

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) программы – «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ при
подключении подстанции Кун-Манье для питания горно-обогатительного
комбината «Кун-Манье»

Исполнитель

студент группы 142-об2

_____ Н.В. Дробяскина

Руководитель

доктор.техн.наук

_____ Н.В. Савина

Консультант по разделу

безопасность и экологичность

канд.техн.наук, доцент

_____ А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

_____ Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Дробяскиной Натальи Викторовны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ при подключении подстанции Кун-Манье для питания горно-обогатительного комбината «Кун-Манье»

(утверждено приказом от 10.04.2025 №950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 19.06.2025

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы преддипломной практики, в том числе однолинейная схема электрической сети Амурской области, данные контрольных замеров Западного энергорайона Амурской области

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика Зейского района Амурской области, расчёт и анализ электрических нагрузок, разработка вариантов реконструкции электрической сети, выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети, расчет токов короткого замыкания, расчет токов короткого замыкания, проектирование ПС Кун-Манье, разработка молниезащиты и заземления проектируемой или реконструируемой ПС, релейная защита и автоматика ПС Кун-Манье, расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети, безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части формата А1

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

7. Дата выдачи задания 01.04.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В. зав. кафедрой, доктор технических наук, профессор

Задание принял к исполнению (дата): 01.04.2025

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 141 с., 14 рисунков, 55 таблиц, 56 источников, 2 приложения.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ, РЕЖИМ РАБОТУ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ, СИЛОВОЙ АВТОТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РАЗЪЕДЕНИТЕЛЬ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВО, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

Актуальность работы обусловлена необходимостью обеспечения надежного электроснабжения новых промышленных объектов.

Целью данной выпускной квалификационной работы является достижение надежного и качественного подключения подстанции (ПС) Кун-Манье, предназначенной для электроснабжения горно-обогатительного комбината «Кун-Манье».

В данной работе произведен анализ режима существующей сети, подтвердивший возможность подключения новой подстанции. Разработаны варианты подключения ПС Кун-Манье. Выполнены расчеты токов короткого замыкания. Выбрано и проверено оборудование ПС Кун-Манье. Рассчитана молниезащита и заземление ПС Кун-Манье. Разработаны схемы релейной защиты. Произведен расчет режима сети после модернизации, безопасность и экологичность.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика Зейского района Амурской области	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Зейского района Амурской области	11
1.2 Характеристика электрических сетей Зейского района	13
1.3 Анализ существующих режимов и выявление проблемных мест	18
1.4 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей	23
2 Расчёт и анализ электрических нагрузок	24
3 Разработка вариантов реконструкции электрической сети	28
3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции	28
3.2 Выбор номинального напряжения	36
3.3 Компенсация реактивной мощности	37
3.4 Выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих	40
3.5 Выбор однолинейной схемы ПС	42
3.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов при реконструкции электрической сети	43
4 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети	46
4.1 Капитальные вложения	46
4.2 Расчет эксплуатационных издержек	48
4.3 Определение статических приведенных затрат и выбор оптимального варианта сети	50
5 Расчет токов короткого замыкания	52

6	Проектирование ПС Кун-Манье	56
6.1	Разработка подробной однолинейной схемы подстанции	56
6.2	Выбор и проверка выключателей	56
6.3	Выбор и проверка разъединителей	59
6.4	Выбор и проверка трансформаторов тока	60
6.5	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	63
6.6	Выбор и проверка токоведущих частей	65
6.7	Выбор и проверка изоляторов	68
6.8	Выбор и проверка КРУ 10 кВ	70
6.9	Выбор и проверка ячеек КРУ 10 кВ	71
6.10	Выбор и проверка выключателей	73
6.11	Выбор трансформаторов собственных нужд	74
6.12	Выбор системы оперативного тока	75
7	Разработка молниезащиты и заземления проектируемой или реконструируемой ПС	80
7.1	Конструктивное исполнение заземления и его расчет	80
7.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	83
7.3	Выбор и проверка ОПН	87
8	Релейная защита и автоматика ПС Кун-Манье	95
8.1	Расстановка комплексов защиты и автоматики	95
8.2	Релейная защита силового трансформатора на ПС Кун-Манье	96
8.3	Автоматика, применяемая на ПС	106
9	Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети	109
9.1	Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов	109
9.2	Подготовка исходных данных для расчета	110
9.3	Расчет максимального режима и его анализ (режим наибольших нагрузок)	110
9.4	Расчет минимального режима и его анализ (режим наименьших нагрузок)	112

9.5	Расчет послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ	114
10	Оценка экономической целесообразности принятого варианта реконструкции электрической сети	117
10.1	Оценка инвестиционной привлекательности проекта	117
11	Безопасность и экологичность	121
11.1	Безопасность	121
11.2	Экологичность	124
11.3	Чрезвычайная ситуация	131
	Заключение	133
	Библиографический список	135
	Приложение А Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима	142
	Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	149

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗ и А – релейная защита и автоматика;

СЭС – система электроснабжения;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы обусловлена необходимостью обеспечения надежного электроснабжения новых промышленных объектов, что требует тщательного анализа существующей инфраструктуры и разработки эффективных решений. Практическая значимость заключается в возможности применения результатов проекта для реальной модернизации энергосистемы, что позволит повысить ее устойчивость и эффективность.

Современные энергетические системы сталкиваются с необходимостью постоянного развития и модернизации, обусловленной ростом потребления электроэнергии, подключением новых промышленных объектов и повышением требований к надежности электроснабжения. Одним из ключевых направлений развития является реконструкция электрических сетей, которая позволяет обеспечить устойчивую работу энергосистемы, минимизировать потери и адаптировать инфраструктуру к новым нагрузкам. В данном контексте актуальной задачей становится подключение новых потребителей, таких как горно-обогатительные комбинаты, к существующим сетям высокого напряжения.

Целью данной выпускной квалификационной работы является достижение надежного и качественного подключения подстанции (ПС) Кун-Манье, предназначенной для электроснабжения горно-обогатительного комбината «Кун-Манье». В рамках работы решаются следующие задачи:

1. Анализ существующей электрической сети в районе размещения ПС Кун-Манье для выявления проблемных участков и возможности подключения новой подстанции.
2. Разработать технически осуществимые варианты при подключении в электрической сети ПС Кун-Манье и выбрать оптимальный.

3. Выбор и проверка оборудования подстанции Кун-Манье, разработка схемы молниезащиты и заземления.

4. Оценка экономической эффективности выбранного варианта реконструкции электрической сети при подключении подстанции Кун-Манье.

5. Анализ безопасной и экологичной эксплуатации подстанции Кун-Манье.

Объектом исследования является электрическая сеть 220 кВ западного энергорайона Амурской области, а предметом — процесс ее реконструкции для подключения новой подстанции. В работе использованы методы анализа режимов электрических сетей, расчетов нагрузок и токов короткого замыкания, а также проектирования подстанций с учетом современных требований.

Структура работы включает введение, аналитическую часть, расчеты и проектирование, заключение и список использованных источников. Во введении обоснована актуальность темы, поставлены цели и задачи, определены объект и предмет исследования. Далее представлены анализ существующей сети, расчеты, проектные решения и их обоснование. В заключении подведены итоги работы и сформулированы основные выводы.

В ходе работы использовались следующие программные продукты: Операционная система MS Windows 10 Education Pro, MS Office 2010 standard; RastrWin3 Базовый комплекс.

Графическая часть содержит 6 листов формата A1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ЗЕЙСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Зейский район Амурской области, где будет расположен горно-обогатительный комбинат (ГОК) «Кун-Манье», имеет ряд ключевых характеристик, связанных с географическим положением, природными ресурсами, инфраструктурой и экономическим значением проекта.

Расположен на севере Амурской области, в зоне таёжной и горной местности.

Ближайший крупный населённый пункт – город Зея (административный центр района).

«Кун-Манье» – это медно-порфировое месторождение с запасами меди, золота и других металлов. Ресурсная база делает район перспективным для долгосрочной горнодобывающей деятельности. Наличие реки Зея может использоваться для водоснабжения предприятия, но требует соблюдения экологических норм.

Транспортная доступность ограничена: нет железной дороги в непосредственной близости (ближайшая ветка – Тында-Беркалит). Основные грузопотоки идут по автодорогам. Возможное использование реки Зея – для перевозок (но имеются сезонные ограничения).

Наличие Зейской ГЭС обеспечивает энергоснабжение, что критически важно для энергоёмкого производства.

Проект «Кун-Манье» – один из ключевых инвестпроектов в регионе, способный создать новые рабочие места.

Развитие ГОКа может стимулировать рост сопутствующей инфраструктуры (дороги, логистика, обслуживающие предприятия). В долгосрочной перспективе – увеличение налоговых поступлений в бюджет области.

Зейский район обладает значительным ресурсным потенциалом для горнодобывающей промышленности, но его развитие сдерживается транспортной логистикой и суровыми климатическими условиями. Успех проекта «Кун-Манье» зависит от решения этих проблем, а также от баланса между экономической выгодой и экологической безопасностью.

1.1. Климатическая характеристика и территориальные особенности Зейского района Амурской области

Климатическая характеристика и территориальные особенности определяются для правильного выбора оборудования и линий электропередачи по климатическому исполнению. Климат Зейского района резко-континентальный. Зима холодная, сухая, малоснежная, безоблачная. Лето преимущественно теплое, дождливое, но со значительным количеством солнечного сияния. Изморозь может наблюдаться с сентября по май. Распределение изморози неравномерно. Для решения вопросов заземления для выбора электрооборудования необходимо знать климатические параметры. Основные климатические показатели приведены в таблице 1 [15].

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	III
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Район по ветру	II
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
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

Продолжение таблицы 1

1	2
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
Глубина промерзания грунта	2,5–3,0 м
удельное электрическое сопротивление грунта песок гравелистый	$\rho=400-1000$ Ом/м
удельное электрическое сопротивление грунта скальные породы	500–5000

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 70% территории области, остальная ее часть занята горными хребтами. Высота над уровнем моря 320 м.

На участке Призейская – Кун-Манье рельеф горный, перепад высот от 450 до 900 м. 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.

В сейсмическом отношении определенные участки территории области находятся в 4-балльной сейсмической зоне, но крупных землетрясений в регионе зафиксировано не было. Наибольшая вероятность землетрясений характерна для северных районов.

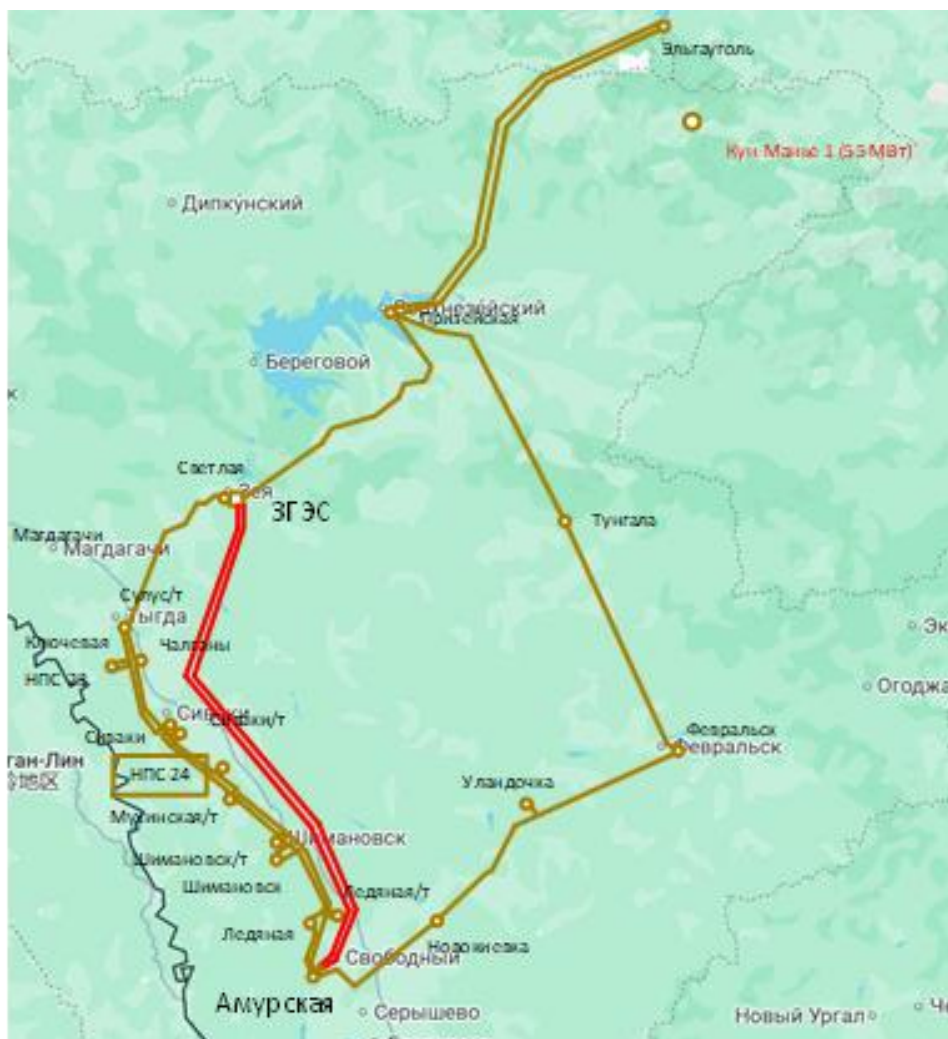


Рисунок 1 - Существующие ЛЭП на карте

В соответствии с ГОСТ определено климатическое исполнение ХЛ [15].

Для ЛЭП в Зейском районе применяются:

- Железобетонные и металлические опоры с усиленной конструкцией;
- Стекланые и полимерные изоляторы с повышенной морозостойкостью;
- Специальные меры против обледенения и ветровых нагрузок.

1.2. Характеристика электрических сетей Зейского района

На территории энергосистемы Амурской области основное значение имеют электрические сети напряжением 500/220/110/35 кВ.

На рисунке 2 представлена электрическая сеть рассматриваемого района.

Вблизи территории рассматриваемого участка проходят линии, представленные в таблице 2.

Таблица 2 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	Марка и сечение линии	Длина линии, км
ЗГЭС - Призейская	АС – 300/39	183.81
Призейская - Тутаул	АС – 300/39	98.715
Тутаул - Дипкун	АС – 300/39	54.284
Тында - Дипкун	АС – 300/39	147.556
ЗГЭС – Светлая с отп. на ПС Энергия 2 цепи	АС – 300/39	10.4
Светлая - Ключевая	АС – 300/39	110.2
Ключевая - Магдагачи	АС – 300/39	54.6
Ключевая – Сулус/т	АС-240/32	20.61
Магдагачи – Сулус/т	АС-240/32	33.616
ЗГЭС - Магдагачи	АС-400/51	133.5
Магдагачи – Гонжа/т	АС – 300/39	35.973
Магдагачи – Ульручи/т с отп. на ПС Талдан/т	АС-240/32	124.15
Призейская – Эльгауголь №1,2	АС – 300/39	268

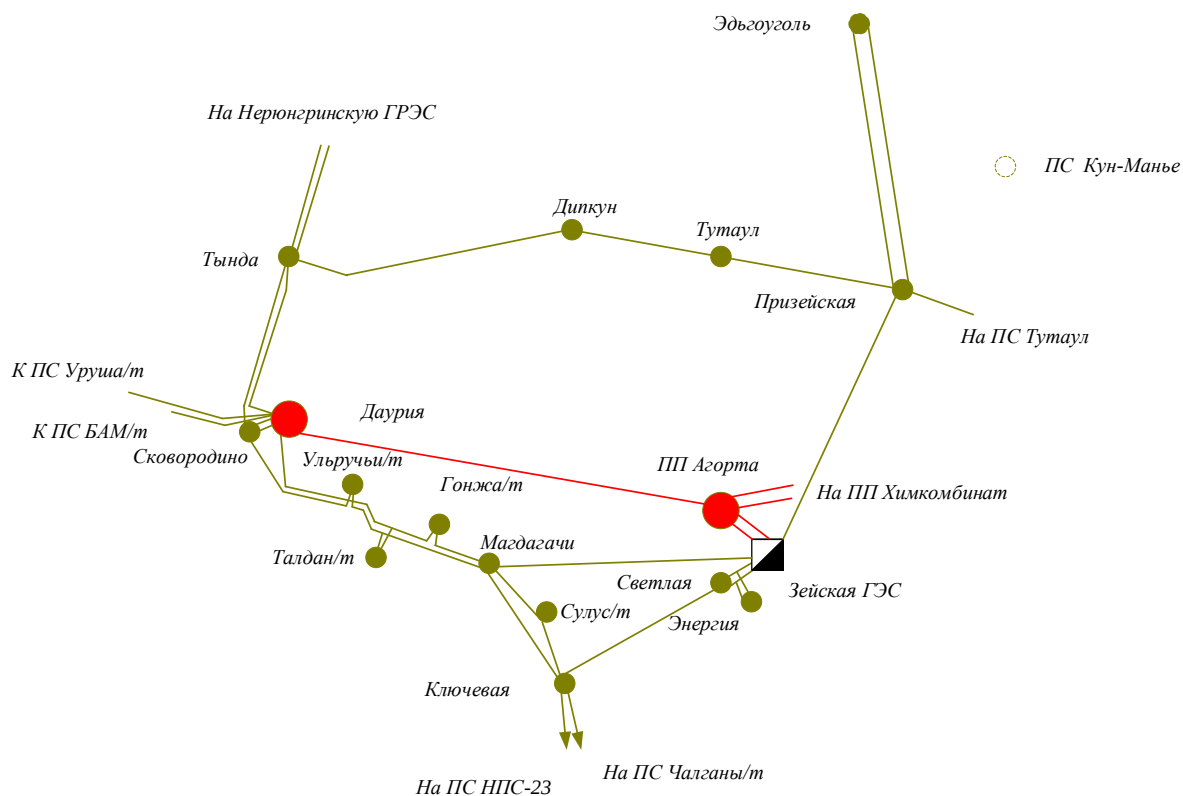


Рисунок 2 – Структурная схема электрических сетей

Характеристика источников питания в рассматриваемом районе

Вблизи данного участка, источниками питания является Зейская ГЭС.

Зейская ГЭС находится в городе Зея Амурской области. Установленная мощность данной станции – 1330 МВт [14].

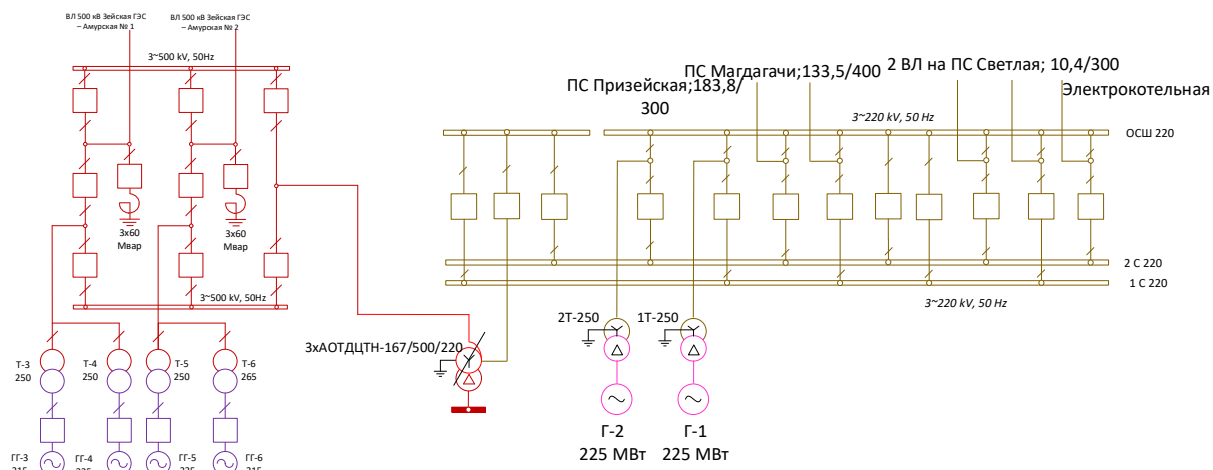


Рисунок 3 – Главная схема Зейской ГЭС

Зейская ГЭС питает ПС 500 кВ «Амурская» по двум линиями 500 кВ Л–501 и Л–502. По четырем линиям 220 кВ связь с энергосистемой дальнего востока осуществляется через ПС Призейская Л–208, ПС Светлая Л–200, Л–201, ПС Магдагачи Л–203. С ПС 220 кВ Энергия связь осуществляется отпайками от Л–200 и Л–201.

Таблица 3 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол–во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В–С	В–Н	С–Н				
АОДЦТН–167000/500/220/35	3	11	35	21,5	325	125	1503	0,4
ТЦ–250000/500/15,75	3	13			600	250	1125	0,45
ТНЕРЕ–265000/242/15,75	1	13			600	250	1125	0,45

Таблица 4 – Генераторы

Марка	Кол–во	P _{ном} , МВт	U _{ном} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ–1130/220–44 ХЛ4	4	225	15,75	136	230
СВ–1130/220–44 ХЛ4	2	215	15,75	136	230

РУ СН ЗГЭС: $U_{\text{НОМ}}$: 220 кВ

Количество ячеек: 5 линейных, 3 трансформаторные, 2 на присоединение автотрансформаторов, 2 обходные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин, 1 – на обходную шину, 1 – на развилку присоединения АТ.

Выключатели: установлены по 1 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор, 2 на развилку подключения АТ к секциям шин.

Таблица 5 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	$U_k, \%$			$\Delta P_k, \text{кВт}$	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$\Delta Q_x, \text{кВАр}$	$I_x, \%$
		В-С	В-Н	С-Н				
ТЦ-250000/220/15,75	1	11			650	240	1125	0,45
ТНРЕ-265000/242/15,75 (ABB, Швейцария)	1	11			650	240	1125	0,45

Таблица 6 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{\text{НОМ}}, \text{МВт}$	$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$	Ном. частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4	4	225	15,75	136	230
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	215	15,75	136	230

Для подключения новой нагрузки на подстанции Кун-Манье достаточно генерации Зейской ГЭС.

Характеристика подстанций рассматриваемого района Амурской области.

В данном пункте выделим ПС по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и марки, установленных на них трансформаторов [45].

Таблица 7 – Схема подключения и трансформаторы на рассматриваемых ПС

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов	Схема РУ ВН
1	2	3
ПС Призейская	2 х ТДТН-25000/220/35/10	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Тутаул	2 х ТДТН-25000/220/35/10	Мостик (5АН)

1	2	3
ПС Дипкун	2 х ТДТН-25000/220/35/10	Мостик (5АН)
ПС Тында	2 х АДЦТН-63000/220/110/10.5 2 х ТДТН-25000/110/35/10	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Энергия	2 х ТДТН-25000/220/35/10	Два блока линия-трансформатор (4Н)
ПС Светлая	2 х АДЦТН-63000/220/110/10.5 2 х ТДТН-25000/220/35/10	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Ключевая	3 х ТДТН-25000/220/35/10	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Сулус/т	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10	Мостик (5АН)
ПС Магдагачи	2 х ТРДН-40000/220/35 ТДТН-25000/220/35/10	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Гонжа/т	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10	Мостик (5АН)
ПС Талдан/т	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10	Два блока линия-трансформатор (4Н)
ПС Ульручы/т	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10	Мостик (5АН)
ПС Сковородино	2 х АДЦТН-63000/220/110/10.5	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
Даурия	АОДЦТН-167000/500/220/35	Две рабочие системы шин (13)
Эльгауголь	2 х АДЦТН-125000/220/110/10	Четырехугольник (7)

Рассматриваемый участок электрической сети имеет кольцевую структуру. В рассматриваемом районе расположена 1 электростанция суммарной установленной мощностью 1330 МВт. Одна ПС на класс напряжения 500 кВ и 14 подстанций на класс напряжения 220 кВ, из них большинство являются двухтрансформаторными. Преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением, АС – 300/39. Для подключения ПС Кун-Манье может быть использована ПС 220 кВ Призейская, ПС 220 Эльгауголь, а также существует возможность подключения к ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь №1,2.

1.3 Анализ существующих режимов и выявление проблемных мест

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности подключения новых потребителей в рассматриваемом районе и узкие места при развитии сети [43].

Для расчёта режимов использовался ПВК «RastrWin». В качестве исходных данных использовались:

- Схема электрических соединений Амурских электрических сетей за 2024 г [45];
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 2024 г [25];
- Данные контрольных замеров ПАО Россети Амурского ПМЭС за 2024 г [46];

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;
- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Рассматриваемый эквивалент сети отделен по ПС 220 кВ Тынды, ПС 220 кВ Призейская, ПС 220 кВ Ключевая и ПС 220 кВ Даурия. ПС 220 кВ Тынды показана генераторным узлом поскольку получает питание от Нерюнгринской ГРЭС, все остальные подстанции показаны нагрузочными узлами.

Исходными данными для расчета режимов являются данные контрольного замера за 2024 год. Расчёты режимов предпочтительно проводить в специализированном ПВК RastrWin 3 [4].

В качестве исходных данных для моделирования режима возьмем нагрузки ПС, принятые в максимум контрольный замер за 2024 года данные представлены в таблице 9.

