

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 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Инновационное развитие электрических сетей напряжением 220 кВ в западном энергорайоне Амурской области

Исполнитель

студент группы 342-ом1

подпись, дата

Ю.А. Сартаков

Руководитель

профессор, канд. техн. наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Руководитель

научного содержания
программы магистратуры
профессор, доктор техн.
наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

старший преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Рецензент

подпись, дата

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

« ____ » _____ 2025 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Сартакова Юрия Александровича _____

1. Тема выпускной квалификационной работы Инновационное развитие электрических сетей 220 кВ в западном энергорайоне Амурской области

(утверждено приказом от 06.03.2025 № 609-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: результаты контрольных замеров, нормальная схема электрических соединений Амурской области 500/220/110/35 кВ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях Западного энергорайона Амурской области вблизи города Сковородино, Характеристика инновационного оборудования, применяемого в электрических сетях 220 кВ проектирование развития электрической сети Амурской области в связи с усилением электроэнергетической связи между ОЭС Востока и ОЭС Сибири, Техническая проработка выбранных вариантов инновационного развития электрических сетей 220 кВ в Западном энергорайоне амурской области, Выбор оптимального варианта развития сети.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Однолинейная схема; Техничко-экономическое сравнение вариантов сети.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, профессор, канд. техн. наук. _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 114 с., 20 рисунков, 40 таблиц, 6 приложений, 68 источников.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, УСТРОЙСТВА РЗА, УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ, СИСТЕМНЫЙ ЭФФЕКТ.

В магистерской диссертации предложен методический подход по решению проблемы на транзите электроснабжения Трансибирской магистральной железной дороги в западном энергорайоне Амурской области.

Проведен структурный анализ схемно-режимной ситуации выбранного объекта исследования с учетом актуальных и прогнозируемых узловых нагрузок. Прогнозируемые значения рассчитаны с использованием метода сложных процентов на период до 2030 года. Также учтены различные режимы работы электрической сети. Расчет параметров режима выполнен с помощью программного обеспечения RastrWin3.

Оценена экономическая эффективность предложенных вариантов электрической сети на основе расчета технико-экономических показателей. Проведен обоснованный выбор оптимального варианта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Анализ современного состояния схемно–режимной ситуации в электрических сетях западного энергорайона амурской области вблизи города Сковородино	10
1.1 Экономическая характеристика Западного района Амурской области	10
1.2 Краткая характеристика района исследований	11
1.3 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	13
1.4 Характеристика электрических сетей рассматриваемого района проектирования	16
1.5 Вероятностные характеристики электрической нагрузки существующей сети	26
1.6 Анализ существующих режимов Западного энергорайона Амурской области	36
1.7 Выводы по разделу полученные в ходе анализа	48
2 Характеристика инновационного оборудования, применяемого в электрических сетях 220 кВ	49
2.1 Выбор инновационных технологий для повышения пропускной способности	49
2.2 Применение композитных проводов для повышения пропускной способности сети	49
2.3 Применение проводов марки АССС для повышения пропускной способности сети	52
2.4 Применение гибридных выключателей при расширении сети	55
3 Проектирование развития электрической сети Амурской области в связи с усилением электроэнергитической связи между ОЭС Востока и ОЭС Сибири	60
3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации при усилении межсистемных связей	60
3.2 Проверка номинального напряжения	73

3.3 Анализ вариантов развития электрической сети	74
4 Техническая проработка выбранных вариантов инновационного развития электрических сетей 220 кВ в Западном энергорайоне амурской области	85
4.1 Расчет токов короткого замыкания	85
4.2 Расширение подстанции 500 кВ Даурия для подключения вновь возводимой ЛЭП	86
4.3 Компонентные решения	87
4.4 Выбор выключателей	87
4.5 Выбор разъединителей	90
4.6 Выбор трансформаторов тока	90
4.7 Выбор трансформаторов напряжения	93
4.8 Выбор сборных шин и изоляторов	94
4.9 Изоляция и защита от перенапряжений	96
4.10 Выбор системы оперативного тока	98
4.11 Выбор и проверка ТСН	98
4.12 Выводы по главе	98
5 Выбор оптимального варианта развития сети	100
5.1 Капиталовложения	100
5.2 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения и показателей надежности	103
5.3 Оценка инвестиционной привлекательности проекта	106
Заключение	113
Библиографический список	115
ПРИЛОЖЕНИЕ А – Параметры существующего режима	122
ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Расчет режима для варианта №1	125
ПРИЛОЖЕНИЕ В – Расчет режима для варианта №2	137
ПРИЛОЖЕНИЕ Г – Экономический анализ	149
ПРИЛОЖЕНИЕ Д – Выбор оборудования	152
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж – Расчет токов КЗ	155

