС АТ ВН	530.02	6.00
Зейская ГЭС АТ НН	10.60	6.00
Бурейская ГЭС	500.00	
ПС Эльгауголь	220.27	0.12
АТ Эльгауголь ВН	220.15	0.07
АТ Эльгауголь ВН	220.15	0.07
АТ Эльгауголь СН	110.00	
АТ Эльгауголь НН	35.00	0.01
ПС Кун Манье	209.47	-4.79
ПС Кун Манье НН	10.20	2.04
Рассечка 1	223.04	1.38
Рассечка 2	215.39	-2.10
ПС Кун Манье НН	10.20	2.04
АТ Эльгауголь СН	110.00	

Таблица 28 – Токовая загрузка ВЛ

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Идоп_25	Идоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	ПС Тында - ПС Дипкун	442	441	690.0	690.0	64.1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 26

2	3	ПС Дипкун - ПС Тутаул	436	435	690.0	690.0	63.2
3	4	ПС Тутаул - ПС Призейская	434	429	690.0	690.0	62.9
7	8	ПС Тунгала - ПС Февральская	207	224	690.0	690.0	32.4
8	9	ПС Февральская - ПС Уландочка	360	363	610.0	610.0	59.6
9	10	ПС Уландочка - ПС Новокиевка	366	369	610.0	610.0	60.4
10	11	ПС Новокиевка - ПС Амурская 220	384	385	610.0	610.0	63.2
14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	285	314	730.0	730.0	43.0
14	35	ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	285	314	730.0	730.0	43.0
11	16	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная	141	136	690.0	690.0	20.4
16	161	ПС Ледяная - ПС Ледяная/т	91	91	610.0	610.0	14.9
161	17	ПС Ледяная/т - ПС Шимановск	106	100	690.0	690.0	15.4
161	18	ПС Ледяная/т - ПСШимановск/т	112	108	690.0	690.0	16.2
17	19	ПС Шимановск - ПС Мухинская/т	87	81	690.0	690.0	12.6
18	19	ПСШимановск/т - ПС Мухинская/т	86	77	690.0	690.0	12.5
19	20	ПС Мухинская/т - ПС НПС-24	76	74	610.0	610.0	12.4
20	21	ПС НПС-24 - ПС Сиваки/т	54	48	610.0	610.0	8.8
19	21	ПС Мухинская/т - ПС Сиваки/т	62	56	690.0	690.0	9.0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8
21	22	ПС Сиваки/т - ПС Сиваки	39	38	610.0	610.0	6.4
21	23	ПС Сиваки/т - ПС Чалганы	52	49	610.0	610.0	8.5
22	24	ПС Сиваки - ПС Ключевая	37	20	690.0	690.0	5.3
24	33	ПС Ключевая - ПС Светлая	290	288	690.0	690.0	42.0
24	25	ПС Ключевая - ПС Сулус/т	163	163	610.0	610.0	26.7
25	26	ПС Сулус/т - ПС Магдагачи	140	137	610.0	610.0	23.0
24	26	ПС Ключевая - ПС Магдагачи	145	143	690.0	690.0	21.1
26	34	ПС Магдагачи - Зейская ГЭС 220	336	333	835.0	835.0	40.3
33	36	ПС Светлая - ПС Энергия	220	220	610.0	610.0	36.1
33	36	ПС Светлая - ПС Энергия	220	220	610.0	610.0	36.1
36	34	ПС Энергия - Зейская ГЭС 220	270	270	690.0	690.0	39.1
26	27	ПС Магдагачи - ПС Гонжа/т	288	288	690.0	690.0	41.8
26	28	ПС Магдагачи - ПС Талдан/т	275	272	610.0	610.0	45.1
27	28	ПС Гонжа/т - ПС Талдан/т	241	238	690.0	690.0	34.9
28	29	ПС Талдан/т - ПС Ульручьи	225	221	610.0	610.0	36.9
28	30	ПС Талдан/т - ПС Сковородино	246	239	690.0	690.0	35.7
29	30	ПС Ульручьи - ПС Сковородино	202	197	610.0	610.0	33.2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8
30	1	ПС Сквородино - ПС Тында	104	49	690.0	690.0	15.0
11	161	ПС Амурская 220 - ПС Ледяная/т	147	142	690.0	690.0	21.3
23	24	ПС Чалганы - ПС Ключевая	51	43	610.0	610.0	8.4
14	141	ПС Амурская 500 - Бурейская ГЭС	463	527	730.0	730.0	72.2
36	34	ПС Энергия - Зейская ГЭС 220	270	270	690.0	690.0	39.1
4	5	ПС Призейская - ПС Эльгауголь	192	180	690.0	690.0	27.8
4	5	ПС Призейская - ПС Эльгауголь	192	180	690.0	690.0	27.8
4	41	ПС Призейская - Рассечка 1	52	59	690.0	690.0	8.5
42	7	Рассечка 2 - ПС Тунгала	197	205	690.0	690.0	29.7
41	6	Рассечка 1 - ПС Кун Манье	59	117	690.0	690.0	17.0
42	6	Рассечка 2 - ПС Кун Манье	197	194	690.0	690.0	28.6
34	4	Зейская ГЭС 220 - ПС Призейская			690.0	690.0	