Таблица 8 – Данные КЗ

Название ПС	15.12.24, 18:00		19.06.24, 18:00	
	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар
2	3	4	5	6
Призейская	33,5	38,7	31,83	36,77
Тутаул	1,3	0,3	1,24	0,29
Дипкун	2,4	0,96	2,28	0,91
Тында	37,9	5,7	36,01	5,42
Энергия	6,3	3,5	5,99	3,33
Светлая	50	3,7	47,50	3,52
Ключевая	40	15	38,00	14,25
Сулус/т	33	34	31,35	32,30
Магдагачи	19,4	20,2	18,43	19,19
Гонжа/т	29,2	13,3	27,74	12,64
Талдан/т	29,4	18,5	27,93	17,58
Ульручи/т	28,2	20,1	26,79	19,10
Сковородино	69	21	65,55	19,95
Даурия 220 кВ	140	30	133,00	28,50
Эльгауголь	40	15	38,00	14,25

В таблице 9 представлены отклонения напряжений в нормальном режиме для выбранного эквивалента сети и сравнение данных модели с данными контрольного замера [23].

Таблица 9 - Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %	Напряжения по данным КЗ, кВ	Отклонение напряжения от данных КЗ, %
Зейская ГЭС	220	229,27	4,22	227,11	0,94
Призейская	220	237,00	7,73	233,98	1,28
Тутаул	220	236,73	7,60	233,67	1,29
Дипкун	220	236,98	7,72	234,00	1,26
Тында	220	231,80	5,36	228,98	1,22
Энергия	220	229,12	4,15	226,96	0,95
Светлая	220	228,89	4,04	226,71	0,95
Ключевая	220	222,72	1,24	220,23	1,12
Сулус/т	220	221,34	0,61	218,80	1,15
Магдагачи	220	222,65	1,21	220,11	1,14
Гонжа/т	220	222,24	1,02	219,67	1,16
Талдан/т	220	222,82	1,28	220,23	1,16
Ульручы/т	220	223,53	1,61	220,93	1,16
Сковородино	220	223,81	1,73	221,21	1,16
1	220	229,13	4,15	226,97	0,95
2	220	229,13	4,15	226,97	0,95
3	220	222,94	1,33	220,35	1,16
4	220	222,90	1,32	220,31	1,16
ЗГЭС 500 кВ	500	505,00	1,00	500,00	0,99
ЗГЭС Н1	500	521,11	4,22	516,20	0,94
ЗГЭС 35 кВ	35	36,48	4,22	36,13	0,94
Даурия 500 кВ	500	513,87	2,77	508,22	1,10
Даурий Н1	500	508,89	1,78	502,98	1,16
Даурия 220 кВ	220	223,85	1,75	221,25	1,16
Даурия 35 кВ	35	35,62	1,78	35,21	1,16
Эльгауголь	220	240,85	9,48	237,60	1,35

В таблице 10 представлена токовая загрузка оборудования в нормальном режиме и сравнение тока по ЛЭП с данными контрольного замера.

Таблица 10 - Токовая загрузка оборудования

Название	Максимальный ток, А	Длительный допустимый ток, А	Загрузка, %	Ток по данным КЗ, кВ	Отклонение тока от данных КЗ, %
1	2	3	4	5	6
Зейская ГЭС - Призейская	212,69	630	33,76	200,82	5,58
Зейская ГЭС - Магдагачи	215,73	960	23,17	208,34	3,42
Зейская ГЭС - 1	174,11	1000	17,42	176,07	-1,13
Зейская ГЭС - 2	174,11	1000	17,42	176,07	-1,13
1 - Энергия	8,74	690	1,32	8,83	-1,02
2 - Энергия	8,74	690	1,32	8,83	-1,02

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6
Ключевая - Магдагачи	44,42	1000	4,44	44,61	-0,44
1 - Светлая	165,88	1000	16,60	167,74	-1,13
2 - Светлая	165,88	1000	16,60	167,74	-1,13
Светлая - Ключевая	205,65	1000	21,08	208,23	-1,26
Ключевая - Сулус/т	64,47	630	11,15	65,57	-1,71
Сулус/т - Магдагачи	61,19	630	9,71	61,29	-0,16
Магдагачи - Гонжа/т	77,72	630	12,34	78,61	-1,14
Магдагачи - 3	116,32	690	16,86	117,04	-0,62
Гонжа/т - 4	30,52	630	4,84	30,10	1,37
Талдан/т - 3	83,99	630	13,33	85,09	-1,31
Талдан/т - 4	28,22	630	4,48	27,96	0,92
Сковородино - 4	33,84	630	7,19	33,47	1,10
Ульручьи/т - 3	55,43	630	9,75	55,01	0,76
Даурия 220 кВ - Ульручьи/т	110,35	630	17,70	110,30	0,04
Тында - Даурия 220 кВ	51,53	630	15,06	51,29	0,46
Тында - Сковородино	52,23	630	15,13	52,02	0,41
Призейская - Тутаул	17,01	630	4,44	16,80	1,21
Тутаул - Дипкун	30,01	630	5,21	30,58	-1,88
Дипкун - Тында	34,36	630	12,99	33,59	2,26
Даурия 220 кВ - Сковородино	64,59	690	9,36	65,30	-1,09
Даурия 220 кВ - Сковородино	64,59	690	9,36	65,30	-1,09
ЗГЭС 500 кВ - Даурия 500 кВ	310,70	2000	15,53	308,31	0,77
Призейская - Эльгауголь	91,89	690	13,32	90,91	1,07
Призейская - Эльгауголь	91,89	690	13,32	90,91	1,07

По результатам расчета нормального режима мы наблюдаем что у нас отсутствуют перегруженные ЛЭП, напряжения на шинах ПС находятся в допустимых пределах. Также по результатам верификации отклонения от данных контрольного замера не превышают 10%. Схема потокараспределения в нормальном режиме представлена в приложении А.

Для определения возможности подключения новых потребителей к существующим сетям, выполняются расчеты послеаварийных режимов.

Рассмотрен следующий вариант послеаварийного режима:

- отключена ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия при ремонте ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская.

При отключении ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия при ремонте ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская мы можем наблюдать, что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по нескольким линиям

стал превышать загрузку, но не превышает длительно допустимого тока, и как при нормальном режиме, большинство линий являются загружены оптимально. Токовая загрузка ЛЭП наиболее загруженных линий представлена в таблице 13. Отклонения напряжения на шинах ПС представлены в таблице 11. Схема послеаварийного режима сети показана в приложении А.

Таблица 11 - Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
Зейская ГЭС	220	226,07	2,76
Призейская	220	219,63	-0,17
Тутаул	220	223,33	1,51
Дипкун	220	231,85	5,38
Тында	220	237,00	7,73
Энергия	220	225,91	2,69
Светлая	220	225,65	2,57
Ключевая	220	221,03	0,47
Сулус/т	220	219,21	-0,36
Магдагачи	220	220,22	0,10
Гонжа/т	220	219,18	-0,37
Талдан/т	220	219,27	-0,33
Ульручы/т	220	219,07	-0,42
Сковородино	220	219,38	-0,28
1	220	225,92	2,69
2	220	225,92	2,69
3	220	219,45	-0,25
4	220	219,29	-0,32
ЗГЭС 500 кВ	500	500,00	0,00
ЗГЭС Н1	500	513,92	2,78
ЗГЭС 35 кВ	35	35,97	2,78
Даурия 500 кВ	500	497,70	-0,46
Даурий Н1	500	498,44	-0,31
Даурия 220 кВ	220	219,31	-0,31
Даурия 35 кВ	35	34,89	-0,31
Эльгауголь	220	222,19	0,99

Таблица 12 - Токовая загрузка линий в послеаварийном режиме

Название	Максимальный ток, А	Длительно допустимый ток, А	Загрузка, %
1	2	3	4
Зейская ГЭС - Призейская	0,00	630	0,00
Зейская ГЭС - Магдагачи	468,50	960	48,80
Зейская ГЭС - 1	280,98	1000	28,10

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4
Ключевая - Сулус/т	146,61	630	23,55
Зейская ГЭС - 2	280,98	1000	28,10
1 - Энергия	8,88	690	1,33
2 - Энергия	8,88	690	1,33
1 - Светлая	273,00	1000	27,30
2 - Светлая	273,00	1000	27,30
Светлая - Ключевая	418,36	1000	41,84
Ключевая - Магдагачи	162,42	1000	16,24
Сулус/т - Магдагачи	89,81	630	14,26
Магдагачи - Гонжа/т	190,97	630	30,31
Магдагачи - 3	444,94	690	64,48
Гонжа/т - 4	119,16	630	18,91
Талдан/т - 3	145,71	630	23,13
Талдан/т - 4	69,45	630	11,02
Сковородино - 4	182,38	630	29,36
Ульручы/т - 3	306,80	630	48,98
Даурия 220 кВ - Ульручы/т	259,07	630	41,23
Тында - Даурия 220 кВ	131,59	630	28,39
Тында - Сковородино	130,97	630	28,29
Призейская - Тутаул	195,41	630	31,02
Тутаул - Дипкун	203,66	630	32,33
Дипкун - Тында	201,25	630	31,94
Даурия 220 кВ - Сковородино	50,16	690	7,27
Даурия 220 кВ - Сковородино	50,16	690	7,27
ЗГЭС 500 кВ - Даурия 500 кВ	0,00	2000	0,00
Призейская - Эльгауголь	86,50	690	12,54
Призейская - Эльгауголь	86,50	690	12,54

1.4. Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей

Исходя из расчетов можно сделать вывод о том, что реконструкция существующей сети в Зейском районе Амурской области возможна для подключения новых потребителей, к существующей сети.

2 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок.

Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров соответствующих ПС, проведем расчет для ПС Призейская.

Средняя активная и реактивная мощности определяется по формулам:

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

$$P_{cp} = \frac{(25,2 \cdot 4) + (26 \cdot 4) + (24 \cdot 4) + (25,5 \cdot 6) + (25,1 \cdot 6)}{24} = 25,12 \text{ MBm}$$

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

где T – период;

P_i, Q_i – мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности определяется по выражениям:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} ; \quad (3)$$

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{(25,2^2 \cdot 4) + (26^2 \cdot 4) + (24^2 \cdot 4) + (25,5^2 \cdot 6) + (25,1^2 \cdot 6)}{24}} = 26,92 \text{ MBm}$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} ; \quad (4)$$

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

$$P_{\max} = P_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (5)$$

$$P_{\max} = 25,12 \cdot (1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,07^2 - 1}) = 30,62$$

$$Q_{\max} = Q_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (6)$$

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

t_{β} – коэффициент Стьюдента, равный 1,85;

k_{ϕ} – коэффициент формы, определяемый по формуле:

$$k_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{cp}} \quad (7)$$

$$k_{\phi} = \frac{26,92}{25,12} = 1,07$$

В том случае, если данных для расчета коэффициента заполнения нет, его допускается принимать равным 0,5. [20]

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

$$P_{\min} = P_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (8)$$

$$Q_{\min} = Q_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (9)$$

Таблица 13 – Нагрузки на подстанциях

Данные	ПС		
	Призейская	Эльгауголь	Кун-Манье
Максимальная активная нагрузка подстанций	29.44	36,53	55
Коэффициент реактивной мощности, $\text{tg}\varphi$	0,86	0,4	0,43

Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{баз}} \quad (10)$$

$P_{cp}^{баз}$ – средняя мощность нагрузки, определим аналогично подстанции Призейская;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,05 [2];

$t_{прог}$ – год на который определяется электрическая нагрузка;

$t_{баз}$ – год в который снимался первый из анализируемых графиков.

Определим прогнозируемые мощности для ПС Призейская.

$$P_{Призейская.}^{прог} = 29,44 \cdot (1 + 0,05)^5 = 37.4 \text{ МВт};$$

$$Q_{Призейская.}^{прог} = 28,26 \cdot (1 + 0,05)^5 = 35.9 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной

мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы. Исходные данные для расчета режима и прогнозные нагрузки приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Прогнозируемые на 2029 г нагрузки ПС

Наименование ПС		P_{MAX} , МВт	P_{CP} , МВт	$P_{ЭФ}$, МВт	P_{min} , МВт	Q_{MAX} , МВар	Q_{CP} , МВар	$Q_{ЭФ}$, МВар	Q_{min} , МВар
Кун-Манье	Зима	55	44	48,4	38,5	38,5	30,8	33,88	26,95
	Лето	46,8	37,4	41,1	32,7	32,76	26,18	28,77	22,89
Призейская	Зима	38,9	31,1	34,2	27,2	44,9	35,9	39,5	31,4
	Лето	36,9	29,5	32,5	25,8	42,7	34,1	37,5	29,9
Эльгауголь	Зима	46,4	37,1	40,8	32,5	17,4	13,9	15,3	12,2
	Лето	44,1	35,3	38,8	30,9	16,5	13,2	14,5	11,6

Определенные прогнозируемые мощности для всех ПС сети будут использоваться в дальнейших расчетах.

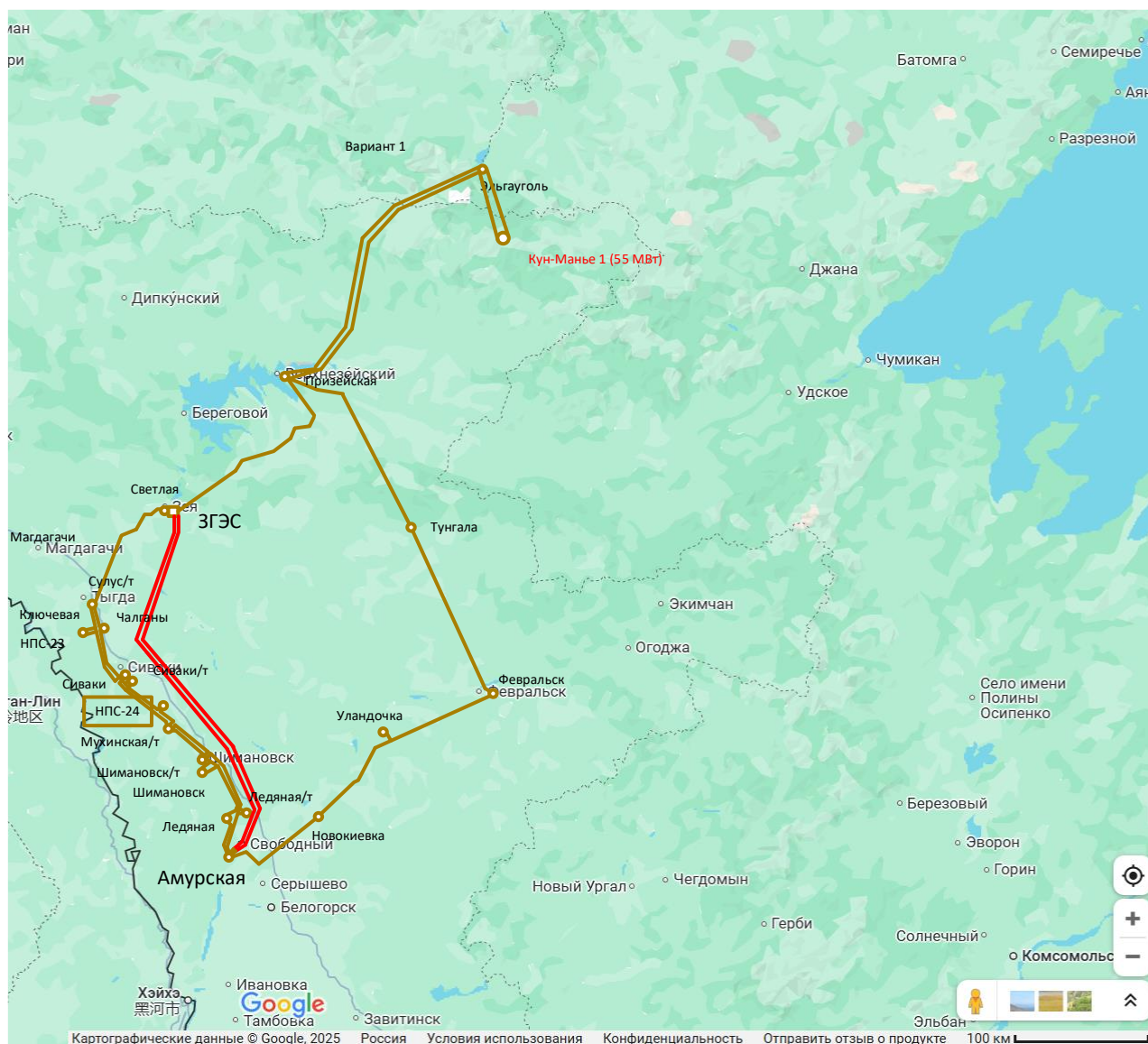


Рисунок 6 - Вариант подключения 2

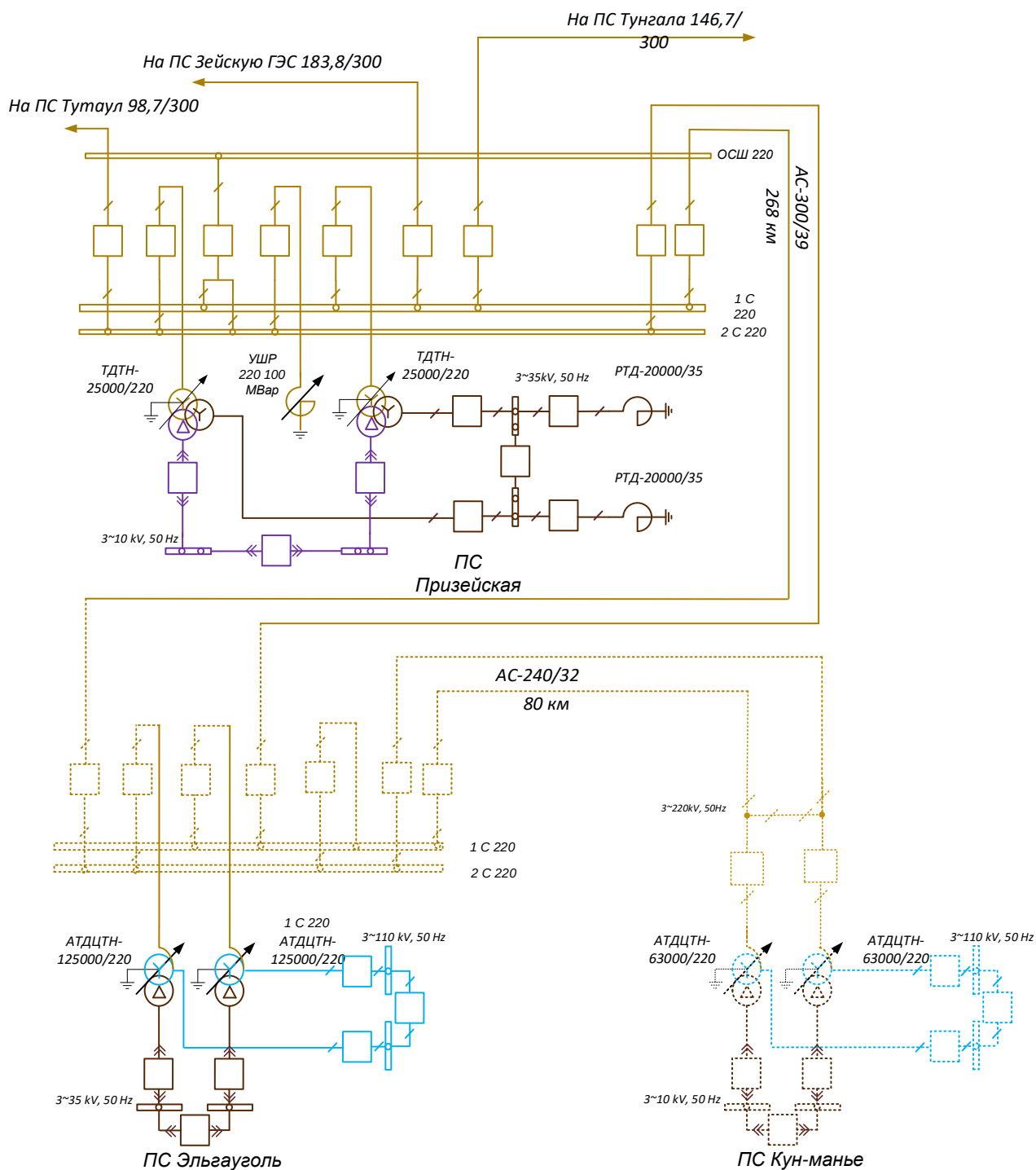


Рисунок 7 – Схема подключения вариант подключения 2

Для третьего варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- строительство ПС Кун-Манье;
- добавление двух линейных ячеек на ПС 220 кВ Призейская;
- строительство 2х заходов от ПС Призейская, длиной 250 км.

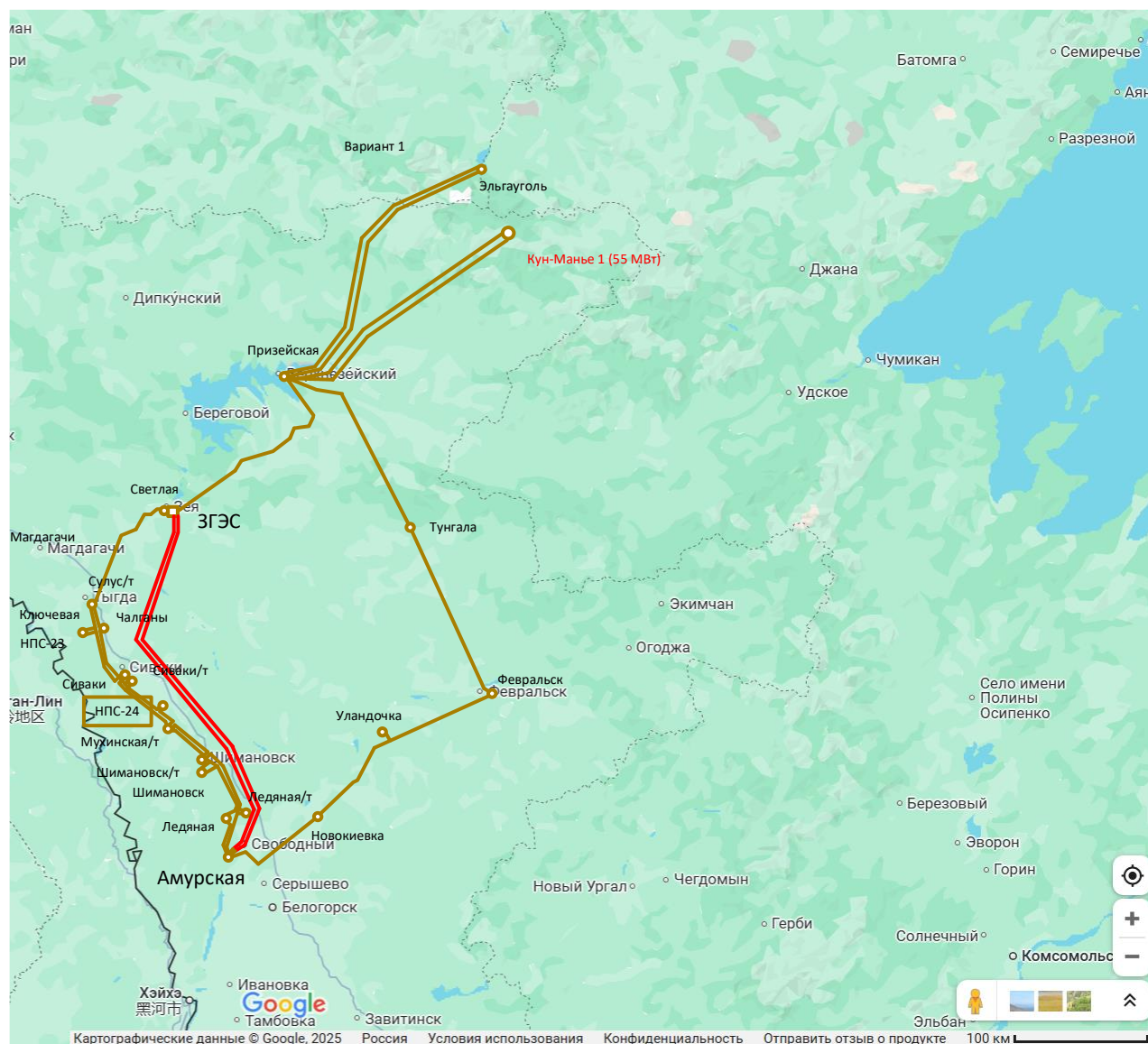


Рисунок 8 - Вариант подключения 3

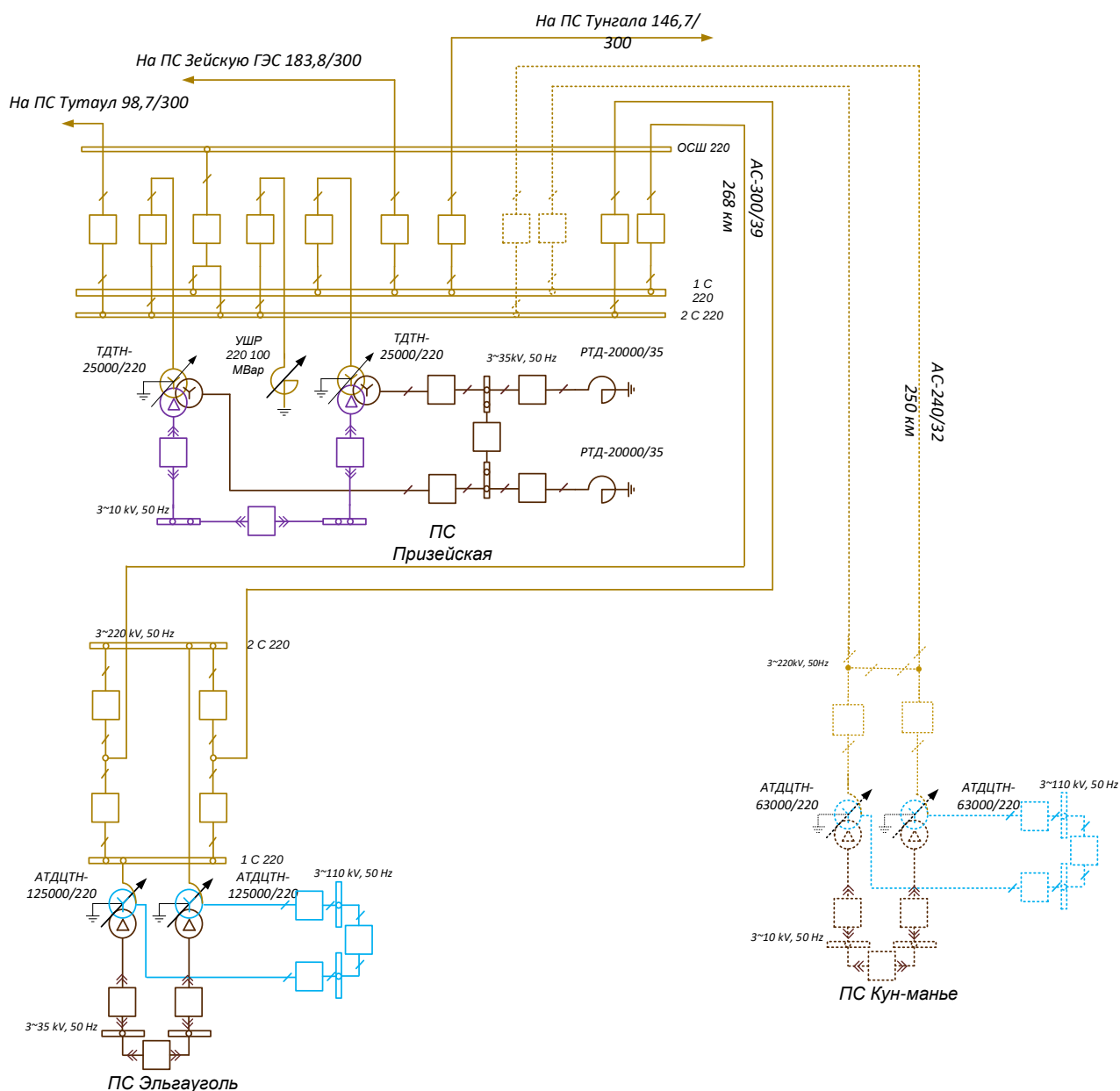


Рисунок 9 – Схема подключения вариант подключения 3

Для четвертого варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- строительство ПС Кун-Манье;
- строительство 2х заходов от ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь №1 длиной 80 км.