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АПВ – автоматическое повторное включение;
- База – базисный (балансирующий) узел;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокая сторона;
- Ген – генерирующий узел;
- ГОСТ – государственный стандарт;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- ИП – источник питания;
- ИГЭ – инженерно-геологические элементы;
- КВЛ – кабельно-воздушная линия;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство;
- КУ – компенсирующее устройство;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- Нагр – нагрузочный узел;
- НН – низкая сторона;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- ЭДС – электродвижущая сила.

ВВЕДЕНИЕ

Работа современных электрических сетей подвержена влиянию множества факторов и проблем, что делает необходимым использование комплексного подхода для их управления и оптимизации функционирования.

Актуальность темы обусловлена тем, что учитывая растущие требования к надежности и качеству электроснабжения, а также необходимости интеграции новых источников энергии, разработка методического подхода к модернизации электрических сетей напряжением 220 кВ становится особенно актуальной. Также выполнение данной работы будет способствовать реализации электроэнергии в неценовых зонах регионах Дальнего Востока, где конкуренция между поставщиками невозможна, и электроэнергия реализуется по регулируемым тарифам.

Объект исследования – электрические сети 220 кВ Западного энергорайона Амурской области.

Предмет исследования – инновационные технологии применяемые в линии электропередачи и на подстанциях для усиления межсистемных связей.

Цель магистерской диссертации заключается в создании варианта инновационного развития электрических сетей напряжением 220 кВ, в Западной части Амурской области и усиления межсистемной связи между ОЭС Востока и ОЭС Сибири.

Для достижения поставленной цели требуется выполнить следующие задачи:

1. Дать анализ современного состояния экономического состояния и схемно–режимной ситуации в электрических сетях Западного энергорайона Амурской области;
2. Привести характеристику инновационного оборудования, применяемого в электрических сетях 220 кВ в процессе разработки вариантов развития сети;
3. Осуществить проектирование развития электрической сети Амурской области в связи с усилением электроэнергитической связи между ОЭС Востока и ОЭС Сибири;

4. Выполнить техническая проработку выбранных вариантов инновационного развития электрических сетей 220 кВ в Западном энергорайоне Амурской области;

5. Произвести выбор оптимального варианта развития сети в Западном энергорайоне Амурской области.

Научная новизна магистерской диссертации, заключается в том, что в данной работе предложены новые варианты инновационного развития западного энергорайона Амурской области, включающие в себя использование инновационного оборудования при анализе разработанных вариантов.

Практическая значимость работы заключается в том, что в результате мы получаем экономически выгодное и инновационное техническое решение по осуществлению эффективного, а также надёжного электроснабжения объектов Западного энергорайона Амурской области и объединений 1 и 2 синхронных зон.

В данной работе проделано следующее: дана экономическая и климатическая характеристики Западного энергорайона Амурской области, а также рассмотрены территориальные особенности данного района, определён эквивалент рассматриваемого участка сети, дана характеристика источников питания в рассматриваемом эквиваленте сети, выполнен структурный анализ ЛЭП и ПС, произведен расчёт и анализ режимов существующей сети, приведена характеристика применяемого инновационного оборудования, разработаны варианты развития электрической сети Западного энергорайона Амурской области и выполнена их техническая проработка, на основании расчёта экономической эффективности был сделан выбор оптимального варианта развития сети, для выбранного варианта произведен выбор оборудования на подстанции, а так же сделаны необходимые выводы и подведены результаты.

В магистерской диссертации использованы следующие программы и программные комплексы:

– RastrWin3 – программно-вычислительный комплекс, позволяющий выполнять эквивалентирование, расчет, оптимизацию и анализ установившихся, аварийных и переходных режимов работы энергосистем;

– Mathcad 15.0 – программный комплекс из класса систем автоматизированного проектирования, предназначенный для математических расчетов;

– Microsoft Visio 2019 – программа, предназначенная для создания графических схем и диаграмм с широким набором инструментов.

1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ СХЕМНО–РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЗАПАДНОГО ЭНЕРГОРАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ В БЛИЗИ ГОРОДА СКОВОРОДИНО

Раздел разработан для выявления особенностей территории, где будет осуществляться проектирование, и окажет влияние на последующий выбор как оборудования, так и принятых конструктивных решений.