Таблица 32 - Узлы/Несим/ИД

№ п/п	Тип	№ узла	Название	Уном
1	2	3	4	5
1	зак	1	ПС Тында	220
2	зак	2	ПС Дипкун	220
3	зак	3	ПС Тутаул	220

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4	5
4	зак	4	ПС Призейская	220
5	зак	7	ПС Тунгала	220
6	зак	8	ПС Февральская	220
7	зак	9	ПС Уландочка	220
8	зак	10	ПС Новокиевка	220
9	зак	11	ПС Амурская 220	220
10	зак	14	ПС Амурская 500	500
11	у	12	Амурская АТ ВН	500
12	у	13	Амурская АТ ВН	500
13	у	131	Амурская АТ НН	10
14	зак	16	ПС Ледяная	220
15	зак	161	ПС Ледяная/т	220
16	зак	17	ПС Шимановск	220
17	зак	18	ПСШимановск/т	220
18	зак	19	ПС Мухинская/т	220
19	зак	20	ПС НПС-24	220
20	зак	21	ПС Сиваки/т	220
21	зак	22	ПС Сиваки	220
22	зак	23	ПС Чалганы	220
23	зак	24	ПС Ключевая	220
24	зак	25	ПС Сулус/т	220
25	зак	26	ПС Магдагачи	220
26	зак	27	ПС Гонжа/т	220
27	зак	28	ПС Талдан/т	220
28	зак	29	ПС Ульручи	220
29	зак	30	ПС Скородино	220
30	зак	33	ПС Светлая	220
31	зак	36	ПС Энергия	220

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4	5
32	зак	34	Зейская ГЭС 220	220
33	зак	35	Зейская ГЭС 500	500
34	у	351	Зейская ГЭС АТ ВН	500
35	у	352	Зейская ГЭС АТ НН	10
36	у	141	Бурейская ГЭС	500
37	зак	5	ПС Эльгауголь	220
38	у	51	АТ Эльгауголь ВН	220
39	у	52	АТ Эльгауголь ВН	220
40	у	54	АТ Эльгауголь СН	110
41	у	534	АТ Эльгауголь НН	35
42	зак	6	ПС Кун Манье	220
43	у	61		10
44	у	41	Рассечка 1	220
45	у	42	Рассечка 2	220