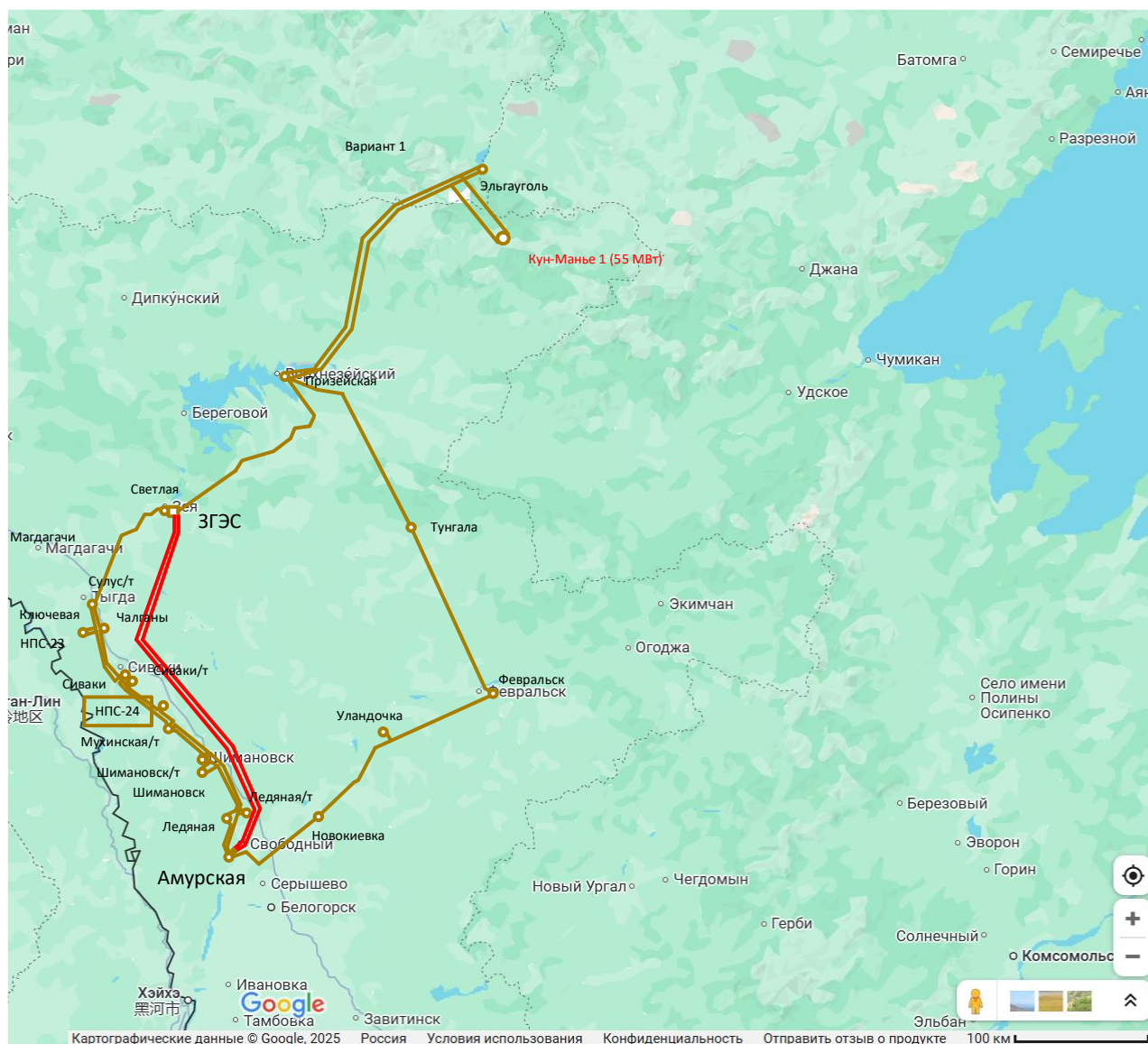


Рисунок 10 - Вариант подключения 4

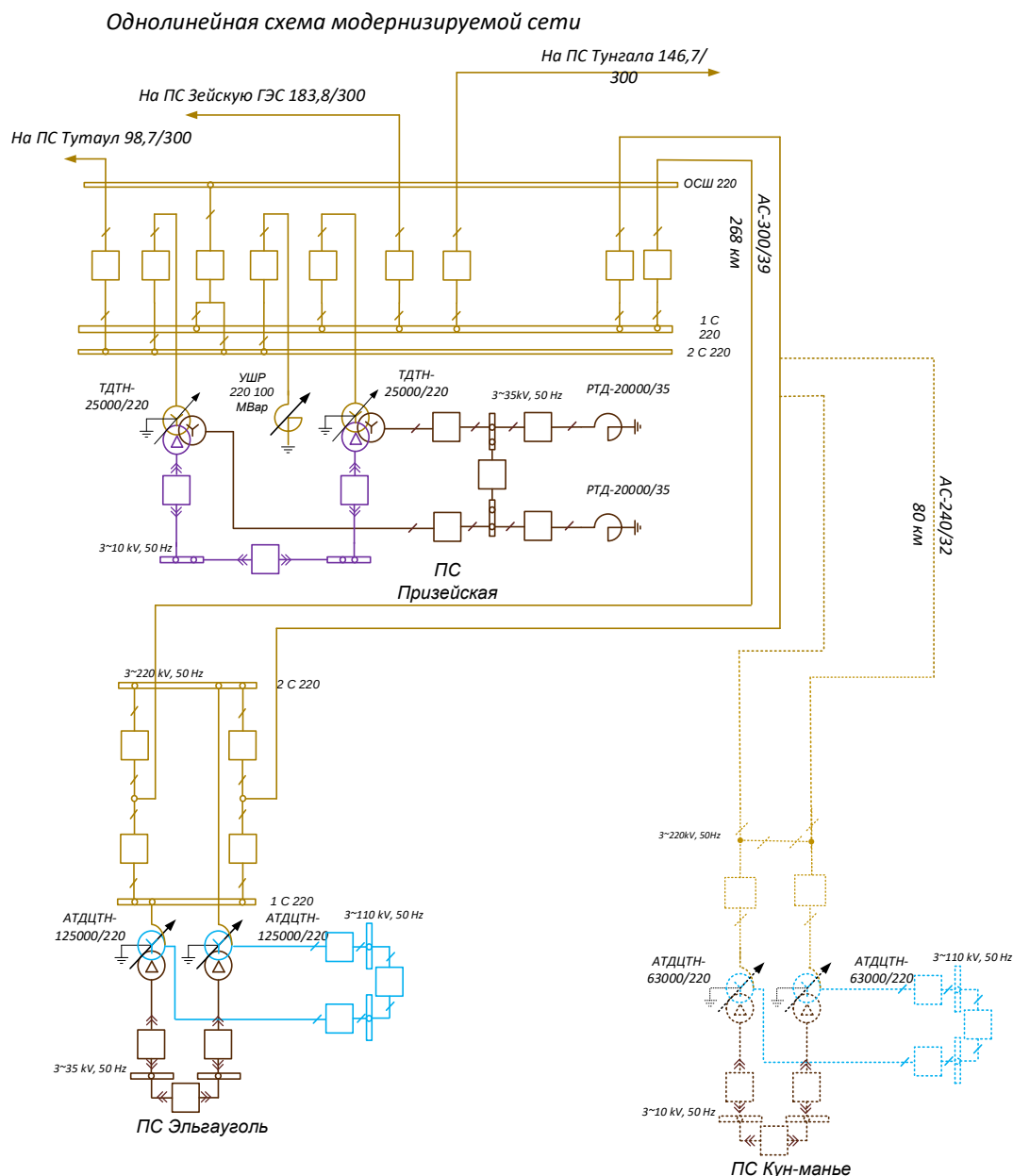


Рисунок 11 – Схема подключения вариант подключения 4

Для анализа предложенных вариантов сведем сведения о длине проектируемой линии и необходимой реконструкции в таблицу 15.

Таблица 15 - общие сведения о разрабатываемых вариантах

№ варианта	Кол-во добавляемых выключателей	Длина линии км	Дополнительная реконструкция
1	1	330	ПС 220 кВ Эльгауголь со строительства РУ 220 кВ по схеме одна рабочая секционированная система шин.
2	-	160	ПС 220 кВ Эльгауголь со строительства РУ 220 кВ по схеме одна рабочая секционированная система шин.
3	2	500	-
4	-	160	-

Проведем анализ представленных вариантов по технико-экономическим показателям.

Таковыми показателями являются:

- а) протяженность трасс линий;
- б) протяженность линий в одноцепном исчислении;
- в) суммарное количество ячеек выключателей 110(35) - 220 кВ на подстанциях сети;
- г) необходимая реконструкция существующих объектов.

В результате анализа технико-экономической рациональности, были выбраны варианты 2 и 4 для дальнейших расчетов.

3.2 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение зависит от длины линии и активной мощности, протекающей по линии. При высоком напряжении уменьшаются сечения проводов, потери мощности, но растут затраты на сооружение линии

При определении рационального напряжения выбранных схем воспользуемся формулой Илларионова, которая применяется для классов напряжения 35 кВ и выше. Для этого необходимо знать активную мощность P_{ij} и длину L_{ij} , определяемого участка с учётом коэффициента трассы.

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}; \quad (11)$$

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{80} + \frac{2500}{55}}} = 139 \text{ кВ};$$

где L – длина линии электропередач, км;

P – мощность, протекающая по линии, МВт.

Рациональное напряжение для ПС Кун-Манье составляет 139 кВ, поэтому для подключения этой подстанции будут рассматриваться сети 220 кВ.

Аналогично рассчитываем остальные варианты. Результаты приводим в таблицу 16.

Таблица 16 - Номинальные напряжения на участках сетей

Вариант схемы	Участок	Потоки мощности, МВт	Рациональное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ
2	Эльгауголь – Кун - Манье	55	139	220
4	Отп. Призейская – Эльгауголь	55	139	220

3.3 Компенсация реактивной мощности

Передача большой реактивной мощности по ВЛЭП неэкономична в связи с увеличением потерь электроэнергии. Наиболее выгодным является иметь источник реактивной мощности непосредственно возле потребителя. Также, в настоящее время электроснабжающие организации требуют от потребителей снижения в сети доли реактивной мощности.

Решением данной проблемы является компенсация реактивной мощности, важное и необходимое условие экономичного и надежного функционирования системы электроснабжения предприятия.

Отсутствие КРМ приводит к повышению потоков реактивной мощности, росту потерь, росту тарифов, снижению управляемости режимами работы сетей, к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей.

Для выбора КУ на ПС Кун-Манье, проводим расчет по следующему алгоритму.

Рассчитываем экономически целесообразную реактивную мощность, которую требуется передать:

$$Q_9 = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (12)$$

где $P_{\max}$ - Суммарная установленная мощность одной подстанции, МВт;
 $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент мощности, предельный по [7] примем 0,48.

$$Q_{\varnothing} = 55 \cdot 0,48 = 26,4 \text{ Мвар}$$

Рассчитываем максимальную реактивную мощность, которую требуется передать:

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (13)$$

где $P_{\max}$ - Суммарная установленная мощность одной подстанции, МВт;
 $\operatorname{tg} \varphi_i$ - коэффициент мощности, ГОКа, примем 0,7. [4]

$$Q_{\max} = 55 \cdot 0,7 = 38,5 \text{ Мвар}$$

Определяем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{KV} = Q_{\max} - Q_{\varnothing} \quad (14)$$

$$Q_{KV} = 38,5 - 26,4 = 12,1 \text{ Мвар}$$

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

$$Q_{KV1cu} = 1,1 \cdot \frac{Q_{KV}}{N_{cu}}, \quad (15)$$

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

По найденному значению Q_{KY1cu} выбираются компенсирующие устройства из ряда стандартных, определенного предприятия по выпуску КУ.

$$Q_{KY1cu} = 1,1 \cdot \frac{12,1}{2} = 6,65 \text{ МВАр}$$

Для подстанции Кун-Манье выбираем КУ типа 4хРТМ-3300/10ХЛ1.

Конденсаторная установка компенсации реактивной мощности УКРМ 10 кВ предназначена для повышения и поддержания на заданном уровне значения коэффициента мощности в электрических распределительных трехфазных сетях промышленных предприятий и других объектов и позволяет:

- Снизить потребляемый ток на 30-50%;
- Уменьшить нагрузку элементов распределительной сети, продлевая срок их службы;
- Увеличить пропускную способность распределительной сети и её надёжность;
- Снизить тепловые потери тока;
- Снизить влияние высших гармоник;
- Снизить несимметрию фаз, подавить сетевые помехи;
- Минимизировать оплату за реактивную энергию.

$$Q_{КУФ} = 3300 \cdot 4 = 13200 \text{ МВАр}$$

Далее находится некомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{неск} = Q_{\max} - Q_{КУФ}, \quad (16)$$

где $Q_{КУФ}$ - фактическая мощность всех компенсирующих устройств на ПС, Мвар.

$$Q_{\text{неск}} = 38,5 - 13,2 = 26,3 \text{ МВАр}$$

Количество и марка выбранных устройств компенсации реактивной мощности представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Компенсирующие устройства

ПС	Номинальная мощность КУ, $Q_{\text{неск}}$ МВАр	Количество и марка батареи	
Кун-Манье	26.3	РТМ-3300/10ХЛ1	2 шт

3.4 Выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих

Сечение провода – важнейший параметр линии. С увеличением сечения проводов линии, увеличиваются затраты на ее сооружение и отчисления от них. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год.

На воздушных линиях предусматривается применение сталеалюминевых проводов марки АС. Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов по значениям расчетной токовой нагрузки.

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях по следующей формуле:

$$I_{\text{max}} = \frac{\sqrt{P_{\text{max з}}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \cdot 10^3, \quad (17)$$

где I_{max} - максимальный ток, А;

$P_{\text{max з}}$ - потоки активной максимальной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт;

$Q_{\text{нескз}}$ - потоки максимальной некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВАр;

$n_{\text{ц}}$ - количество цепей линии;

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

Далее определим расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (18)$$

где I_{max} - максимальный ток, А;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки. Примем данный коэффициент равным 1,05.

$$I_{д.д} \geq I_{P.П}, \quad (19)$$

где $I_{д.д}$ - длительно допустимый ток выбранного сечения, А;

$I_{P.П}$ - расчетный послеаварийный ток.

Рассмотрим пример расчета.

Для примера рассмотрим расчет для головного участка. Теперь приведем расчет максимального тока для данного участка:

$$I_{\max \text{ Эльгауголь-Кунь-Манье}} = \frac{\sqrt{55^2 + 1.5^2}}{2 \cdot 220 \cdot \sqrt{3}} \cdot 10^3 = 72 \text{ А}$$

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{P \text{ Эльгауголь-Кунь-Манье}} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 72 = 85 \text{ А}$$

Примем к установке на данном участке провод АС-240/32 с длительно допустимым током $I_{\partial.д} = 605 \text{ А}$.

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС Кун-Манье, будут выполнены проводами марки АС-240/32.

Дальнейшие расчеты представим в таблице 18.

Таблица 18 - Расчетные токи и сечения ЛЭП

Вариант	Участок	$I_{\max}, \text{ А}$	$I_p, \text{ А}$	Сечение	$I_{\partial.д}, \text{ А}$
2	Эльгауголь – Кун - Манье	72	85	АС-240/32	610
4	Отп. Призейская – Эльгауголь	72	85	АС-240/32	610

3.5 Выбор однолинейной схемы ПС

При выборе основной схемы электрических соединений для подстанции следует учитывать ряд важных факторов. Они включают в себя тип проектируемой станции, количество и мощность установленных силовых трансформаторов, уровни напряжения, количество питающих линий и отходящих присоединений, экономическую эффективность предлагаемых вариантов, а также гибкость и удобство в эксплуатации, аспекты безопасности обслуживания [22].

Для конкретного случая проектируемой подстанции, где требуется установить два трансформатора мощностью 63 МВА и энергия будет подаваться на напряжении 220 кВ, необходимо выбрать экономически выгодную схему для распределительного устройства.

Для варианта №2 и 4, подключение подстанции 220/110/10 кВ к напряжению 220 кВ будет выполнено по тупиковой схеме. Исходя из этих данных, можно выбрать схему РУ-220 – 4Н в качестве оптимального варианта «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [22].

На СН и НН для обоих вариантов примем к установке схему – одна рабочая секционированная выключателем система шин. Схема может быть использована при применении выключателей, для которых период между плановыми ремонтами менее 10 лет.

3.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов при реконструкции электрической сети

Информация о значении нагрузок была взята на предприятии в ходе прохождения практической подготовки.

Согласно произведённым расчётам в разделе 2, средняя активная мощность ПС Кун-Манье составляет 44 МВт и 17.6 МВар.

Используя полученные данные, можно произвести расчёт полной мощности подстанции.

Полная мощность:

$$S_{cp} = \sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}, \quad (20)$$

$$S_{cp} = \sqrt{44^2 + 17,6^2} = 47,38 \text{ МВА},$$

Согласно действующим нормам, мощность трансформаторов понижающих подстанций рекомендуется выбирать таким образом, чтобы допустимая перегрузочная способность после отказа составляла 75-85 процентов, максимальная продолжительность пиковых часов не превышала шести часов в сутки в течении не более пяти суток [54].

Для того, чтобы определить мощность силовых трансформаторов, воспользуемся следующей формулой:

$$S_{mp} = \frac{S_{cp}}{2 \cdot K_3}, \quad (21)$$

где K_3 – коэффициент загрузки, который равен 0,7;

S – полная мощность на низкой стороне, МВА

$$S_{mp} = \frac{47,38}{2 \cdot 0,7} = 42,3 \text{ МВА},$$

Для определения номинальной мощности трансформаторов используем расчётную мощность.

При проведении расчета получили значение $S_{тр}=42,3$ МВА. В связи с активным развитием данного региона и планов на подключения новых потребителей, примем к установке трансформатор марки АТДЦТН-63000-220-ХЛ1. В случае выхода из строя одного из трансформаторов, тот, что остался в работе, учитывая допустимые перегрузки, сможет обеспечить всю нагрузку подстанции. Проведём проверку трансформатора в нормальном режиме работы и послеаварийном используя коэффициент загрузки и аварийной перегрузки.

Расчёт производим по следующим формулам:

$$K_3^{норм} = \frac{S_{cp}}{n_T \cdot S_{Тном}}, \quad (22)$$

$$K_3^{норм} = \frac{47,38}{2 \cdot 63} = 0,47,$$

$$K_3^{ав} = \frac{S_{cp}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}}, \quad (23)$$

$$K_3^{норм} = \frac{47,38}{63} = 0,94,$$

При нормальном функционировании двух автотрансформаторных подстанций, нагрузка на них должна быть не выше 60% от их номинальной

мощности. Однако, в случае аварийного отключения одного из трансформаторов, допустимая нагрузка может достигать 140% от номинала. Расчеты показывают, что выбор номинальной мощности трансформатора был осуществлен правильно, т.к. коэффициенты загрузки находятся в требуемых пределах.

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Целью данного раздела является определение оптимального варианта развития электрической сети района проектирования на основании расчёта экономической эффективности.

4.1 Капитальные вложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанции. Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Расчет будет производиться по укрупненным показателям.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [62]:

- капиталовложения на сооружение подстанций;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (24)$$

Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования ПС, а также весьма значительных различий по составу объем работ при расширении и реконструкции ПС, их стоимость может быть определена набором отдельных основных элементов, к которым относятся:

1. стоимость распределительных устройств;
2. трансформаторы (АТ);
3. компенсирующие и регулирующие устройства;
4. постоянная часть затрат;

6. затраты на временные здания и сооружения, проектно–исследовательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 6 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1–5) [62]:

1,5–2,0 % – временные здания и сооружения;

8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;

1,0–1,2 % – содержание службы заказчика–застройщика, строительный контроль;

10,0–11,0 % – проектно–исследовательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{РУ} + K_{ПОСТ} + K_{ВЫКЛ}) \cdot K_{инф}, \quad (25)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформаторов, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{инф}$ – индекс изменения сметной стоимости;

$K_{ПС*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ПС;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ВЫКЛ}$ – стоимость ячеек выключателей, зависящая от исполнения и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле [62]:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф}, \quad (26)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии [62];

l – длина трассы;

$K_{ВЛ*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ВЛ.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 12,1$, при условии, что цены взяты за 2000 год [59].

Расчёт капиталовложений для варианта подключения объекта на напряжение 220 кВ приведён в приложении Б. Результаты расчета капиталовложений для варианта №2 представлены в таблице 19, для варианта №4 представлены в таблице 20.

Таблица 19 – Капиталовложения для варианта №2

Элементы сети	K , тыс.руб	Оборудование
Проводники	2691040	160 км АС-240/32
Трансформаторы	355700	2х АДЦТН -63000
Постоянная часть затрат	266200	-
Стоимость распределительных устройств	5034000	4Н (220) 9 (220)
Компенсирующие устройства	43560	РТД 20 МВар

Таблица 20 – Капиталовложения для варианта №4

Элементы сети	K , тыс.руб	Оборудование
Проводники	2691040	160 км АС-240/32
Трансформаторы	355700	2х АДЦТН -63000
Постоянная часть затрат	133100	-
Стоимость распределительных устройств	1537000	4Н (220)
Компенсирующие устройства	43560	РТД 20 МВар

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- вариант №2: $K_{общ} = 5743000$ тыс.руб;

- вариант №4: $K_{общ} = 2113000$ тыс.руб.

4.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (27)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

$I_{Э.Р}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}; \quad (28)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,007\%$; $\alpha_{тэоПС} = 0.05\%$).

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}; \quad (29)$$

где ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, принята 2.84 руб/ кВт·ч [59].

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах.

Амортизационные отчисления на реновацию [62]:

$$I_{AM} = K \cdot a_p; \quad (30)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p – норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Расчёт эксплуатационных издержек вариантов №2 и №4 приведён в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Эксплуатационные издержки

Вариант	И _{э.р} , тыс.руб	И _{ам.рен} , тыс.руб	И _{Δw} тыс.руб	И, тыс.руб
№2	30600	466500	20220	792700
№4	124500	285000	20500	430000

4.3 Определение статических приведенных затрат и выбор оптимального варианта сети

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные затраты отличаются не более чем на 5 %, то принимается в качестве оптимального тот вариант, у которого меньше стоимость потерь электроэнергии.

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того, что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет, так как подстанция является вновь подключаемой.

Затраты определяются по формуле [62]:

$$Z = E \cdot K + I; \quad (31)$$

где E – норматив дисконтирования ($E = 0,1$);

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – эксплуатационные издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками, получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 22.

Таблица 22 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Эксплуатационные издержки тыс. руб	Приведенные затраты тыс. руб
2	8433700	792700	1636096
4	4804000	430000	910380

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №4, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 725700 тыс. руб по сравнению с вариантом №2.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе будет произведен расчет токов КЗ на шинах 220 кВ ПС Кун-Манье для выбора и проверки оборудования на термическую и динамическую стойкость [28].