1.1 Экономическая характеристика Западного района Амурской области

Экономика района многоотраслевая и включает такие виды деятельности, как лесное хозяйство, добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, распределение электроэнергии, воды, транспорт и связь, строительство, оптовая и розничная торговля, здравоохранение и предоставление социальных услуг, образование.

Некоторые показатели экономики округа в 2024 году:

Добыча полезных ископаемых. Отгружено товаров собственного производства на сумму 2 602,1 млн рублей, в том числе добыча руд и песков драгоценных металлов (золота, серебра и металлов платиновой группы) составила 2 041 млн рублей.

Обрабатывающие производства. Отгружено товаров собственного производства на сумму 1,47 млн рублей, индекс производства составил 42,1%.

Распределение электроэнергии, газа и воды. Отгружено товаров собственного производства на сумму 81,2569 млн рублей, индекс производства составил 98,2%.

Сельское хозяйство. Объём продукции сельского хозяйства составил 327,284 млн рублей, индекс производства — 127,3%.

Все вышесказанное говорит о перспективе в развитии западного района Амурской области, а так же экономическая характеристик указывает на необхо-

димось расширения энергосистемы для поддержания и стимулирования экономического роста, а также для обеспечения надежного энергоснабжения всех секторов экономики.

1.2 Краткая характеристика района исследований

В административном отношении площадка развиваемой ПС 500 кВ Даурия расположена в 2,6 км юго-западнее г. Сковородино, в 1,7 км от ПС 220 кВ Сковородино в Сковородинском районе на западе Амурской области.

Эксплуатацией ПС 500 кВ Даурия занимается филиал ПАО «Россети» Амурское ПМЭС, с постоянным дежурством оперативного персонала на объекте.

Проектируемые сооружения располагаются на территории существующей подстанции.

Площадка подстанции засыпана щебнем толщиной 200 мм с поэтапным уплотнением, при этом действующая планировка на территории ПС остаётся неизменной.

Высотные отметки для размещения проектируемого электротехнического оборудования были определены с учетом ранее запланированных высотных уровней территории и установленного на ней оборудования. Необходимости в реконструкции внутриплощадочных дорог нет.

Система отвода поверхностных вод выполнена в виде открытых каналов, которые расположены на выровненной поверхности, согласованной с проектом планировки действующей подстанции.

Доставка строительных материалов осуществляется по действующим автомобильным трассам.

1.2.1 Краткая характеристика метеорологических условий

Климат района муссонный, с характерными чертами континентального. Климатическое районирование участка существующей подстанции согласно относится к зоне ІД климатического районирования для строительства. Инженерно-метеорологические условия г. Сковородино представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Таблица со сводными инженерно-метеорологическими условиями

Характеристика	Значение
Преобладающее направление ветра	Ю, ЮЗ
Нормативная скорость ветра (один раз в 25 лет) на высоте 10 м	30 м/с
Скорость ветра: возможная 1 раз в 25 лет с 10 минутным интервалом 29 м/с осреднения на высоте 10 метров	2
Скорость ветра при гололеде (один раз в 25 лет)	16 м/с
Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	15 мм
Район по гололеду	3
Температура воздуха при гололеде	– 6 °С
Абсолютный минимум температуры воздуха	– 51.4 °С
Абсолютный максимум температуры воздуха	+ 45 °С
Глубина промерзания грунта	2,45 м
Число грозových часов в год	40 часов
Среднегодовое количество осадков	800–8000 мм
Сейсмичность района площадки строительства по карте С ОСР-2015	8 баллов

1.2.2 Инженерно-геологические условия

Площадка ПС Даурия изучена до глубины 6,0-15,7 м, сложена делювиально-делювиальными грунтами, представленными от суглинка туго-, мягкопластичного до щебенистого грунта, перекрытыми местами с поверхности почвенно-растительным слоем, мощностью 0,1-0,3м и юрскими отложениями (песчаниками и алевролитами).

В геологическом строении площадки подстанции выделены следующие инженерно-геологические элементы (ИГЭ):

ИГЭ-1. Почвенно-растительный слой. Средней мощностью - 0,2м.

ИГЭ – 1б – Суглинок легкий песчанистый тугопластичный. Средней мощностью – 1,7м.

ИГЭ – 2н – Насыпная супесь дресвяная, твердая, с прослоями дресвяного грунта. Средней мощностью 1,9м.

- глинистых и суглинистых грунтов – 2,45м;

- крупнообломочных грунтов – 3,62м.

Грунты, слагающие площадку проектирования, в соответствии с их физическими свойствами относятся ко II категории по сейсмическим свойствам.