Таблица 33 – Ветви/Несим/ИД

Название	X	X0	Кт/г
1	2	3	4
ПС Тында - ПС Дипкун	63.35	190.090	
ПС Дипкун - ПС Тутаул	23.29	69.884	
ПС Тутаул - ПС Призейская	42.32	127.027	
ПС Тунгала - ПС Февральская	71.49	214.414	
ПС Февральская - ПС Уландочка	34.61	103.830	
ПС Уландочка - ПС Новокиевка	39.91	119.730	
ПС Новокиевка - ПС Амурская 220	35.12	105.360	
ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	107.98	323.940	
ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	109.25	327.750	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4
ПС Амурская 220 - ПС Ледяная	19.86	59.580	
ПС Ледяная - ПС Ледяная/т	1.33	3.990	
ПС Ледяная/т - ПС Шимановск	16.94	50.820	
ПС Ледяная/т - ПСШимановск/т	15.62	46.860	
ПС Шимановск - ПС Мухинская/т	22.61	67.830	
ПСШимановск/т - ПС Мухинская/т	23.68	71.040	
ПС Мухинская/т - ПС НПС-24	6.13	18.390	
ПС НПС-24 - ПС Сиваки/т	17.40	52.200	
ПС Мухинская/т - ПС Сиваки/т	23.21	69.630	
ПС Сиваки/т - ПС Сиваки	1.18	3.540	
ПС Сиваки/т - ПС Чалганы	10.48	31.440	
ПС Сиваки - ПС Ключевая	33.43	100.290	
ПС Ключевая - ПС Светлая	48.18	144.540	
ПС Ключевая - ПС Сулус/т	8.96	26.880	
ПС Сулус/т - ПС Магдагачи	13.70	41.100	
ПС Ключевая - ПС Магдагачи	23.42	70.260	
ПС Магдагачи - Зейская ГЭС 220	55.31	165.930	
ПС Светлая - ПС Энергия	2.98	8.940	
ПС Энергия - Зейская ГЭС 220	1.52	4.560	
ПС Магдагачи - ПС Гонжа/т	15.42	46.260	
ПС Магдагачи - ПС Талдан/т	33.33	99.990	
ПС Гонжа/т - ПС Талдан/т	19.56	58.680	
ПС Талдан/т - ПС Ульручьи	20.71	62.130	
ПС Талдан/т - ПС Сковородино	29.73	89.190	
ПС Ульручьи - ПС Сковородино	12.88	38.640	
ПС Сковородино - ПС Тында	66.58	199.740	
ПС Сковородино - ПС Тында	65.85	197.550	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4
Зейская ГЭС АТ ВН - Зейская ГЭС 220	113.50	113.500	0.440
Зейская ГЭС АТ ВН - Зейская ГЭС АТ НН			0.020
Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС АТ ВН	61.10	61.100	1.000
ПС Амурская 500 - Амурская АТ ВН	61.10	61.100	1.000
ПС Амурская 500 - Амурская АТ ВН	61.10	61.100	1.000
Амурская АТ ВН - ПС Амурская 220			0.440
Амурская АТ ВН - ПС Амурская 220			0.440
Амурская АТ ВН - Амурская АТ НН	113.50	113.500	0.022
Амурская АТ ВН - Амурская АТ НН	113.50	113.500	0.022
ПС Амурская 220 - ПС Ледяная/т	19.86	59.580	
ПС Чалганы - ПС Ключевая	10.48	31.443	
ПС Амурская 500 - Бурейская ГЭС	84.50	253.500	
Зейская ГЭС 220 - ПС Призейская	78.85	236.550	
ПС Энергия - Зейская ГЭС 220	1.52	4.560	
ПС Призейская - ПС Эльгауголь	114.97	344.910	
ПС Призейская - ПС Эльгауголь	114.97	344.910	
ПС Эльгауголь - АТ Эльгауголь ВН	59.20	59.200	1.000
ПС Эльгауголь - АТ Эльгауголь ВН	59.20	59.200	1.000
АТ Эльгауголь ВН - АТ Эльгауголь СН			0.500
АТ Эльгауголь ВН - АТ Эльгауголь СН			0.500
АТ Эльгауголь ВН - АТ Эльгауголь НН	131.00	131.000	0.159
АТ Эльгауголь ВН - АТ Эльгауголь НН	131.00	131.000	0.159
ПС Кун Манье -	63.50	63.500	0.045
ПС Кун Манье -	63.50	63.500	0.045
ПС Призейская - Рассечка 1	15.02	45.060	
Рассечка 1 - ПС Кун Манье	94.38	283.140	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4
Рассечка 2 - ПС Кун Манье	94.38	283.140	
Рассечка 2 - ПС Тунгала	47.92	143.760	
Зейская ГЭС 220 - ПС Призейская	78.85	236.550	

# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

## Послеаварийный Режим №2 для варианта №3