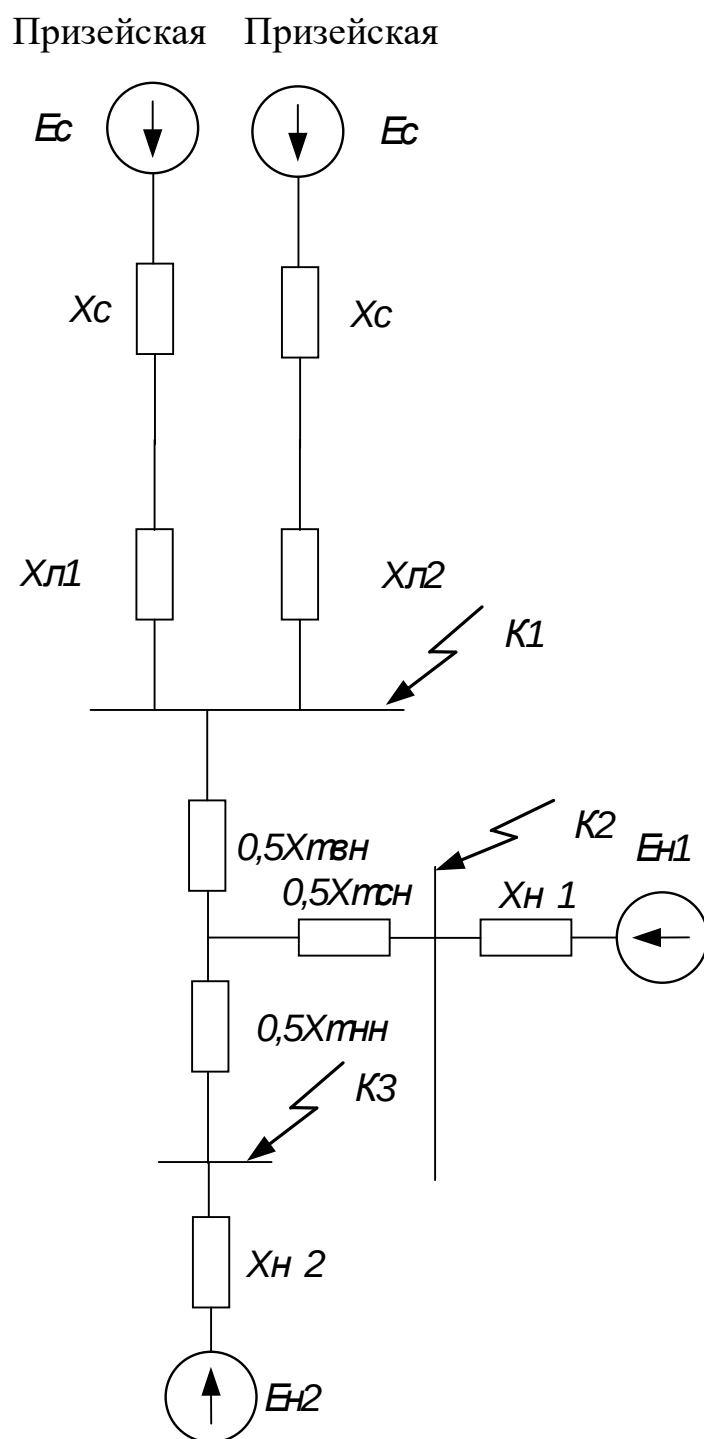


Рисунок 12 – Схема для определения токов к.з.

Расчет токов короткого замыкания является важным этапом проектирования электрических сетей, который позволяет определить токи короткого замыкания в различных точках сети и выбрать необходимое оборудование. Однако, при расчетах необходимо учитывать допущения, такие как [28]:

- пренебрежение намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- отсутствие учета емкостной проводимости линий;
- предположение о симметричности трехфазной системы и не учет насыщения магнитных систем.

Также, необходимо принимать во внимание, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются в течение всего процесса короткого замыкания.

Расчет ТКЗ производится в ПВК RastrWin3 из-за удобства и быстроты расчета в данном программном комплексе.

Необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение, результат показан в Приложении А.

Глухозаземленная нейтраль обозначается – зак., изолированная нейтраль – у.

Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации, результат показан в Приложении А.

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

Ударный ток рассчитывается по формуле [31]:

$$i_{yd} = \sqrt{2} \cdot K_{yd} \cdot I_{по}^{(3)} \quad (32)$$

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

$K_{уд}$ – ударный коэффициент.

Для части системы, с которой электростанция (подстанция) связана ВЛЭП напряжением 220 кВ ударный коэффициент равен $K_{уд} = 1,717 - 1,78$, значение постоянной времени $T_a = 0,03 - 0,04$ [31].

Таблица 23 – Значения токов КЗ на шинах ПС Кун-Манье

Тип КЗ	Точка КЗ	$I_{кз}$ кА	$i_{уд}$ кА	$i_{ат}$
Трехфазный	К1 (ВН)	10,4	22,3	12,7
Однофазный		3,38	8,2	7,4
Трехфазный	К2 (СН)	12,5	29,4	19,7
Однофазный		9,42	22,87	19,98
Трехфазный	К3 (НН)	18,5	39,5	26,2
Однофазный		15,6	37,87	28,5

По данным расчетам токов КЗ будет произведена проверка оборудования.

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

Номинальные рабочие токи:

$$I_{ном1} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (33)$$

$$I_{ном1} = \frac{67136}{\sqrt{3} \cdot 220} = 176 \text{ А};$$

$$I_{ном2} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot U_{НН}}, \quad (34)$$

$$I_{\text{ном2}} = \frac{67136}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 176 \text{ A};$$

$$I_{\text{ном3}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (35)$$

$$I_{\text{ном3}} = \frac{67136}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 88 \text{ A};$$

Возьмем количество отходящих линий от ПС Кун-Манье, основываясь на подстанцию аналога, «Эльгауголь» примем 4 отходящих линии на стороне СН и 6 отходящих линия на стороне НН.

$$I_{\text{ном4}} = \frac{0.5 \cdot S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 8}, \quad (36)$$

$$I_{\text{ном4}} = \frac{0.5 \cdot 67136}{\sqrt{3} \cdot 10} = 554 \text{ A};$$

Таблица 24 - номинальные рабочие токи

Расположение	Номинально рабочий ток, А.
ВН	176
СН (вводной)	352
СН (секционный)	176
СН (линейный)	88
НН (вводной, секционный)	1845
НН (линейный)	462

6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПС КУН-МАНЬЕ

6.1 Разработка подробной однолинейной схемы подстанции

Схемы распределительных устройств для ПС 220 кВ Кун-Манье выбраны в соответствии с разделом 3. Подробная однолинейная схема ПС 220 кВ Кун-Манье представлена на листе графической части №3. А также на рисунке. Выбираем исполнение РУ 220 кВ и 110 кВ в качестве открытого распределительного устройства, на напряжение 10 кВ выбираем КРУ. [35].

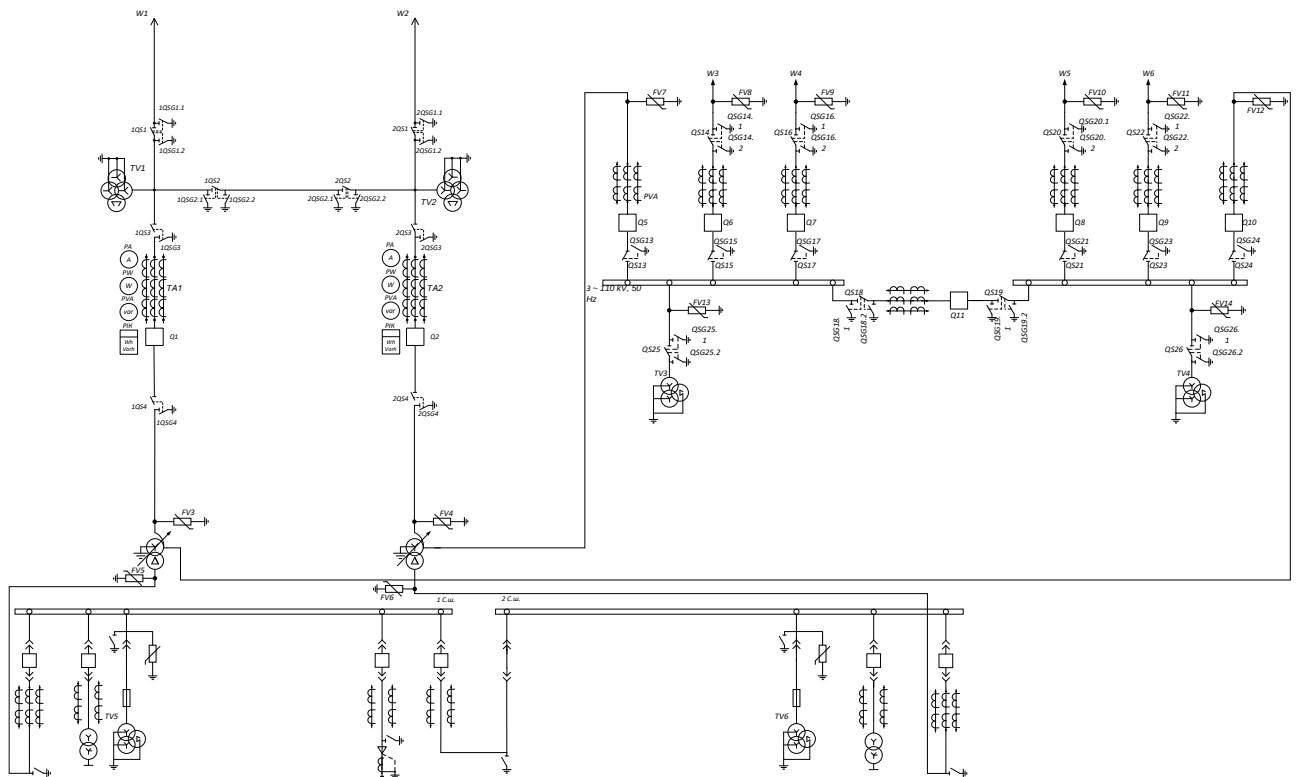


Рисунок 13 – Однолинейная схема ПС

6.2 Выбор и проверка выключателей

Для выполнения задач в данном разделе требуется учесть информацию о значениях токов короткого замыкания во всех распределительных устройствах подстанции, максимальных токах в этих устройствах, а также о категории потребителей, которые подключены к шинам низкого напряжения данной подстанции, и климатических характеристиках рассматриваемого района, на основе этих данных будет произведен расчет, проверка и выбор необходимого оборудования для подстанции, с учетом максимальных рабочих токов в

распределительных устройствах [27].

где T_a - постоянная затухания;

$t_{с.в.}$ - собственное время отключения выключателя

$t_{р.з.}$ - ступень селективности.

Таблица 25 – Время отключения выключателей

№ выключателя	$t_{р.з.}$, с	T_a , с	$t_{с.в.}$, с	$t_{откл.}$, с	$B_{Кном}$
ОРУ 220 кВ					
1	2	0,02	0,05	2,07	175,2
ОРУ 110 кВ					
2	2	0,02	0,07	2,07	180
ОРУ 10 кВ					
3	1,5	0,01	0,03	1,53	262

Расчёт теплового импульса определяется по формуле:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{pz} + t_{св} + T_a), \quad (37)$$

где t_{pz} – максимальное время работы релейной защиты;

$t_{св}$ – собственное время отключения выключателя» [27].

Для точки К1 шины 220 кВ:

$$B_k = 10,4^2 \cdot (2 + 0,05 + 0,02) = 175,2 \text{ кА}^2\text{с},$$

Выбор и проверка оборудования будет производится по току автотрансформаторной ячейки, поскольку ток в них максимален для стороны 10 кВ, будет произведен только выбор и проверка КРУ и выключателей, поскольку выбор остального оборудования не необходим в данной работе.

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

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

Выбор выключателей:

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям, а также по климатическому исполнению выбираем элегазовые баковые выключатели наружной установки ОРУ 220 кВ:

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

Проверяем автотрансформаторный выключателей наружной установки, результат представлен в таблице 26, данные взяты из таблицы 24,25. Приводы выбранных выключателей электромагнитные.

Таблица 26 – Выключатель ВЭБ – 220 II – 40/2500 ХЛ

Паспортные данные	Расчётные данные	Выбор и проверка
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 176 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отклном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 10,4 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 22,3 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 10,4 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{пр.скв}}$
$i_{\text{пр.скв.}} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 22,3 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{пр.скв.}}$
$I_{\text{вклном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 10,4 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{вклном}}$
$i_{a\text{НОМ}} = 22,627 \text{ кА}$	$i_{at} = 12,7 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{a\text{НОМ}}$
$B_{\text{кном}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 175,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{кном}}$

Таблица 27 – Выключатель ВЭБ – 110 – 40/2500ХЛ

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$

$I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ A}$	$I_{\text{max}1} = 352 \text{ A}$ $I_{\text{max}2} = 176 \text{ A}$ $I_{\text{max}3} = 88 \text{ A}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{откл.ном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 29,4 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{пр.скв}}$
$i_{\text{пр.скв.}} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 29,4 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} \geq i_y$
$I_{\text{вкл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{вкл.ном}}$
$i_{a\text{НОМ}} = 22,627 \text{ кА}$	$i_{at} = 19,7 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{a\text{НОМ}}$
$B_{\text{КНОМ}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 180 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{КНОМ}}$

6.3 Выбор и проверка разъединителей

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

Таблица 28 – Разъединитель РГ2 – 220/1000 ХЛ

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ A}$	$I_{\text{max}1} = 176 \text{ A}$	$I_{\text{max}} < I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_y = 22,3 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{пр.скв}}$
Главные ножи		
$B_{\text{КНОМ}} = 31,5^2 \cdot 2$ $= 1984 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 175.2 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{КНОМ}}$
Заземляющие ножи		
$B_{\text{КНОМ}} = 31,5^2 \cdot 1$ $= 992 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 175.2 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{КНОМ}}$

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ

Результаты проверки приведены в таблице 28. На стороне 220 кВ проверяем разъединители марки: РГНП-1-1-220/1000 ХЛ – с одним заземляющим ножом: РГНП-2-1-220/1000 ХЛ– с двумя заземляющими ножами.

Разъединители укомплектованы приводом с электродвигателем на постоянном токе (ПД – 14П УХЛ1).

Таблица 29 – Разъединитель РГ2 – 110/1000 ХЛ

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 352 \text{ А}$ $I_{\text{max2}} = 176 \text{ А}$ $I_{\text{max3}} = 88 \text{ А}$	$I_{\text{max}} < I_{\text{ном}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_y = 29,4 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{пр.скв}}$
Главные ножи		
$B_{\text{Кном}} = 31,5^2 \cdot 2$ $= 1984 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 180 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{Кном}}$
Заземляющие ножи		
$B_{\text{Кном}} = 31,5^2 \cdot 1$ $= 992 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 180 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{Кном}}$

6.4. Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи: устанавливают ТТ во

всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту). ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ. В работе выбраны встроенные трансформаторы тока марки ТВТ.

Принимаем кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}, \quad (38)$$

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\kappa}, \quad (39)$$

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

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

r_{κ} – переходное сопротивление контактов (принимаем равным 0,1 Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2}; \quad (40)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,53 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,7}{5^2} = 0,028 \text{ Ом},$$

$$Z_{2H} = 0,028 + 0,53 + 0,1 = 0,66 \text{ Ом}.$$

Таблица 30 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	0,2	0,2	0,2
Итого		0,7	0,7	0,7

Таблица 31 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока ТВТ 220

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 176 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S для приборов учета)	$Z_2 = 0.66 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{пр.скв} = 79 \text{ кА}$	$I_{уд} = 22,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{Кном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 175 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Кном} > B_k$

В таблице 30 показаны приборы, подключённые к ТТ, в таблице 31 произведено сравнение расчетных и каталожных данных для существующего ТТ. Из расчетных данных видно, что встроенный трансформатор тока ТВТ-220 удовлетворяет всем условиям.

Таблица 32 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 110 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	0,2	0,2	0,2
Итого		0,7	0,7	0,7

Таблица 33 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока ТВТ 110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 500 \text{ А}$	$I_{max1} = 352 \text{ А}$ $I_{max2} = 176 \text{ А}$ $I_{max3} = 88 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{пр.скв} = 79 \text{ кА}$	$I_{уд} = 29,4 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{Кном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 180 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Кном} > B_k$

Из расчетных данных видно, что трансформатор тока ТВТ 110 удовлетворяет всем условиям.

6.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

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

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

Таблица 34 – Вторичная нагрузка ТН на ВН

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S прибор ов
Вольтметр	Э335	2	1	2	4
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	2	20
Счётчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230	8	2	2	64
Итого					84

РУ 220 кВ:

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 220 кВ.

В РУ 220 кВ установлены ТН: НАМИ произведем их проверку, результаты проверки представлены в таблице 35.

Суммарная мощность приборов:

$$84 \text{ ВА} \leq 100 \text{ ВА},$$

Таблица 35 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 84 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В РУ 110 кВ устанавливаем ТН: НАМИ.

Суммарная мощность приборов:

$$88 \text{ ВА} \leq 120 \text{ ВА}$$

Таблица 36 – Вторичная нагрузка ТН на СН

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
Вольтметр	Э335	2	1	2	4
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	2	20
Счётчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230	8	2	2	64
Итого					88

Таблица 37 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 120 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 88 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

6.6 Выбор и проверка токоведущих частей

В РУ 220 кВ принимаем гибкие шины, выполненные проводами АС – 240/32.

Сечение гибких шин выбирается:

- по длительно допустимому току

$$I_{доп} \geq I_{раб.мах}$$

Гибкие шины обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами.

Так для сборных шин приняты расстояния: при 110 кВ – 1,5 м; 220 кВ – 3 м [15].

При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчет на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят.

Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут на столько сблизится друг с другом, что произойдет их схлестывание.

Согласно ПУЭ, на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 8000 МВА для напряжения 220 кВ.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

Наибольший рабочий ток на шинах 220 кВ согласно таблице 22 равен 176 А выбираем гибкие шины марки АС - 240, допустимый ток которых $I_{доп} = 610$ А, диаметр провода $d = 32$ мм.

Проверка шин на схлестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{доп} = 610 \text{ А}$$

$$I_{MAX} = 176 \text{ А}$$

$$I_{MAX} < I_{доп}, \quad (41)$$

Проверка по условиям короны:

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (42)$$

где E_0 - максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3m\left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (43)$$

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

r_0 - радиус провода,

$$r_0 = 0,1 \cdot d/2 \text{ см}, \quad (44)$$

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

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

где $D_{\text{ср}}$ - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D, \quad D = 300 \text{ см};$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей:

- Начальная критическая напряженность эл. поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (46)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{5,7}} \right) = 27,958$$

- Напряженность около поверхности провода:

$$E = \frac{0.354 \cdot U}{r_0 \cdot \log\left(\frac{1.26 \cdot D}{r_0}\right)} \quad (47)$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 110}{5.7 \cdot \log\left(\frac{1.26 \cdot 11.4}{5.7}\right)} = 17.019$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$

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

$$18.21 < 25.162.$$

Условие выполняется.

Таблица 38 – Сопоставление данных для гибких шин в ОРУ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 352 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 180 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 632 \text{ мм}^2$	$q_{min} = 63 \text{ мм}^2$	$q_{min} \leq q$

6.7 Выбор и проверка изоляторов

Для гибкой ошиновки выбираем подвесные изоляторы:

На стороне 220 кВ: ЛК 70/220-И-4 СП(СС) из полимерного материала;

Подвесные изоляторы на термическую и электродинамическую стойкость по режиму короткого замыкания и по разрушающей нагрузке не проверяются.

На 110 кВ к установке приняты подвесные изоляторы ЛК 60/110-И-4 СП(СС) из полимерного материала с допустимой нагрузкой на изгиб:

Таблица 39 – Сопоставление данных подвесных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{расч}$
$F_{доп} = 12000 \text{ Н}$	$F_{расч} = 7040 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{доп}$

Условия выбора;

По номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \quad (49)$$

$$110 \leq 110;$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{ДОП} \quad (50)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F; \quad (51)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н};$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (52)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (53)$$

$$k_h = \frac{900 + 64 + \frac{70}{2}}{900} = 1,11;$$

$$F_{расч} = 32 \cdot 1,1 \cdot 2 = 7040 Н;$$

$F_{расч} \leq F_{доп}$ – данное условие выполняется, и выбранный изолятор подходит для установки.

Таким образом, подвесной изолятор ЛК 60/110-И-4 СП(СС) проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

6.8 Выбор и проверка КРУ 10 кВ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранным и готовым к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

В общем случае КРУ поставляется отдельными ячейками с элементами стыковки ячеек в РУ. По требованию заказчика, КРУ поставляется транспортными блоками, каждый из которых состоит из трех ячеек со смонтированными соединениями главных и вспомогательных цепей. В состав КРУ могут входить: 1 шинные мосты между двумя рядами ячеек, 2 шинные

вводы, 3 кабельные вводы для ввода силовых кабелей, 4 кабельные лотки для подвода к ряду КРУ контрольных кабелей, 5 блоки панелей для размещения общеподстанционной аппаратуры и ввода контрольных кабелей, 6 переходные шкафы для стыковки с КРУ других серий по желанию заказчика.

Принимаем к установке на напряжении 10 кВ КРУ-СЭЩ-63-10 со встроенными вакуумными силовыми выключателями ВВУ-СЭЩ-10, в таблице 40 представлены его параметры.

Таблица 40 – Параметры КРУ-СЭЩ-63-10

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	20
Электродинамическая стойкость, кА	51
Термическая стойкость, кА/с	20
Тип выключателя	Вакуумный
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный

6.9 Выбор и проверка ячеек КРУ 10 кВ

Выбор ячеек КРУ производится аналогично выбору выключателей.

1 По напряжению установки:

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}.$$

2 По току продолжительного режима:

$$1000 \text{ А} \geq 554 \text{ А}.$$

Проверка ячеек КРУ:

1 По отключающей способности: на отключение периодической составляющей тока КЗ и на отключение полного расчётного тока КЗ КРУ проверяется при выборе встроенных в него выключателей

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t рассчитывается для встроенного выключателя.

2 По термической стойкости выключателя

Тепловой импульс [4]:

$$B_K = I_{п.0.к2}^2 \cdot (t_{отк} + T_{а.к2}), \quad (54)$$

$$B_K = 6^2 \cdot (2,57 + 0,05) = 262 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$289 \text{ кА} \geq 262 \text{ кА}.$$

3 По электродинамической стойкости [4]:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд.к2}, \quad (55)$$

$$41 \text{ кА} \geq 24 \text{ кА}.$$

Таблица 41 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 1845 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$i_{пр.скв} = 41 \text{ кА}$	$i_{уд} = 39,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 262 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУ марки СЭЩ-63-10 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

6.10 Выбор и проверка выключателей.

В качестве силовых выключателей в КРУ применяются ВВУ-СЭЩ-10, в качестве исходных данных применяются данные с таблиц 21, 22, 23.

Таблица 42 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 1845 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{н.о} = 18,5 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{пр.скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 39,5 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$I_{пр.скв} = 20 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 18,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{пр.скв}$
$i_{вкл} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 39,5 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вклном} = 20 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 18,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вклном}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 262 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$i_{аном} = 25,3 \text{ кА}$	$i_{ат} = 26,2 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{аном}$

Таблица 43 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе линейного выключателя 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
-------------------	------------------	---------------------------

$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 462 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.о} = 18,5 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{пр.скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 39,5 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$I_{пр.скв} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 18,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{пр.скв}$
$i_{вкл} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 39,5 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вклном} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 18,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вклном}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 262 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$i_{аном} = 25,3 \text{ кА}$	$i_{ат} = 26,2 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{аном}$

Выбранные выключатели на стороне 10 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки.

6.11 Выбор и проверка ТСН

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

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

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [5].

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд представлена в таблице 44.

Таблица 44 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Р _{уст} , кВт	Q, квар
Охлаждение автотрансформатора	0,73	45	32,85
Подогрев КРУ	1	40	-
Освещение и вентиляция	1	20	-
Отопление и освещение ОПУ	1	200	-
Освещение	1	20	-
Прочее	1	90	-
Итог		415	32,85

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (56)$$

$$S_{рас} = \sqrt{415^2 + 32,85^2} \cdot 0,8 = 400 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТМГ – 400/6/0,4.

6.12 Выбор системы оперативного тока

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели — генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного

тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается, и нагрузку принимает на себя батарея.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В [5].

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (57)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

В режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{242}{14,4} = 17.$$

В режиме заряда при максимальном напряжении:

$$n = \frac{242}{15,1} = 17.$$

В режиме аварийного напряжения:

$$n = \frac{242}{11,8} = 21.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (58)$$

$$n_{доб} = 21 - 17 = 4.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (59)$$

где $I_{ав}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера. $N = 23$.
Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею Powersafe «Ольдам» – 24 Ач.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (60)$$

где I_{Tmax} - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Tmax} = 1269 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ А}.$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{45} = 27,6 ;$$

Окончательно принимаем Powersafe «Ольдам» – 28 Ач.

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N} = \frac{1269}{28} = 45.3 \text{ А.} \quad (61)$$

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot N + I_{п} \text{ А,} \quad (62)$$

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24.2 .$$

$$U_{пз} \geq 2.2 \cdot n_0 \text{ В.} \quad (63)$$

$$U_{пз} \geq 2.2 \cdot 108 = 236$$

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{п} \text{ А,} \quad (64)$$

$$I_3 = 5 \cdot 28 + 20 = 160 \text{ А.}$$

$$U_{пз} = 2.75 \cdot n , \quad (65)$$

$$U_{пз} = 2.75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В.}$$

Выбираем стандартное ЗВУ НРТ «Ольдам».