Подземные воды на площадке встречены в элювиально-делювиальных отложениях на глубинах 0,2-5,3м. По условиям залегания – воды порово-пластового типа, безнапорные, напорнобезнапорные.

Питание подземных вод – за счет инфильтрации атмосферных осадков; разгружаются они в поверхностные источники или в виде родников.

Водовмещающими породами являются суглинки мягкопластичные (ИГЭ-1в, 2в) и щебенистые грунты (ИГЭ-5а).

По химическому составу вода четвертичного водоносного горизонта гидрокарбонатная магниевое-кальциево-натриевая, нейтральная, мягкая, по степени минерализации – пресная. Вода бесцветная, прозрачная, с незначительным осадком, без запаха. По отношению к бетону марки W6-W8 и к арматуре железобетонных конструкций грунтовые воды неагрессивные. К металлическим конструкциям воды среднеагрессивные.

1.3 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети

Эквивалент рассматриваемого участка сети определяется для отделения от энергосистемы района, предполагаемого для осуществления развития электрической сети. В качестве эквивалента выбран участок существующих сетей Амурской области на напряжение 220 кВ и 500 кВ [45].

На рисунке 1.1, изображена карта-схема района проектирования.

На рисунке 1.2 граф рассматриваемого участка сети.

В данном эквиваленте представлены два объекта генерации: НГРЭС и ЗГЭС, а также подстанции, работающие на напряжении 220 кВ и 500 кВ.

Карта-схема

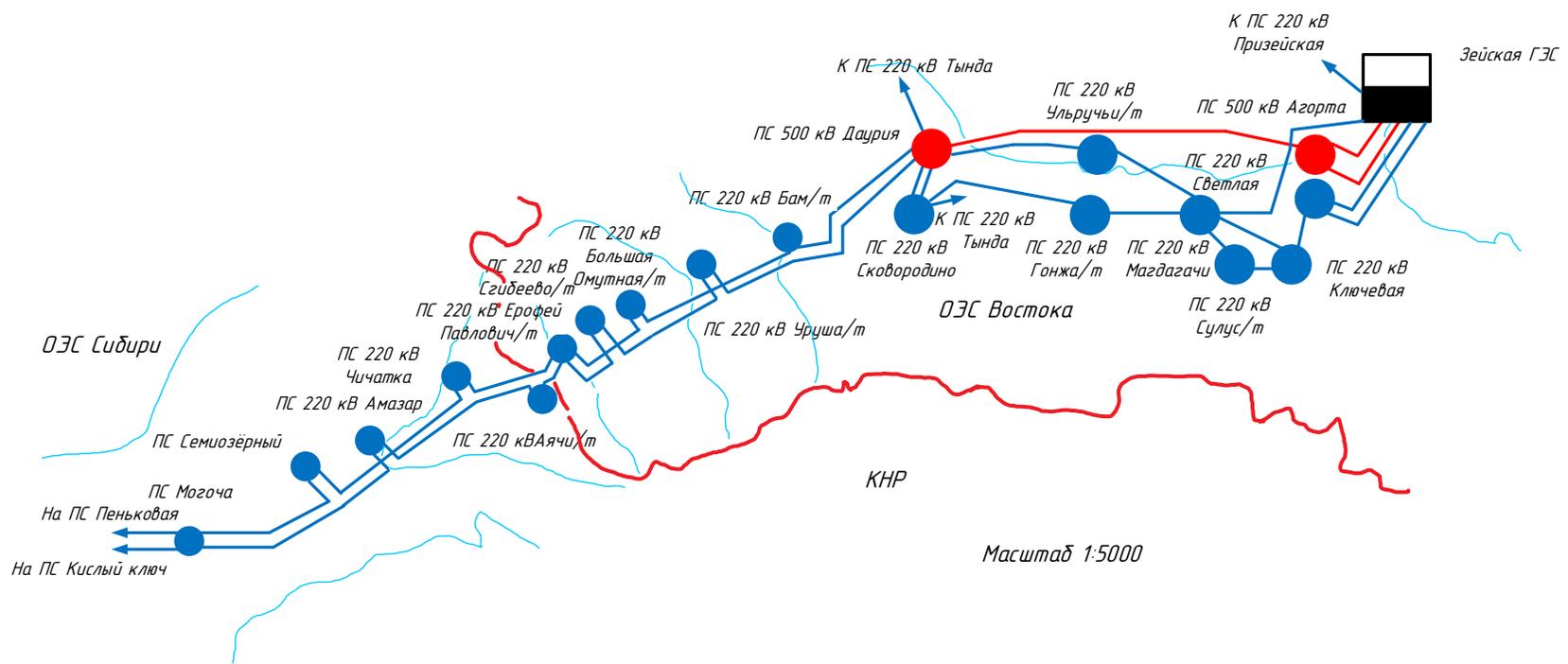


Рисунок 1.1 – Карта-схема района проектирования Амурской области

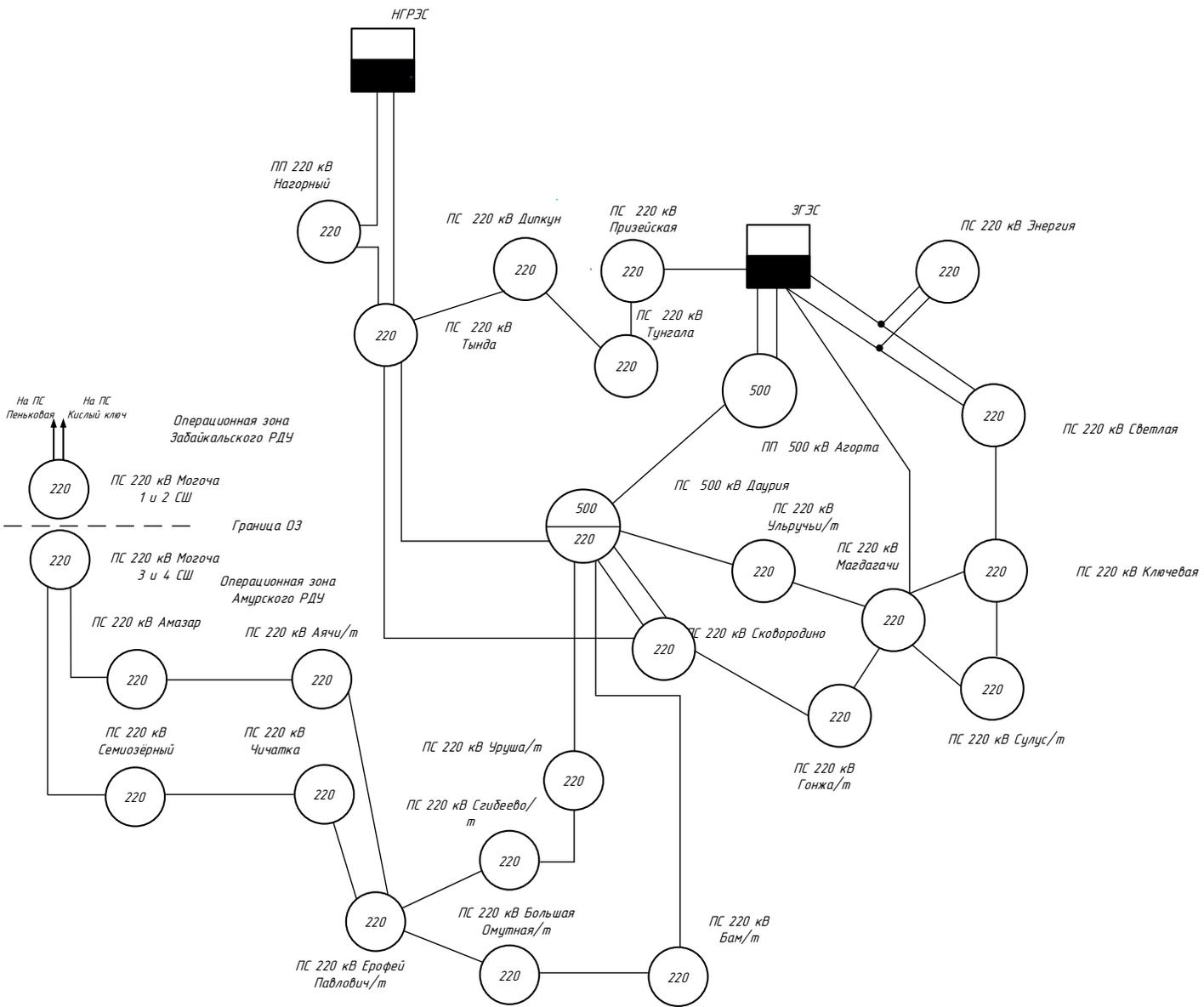


Рисунок 1.2 – Граф рассматриваемого района сети

1.4 Характеристика электрических сетей рассматриваемого района проектирования

1.4.1 Анализ источников питания

Зейская ГЭС

На Зейской ГЭС установлены генераторы (Г) с мощностью:

- 1Г, 2Г, 4Г, 5Г — по 225 МВт;
- 3Г, 6Г — по 215 МВт.