7 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ИЛИ РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПС

7.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет

Заземляющие устройства являются неотъемлемой частью электроустановок и играют важную роль в обеспечении безопасности при работе с электричеством. Они предназначены для защиты области, где расположена электроустановка, и ее окружения, а также для отвода импульсных токов от молниеотводов и разрядников в землю. Кроме того, они обеспечивают создание заземляющей цепи при срабатывании защиты от замыкания на землю.

Заземляющие устройства представляют собой комплексные системы, физические параметры и форма которых определяются расположением электрооборудования. Обычно они состоят из сетки с прямоугольными ячейками, к которой подключаются вертикальные электроды молниеотводов. Дополнительно, вертикальные электроды могут быть размещены вдоль периметра сетки для достижения необходимого сопротивления заземления [15].

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры проектируемой ПС:

$A = 95 \text{ м,}$

$$B = 80 \text{ м},$$

Площадь, которая используется под заземлитель ПС (РУ) размером $a \times b$.

$$S = (a + 2 \cdot 1,5) \cdot (b + 2 \cdot 1,5), \quad (66)$$

$$S = (95 + 2 \cdot 1,5) \cdot (80 + 2 \cdot 1,5) = 4214 \text{ м}^2,$$

В качестве горизонтального заземлителя выбираем сталь диаметром 11 мм (сечение $F = 95 \text{ мм}^2$). Т.к. ПС 110 кВ, то необходима проверка на термическую и коррозионную стойкость:

$$F_{тер.ст} = \sqrt{\frac{I_m^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (67)$$

где I_m - ток молнии, А. Принимаем равным 60 кА;

t - время отключения (время срабатывания р.з. и отключения выключателя), с. Принимаем равным 0,045 с;

β - коэффициент, зависящий от вида проводника (для стали $\beta = 21$), определяется по ПУЭ.

$$F_{тер.ст} = \sqrt{\frac{60 \cdot 10^3 \cdot 0,045}{400 \cdot 21}} = 56,7 \text{ мм}^2,$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (D_{np} + S_{cp}), \quad (68)$$

$$S_{cp} = a_k \ln^3 T + b_k \ln^2 T + c_k \ln T + \alpha_k, \quad (69)$$

где a_k, b_k, c_k, α_k - коэффициенты, зависящие от состава грунта, принимаем 0,0026; 0,00915; 0,014 и 0,0224 соответственно;

T - время использования заземлителя, мес. Расчётный срок службы принимается равным 20 годам, т.е. $T = 12 \cdot 20 = 240$ мес.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,014 \ln 240 + 0,0224 = 0,782,$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (11 + 0,782) = 28,941 \text{ мм}^2,$$

Выбранный горизонтальный заземлитель должен удовлетворять следующему условию:

$$F \geq F_{кор} + F_{мер.см}, \quad (70)$$

$$95 \geq 85,641,$$

Условие выполняется.

В качестве вертикального электрода выбирается стержень диаметром 11 мм².

Общая длина горизонтальных полос:

$$L_z = (a + 3) \cdot \frac{b + 3}{k} + (b + 3) \cdot \frac{a + 3}{k}, \quad (71)$$

где k – расстояние между полосами. Принимаем равным 7 м.

$$L_z = (95 + 3) \cdot \frac{80 + 3}{7} + (80 + 3) \cdot \frac{95 + 3}{7} = 1204 \text{ м},$$

Уточняется длина горизонтальных полос:

$$L_{z,y} = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (72)$$

где m – число ячеек и определяется по формуле:

$$m = \frac{L_z}{2 \cdot \sqrt{S}}, \quad (73)$$

$$m = \frac{1204}{2 \cdot \sqrt{4214}} \approx 9,$$

$$L_{z,y} = 2 \cdot \sqrt{4214} \cdot (9 + 1) = 1298 \text{ м},$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{c}, \quad (74)$$

где c - расстояние между вертикальными электродами, м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{4214}}{7} \approx 37,$$

Определяется стационарное сопротивление заземлителя в виде сетки:

$$R = \rho_{\text{з}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{z,y} + n \cdot l_g} \right), \quad (75)$$

где $\rho_{\text{э}}$ - эквивалентное сопротивление грунта, определяется по двухслойной модели (РУ), Ом·м.

A - вспомогательный коэффициент, принимаем равным 0,441.

$$\rho_{\text{э}} = K_c \cdot \rho_{\text{изм}}; \quad (76)$$

$$\rho_{\text{э}} = 50 \cdot 1,2 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$R = 60 \cdot \left(\frac{0,441}{\sqrt{4214}} + \frac{1}{1298 + 37 \cdot 6} \right) = 0,38 \text{ Ом},$$

Определяется импульсный коэффициент:

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

где I_m - амплитуда тока молнии, характерного для рассматриваемого региона, кА. Для не равнинной местности равен 60 кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{4214}}{(195 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,249,$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя сетки:

$$R_u = \alpha_u \cdot R, \quad (78)$$

$$R_u = 1,249 \cdot 0,385 = 0,48 \text{ Ом},$$

$$0,48 \leq 0,5 \text{ Ом},$$

Сопротивление заземлителя не превышает нормативного значения, значит заземление выбрано верно.

7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Для обеспечения надежной защиты подстанции от прямых ударов молнии используется комплекс многократных молниеотводов высотой $h=30$ метров. Эти системы молниезащиты разработаны специально для защиты крупных сооружений от ударов молнии и обеспечивают безопасный путь разрядов от верхней части сооружения к земле, причиняя незначительный или нулевой ущерб. Самым высоким объектом на подстанции является здание ЗРУ-110, его высота составляет 11 м. Относительно этой высоты будем производить расчёт зон защиты.

Количество молниеотводов составляет 6 шт. Высота молниотвод составляет 19 м.

Рассчитаем эффективную высоту стержневого молниеотвода:

$$h_{эф} = 0.85 \cdot h, \quad (79)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,15 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (80)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне здания ЗРУ:

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

где h_x - высота защищаемого объекта, для здания ЗРУ 11 м.

$$r_x = 20,18 \cdot \left(1 - \frac{11}{20,18}\right) = 9,18 \text{ м},$$

Расстояние между молниеотводами $h \leq L_{m-m} \leq 2h$. Определим минимальную высоту внутренней зоны молниеотводов 1-2:

$$h_c = h - \frac{L}{7}, \quad (82)$$

$$h_c = 19 - \frac{38}{7} = 13,57 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (83)$$

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{13,57 - 11}{13,57} = 3,82 \text{ м},$$

Рассмотри расчёт молниезащиты от двух молниеотводов 1-3.

Найдем наименьшую высоту внутренней зоны молниеотводов по формуле:

$$h_c = 19 - \frac{25}{7} = 15,42 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{15,42 - 11}{15,42} = 5,8 \text{ м},$$

Аналогично проводится расчёт молниезащиты относительно остальных систем молниеотводов, результаты расчёта приведены в таблице 21.

Эффективная высота стержневого молниеотвода определяется по формуле (92):

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,15 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле (92):

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне здания ЗРУ по формуле (100):

$$r_x = 20,18 \cdot \left(1 - \frac{11}{20,18} \right) = 9,18 \text{ м},$$

Расстояние между молниеотводами $h \leq L_{m-m} \leq 2h$. Определим минимальную высоту внутренней зоны молниеотводов 1-2 используя формулу (95):

$$h_c = 19 - \frac{38}{7} = 13,57 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле (100):

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{13,57 - 11}{13,57} = 3,82 \text{ м},$$

Рассмотрим расчёт молниезащиты от двух молниеотводов 2-4.

найдем наименьшую высоту внутренней зоны молниеотводов по формуле (99):

$$h_c = 19 - \frac{25}{7} = 15,42 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле (95):

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{15,42 - 11}{15,42} = 5,8 \text{ м},$$

7.3 Выбор и проверка ОПН

Расстановка ОПН на ПС выполняется согласно рисунку 14.

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}, \quad (84)$$

Принимаем первоначально ОПН–П1–110/105/10 У1 по номинальному напряжению 110 кВ.

$$110\text{кВ} \geq 110\text{кВ},$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}, \quad (85)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}} , \quad (86)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 89,44 \text{ кВ} ,$$

$$105 \text{ кВ} \geq 89,44 \text{ кВ} .$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 220-750 кВ определяется как:

$$\mathfrak{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z_B} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n , \quad (87)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений;

$U_{ост}$ – остающиеся напряжение на ограничителе (596 кВ);

Z_B – волновое сопротивление линии с учетом импульсной короны, составляет 740 Ом;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов, равное 1.

Величина неограниченных перенапряжений:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0} , \quad (88)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения в месте ее возникновения, принимается равным 900 кВ;

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

l – длина защитного подхода, определяется из ПУЭ и принимается 2,5

км.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,5 \cdot 900} = 644 \text{ кВ},$$

Время распространения волны:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (89)$$

где β – коэффициент затухания волны, принимается 0,91;

c – скорость распространения волны, составляет 300000 км/с.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 3000000} = 10,99 \text{ мкс},$$

$$\mathcal{E} = \left(\frac{644 - 596}{740} \right) \cdot 596 \cdot 2 \cdot 10,99 \cdot 1 = 849,74 \text{ кДж}.$$

Далее определяется удельная энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{НОМ}}}, \quad (90)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{849,74}{110} = 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}.$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$

Таблица 45 – Параметры ОПН–П1–220/105/10 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН–П1–220/105/10 УХЛ1
---------	------------------------

Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	105
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	596
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

Таблица 46 – Параметры ОПН–П1–110/105/10 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН–П1–110/105/10 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	105
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	596
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}$$

Принимаем первоначально ОПН-П1-10/10,5/10 УХЛ1 по номинальному напряжению 10 кВ.

$$10\text{кВ} \geq 10\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 6,64 \text{ кВ}$$

$$10,5 \text{ кВ} \geq 6,64 \text{ кВ}$$

Энергия пропускаемую ОПН во время грозового импульса для сетей 3-35 кВ определяется:

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot \left[(K_{II} \cdot 0,82 \cdot U_{НР})^2 - (1,77 \cdot U_{Н.Д})^2 \right], \quad (91)$$

где C – емкость кабельной линий;

K_{II} – кратность резонансных перенапряжений, равная 2,5;

$U_{НР}$ – наибольшее рабочее напряжение сети;

$U_{НД}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН.

Ёмкость кабельной линий определяется как:

$$C = l \cdot C_0, \quad (92)$$

где $C_0 = 0,25 \frac{\text{мкФ}}{\text{км}}$ – удельная емкость кабеля АПВВНГ(А)-LS-3х50/16-10, который использован в сети 10 кВ;

$l = 4,35 \text{ км}$ – длина самой длинной линии в сети 10 кВ.

$$C = 4,35 \cdot 0,25 = 1,1 \text{ мкФ}$$

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 1,1 \cdot \left[(2,5 \cdot 0,82 \cdot 10)^2 - (1,77 \cdot 10,5)^2 \right] = 41,17 \text{ кДж}$$

Удельная энергоемкость ОПН составит:

$$\mathcal{E}' = \frac{41,17}{10} = 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$

Выбранный выше тип ОПН проверяется на обеспечение им требуемого защитного уровня коммутационных перенапряжений. Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ОПН, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15-20% ниже испытательного напряжения $U_{ки}$ коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования:

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,2)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исн50}$$

где - $U_{исн50}$ 50%-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе.

$$U_{50\%} = U_{50}^{-} (0,92 - 0,012 l_{разр}^{(0,74 - 0,06 l_{разр})} (l_{разр}^{-3})) \quad (93)$$

Где U_{50}^- - 50%-ное разрядное напряжение для стандартного импульса отрицательной полярности, принимается равным 1330. [12]

$$l_{разр} = n_{из} \cdot H_{из} \quad (94)$$

Где $H_{из}$ - строительная высота изолятора, принимаем 1,2 метра; [3]

$n_{из}$ - количество изоляторов в гирлянде, принимаем 8 штук. [3]

$$l_{разр} = 1,2 \cdot 8 = 9,6 м$$

$$U_{50\%} = 1330(0,92 - 0,012 \cdot 9,6^{(0,74 - 0,06 \cdot 9,6)(9,6 - 3)}) = 1223,6$$

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 1223,6 = 2096,2 \text{ кВ}$$

$$596 \leq 2096,2 / (1,2) \text{ кВ}$$

$$596 \leq 1746,6 \text{ кВ}$$

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, $A_{вн}$.

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,15 - 0,25) \quad (95)$$

где $U_{доп}$ - допустимый уровень внутренних перенапряжений(810);

$$A_{вн} = (810 - 596) / 810 > 0,25$$

$$A_{вн} = 0,26 > 0,25$$

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям, $A_{гр}$:

$$A_{гр} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,2 - 0,25) \quad (96)$$

$$A_{гр} = (810 - 596) / 810 > 0,25$$

$$A_{гр} = 0,26 > 0,25$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 47 – Параметры ОПН-П1-10/10.5/10 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П1-10/10.5/10 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	10,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	37
Длина пути утечки, см	88
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПС КУН-МАНЬЕ

8.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики

Защита на стороне 220 кВ:

- Дифференциальная защита шин (ДЗШ) – для быстрого отключения КЗ на шинах.
- Дифференциально-фазная защита линий (ДФЗ) – для выявления междуфазных и земляных КЗ.
- Дистанционная защита (ДЗ) – резервная защита линий.
- Токовая отсечка (ТО) – защита от токов КЗ вблизи подстанции.
- Защита от замыканий на землю (ЗЗН, ЗНЗП) – для сетей с изолированной/компенсированной нейтралью.
- Автоматическое повторное включение (АПВ) – для линий 220 кВ (3-фазное АПВ).

Защита на стороне 110 кВ:

- Дифференциальная защита трансформаторов (ДЗТ) – для защиты силовых трансформаторов.
- Максимальная токовая защита (МТЗ) с выдержкой времени – резервная защита.
- Токовая отсечка (ТО) – для быстрого отключения близких КЗ.

- Защита от замыканий на землю (ЗЗН, ЗНЗП) – в зависимости от режима нейтрали.

- АПВ (3-фазное или 1-фазное) – в зависимости от конфигурации сети.

Защита на стороне 10 кВ:

- Максимальная токовая защита (МТЗ) + ТО – для отходящих линий и секций.

- Защита от замыканий на землю (ЗЗН, сигнализация или действующая защита) – в зависимости от режима нейтрали (изолированная/резонансно-заземленная).

- Защита трансформаторов 10 кВ (газовая, дифференциальная, МТЗ) – для силовых трансформаторов.

- Автоматика ввода резерва (АВР) – для секций 10 кВ.

Общая автоматика подстанции:

- Автоматическое регулирование напряжения (АРН) – на стороне 10 кВ.

- Противоаварийная автоматика (ПА) – для предотвращения каскадных отключений.

- Устройства РЗА на микропроцессорной основе (SIPROTEC, Seram, Релси и др.) – для интеграции в АСУ ТП.

8.2 Релейная защита силового трансформатора на ПС Кун-Манье

В работе автотрансформаторов могут возникать короткие замыкания как в обмотках, так и на вводах, кроме того, в кабелях могут возникать короткие замыкания на земле или между фазами.

В рамках нормальной работы автотрансформаторов также возможны свертки, падение уровня масла или повышение температуры.

Исходя из выше написанного следует, что защита автотрансформаторов должна выполнять следующие функции для полноценной бесперебойной работы в условиях нагрузок:

- отключать автотрансформатор при повреждении;

– отключать автотрансформатор при повреждении смежного оборудования;

– показывать сигналом дежурному при его повреждении, перегрузке, снижения уровня масла, повышения температуры.

Для защиты обмоток автотрансформатора, вводов и ошиновки устанавливают дифференциальную защиту (далее ДЗТ).

Для защиты от сверхтоков, проходящих как по самому автотрансформатору, так и по смежному оборудованию, устанавливают максимальную токовую защиту (далее МТЗ).

Для контроля за уровнем масла и повреждений масляного бака автотрансформатора устанавливают датчик контроля масла.

И так же устанавливают защиту от перегрузок на высоких напряжениях и низких напряжениях.

Дифференциальная защита автотрансформатора

Покажем расчет ДЗТ на базе микропроцессорного терминала «Сириус-Т» производства ЗАО «РАДИУС Автоматика».

Автотрансформаторы тока по всем сторонам собраны в звезду.

Расчёт коэффициентов автотрансформации автотрансформаторов тока приведён в таблице 48.

Таблица 48– Расчёт коэффициентов трансформации автотрансформаторов тока

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		220 кВ	110 кВ	10 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого автотрансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{CP.НОМ}}$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 105$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 840$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2200$
Коэффициент трансформации автотрансформатора тока	K_I	120/5	1000/5	3000/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого автотрансформатора, А	$I_{НОМ, в} = 1,05 \cdot \frac{I_{НОМ}}{K_I}$	$1,05 \cdot \frac{105}{120/5} = 4,59$	$1,05 \cdot \frac{840}{1000/5} = 4,41$	$1,05 \cdot \frac{2200}{3000/5} = 3,85$

Размах РПН, %	-	16
---------------	---	----

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1).

Уставка должна выбираться из двух условий:

– отстройки от броска тока намагничивания силового автотрансформатора;

– отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчётного внешнего КЗ.

Отстройка от броска тока намагничивания силового автотрансформатора.

При включении силового автотрансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания к амплитуде номинального тока защищаемого автотрансформатора не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к действующему значению номинального тока первой гармоники, равному $5\sqrt{2} = 7$. Отсечка реагирует на мгновенное значение дифференциального тока и на первую гармонику этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна $2.5I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}}$. Минимально возможная уставка по первой гармонике $I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} = 4$, что соответствует $2.5 \times 4 = 10$ по отношению амплитуды к действующему значению или $10 / \sqrt{2} = 7$ по отношению амплитуд. Сравнение полученных значений свидетельствует об отстроенности отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания. Расчёты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды броска. Если амплитуда равна 7 действующим значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники равно $7 \times 0.35 = 2.46$.

Следовательно, даже при минимальной уставке в $4I_{\text{ном}}$ отсечка отстроена от бросков тока намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Уставка выбирается по условию:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq k_{ОТС} k_{НБ} I_{КЗвнешМАХ}, \quad (97)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$k_{НБ}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, если на стороне ВН и НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать $k_{НБ} = 0.7$;

$I_{КЗвнешМАХ*}$ – отношение тока внешнего расчётного КЗ к номинальному току автотрансформатора.

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq k_{ОТС} k_{НБ} I_{КЗвнешМАХ*} = 1,2 \cdot 0,7 \frac{10400}{105} = 4,56.$$

Принимаем уставку 4,6.

Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Тормозная характеристика защиты приведена на рисунке 16.

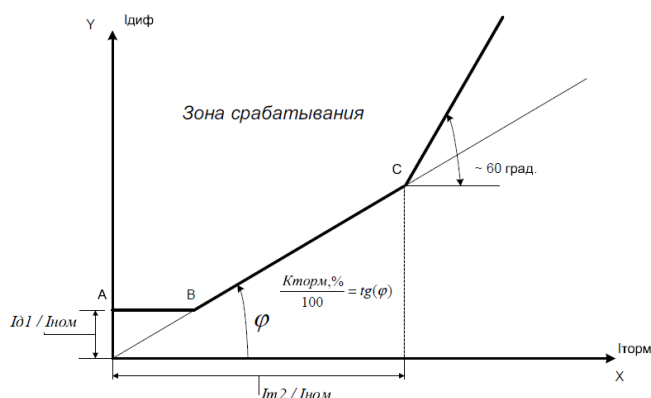


Рисунок 14 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты.

Она построена в относительных единицах, т.е. токи приведены к номинальному току стороны ВН. Тормозной ток формируется как полусумма

модулей токов сторон защищаемого автотрансформатора.

Базовая уставка $I_{\partial 1}/I_{НОМ}$ определяет чувствительность работы ступени.

Рекомендуется принимать равной 0,3-0,5.

Принимаем базовую уставку $I_{\partial 1}/I_{НОМ} = 0,3$.

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (k_{ПЕР}k_{ОДН}\varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) I_{СКВ}, \quad (98)$$

где $k_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2,5 – когда доля двигательной нагрузки в общей нагрузке автотрансформатора более 50%, 2 – если доля двигательной нагрузки менее 50%;

$k_{ОДН}$ – коэффициент однотипности автотрансформаторов тока;

ε – относительное значение полной погрешности автотрансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{РПН}$ – относительное значение пределов РПН;

$\Delta f_{ДОБ}$ – обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, принимается равным 0,04;

$I_{СКВ}$ – сквозной ток.

$$I_{НБ.РАСЧ} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) I_{СКВ} = 0,34 I_{СКВ}.$$

Дифференциальный ток определяется следующим образом:

$$I_{ДИФ} = k_{ОТС} I_{НБ.РАСЧ}, \quad (99)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимаем равным 1,3.

$$I_{ДИФ} = 1,3 \cdot 0,34 I_{СКВ} = 0,442 I_{СКВ}.$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{CH.T} = \frac{I_{ТОРМ}}{I_{СКВ}} = 1 - 0,5 (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}), \quad (100)$$

$$k_{CH.T} = 1 - 0,5 (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) = 0,83.$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$k_{ТОРМ} = 100 \frac{I_{ДИФ}}{I_{ТОРМ}} = 100 k_{ОТС} (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) / k_{CH.T}, \quad (101)$$

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3 (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) / 0,8 = 53,3.$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} \frac{100}{k_{ТОРМ}}, \quad (102)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,3 \frac{100}{53,3} = 0,563.$$

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$ рекомендуется на уровне 12-15 %.

$$I_{\partial 2} / I_{\partial 1} = 0,15.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2.0 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}}.$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты.

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{\partial 1}/I_{НОМ}$), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем следующие значения уставок:

$$I_{\partial 1}/I_{НОМ} = 0,1 ,$$

$$T=10 \text{ с.}$$

Максимальная токовая защита автотрансформатора

Максимальная токовая защита (далее МТЗ) является резервной защитой автотрансформатора, и служит для отключения автотрансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в автотрансформаторах она используется лишь на маломощных автотрансформаторах.

В ряде случаев не удастся выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению.

Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке по аналогичной формуле 15. За исключением коэффициентов:

- коэффициент надежности, принимается равным 1,2;
- коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95 для терминала;
- максимальный рабочий ток автотрансформатора принимается таким же.

Таким образом, уставка токового органа МТЗ равна:

$$I_{\text{МТЗ.ВН}} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 105 = 199 \text{ А},$$

$$I_{\text{МТЗ.СН}} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 840 = 1591 \text{ А}$$

$$I_{\text{МТЗ.НН}} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 2200 = 4168 \text{ А}$$

где $k_{\text{над}}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{\text{сам.зап}}$ – коэффициент самозапуска, можно принять равным 1,0 для городских сетей;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95;

$I_{\text{р.мах}}$ – максимальный рабочий ток автотрансформатора.

Время срабатывания принимается по условию согласования с основными защитами автотрансформатора и согласования с временем действия нечетных гармоник (несимметрии сети).

$$t_{\text{МТЗ}} = 0,1 + 0,5 + 0,5 = 1,1 \text{ с}.$$

Чувствительность МТЗ:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{697}{151} = 4,6 \geq 1,2$$

Защита от перегрузки

Автотрансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки автотрансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой автотрансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки, согласно ПУЭ, устанавливается на автотрансформаторах мощностью 0,4 МВт и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе.

Таким образом, для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры автотрансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного автотрансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки автотрансформатора:

$$I_{сз.н} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 105 = 122 \text{ А},$$

$$I_{сз.н} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 840 = 972,6 \text{ А},$$

$$I_{сз.н} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 2200 = 2547,4 \text{ А},$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05 – 1,1;

$I_{ном}$ – номинальный ток стороны автотрансформатора, где установлена защита;

$$t_{3П} = 10 \text{ с}.$$

Газовая защита

Газовая защита устанавливается на автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака автотрансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного автотрансформатора. Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке автотрансформатора.

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака автотрансформатора в расширитель, и действует на отключение автотрансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной

защитой автотрансформаторов от внутренних повреждений, а при некоторых опасных повреждениях действует только она. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, неисправности переключателей устройств РПН.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать автотрансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

Самым серьезным является то, что эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между автотрансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак автотрансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на автотрансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал.

В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты автотрансформатора от внутренних повреждений.

8.3 Автоматика применяемая на ПС

Автоматик ввода резерва (далее АВР) – один из видов автоматики, направленный на повышение надежности работы сети электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к системе резервных источников питания в случае потери системой электроснабжения.

Представим общие требования к АВР.

АВР должно срабатывать за минимально возможное после отключения рабочего источника энергии время.

АВР должно срабатывать всегда, в случае исчезновения напряжения на

шинах потребителей, независимо от причины. В случае работы схемы дуговой защиты АВР может быть заблокировано, чтобы уменьшить повреждения от короткого замыкания. В некоторых случаях требуется задержка переключения АВР. К примеру, при запуске мощных двигателей на стороне потребителя, схема АВР должна игнорировать просадку напряжения.

АВР должно срабатывать однократно. Это требование обусловлено недопустимостью многократного включения резервных источников в систему с не устранённым коротким замыканием.

Рассчитаем уставки для АВР.

В практических расчётах обычно принимается условие:

$$U_{c.p.l} = (0,25 \div 0,4) \cdot U_{ном}. \quad (103)$$

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР.

$$t_{1AKQ} = t'_{pз.макс} + \Delta t, \quad (104)$$

$$t_{1AKQ} = t''_{pз.макс} + \Delta t, \quad (105)$$

где $t'_{pз.макс}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин высшего напряжения;

$t''_{pз.макс}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин низшего напряжения;

Δt – ступень селективности, равная 0,675.