Генераторное напряжение – 15,75 кВ, общая установленная мощность достигает 1330 МВт.

Тип генераторов СВ-1130/220-44-ХЛ4.

Главная электрическая схема ГЭС организована следующим образом: два гидрогенератора (№1 и №2) объединены в блоки с повышающими трансформаторами ТЦ-250000/220 и ТНЕРЕ-265000/242, которые выдают мощность в сторону сети 220 кВ.

Четыре гидроагрегата (№3, №4, №5 и №6), сгруппированы в блоки с трансформаторами ТЦ-250000/500 для агрегатов №3, №4 и №5, а также ТНЕРЕ-265000/525 для агрегата №6, что позволяет передавать мощность в сеть с напряжением 500 кВ.

На гидроэлектростанции размещены два открытых распределительных устройства: ОРУ-500 и ОРУ-220 кВ. Связь между этими устройствами обеспечивается с помощью группы автотрансформаторов АОДЦТН-167000/500/220-75-У1.

Подключение ОРУ 500 кВ (ВН ЗГЭС) выполнено по полуторной схеме с использованием открытого распределительного устройства. Связь осуществляется через автотрансформаторы, которые соединены с секцией шин через развилку выключателей. В распределительном устройстве установлено 2 линейные и 3 трансформаторные ячейки. Схема распределительного устройства 500 кВ изображена на рисунке 1.3.

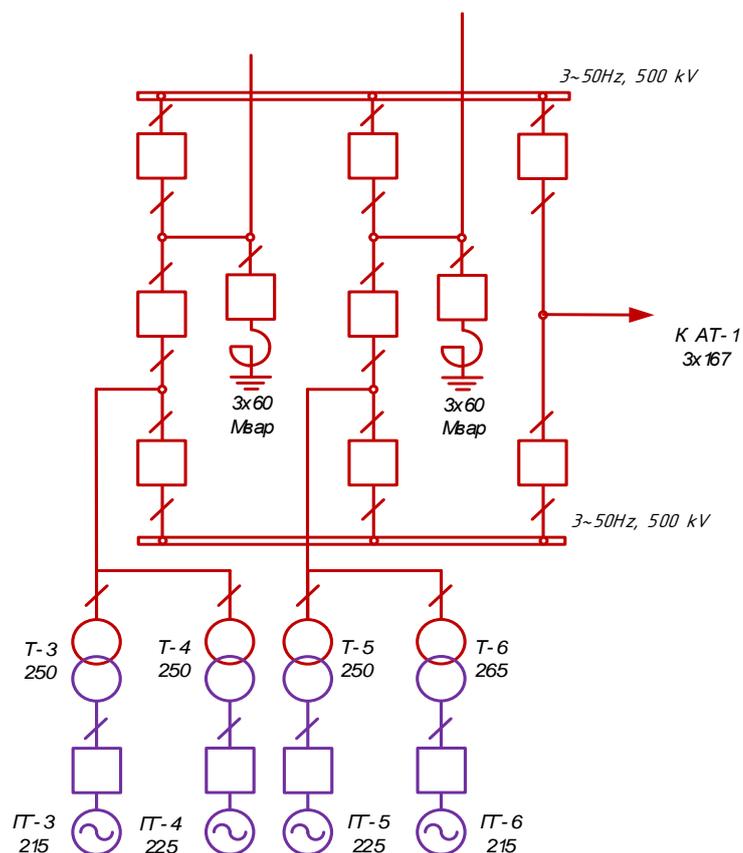


Рисунок 1.3 – Схема 500 кВ

Ключевые характеристики силовых трансформаторов, автотрансформаторов и генераторов представлены в таблицах 1.2 и 1.3.

Таблица 1.2 – Силовые трансформаторы и автотрансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦН-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 1.3 – 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	2	225	15,75	136	230
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	215	15,75	136	230

Схема распределительного устройства ОРУ 220 кВ (СН ЗГЭС) представляет собой одну секционированную шинную систему с обходной (схема № 12Н), и реализована в виде открытого распределительного устройства (ОРУ). В схеме предусмотрена секционная связь, осуществляемая с помощью двух обходных выключателей.

Основные характеристики схемы РУ:

Количество ячеек 11:

- 5 линейных ячеек;
- 2 трансформаторные ячейки;
- 2 ячейки для присоединения автотрансформаторов;
- 2 обходные ячейки.