Уставка реле контроля напряжения на резервном источнике питания:

$$U_{cp2} \geq \frac{U_{мин.раб}}{k'_н \cdot k'_в \cdot n_{TV}} = \frac{0,1 \cdot U_{ном}}{k'_н \cdot k'_в \cdot n_{TV}}, \quad (106)$$

где $k'_н$ – коэффициент надежности ($k'_н=1,1 \div 1,2$);

$U_{мин.раб.}$ – минимальное рабочее напряжение;

n_{TV} – коэффициент трансформации ТН.

Выдержка времени реле однократного включения (РОВ):

$$t_{РОВ} = t'_{вкл.Q} + t_{зан.}, \quad (107)$$

где $t_{зан} = 0,2 \div 0,3$ с – время запаса;

$t'_{вкл.Q}$ – время включения резервного выключателя, равное 0,05с.

$$t_{РОВ} = 0,05 + 0,2 = 0,25 \text{ с.}$$

9 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

9.1 Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов

Программа RastrWin 3 – это мощный инструмент для моделирования, анализа и оптимизации режимов работы электрических сетей. Она широко применяется в энергетике благодаря своей функциональности, надежности и удобству.

1. Широкая область применения

RastrWin 3 позволяет рассчитывать: Установившиеся режимы (нормальные, послеаварийные, минимальные/максимальные нагрузки).

Динамические процессы (устойчивость, переходные процессы, АПВ, АВР).

Оптимизационные задачи (минимизация потерь, оптимальное распределение мощности).

Короткие замыкания (3-фазные, 1-фазные, междуфазные).

Идеально подходит для проектирования, эксплуатации и диспетчерского управления.

2. Поддержка российских стандартов и нормативов

Полная совместимость с ПУЭ, СТО ФСК ЕЭС, ГОСТ.

Учет требований СО ЕЭС России (Системный оператор).

Встроенные библиотеки оборудования (трансформаторы, линии, генераторы).

Используется в Россети, ФСК ЕЭС, крупных ГТС.

3. Удобный интерфейс и гибкость настроек

Графический редактор схем (простое построение однолинейных схем).
Импорт/экспорт данных (Excel, XML, COMTRADE).

Скрипты на встроенном языке (автоматизация расчетов).

Модульность (можно подключать дополнительные функции).

Ускоряет работу инженеров и проектировщиков.

4. Высокая точность расчетов

Метод Ньютона-Рафсона (устойчивая сходимость для сложных сетей).

Учет нелинейностей (трансформаторы с РПН, ограничения по напряжению).

Подробные отчеты (токи, напряжения, потери, перетоки мощности).

Позволяет избежать ошибок при проектировании и эксплуатации.

9.2 Подготовка исходных данных для расчета

В качестве исходных данных для расчета режима будет использована модель созданная в разделе 1, а также спрогнозированные мощности нагрузок на 2029 год в разделе 2.

9.3 Расчет максимального режима и его анализ (режим наибольших нагрузок)

При расчете максимального режима мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по нескольким линиям не превышает длительно допустимых значений и как при нормальном режиме большинство линий являются загружены оптимально.

Токовая загрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 50. Отклонения напряжения на шинах ПС представлены в таблице 49. Схема послеаварийного режима сети показана на рисунке 5.

Таблица 49 - Отклонение напряжения в максимальном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	ΔU, %
----------	-----------------------	-------	-------

1	2	3	4
Зейская ГЭС	220	228,14	3,70
Призейская	220	232,05	5,48
Тутаул	220	234,70	6,68
Дипкун	220	234,25	6,48
Тында	220	228,72	3,96
Энергия	220	227,95	3,61
Светлая	220	227,64	3,47
Ключевая	220	219,63	-0,17
Сулус/т	220	217,96	-0,93
Магдагачи	220	219,54	-0,21
Гонжа/т	220	219,04	-0,44

Продолжение таблицы 49

1	2	3	4
Талдан/т	220	219,78	-0,10
Ульручи/т	220	220,72	0,33
Сковородино	220	221,04	0,47
1	220	227,96	3,62
2	220	227,96	3,62
3	220	219,92	-0,04
4	220	219,87	-0,06
ЗГЭС 500 кВ	500	505,00	1,00
ЗГЭС Н1	500	518,60	3,72
ЗГЭС 35 кВ	35	36,30	3,72
Даурия 500 кВ	500	509,54	1,91
Даурий Н1	500	502,69	0,54
Даурия 220 кВ	220	221,10	0,50
Даурия 35 кВ	35	35,19	0,54
Эльгауголь	220	235,57	7,08
Кун-Манье ВН	220	233,47	6,12
Кун-Манье Н1	220	227,96	3,62
Кун-Манье Н2	220	227,96	3,62
Кун-Манье СН	110	113,90	3,55
Кун-Манье НН	10,5	10,67	1,63

Таблица 50 - Токовая нагрузка оборудования в максимальном режиме

Название	I_макс	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4
Зейская ГЭС - Призейская	320,56	630	50,88
Зейская ГЭС - Магдагачи	241,30	960	26,07
Зейская ГЭС - 1	198,92	1000	19,91
Зейская ГЭС - 2	198,92	1000	19,91
1 - Энергия	10,25	690	1,53
2 - Энергия	10,25	690	1,53
1 - Светлая	189,36	1000	18,96
2 - Светлая	189,36	1000	18,96

Светлая - Ключевая	232,01	1000	23,91
Ключевая - Сулус/т	72,83	630	12,58
Ключевая - Магдагачи	45,31	1000	4,53
Сулус/т - Магдагачи	73,24	630	11,63
Магдагачи - Гонжа/т	85,32	630	13,54
Магдагачи - 3	120,01	690	17,39
Гонжа/т - 4	35,72	630	5,67
Талдан/т - 3	96,51	630	15,32
Талдан/т - 4	31,84	630	5,05
Сковородино - 4	42,39	630	8,55
Ульручьи/т - 3	62,02	630	10,86
Даурия 220 кВ - Ульручьи/т	139,00	630	22,24

Продолжение таблицы 50

1	2	3	4
Тында - Даурия 220 кВ	38,15	630	14,34
Тында - Сковородино	38,80	630	14,41
Призейская - Тутаул	67,23	630	10,67
Тутаул - Дипкун	56,69	630	11,20
Дипкун - Тында	74,68	630	17,61
Даурия 220 кВ - Сковородино	98,50	690	14,28
Даурия 220 кВ - Сковородино	98,50	690	14,28
ЗГЭС 500 кВ - Даурия 500 кВ	333,22	2000	16,66
Призейская - Эльгауголь	148,17	690	21,47
Призейская - Кун-манье ВН	142,77	690	20,69
Кун-Манье ВН - Эльгауголь	60,15	690	8,72

9.4 Расчет минимального режима и его анализ (режим наименьших нагрузок)

При расчете минимального режима мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по нескольким линиям не превышает длительно допустимых значений и как при нормальном режиме большинство линий являются загружены оптимально. Токовая нагрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 52. Отклонения напряжения на шинах ПС представлены в таблице 51. Схема послеаварийного режима сети показана на рисунке 5.

Таблица 51 - Отклонение напряжения в минимальном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	ΔU , %
1	2	3	4
Зейская ГЭС	220	230,18	4,63

Призейская	220	242,50	10,23
Тутаул	220	244,32	11,05
Дипкун	220	242,34	10,15
Тында	220	234,95	6,80
Энергия	220	230,05	4,57
Светлая	220	229,83	4,47
Ключевая	220	224,39	2,00
Сулус/т	220	223,12	1,42
Магдагачи	220	224,45	2,02
Гонжа/т	220	224,13	1,88
Талдан/т	220	224,75	2,16
Ульручы/т	220	225,54	2,52

Продолжение таблицы 51

1	2	3	4
Сковородино	220	225,83	2,65
1	220	230,06	4,57
2	220	230,06	4,57
3	220	224,86	2,21
4	220	224,84	2,20
ЗГЭС 500 кВ	500	505,00	1,00
ЗГЭС Н1	500	523,19	4,64
ЗГЭС 35 кВ	35	36,62	4,64
Даурия 500 кВ	500	516,62	3,32
Даурия 500 кВ	500	516,62	3,32
Даурий Н1	500	513,47	2,69
Даурия 220 кВ	220	225,86	2,67
Даурия 35 кВ	35	35,94	2,69
Эльгауголь	220	248,63	13,01
Кун-Манье ВН	220	246,97	12,26
Кун-Манье Н1	220	242,62	10,28
Кун-Манье Н2	220	242,62	10,28
Кун-Манье СН	110	121,25	10,22

Таблица 52 - Токовая нагрузка оборудования в минимальном режиме

Название	I_макс	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4
Зейская ГЭС - Призейская	320,56	630	50,88
Зейская ГЭС - Магдагачи	241,30	960	26,07
Зейская ГЭС - 1	198,92	1000	19,91
Зейская ГЭС - 2	198,92	1000	19,91
1 - Энергия	10,25	690	1,53
2 - Энергия	10,25	690	1,53
1 - Светлая	189,36	1000	18,96
2 - Светлая	189,36	1000	18,96
Светлая - Ключевая	232,01	1000	23,91

Ключевая - Сулус/т	72,83	630	12,58
Ключевая - Магдагачи	45,31	1000	4,53
Сулус/т - Магдагачи	73,24	630	11,63
Магдагачи - Гонжа/т	85,32	630	13,54
Магдагачи - 3	120,01	690	17,39
Гонжа/т - 4	35,72	630	5,67
Талдан/т - 3	96,51	630	15,32
Талдан/т - 4	31,84	630	5,05
Сковородино - 4	42,39	630	8,55
Ульручьи/т - 3	62,02	630	10,86
Даурия 220 кВ - Ульручьи/т	139,00	630	22,24
Тында - Даурия 220 кВ	38,15	630	14,34
Тында - Сковородино	38,80	630	14,41
Призейская - Тутаул	67,23	630	10,67

Продолжение таблицы 52

1	2	3	4
Тутаул - Дипкун	56,69	630	11,20
Дипкун - Тында	74,68	630	17,61
Даурия 220 кВ - Сковородино	98,50	690	14,28
Даурия 220 кВ - Сковородино	98,50	690	14,28
ЗГЭС 500 кВ - Даурия 500 кВ	333,22	2000	16,66
Призейская - Эльгауголь	148,17	690	21,47
Призейская - Кун-манье ВН	142,77	690	20,69
Кун-Манье ВН - Эльгауголь	60,15	690	8,72

9.5 Расчет послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ

Произведем расчет послеаварийного режима для варианта с отключением ВЛ 220 кВ Призейская – Кун-Манье, при ремонте одного АТ на ПС 220 кВ Кун-Манье. При расчете аварийного режима мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по нескольким линиям не превышает длительно допустимых значений и как при нормальном режиме большинство линий являются загружены оптимально. Токовая нагрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 54. Отклонения напряжения на шинах ПС представлены в таблице 53. Схема послеаварийного режима сети показана на рисунке 5.

Таблица 53 - Отклонение напряжения в аварийном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	ΔU , %
1	2	3	4
Зейская ГЭС	220	229,95	4,52
Призейская	220	245,27	11,49
Тутаул	220	246,89	12,22

Дипкун	220	244,62	11,19
Тында	220	237,00	7,73
Энергия	220	229,78	4,44
Светлая	220	229,50	4,32
Ключевая	220	222,49	1,13
Сулус/т	220	220,98	0,45
Магдагачи	220	222,62	1,19
Гонжа/т	220	222,28	1,03
Талдан/т	220	223,12	1,42
Ульручы/т	220	224,20	1,91
Сковородино	220	224,58	2,08
1	220	229,79	4,45

Продолжение таблицы 53

1	2	3	4
2	220	229,79	4,45
3	220	223,25	1,48
4	220	223,23	1,47
ЗГЭС 500 кВ	500	505,00	1,00
ЗГЭС Н1	500	522,72	4,54
ЗГЭС 35 кВ	35	36,59	4,54
Даурия 500 кВ	500	514,24	2,85
Даурий Н1	500	510,67	2,13
Даурия 220 кВ	220	224,61	2,10
Даурия 35 кВ	35	35,75	2,13
Эльгауголь	220	236,50	7,50
Кун-Манье ВН	220	231,46	5,21
Кун-Манье Н1	220	219,31	-0,31
Кун-Манье Н2	220	0,00	0,00
Кун-Манье СН	110	109,49	-0,46
Кун-Манье НН	10,5	10,22	-2,68

Таблица 54 - Токовая загрузка оборудования в аварийном режиме

Название	I_макс	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4
Зейская ГЭС - Призейская	359,48	630	57,06
Зейская ГЭС - Магдагачи	237,71	960	25,46
Зейская ГЭС - 1	196,39	1000	19,65
Зейская ГЭС - 2	196,39	1000	19,65
1 - Энергия	10,16	690	1,52
2 - Энергия	10,16	690	1,52
1 - Светлая	186,97	1000	18,72
2 - Светлая	186,97	1000	18,72
Светлая - Ключевая	228,07	1000	23,35
Ключевая - Сулус/т	70,31	630	12,08

Ключевая - Магдагачи	46,94	1000	4,69
Сулус/т - Магдагачи	75,82	630	12,04
Магдагачи - Гонжа/т	84,64	630	13,43
Магдагачи - 3	125,14	690	18,14
Гонжа/т - 4	40,32	630	6,40
Талдан/т - 3	94,74	630	15,04
Талдан/т - 4	34,90	630	5,54
Сковородино - 4	49,67	630	9,73
Ульручы/т - 3	71,73	630	12,43
Даурия 220 кВ - Ульручы/т	146,92	630	23,50
Тында - Даурия 220 кВ	77,67	630	20,96
Тында - Сковородино	77,89	630	20,99
Призейская - Тутаул	58,40	630	9,27
Тутаул - Дипкун	54,37	630	12,89
Дипкун – Тында	83,96	630	20,13

Продолжение таблицы 54

1	2	3	4
Даурия 220 кВ - Сковородино	97,71	690	14,16
Даурия 220 кВ - Сковородино	97,71	690	14,16
ЗГЭС 500 кВ - Даурия 500 кВ	353,70	2000	17,69
Призейская - Эльгауголь	237,88	690	34,47
Призейская - Кун-манье ВН	0,00	690	0,00
Кун-Манье ВН - Эльгауголь	155,80	690	22,58

По результатам расчета режима можно сделать вывод о том, что после подключения ПС Кун-Манье, в нормальном и послеаварийном режиме его параметры находятся в допустимых пределах.

10 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

10.1 Оценка экономической целесообразности принятого варианта

В задачи данного раздела входит сравнение предлагаемых вариантов по экономической эффективности.

Оценка экономической эффективности производится для варианта №4.

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта является оценка выручки от реализации проекта.

Объем продаж электроэнергии потребителю в год [27]:

$$O_{pt} = W_t \cdot T ; \quad (108)$$

где W_t – полезно отпущенная потребителю электроэнергия за год, МВт·ч;

T – одноставочный тариф для потребителя, тыс.руб/МВт·ч;

Полезно отпущенная электроэнергия определяется [27]:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max} . \quad (109)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

T_{max} – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5200 ч.

$$W_t = 55000 \cdot 8760 = 214600 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O_{Pt} = 481800 \cdot 2 = 963600 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится [27]:

$$П_{\sigma t} = O_{Pt} - I_t - K_t - U_t; \quad (110)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

U_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль [27]:

$$H_t = 0,2 \cdot (П_{\sigma t}). \quad (111)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($П_{\chi t}$) численно равна прибыли от реализации ($П_{\sigma t}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль [27]:

$$П_{\chi t} = П_{\sigma t} - H_t. \quad (112)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей Δ_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом [27]:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (113)$$

где $d = 0,1 \%$ – коэффициент дисконтирования;

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 18.

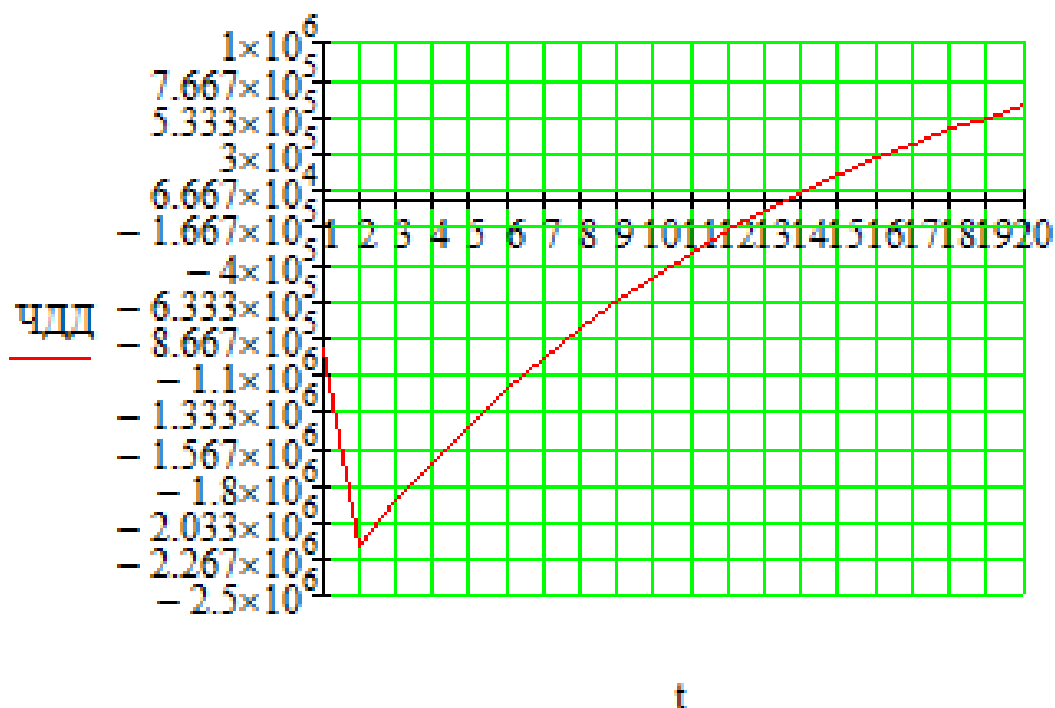


Рисунок 18 – График ЧДД

Рентабельность инвестиций рассчитываются по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле [63]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t^* - H_t}{K}, \quad (114)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

$\mathcal{E}_t$ – системный эффект, обусловленный вводом объекта в год t ;

I_t^* – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

H_t – налог на прибыль.

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации (3 год) равна 20%.

Из графика ЧДД рисунка 22 видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 14 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации.

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 4804 миллионов руб. составит 17 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД = 1.102). Рентабельность проекта составит 12.952 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

11.1 Безопасность

При проектировании и реконструкции станций, подстанций, линий электропередачи, трансформаторов и других электроэнергетических объектов, важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности использования всех вышеназванных объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ – Правила устройства электроустановок, требования ПТЭ, технику безопасности при строительно–монтажных работах в энергетике и др.

При устройстве электроустановок реконструируемой подстанции выполняются нижеперечисленные требования.

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии допускается устанавливать только механическую блокировку с приводом разъединителя и приспособление для запираания заземляющих ножей замками в отключенном положении [43].

Для РУ с простыми схемами электрических соединений рекомендуется применять механическую (ключевую) оперативную блокировку, а во всех остальных случаях – электромагнитную.

В качестве блокирующих устройств испытательных камер применяют электрические замки, которые можно отпереть лишь при снятии напряжения с

оборудования. Цепь питания оборудования высокого напряжения испытательных камер, как правило, оснащаются вспомогательными контактами, автоматически размыкающимися при открытии двери.

Действующие электроустановки оборудованы стационарными заземляющими ножами, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки, как правило, без применения переносного заземления.

В местах, в которых стационарные заземляющие ножи не могут быть применены, на токоведущих и заземляющих шинах подготавливаются контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводников.

При наличии трансформаторов напряжения заземление сборных шин осуществляется заземляющими ножами разъединителей трансформаторов напряжения.

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования имеют высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов 4 и 1,6 м; сетки должны иметь отверстия размером 10x10 мм, а также приспособления для запираания их на замок. Нижняя кромка этих ограждений в ОРУ располагается на высоте 0,1–0,2 м [43].

Указатели уровня и температуры масла маслonaполненных трансформаторов и аппаратов и другие указатели, характеризующие состояние оборудования, должны быть расположены таким образом, чтобы обеспечить обеспечены удобные и безопасные условия для доступа к ним и наблюдения за ними без снятия напряжения.

Для отбора проб масла расстояние от уровня пола или поверхности земли до крана трансформатора или аппарата составляет не менее 0,2 м или предусмотрен соответствующий приямок [43].

Территория подстанции «Архара» ограждены внешним забором высотой 2,5 м.

Вспомогательные сооружения (мастерские, склады, ОПУ и т. П.), расположенные на территории ОРУ, огораживаются внутренним забором высотой 1,6 м.

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться ПТБ, инструкциями по охране труда, а также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в соответствии с ПТБ, должны удовлетворять требованиям государственных стандартов, а также РД 34.03.603 «Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках».

Применяемые при работах механизмы и грузоподъемные машины, компрессорные установки и воздухоборники, приспособления и инструмент должны быть испытаны и должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями стандартов безопасности труда, правилами Госгортехнадзора и РД 34.03.204 «Правилами безопасности при работе с инструментом и приспособлениями», а также инструкциями заводов–изготовителей.

Инструкции по охране труда для рабочих и служащих приводятся в соответствии с ПТБ.

Порядок обучения и проверки знаний, работающих должен соответствовать «Руководящим указаниям по организации работы с персоналом на энергетических предприятиях и в организациях».

Рабочие и инженерно–технические работники, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в порядке и в сроки, установленные Минздравом РФ [2].

При производстве всего комплекса строительно–монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно–монтажных работ должны соответствовать предусмотренных в технологических картах на

производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности [2].

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током на подстанции предусматривается защитное заземление.

11.2 Экологичность

Факторы влияния ОРУ и линий электропередачи на окружающую среду крайне разнообразны. Прежде всего, это воздействие электромагнитного поля на живые организмы и человека, действующее на сердечно–сосудистую, центральную и периферийную нервную системы, мышечную ткань и другие органы.

Различают следующие виды воздействия:

- непосредственное (биологическое): проявляется при пребывании человека в электрическом поле. При этом возможны изменения давления и пульса, сердцебиения, аритмия, повышенная нервная возбудимость и утомляемость. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем.

– косвенное: воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека, имеющего хороший контакт с землей, к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов, протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным объектам. Такие явления объясняются наличием повышенных потенциалов и ЭДС, наведенных электромагнитным полем на машинах, механизмах или протяженных металлических предметах, изолированных от земли.

– акустический шум и радиопомехи: возникают при короне на проводах, частичных разрядах и короне на изоляторах и деталях арматуры. В России акустический шум от проводов ВЛ не нормируется. На уровень радиопомех оказывают влияние радиус проводов, условия погоды, состояние поверхности провода (загрязнения, осадки). Для устранения радиопомех в охранной зоне снижается допустимая напряженность на поверхности провода [32].

Указанные воздействия электромагнитного поля устанавливают определенные условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) проектом, согласно “Нормам технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35–750 кВ”, предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосборник [32].

Диаметр маслоотводов выбирается из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов.

В данном разделе мы исследуем вопрос экологической безопасности при использовании силового трансформаторного оборудования с высоким уровнем масла в его емкости. В качестве примера для расчетов рассмотрим трансформаторы марки АДЦТН-63000/220. Технические характеристики этого типа трансформаторов приведены в таблице 55 [29].

Таблица 55 - Параметры трансформатора АДЦТН-63000/220– У1

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	Н	L	В
АДЦТН-63000/220	63	109,4	27,4	6700	7400	5900

Для марки трансформатора АДЦТН-63000/220-У-1 маслоприемник должен быть достаточно большим, чтобы содержать от 10 до 50 тонн масла, и выступать за габариты электрооборудования не менее чем на 1,5 метра, с уменьшением габаритов на 0,5 метра со стороны стен или перегородок, расположенных на расстоянии не менее 2 метров от трансформатора. Объем маслоприемника с отводом масла должен быть достаточным для единовременного приема 100% масла, залитого в трансформатор. На ПС установлен маслоприемник с отводом масла, на котором установлена металлическая решетка, а поверх нее насыпан слой гравия толщиной 0,25 метра. Маслоприемники с отводом масла могут быть как заглубленными, так и незаглубленными, причем при выполнении заглубленного маслоприемника не требуется устройство бортовых ограждений, если обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п.2 [7].

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

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

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

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Гравий, используемый внутри ограждений, должен быть чистым и промываться не менее одного раза в год. Если гравий не может быть промыт из-за образования отложений или появления растительности, его нужно заменить.

Дно маслоприемника должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону прямка и быть покрыто чистым гранитным гравием или щебнем фракции от 30 до 70 мм толщиной не менее 0,25 м.

Для эффективной удаления масла и воды из маслоприемника требуется установить специальные маслоотводы с определенным диаметром, который должен быть рассчитан таким образом, чтобы за 15 минут отводилось 50% масла и полное количество воды, используемой при пожаротушении.

Масло, содержащееся внутри трансформатора, имеет массу 27,4 тонн, а его объем рассчитывается по формуле [5].

$$V_{mm} = \frac{m}{\rho_m}, \quad (115)$$

$$V_{mm} = \frac{27,4}{0,885} = 30,96 \text{ м}^3,$$

где ρ_m -плотность трансформаторного масла, марка масла Т-1500- $\rho_m = 885 \text{ кг / м}^3$ [15].

Зная размеры трансформатора, рассчитаем площадь и габариты маслоприёмника.

Отсюда габариты маслоприёмника будут равны:

$$L' = L + 2 \cdot \Delta , \quad (116)$$

$$L' = 7,4 + (2 \cdot 1,5) = 10,4 \text{ м},$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta , \quad (117)$$

$$B' = 5,9 + (2 \cdot 1,5) = 8,9 \text{ м},$$

Где $\Delta = 1,5 \text{ м}$ – это величина выступа за пределы габаритов отдельного электрооборудования, которая изменяется в зависимости от количества трансформаторного масла, находящегося внутри оборудования. Этот параметр определен для массы трансформаторного масла в интервале от 10 до 50 тонн [7].

Площадь поверхности маслоприёмника:

$$S_{\text{мп}} = L' + B' , \quad (118)$$

$$S_{\text{мп}} = 10,4 \cdot 8,9 = 92,56 \text{ м}^2 ,$$

Зная площадь поверхности маслоприёмника, определим глубину маслоприёмника.

Высота маслоприёмника определяется по формуле:

$$h_{\text{мп}} = h_{\text{г}} + h_{\text{в}} + h_{\text{тм}} , \quad (119)$$

где $h_{\text{г}} = 0,25 \text{ м}$ – высота засыпки щебнем или гравием,

$h_{\text{в}} = 0,075 \text{ м}$ – высота воздушного промежутка между решёткой и маслом,

$h_{\text{тм}}$ - глубина маслоприемника для приема 100 % трансформаторного масла, м [7].

$$h_{\text{тм}} = \frac{V_{\text{тм}}}{S_{\text{тп}}}, \quad (120)$$

$$h_{\text{тм}} = \frac{27,4}{92,56} = 0,29 \text{ м},$$

Суммарно высота маслоприёмника составит:

$$h_{\text{тп}} = 0,25 + 0,075 + 0,29 = 0,615 \text{ м},$$

Для безопасности при работе с маслом, следует изготавливать наконечники шлангов из материалов, которые не создают искры при ударе. Для слива масла допускаются только герметизированные сливные устройства, а слив в открытые сливные люки или во время грозы запрещен. При открытии сливных устройств нужно использовать инструменты, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, которые не создают искры. Переносные лотки или кожухи должны применяться для предотвращения разбрызгивания масла при сливе. Если обнаружены свежие капли масла на гравийной засыпке или маслоприемнике, то необходимо незамедлительно выявить источники их появления и предотвратить дальнейшее протекание, соблюдая при этом меры безопасности.

Стационарные маслоочистительные установки (сепараторы) должны иметь исправную дренажную систему, а приемный бак грязного масла должен быть оснащен мерным стеклом с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр-прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость. Слив масла из трансформаторов и реакторов на

ремонтной площадке должен производиться с помощью переносных шлангов, подключенных к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства, с использованием специальных баков для этих целей. После слива масла необходимо убрать все пролитое масло.

Также при строительстве и эксплуатации ПС образуются отходы различного класса опасности. Согласно Приказу № 511 от 15 июня 2001 года Министерства природных ресурсов Российской Федерации все отходы разделяются на 5 категорий, от 1 до 5 понижается степень опасности [2]:

- 1 — чрезвычайно опасные
- 2 — высоко опасные
- 3 — умеренно опасные
- 4 — малоопасные
- 5 — практически неопасные

На любой ПС присутствуют отходы первой категории в виде люминесцентных ламп, утилизация которых должна производиться с соблюдением правил. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, сбор отходов первого класса опасности должен производиться отдельно от других отходов и храниться в специальной, обеспечивающей безопасность, таре. Тара представляет собой оцинкованный цилиндрический контейнер с чехлом. После сбора отходов контейнер маркируется специальной наклейкой, на которой указывается вид, правила сбора отходов и контактные данные предприятия обеспечивающего вывоз отходов и их последующую утилизацию. Хранение ртутьсодержащих отходов в контейнере должно осуществляться в специально отведенном месте с твердым покрытием и ограниченным доступом. Контейнер необходимо накрывать специальным чехлом.

К второй категории на ПС относят аккумуляторные батареи, которые также имеют свои правила утилизации. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, сбор отходов данного класса необходимо производить отдельно от прочих отходов в специально отведенном для этого

месте оборудованным поддоном, предотвращающем пролив электролита. Данный поддон можно хранить в ремонтной зоне. В случае, когда контейнер устанавливается на прилегающей территории, площадка для хранения должна иметь навес, защищающий от дождя и твердое покрытие. Аккумуляторы нельзя подвергать механическому воздействию.

К 3 классу относят отработанное масло. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, первичный сбор отходов из нефтепродуктов необходимо производить отдельно от других отходов в специальные емкости. Данные емкости могут находиться в ремонтной зоне и вне ее. При установке емкостей на прилегающей территории, предназначенная для накопления отходов площадка должна иметь твердое покрытие и навес, защищающий емкости от дождя. Так же емкости должны быть оборудованы поддонами, предотвращающими поливание нефтепродуктов на землю.

К 4 классу относятся:

1. Разнородные бумажные и картонные остатки
2. Пыль щебеночная, известковая, абразивная
3. Песок, загрязненный нефтесодержащими продуктами
4. Отработанный загрязненный уголь
5. Отслужившие шины, покрышки и камеры Строительный мусор

Их утилизация производится с соблюдением индивидуальных правил.

Они установлены нормативно — правовыми актами:

1. ФЗ №89 «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 года.
2. ФЗ №7 «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 года.

Отходы 5 класса опасности – практически неопасные. Их угроза окружающей среде стремится к 0. Поэтому пятый класс можно считать безвредным.

11.3 Чрезвычайные ситуации

Меры пожарной безопасности, принятые в проекте: системы оповещения о пожаре сигнализации, системы аварийного освещения, системы и средства пожаротушения. Системы сигнализации и аварийное освещение

служат своевременного оповещения персонала о пожаре и обеспечения его эвакуации. Сигнализация должна сопровождаться звуковым и световым сигналами. Аварийное освещение применяется для освещения и обозначения путей эвакуации в помещениях. Для определения количества первичных средств пожаротушения необходимо знать класс помещений и территорий по взрывопожарной и пожарной безопасности, класс пожаров, которые могут возникнуть, площадь помещения или территории [2]. Территория ПС отнесена к классу В-3 по НПБ 105-95, как трансформаторная подстанция с содержанием горючего масла в единице оборудования более 60 кг. В этом случае территория ПС должна оснащаться первичными средствами защиты, так как её территория превышает 100 м². Класс пожаров, которые могут возникнуть на территории подстанции – пожары класса Е. Пожар класса Е – пожар, связанный с горением электроустановок. На территории ПС согласно нормам оснащения территорий, первичными средствами пожаротушения необходимо установить 1 пожарный щит типа ЩП-Е. В комплектацию щита входят:

- 1) Огнетушитель ручной порошковый с соотношением вместимости (л) и массы огнетушащего вещества 10/9;
- 2) Крюк с деревянной рукояткой;
- 3) Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик;
- 4) Асбестовое полотно;
- 5) Совковая лопата;
- 6) Ящик с песком;

Ящики с песком, как правило, должны устанавливаться со щитами открытых площадках, где возможен розлив легковоспламеняющихся или горючих жидкостей. Исходя из того, что для территорий подстанции на каждые 1000 м² должно приходиться 0,5 м³ песка, в каждом из ящиков на ПС должно быть не менее 0,5 м³ песка. Конструкция ящика должна обеспечивать удобство извлечения песка и исключать попадание осадков. На ПС так же должны предусматриваться системы тушения трансформаторов. Они представляют

собой трубную обвязку непосредственно вокруг трансформатора, систему подводящего, питательного и распределительного трубопровода, пожарный резервуар.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была разработана реконструкция электрических сетей 220 кВ для подключения подстанции (ПС) Кун-Манье, обеспечивающей электроснабжение горно-обогатительного комбината. В процессе работы решены следующие задачи:

Анализ существующей сети

Проведен анализ электрических сетей Западного энергорайона Амурской области, включая оценку режимов работы, токовых нагрузок и уровней напряжения. Установлено, что существующая сеть обладает достаточным резервом мощности для подключения новой подстанции без необходимости масштабной реконструкции.

Прогнозирование нагрузок и разработка вариантов реконструкции

На основе данных контрольных замеров выполнено прогнозирование нагрузок на перспективу 5 лет. Рассмотрены различные варианты подключения ПС Кун-манье, среди которых оптимальным признан вариант с присоединением к ВЛ 220 кВ Призейская–Эльгауголь.

Расчет токов короткого замыкания

Определены токи КЗ на шинах 220 кВ, 110 кВ и 10 кВ, что позволило

провести проверку оборудования на термическую и динамическую стойкость.

Проектирование подстанции Кун-Манье

Разработана однолинейная схема ПС с применением схемы «четыреугольник» на стороне 220 кВ и секционированных шин на сторонах 110 кВ и 10 кВ. Выбрано и проверено основное электрооборудование, включая силовые трансформаторы, выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения.

Молниезащита и заземление

Рассчитано заземляющее устройство подстанции с сопротивлением растеканию тока не более 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ. Разработана система молниезащиты с использованием шести молниеотводов, обеспечивающая надежную защиту оборудования.

Релейная защита и автоматика

Предложены схемы дифференциальной, максимальной токовой и газовой защит для силового трансформатора, а также автоматика ввода резерва (АВР) для повышения надежности электроснабжения.

Расчет режимов работы сети

Проведены расчеты нормальных, минимальных и послеаварийных режимов, подтвердившие устойчивость работы сети после подключения новой подстанции.

Реконструкция электрических сетей 220 кВ для подключения ПС Кун-Манье технически осуществима без значительных изменений существующей инфраструктуры.

Выбранный вариант подключения обеспечивает надежное электроснабжение горно-обогатительного комбината с учетом перспективного роста нагрузок.

Разработанные проектные решения соответствуют требованиям нормативных документов и могут быть реализованы на практике.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Алиев, И.И. Электротехника и электрооборудование: справ./ И. И. Алиев. -М.: Высш. шк., 2010. -1199 с.
- 2 Ананичева, С.С Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования часть 1 электроэнергетические системы и сети / С. С Ананичева, А. Л. Мызин, С. Н. Шелюг – Екатеринбург: Изд-во УГТУ, 2005. – 52 с.
- 3 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.
- 4 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 176 с.
- 5 Васильева В.Я., Дробиков Г.А., Лагутин В.А. Эксплуатация электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие. – Чебоксары: Чувашский гос. ун-т, 2000. – 864 с.
- 6 Выбор силовых трансформаторов // Каталог силовых трансформаторов с характеристиками и фото [Электронный ресурс]. URL:

<http://silovoytransformator.ru/stati/silovye-transformatory.html> (дата обращения 22.02.2023).

7 Выбор ограничителей перенапряжений производства «Таврида Электрик» в сетях среднего напряжения [Электронный ресурс]. URL: www.yanviktor.ru/ispytaniya/opn/vybor_opn. о. (дата обращения 22.11.2023).

8 ГОСТ 16110-82. Трансформаторы силовые. Термины и определения. [Электронный ресурс]. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294836/4294836274.pdf> (дата обращения 21.01.2024).

9 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. — Минск: 2011, — 86 с.

10 ГОСТ 7746-2001. Межгосударственный стандарт. Трансформаторы тока. Общие технические условия [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gosthelp.ru/text/GOST77462001Transformator.html> (дата обращения 21.02.2025).

11 ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей. [Электронный ресурс]. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294820/4294820743.pdf> (дата обращения 02.04.2025).

12 ГОСТ Р 50571.17-2000: электроустановки зданий / Часть 4: требования по обеспечению безопасности [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ervist.ru/info/normbase/gostr%2050571.17-2000.pdf> (дата обращения 02.05.2025).

13 ГОСТ Р 54827-2011 (МЭК 60076-11:2004). Национальный стандарт Российской Федерации. Трансформаторы сухие. Общие технические условия.

14 Габариты трансформаторов // Блог проектировщика: материалы для расчета и оформления проектов [Электронный ресурс]. URL: <http://energoproekt.blogspot.ru/2009/05/gabarity-transformatorov.html> (дата обращения 22.01.2025).

- 15 Гусев С.И., Зенова В.П., Ларин В.С., Матвеев Д.А. О перспективе создания сухих трансформаторов 110 кВ // ЭнергоЭксперт. – 2012. – № 5. – С. 68-73.
- 16 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.
- 17 Информационная книга инженера электрика: справочное издание /сост. В.С. Чурсин. – Владивосток: ЛАИНС, 2008. – 55 с.
- 18 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели. /А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2013. – 346 с.
- 19 Кужеков, С.Л. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию [Текст] / С. Л. Кужеков, С. В. Гончаров. - 3-е изд. - Ростов н/Д: Феникс, 2009. - 493 с.: ил. - (Профессиональное мастерство). - Библиогр.: 480 с.
- 20 Карапетян, И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей. 4-е издание [Электронный ресурс] / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро. - М.: ЭНАС, 2012. - 376 с. Режим доступа: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=84939>.
- 21 Казакул, А. А. Алгоритмы задач электроэнергетики: методические указания по выполнению лабораторных работ / А. А. Казакул – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2014. – 134 с.
- 22 Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева – Благовещенск: АмГУ, 2013. – 139 с.
- 23 Мясоедов, Ю. В. Электрические станции и подстанции : учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. — Благовещенск: АмГУ, 2013. — 201 с. — Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156454>.
- 24 Мясоедов, Ю.В. Расчет симметричных и несимметричных коротких замыканий в системах электроснабжения: уч. пособие / Ю.В. Мясоедов, Л.Б. Гоголева. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2008. – 186 с.

25 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов. /Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.

26 Немировский, А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций: учебное пособие / А. Е. Немировский, И. Ю. Сергиевская, Л. Ю. Крепышева. — 4-е изд. — Москва, Вологда: Инфра-Инженерия, 2020. — 174 с. — ISBN 978-5-9729-0404-4. — Текст: электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS: [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/98362.html> (дата обращения: 13.04.2021). — Режим доступа: для авторизир. пользователей.

27 Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, Амурских электрических сетей за 2024 г.

28 Общие вопросы проектирования силовых трансформаторов // Трансформаторы – расчет и конструирование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.qelec.ru/info/articles/3441/art90458.html> (дата обращения 26.02.2023).

29 Ополева, Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения: справ.: учеб. пособие: рек. УМО / Г. Н. Ополева. - М.: ФОРУМ: ИНФРА - М, 2006. -480 с.: рис., табл. - Библиогр.: 473 с.

30 Основы современной энергетики. Часть 2. Современная электроэнергетика: Учеб.: рек. Мин. обр. РФ/ под ред. Е.В. Аметистова. – М.: Издат. дом МЭИ, 2010. – 632 с.

31 ПРИКАЗ от 8 февраля 2019 года N 81 Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229.

32 Получение знаний об измерительных трансформаторах тока [Электронный ресурс]. URL: <http://5fan.ru/wievwjob.php?id=12754> (дата обращения 21.04.2025).

33 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

34 Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / Изд. 7-е [Электронный ресурс]. URL: http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/7/7177/index.php (дата обращения 02.12.2024).

35 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии". [Электронный ресурс]: офиц. сайт – Режим доступа: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=256534> (дата обращения 15.05.2025).

36 Приказ по проектированию развития энергосистем Минэнерго России от 06 декабря 2022 г. N 1286.

37 Проектирование электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учебное пособие / С. Н. Антонов, Е. В. Коноплев, П. В. Коноплев, А. В. Ивашина. — Электрон. текстовые данные. — Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. — 104 с. — 2227-8397. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/47343.html>.

38 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

39 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд–во НЦ ЭНАС, 2011.

40 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

41 РЗА.ру [Электронный ресурс]: офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-l-i-sirius-21-l.php> (дата обращения 15.05.2025).

42 Савина, Н. В. Практикум по электрическим сетям : учебное пособие / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов, В. Ю. Маркитан. — Благовещенск: АмГУ, 2014. — 254 с. — Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156469> (дата обращения: 12.04.2025).

43 Савина, Н. В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания / Н. В. Савина. — Благовещенск: АмГУ, 2013. — 65 с. — Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156471> (дата обращения: 12.03.2025).

44 СТО 59012820–29.240.30.003–2009. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 132 с.

45 Савина, Н.В, Электрические сети в примерах и расчетах: Учеб. Пособие / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2010.– 238с.

46 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.

47 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2023-2028 годы. Введ. 2022-02-28. – Минэнерго России, 2022. – 257 с.

48 Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2024 г.

49 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. – Режим доступа: <http://www.fskees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf>.

50 Фортов, В. Е. Энергетика в современном мире [Текст] / В. Е. Фортов, О. С. Попель. - Долгопрудный: Интеллект, 2011. - 168 с.

51 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012– 376 с.

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

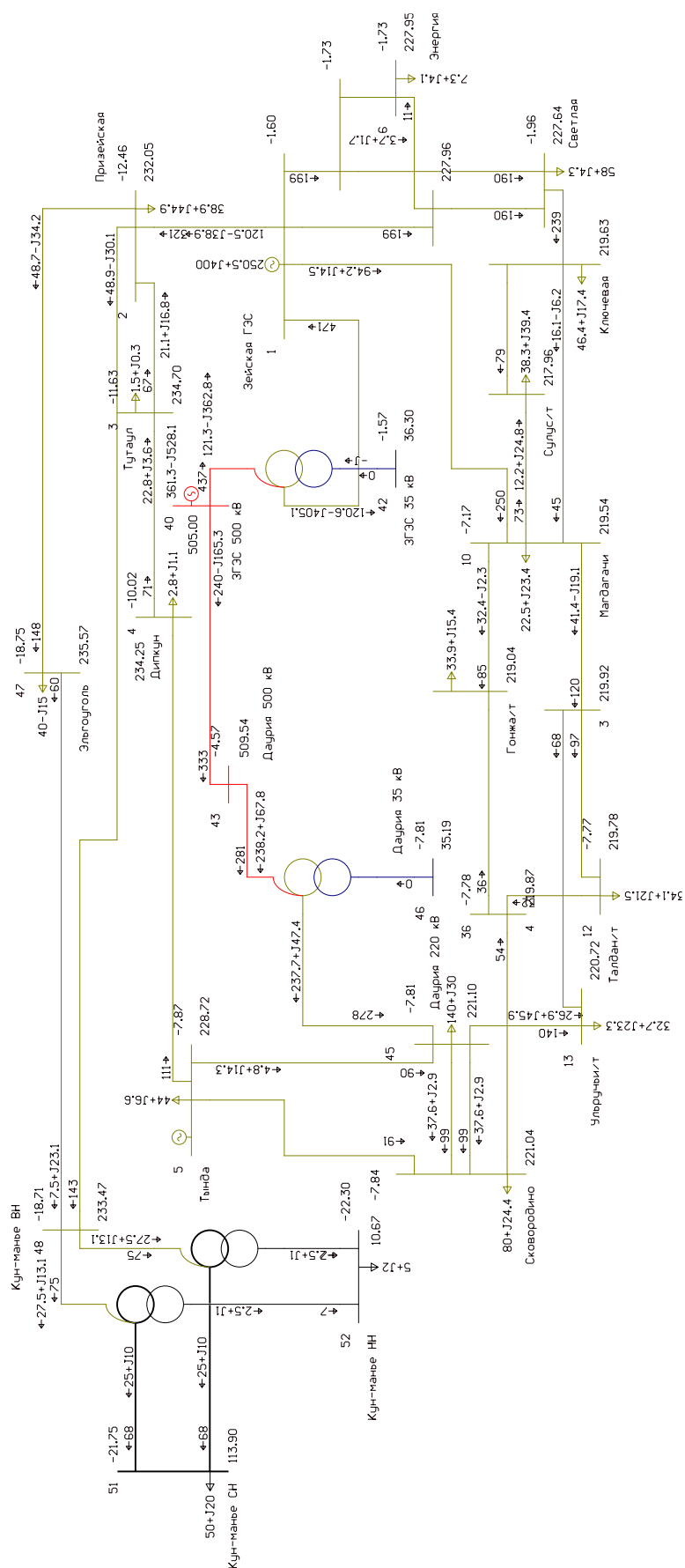
53 Ушаков, В. Я. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие для вузов — Москва: Издательство Юрайт, 2020. — 446 с. — (Высшее образование). — ISBN 978-5-534-00649-0. — Текст: электронный // ЭБС Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/451327> (дата обращения: 07.04.2025).

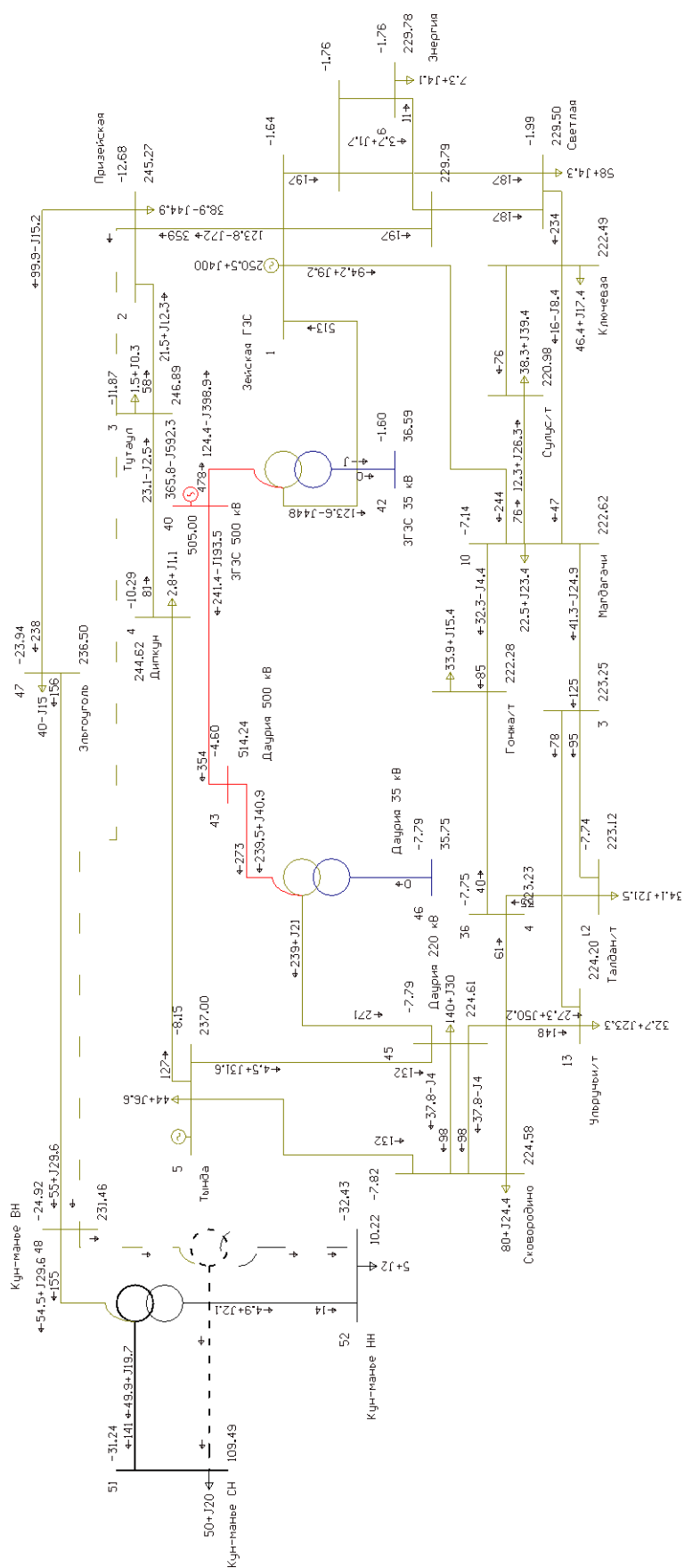
54 Электротехнический справочник: В 4 т./ Под общ. ред. В.Г. Герасимов, под общ. ред. А.Ф. Дьяков, под общ. ред. Н.Ф. Ильинский, Гл. ред. А.И. Попов Т. 3: Производство, передача и распределение электрической энергии: справочное издание. -2009. – 964 с.

55 Электротехническое оборудование последнего поколения [Электронный ресурс]: учеб. пособие для магист. программы "Электроэнергет. системы и сети" / сост. А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева; АмГУ, Эн. ф. - 2-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 165 с. Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9692.pdf.

56 Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. – Введ. 2020-06-09. – Москва: Правительство Российской Федерации, 2020. – 93 с.