Выключатели:

- Установлено по 1 выключателю на каждую отходящую линию.
- По 1 выключателю на каждый трансформатор.
- По 1 выключателю на каждый генератор.
- 2 выключателя на развилку подключения автотрансформаторов к секциям шин.

В таблицах 1.4 и 1.5 представлены ключевые характеристики силовых трансформаторов и генераторов, в таблицах содержится информация о мощностях, напряжениях, разновидностях и других особенностях оборудования.

Схема открытого распределительного устройства 220 изображена на рисунке 1.4.

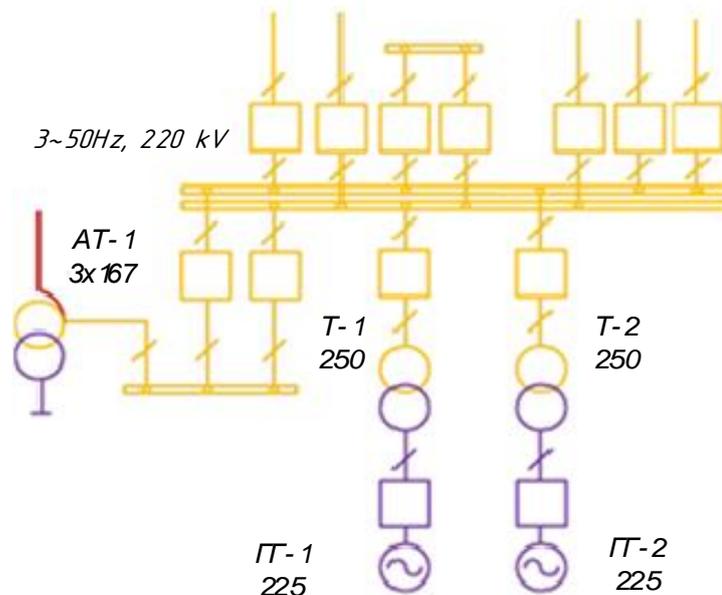


Рисунок 1.4 – Схема 220 кВ

Таблица 1.4 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТЦ- 250000/220/15,75	1	11			650	240	1125	0,45
ТНРЕ- 265000/242/15,75	1	11			650	240	1125	0,45

Таблица 1.5 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Ном. частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	225	15,75	136	230

Нерюнгринская ГРЭС

Нерюнгринская ГРЭС представляет собой тепловую электростанцию, находящуюся в поселке Серебряный Бор Нерюнгринского района Республики Саха (Якутия). Установленная мощность 570 МВт.

Распределительное устройство (ОРУ 220 кВ) НГРЭС:

- Номинальное напряжение: 220 кВ.

Схема ОРУ 220 кВ № 12Н – однасекционированная выключателем система шин с обходной.

В распределительном устройстве предусмотрено:

- 4 линейные ячейки;
- 3 трансформаторные ячейки.

Схема ОРУ 220 кВ НГРЭС изображена на рисунке 1.5.

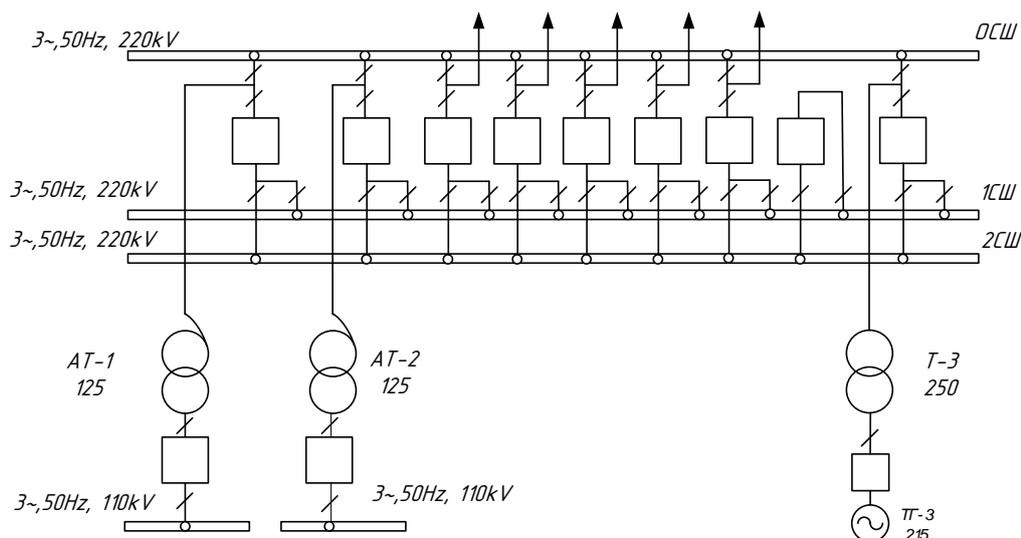


Рисунок 1.5 – Схема 220 кВ

Основные характеристики силового и генераторного оборудования отображены в таблицах 1.6 и 1.7.