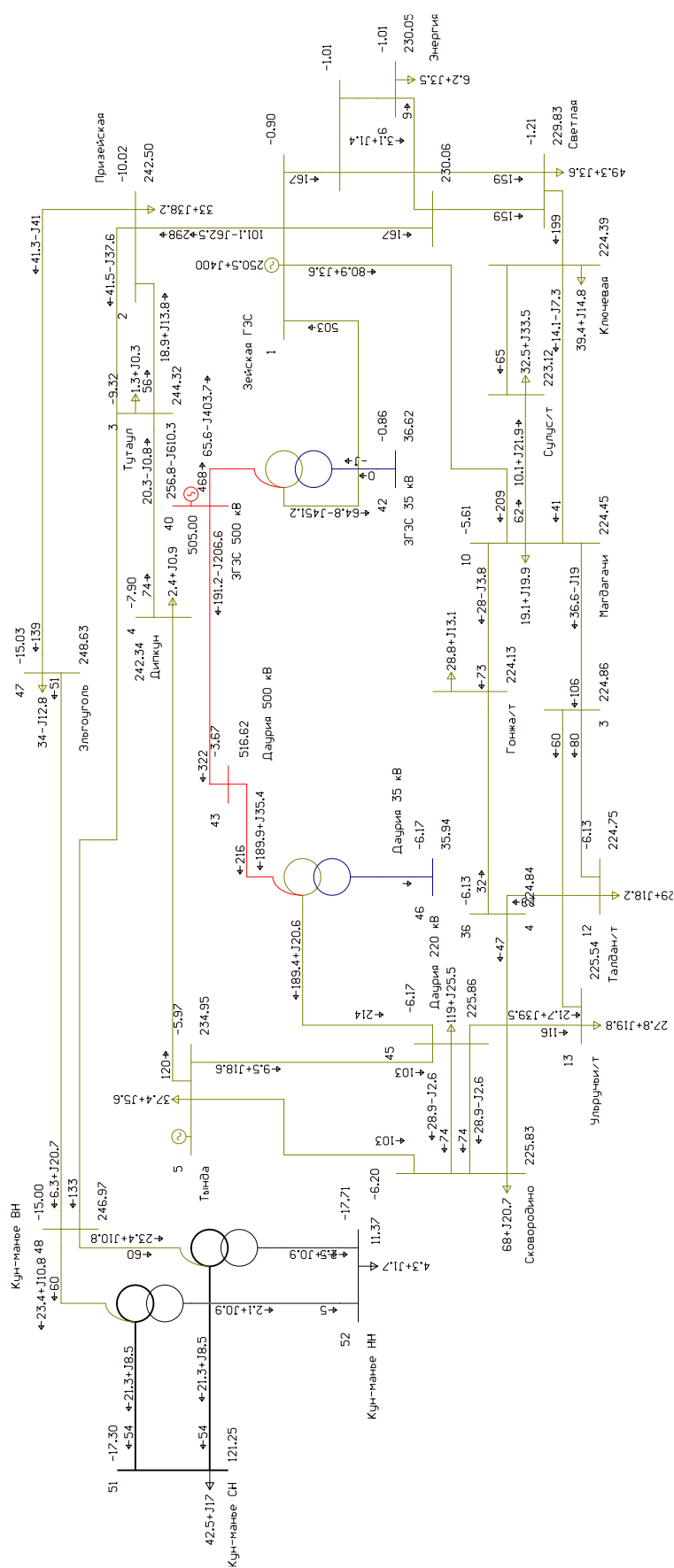
Приложение А.
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима





Продолжение приложение А.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



Продолжение приложения А.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
у	1	Зейская ГЭС		220
у	2	Призейская		220
у	3	Тутаул		220
у	4	Дипкун		220
у	5	Тында		220
у	6	Энергия		220
у	7	Светлая		220
у	8	Ключевая		220
у	9	Сулус/т		220
у	10	Магдагачи		220
у	11	Гонжа/т		220
у	12	Талдан/т		220
у	13	Ульручы/т		220
у	14	Сковородино		220
у	33	1		220
у	34	2		220
у	35	3		220
у	36	4		220
зак	40	ЗГЭС 500 кВ		500
у	41	ЗГЭС Н1		500
зак	42	ЗГЭС 35 кВ		35
у	43	Даурия 500 кВ		500
у	44	Даурий Н1		500
у	45	Даурия 220 кВ		220
зак	46	Даурия 35 кВ		35
у	47	Эльгоуголь		220
у	48	Кун-манье ВН		220
у	49	Кун-манье Н1		220
у	50	Кун-манье Н2		220
у	51	Кун-манье СН		110
зак	52	Кун-манье НН		10,5

Продолжение приложение А.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_анц	N_анц	Кт/r	r0	x0	g0	b0
ЛЭП	False	ЛЭП	1	2	0	Зейская ГЭС - Призейская	17,65	78,85	0	-486,2	0	0	0	52,95	236,55	0	-845,988
ЛЭП	False	ЛЭП	1	10	0	Зейская ГЭС - Магдагачи	9,74	53,99	0	-355,5	0	0	0	29,22	161,97	0	-618,57
ЛЭП	False	ЛЭП	1	33	0	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	0	-9,3	0	0	0	1,02	4,53	0	-16,182
ЛЭП	False	ЛЭП	1	34	0	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	0	-9,3	0	0	0	1,02	4,53	0	-16,182
ЛЭП	False	ЛЭП	33	6	0	1 - Энергия	0,26	0,89	0	-5,6	0	0	0	0,78	2,67	0	-9,744
ЛЭП	False	ЛЭП	34	6	0	2 - Энергия	0,26	0,89	0	-5,6	0	0	0	0,78	2,67	0	-9,744
ЛЭП	False	ЛЭП	33	7	0	1 - Светлая	0,66	2,94	0	-18,1	0	0	0	1,98	8,82	0	-31,494
ЛЭП	False	ЛЭП	34	7	0	2 - Светлая	0,66	2,94	0	-18,1	0	0	0	1,98	8,82	0	-31,494
ЛЭП	False	ЛЭП	7	8	0	Светлая - Ключевая	10,78	48,17	0	-297	0	0	0	32,34	144,51	0	-516,78
ЛЭП	False	ЛЭП	8	9	0	Ключевая - Сулус/т	4,99	19,84	0	-123,7	0	0	0	14,97	59,52	0	-215,238
ЛЭП	False	ЛЭП	8	10	0	Ключевая - Магдагачи	5,24	23,43	0	-144,5	0	0	0	15,72	70,29	0	-251,43
ЛЭП	False	ЛЭП	9	10	0	Сулус/т - Магдагачи	3,81	13,02	0	-81,9	0	0	0	11,43	39,06	0	-142,506
ЛЭП	False	ЛЭП	10	11	0	Магдагачи - Гонжа/т	3,45	15,42	0	-95,1	0	0	0	10,35	46,26	0	-165,474
ЛЭП	False	ЛЭП	10	35	0	Магдагачи - 3	2,23	9,86	0	-62,5	0	0	0	6,69	29,58	0	-108,75
ЛЭП	False	ЛЭП	11	36	0	Гонжа/т - 4	3,65	15,71	0	-93,2	0	0	0	10,95	47,13	0	-162,168
ЛЭП	False	ЛЭП	12	35	0	Талдан/т - 3	0,4	1,85	0	-11,4	0	0	0	1,2	5,55	0	-19,836
ЛЭП	False	ЛЭП	12	36	0	Талдан/т - 4	0,4	1,85	0	-11,4	0	0	0	1,2	5,55	0	-19,836
ЛЭП	False	ЛЭП	14	36	0	Сковородино - 4	3	14	0	-90	0	0	0	9	42	0	-156,6
ЛЭП	False	ЛЭП	13	35	0	Ульручы/т - 3	3	8	0	-52	0	0	0	9	24	0	-90,48
ЛЭП	False	ЛЭП	45	13	0	Даурия 220 кВ - Ульручы/т	0,38	1,63	0	-10	0	0	0	1,14	4,89	0	-17,4
ЛЭП	False	ЛЭП	5	45	0	Тында - Даурия 220 кВ	14,9	66,59	0	-410,6	0	0	0	44,7	199,77	0	-714,444
ЛЭП	False	ЛЭП	5	14	0	Тында - Сковородино	14,9	66,59	0	-410,6	0	0	0	44,7	199,77	0	-714,444
ЛЭП	False	ЛЭП	2	3	0	Призейская - Тутаул	9,29	41,53	0	-256,1	0	0	0	27,87	124,59	0	-445,614
ЛЭП	False	ЛЭП	3	4	0	Тутаул - Дипкун	14,18	63,36	0	-390,6	0	0	0	42,54	190,08	0	-679,644
ЛЭП	False	ЛЭП	4	5	0	Дипкун - Тында	14,18	63,36	0	-390,6	0	0	0	42,54	190,08	0	-679,644
ЛЭП	False	ЛЭП	45	14	0	Даурия 220 кВ - Сковородино	0,3	0,8	0	-5,2	0	0	0	0,9	2,4	0	-9,048
ЛЭП	False	ЛЭП	45	14	0	Даурия 220 кВ - Сковородино	0,3	0,8	0	-5,2	0	0	0	0,9	2,4	0	-9,048
Тр-р	False	Тр-р	40	41	0	ЗГЭС 500 кВ - ЗГЭС Н1	0,58	61,1	1,51	24,2	1	4	0,943396	0,58	61,1	1,51	24,2
Тр-р	False	Тр-р	41	1	0	ЗГЭС Н1 - Зейская ГЭС	0,39	0	0	0	0	0	0,44	0,39	0	0	0
Тр-р	False	Тр-р	41	42	0	ЗГЭС Н1 - ЗГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0	0	0,07	2,9	113,5	0	0
Тр-р	False	Тр-р	43	44	0	Даурия 500 кВ - Даурый Н1	0,58	61,1	1,51	24,2	0	0	1	0,58	61,1	1,51	24,2
Тр-р	False	Тр-р	44	45	0	Даурый Н1 - Даурия 220 кВ	0,39	0	0	0	0	0	0,44	0,39	0	0	0
Тр-р	False	Тр-р	44	46	0	Даурый Н1 - Даурия 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0	0	0,07	2,9	113,5	0	0
ЛЭП	False	ЛЭП	40	43	0	ЗГЭС 500 кВ - Даурия 500 кВ	7,9	84,08	0	-982	0	0	0	23,7	252,24	0	-1708,68
ЛЭП	False	ЛЭП	2	47	0	Призейская - Эльгоуголь	25,726	114,962	0	-708,801	0	0	0	77,178	344,886	0	-1233,31
ЛЭП	False	ЛЭП	2	48	0	Призейская - Кун-манье ВН	25,73	114,962	0	-708,801	0	0	0	77,19	344,886	0	-1233,31
Тр-р	False	Тр-р	48	49	0	Кун-манье ВН - Кун-манье Н1	1,4	104	0,85	5,95	0	0	1	1,4	104	0,85	5,95
Тр-р	False	Тр-р	49	51	0	Кун-манье Н1 - Кун-манье СН	1,4	0	0	0	0	0	0,5	1,4	0	0	0
Тр-р	False	Тр-р	49	52	0	Кун-манье Н1 - Кун-манье НН	2,8	195,6	0	0	0	0	0,047	2,8	195,6	0	0
Тр-р	False	Тр-р	48	50	0	Кун-манье ВН - Кун-манье Н2	1,4	104	0,85	5,95	0	0	1	1,4	104	0,85	5,95
Тр-р	False	Тр-р	50	51	0	Кун-манье Н2 - Кун-манье СН	1,4	0	0	0	0	0	0,5	1,4	0	0	0
Тр-р	False	Тр-р	50	52	0	Кун-манье Н2 - Кун-манье НН	2,8	195,6	0	0	0	0	0,047	2,8	195,6	0	0
ЛЭП	False	ЛЭП	48	47	0	Кун-манье ВН - Эльгоуголь	11	22	0	-170	0	0	0	33	66	0	-295,8

Приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

*Сравнить варианты по дисконтированным затратам. Определить оптимальный.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО 5694700729.240.124-2012.

Расчёт приведённых затрат.

$$Z := E \cdot K + И$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K := (K_{вл} + K_{пс}) \cdot K_{инф}$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

$$C_{240.2} := 2195 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{240} := 1310 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$l_{стз} := 2 \quad l_{стр} := 40 \quad l_{тз} := 8 \quad l_{стро} := 32$$

Вариант №1.

$$K_{вл1} := C_{240.2} \cdot 80 = 175600$$

тыс.руб

$$K_{инф} := 12.1$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$l_{11} := 80 = 80$$

$$K_{отз1} := (70 \cdot 7 \cdot l_{11}) + 95 \cdot l_{11} = 4.68 \times 10^4$$

$$K_{\Sigma вл1} := (K_{вл1} + K_{отз1}) \cdot K_{инф} = 2691040$$

тыс.руб

$$K_{вл2} := C_{240.2} \cdot 80 = 175600$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$l_{12} := 80 = 80$$

$$K_{отз2} := (70 \cdot 7 \cdot l_{12}) + 95 \cdot l_{12} = 4.68 \times 10^4$$

$$K_{\Sigma вл2} := (K_{вл2} + K_{отз2}) \cdot K_{инф} = 2691040$$

тыс.руб

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Капиталовложения в строительство ПС:

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ру}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{ку}}$$

$K_{\text{пост}}$ - постоянная часть затрат;

$K_{\text{ру}}$ - стоимость распределительных устройств;

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

$K_{\text{ку}}$ - стоимость компенсирующих устройств.

$$K_{\text{пост1}} := 11000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост2}} := 11000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{отвзем}} := 59 \cdot 7 = 413 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру1}} := 127000 = 1.27 \times 10^5$$

$$K_{\text{ру2}} := 289000 = 2.89 \times 10^5$$

$$K_{\text{тр631}} := 14700 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ку1}} := 3600 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр1}} := (K_{\text{тр631}}) \cdot 2 = 2.94 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр2}} := (K_{\text{тр631}}) \cdot 2 = 2.94 \times 10^4$$

$$K_{\text{ору1}} := K_{\text{ру2}} + K_{\text{ру1}} = 4.16 \times 10^5$$

$$K_{\text{ору2}} := K_{\text{ру1}} = 1.27 \times 10^5$$

$$K_{\text{пс1}} := K_{\text{пост1}} + K_{\text{пост2}} + K_{\text{ору1}} + K_{\text{тр1}} + K_{\text{ку1}} \cdot 2 = 4.746 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс2}} := K_{\text{пост1}} + K_{\text{ору2}} + K_{\text{тр2}} + 2K_{\text{ку1}} = 1.746 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:

$$K_{\Sigma \text{пс1}} := K_{\text{пс1}} \cdot K_{\text{инф}} = 5.743 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma \text{пс2}} := K_{\text{пс2}} \cdot K_{\text{инф}} = 2.113 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$(K_{\text{ку1}}) \cdot K_{\text{инф}} = 4.356 \times 10^4$$

Капиталовложения на сооружение сети:

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma \text{вл1}} + K_{\Sigma \text{пс1}}) = 8433700 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.

Вариант №2.

$$K_2 := (K_{\Sigma \text{вл}2} + K_{\Sigma \text{пс}2}) = 4.804 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$И := \textcolor{red}{I}_s + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

$$\alpha_{\text{э.вл}} := 0.007 \quad \alpha_{\text{э.пс}} := 0.05$$

Вариант №1.

$$И_{\text{э}1} := \alpha_{\text{э.вл}} \cdot K_{\Sigma \text{вл}1} + \alpha_{\text{э.пс}} \cdot K_{\Sigma \text{пс}1} = 3.06 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$И_{\text{э}2} := \alpha_{\text{э.вл}} \cdot K_{\Sigma \text{вл}2} + \alpha_{\text{э.пс}} \cdot K_{\Sigma \text{пс}2} = 1.245 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$T_{\text{сл.вл}} := 15 \quad \text{лет} \quad T_{\text{сл.пс}} := 20 \quad \text{лет}$$

Вариант №1.

$$И_{\text{ам}1} := \frac{K_{\Sigma \text{вл}1}}{T_{\text{сл.вл}}} + \frac{K_{\Sigma \text{пс}1}}{T_{\text{сл.пс}}} = 4.665 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$И_{\text{ам}2} := \frac{K_{\Sigma \text{вл}2}}{T_{\text{сл.вл}}} + \frac{K_{\Sigma \text{пс}2}}{T_{\text{сл.пс}}} = 2.85 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$И_{\Delta W} := \textcolor{red}{\Delta W} \cdot C_0$$

Потери электроэнергии:

$$\Delta W := \textcolor{red}{\Sigma W}_{\text{вл}} + \Sigma W_{\text{тр}}$$

Потери в ВЛ:

Вариант №1.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл}1} := 5500$$

Продолжение приложение Б.

Вариант №2.

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл2}} := 5600$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Sigma W_{\text{тр}} := 1620$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл1}} + \Sigma W_{\text{тр}}) = 7.12 \times 10^3$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл2}} + \Sigma W_{\text{тр}}) = 7.22 \times 10^3$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 2.84 \text{ руб/кВт*ч}$$

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := (\Sigma W_1 \cdot C_0) = 20220.8 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W2} := (\Sigma W_2 \cdot C_0) = 2.05 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{\text{эл1}} + I_{\text{ам1}} + I_{\Delta W1} = 7.927 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_2 := I_{\text{эл2}} + I_{\text{ам2}} + I_{\Delta W2} = 4.3 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 1636096.747 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 910380.74666667 \quad \text{тыс.руб}$$

Расчёт в программе Mathcad

*Для выбранного варианта рассчитать ЧДД, индекс доходности, внутреннюю норму доходности.

Для расчёта ЧДД необходимо рассчитать годовую прибыль, годовой налог на прибыль.

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 2 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} \quad T_{\text{max}} := 8760 \quad \text{ч}$$

$$S_{\text{ном1}} := 55000 \quad \text{кВт} \quad n := 2 \quad k_{\text{лном}} := 0.5$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{\text{лном}} = 5.5 \times 10^4 \quad \text{кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 1$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 5.5 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 5.5 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 4.818 \times 10^8 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 9.636 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := И_2 - И_{\text{ам2}} = 1.45 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$П_{\text{год}} := O - И = 8.186 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{\text{год}} \cdot 0.24 = 1.965 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{ЧДД} := \sum \left[\frac{\Xi_t}{(1 + E_n)^t} \right]$$

Капиталовложения в первый год:

$$K_{c1} := 0.4 \cdot K_2 = 1.921 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{c2} := 0.6 \cdot K_2 = 2.882 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\Theta_1 := -И - K_{т1} = -2.066 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\Theta_1}{(1 + E_n)^1} = -1.913 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1,} := \text{ЧДД}_1 = -1.913 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Theta_2 := -И - K_{т2} = -3.027 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\Theta_2}{(1 + E_n)^2} = -2.595 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \text{ЧДД}_{1,} + \text{ЧДД}_2 = -4.509 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\Theta_3 := О - И - Н = 6.222 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\Theta_3}{(1 + E_n)^3} = 4.939 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 = -4.015 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Theta := \Theta_3 = 6.222 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^4} = 4.573 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = -3.558 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^5} = 4.234 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_5 := \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = -3.134 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^6} = 3.921 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_6 := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = -2.742 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^7} = 3.63 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_7 := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = -2.379 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^8} = 3.361 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = -2.043 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_9 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^9} = 3.112 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = -1.732 \times 10^6$$

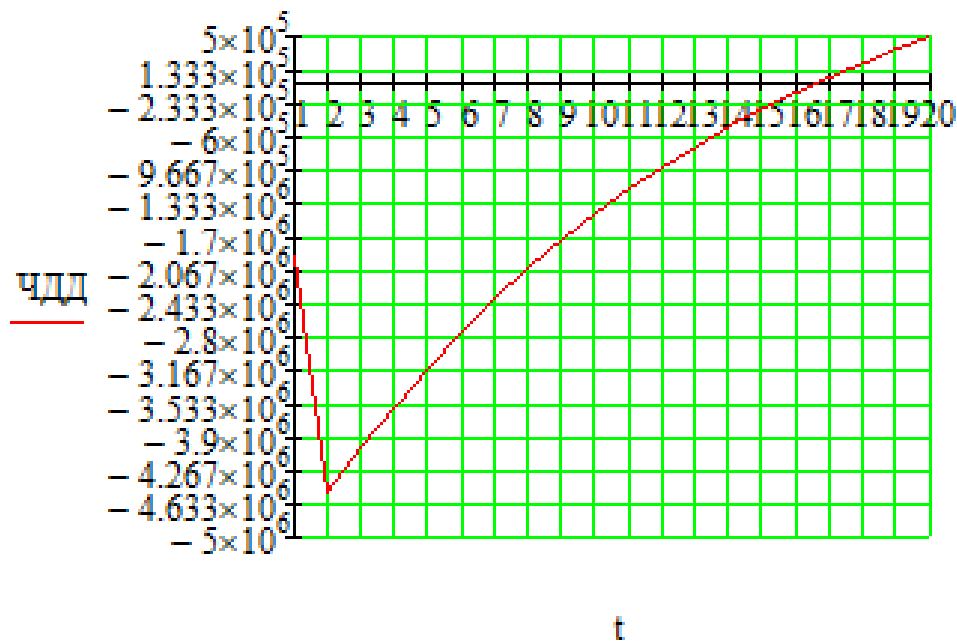
Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{10}} = 2.882 \times 10^5$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{10.} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = -1.443 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{11}} = 2.668 \times 10^5$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{11.} := \text{ЧДД}_{10.} + \text{ЧДД}_{11} = -1.177 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{12}} = 2.471 \times 10^5$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{12.} := \text{ЧДД}_{11.} + \text{ЧДД}_{12} = -9.296 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{13}} = 2.288 \times 10^5$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{13.} := \text{ЧДД}_{12.} + \text{ЧДД}_{13} = -7.008 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{14}} = 2.118 \times 10^5$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{14.} := \text{ЧДД}_{13.} + \text{ЧДД}_{14} = -4.89 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{15}} = 1.961 \times 10^5$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{15.} := \text{ЧДД}_{14.} + \text{ЧДД}_{15} = -2.929 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{16}} = 1.816 \times 10^5$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{16.} := \text{ЧДД}_{15.} + \text{ЧДД}_{16} = -1.113 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{17}} = 1.681 \times 10^5$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{17.} := \text{ЧДД}_{16.} + \text{ЧДД}_{17} = 5.689 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{18}} = 1.557 \times 10^5$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{18.} := \text{ЧДД}_{17.} + \text{ЧДД}_{18} = 2.126 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{19}} = 1.442 \times 10^5$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{19.} := \text{ЧДД}_{18.} + \text{ЧДД}_{19} = 3.567 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{20}} = 1.335 \times 10^5$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{20.} := \text{ЧДД}_{19.} + \text{ЧДД}_{20} = 4.902 \times 10^5$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_2} + 1 = 1.102$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

*Определить простой и дисконтированный сроки окупаемости.

Простой срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Чистый доход:

$$\text{ЧД}_1 := \Theta_1 = -2.066 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -2.066 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \Theta_2 = -3.027 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -5.094 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \Theta = 6.222 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -4.471 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \Theta = 6.222 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -3.849 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \Theta = 6.222 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = -3.227 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_6 := \Theta = 6.222 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

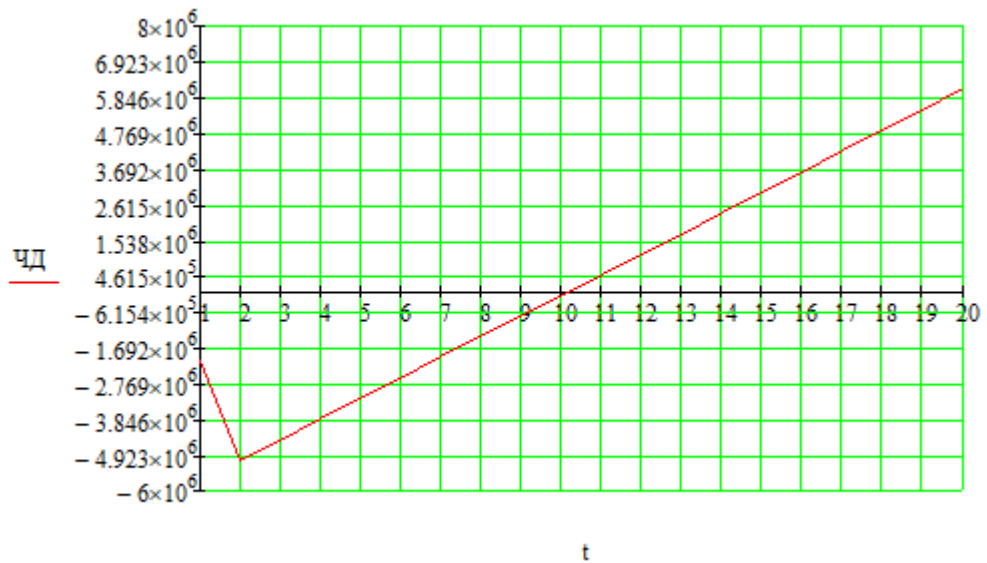
Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

		$ЧД_6 := ЧД_5 + ЧД_6 = -2.605 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_7 := \Theta = 6.222 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_7 := ЧД_6 + ЧД_7 = -1.983 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_8 := \Theta = 6.222 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_8 := ЧД_7 + ЧД_8 = -1.361 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_9 := \Theta = 6.222 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_9 := ЧД_8 + ЧД_9 = -7.386 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{10} := \Theta = 6.222 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{10} := ЧД_9 + ЧД_{10} = -1.164 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{11} := \Theta = 6.222 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{11} := ЧД_{10} + ЧД_{11} = 5.057 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{12} := \Theta = 6.222 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = 1.128 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{13} := \Theta = 6.222 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = 1.75 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{14} := \Theta = 6.222 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = 2.372 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{15} := \Theta = 6.222 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 2.994 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{16} := \Theta = 6.222 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 3.617 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{17} := \Theta = 6.222 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 4.239 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{18} := \Theta = 6.222 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = 4.861 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{19} := \Theta = 6.222 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = 5.483 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{20} := \Theta = 6.222 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = 6.105 \times 10^6$	тыс.руб

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad



Простой срок окупаемости составит 11 лет.

Дисконтированный срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учётом дисконтирования, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Дисконтированный срок окупаемости составит 17 лет.

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{\Xi_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\Xi_1}{K_2} \cdot 100 = -43.018 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\Xi_2}{K_2} \cdot 100 = -63.018 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Xi_3}{K_2} \cdot 100 = 12.952 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 4804 миллионов руб. составит 17 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД=1.102). Рентабельность проекта составит 12.952 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).