Таблица 1.6 – Силовые трансформаторы и автотрансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АТДЦТН-125000/220/110/35кВ	2	11	35	21,5	325	125	1503	0,4
ТДЦ-250000/220/10 кВ	1	13			800	350	1600	0,4

Таблица 1.7 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
ТПЕ-214 СЗХЛ	1	335	15,75	125	230

Схема ОРУ 110 кВ представлена одной рабочей секционированной системой с обходной системой шин (схема № 12Н). Подключение трансформаторов к секциям шин осуществляется через развилку из выключателей

Структура ячеек, следующая:

- 7 линейных ячеек,
- 3 трансформаторные ячейки,
- 1 ячейка обходного выключателя.

Ключевые характеристики силового и генераторного оборудования представлены в таблицах 1.8 и 1.9. На рисунке 1.6 изображена схема ОРУ 110 кВ.

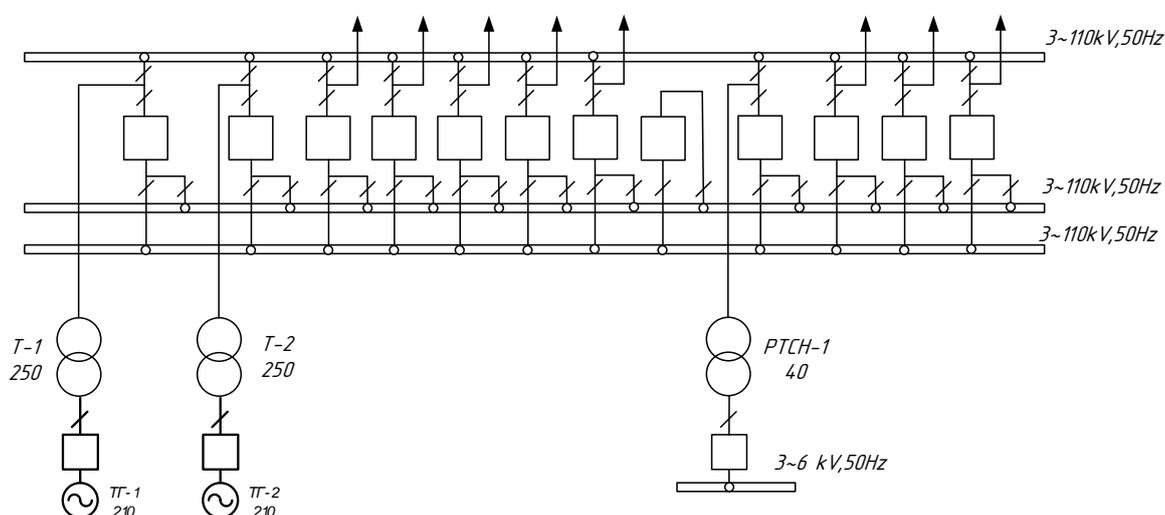


Рисунок 1.6 – Схема 110 кВ

Таблица 1.8 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДЦ–250000/220/10 кВ	2	13			800	350	1600	0,4

Таблица 1.9 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Ном. частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
ТПЕ–214 СЗХЛ	2	335	15,75	125	230

1.4.2 Структурный анализ ПС

Анализ подстанций с учетом способов подключения, конфигураций распределительных сетей и параметров трансформаторов представляет собой ключевой момент в разработке проекта развития электрических сетей.

Ниже представлено детальное изложение основных объектов, подлежащих рассмотрению.

ПС 500 кВ Даурия. Сооружение ОРУ-500 кВ предусматривается по схеме №500-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем», учитывающей возможность расширения до схемы №500-7 «Четырехугольник» для подключения второй ЛЭП 500 кВ по другому проекту.

ОРУ-220 кВ ПС 500 кВ Даурия выполняется по схеме по схеме №220-13 «Две рабочие системы шин» с возможностью перехода к нетиповой схеме «Две рабочие, секционированные выключателями системы шин с двумя шиносоединительными выключателями» на основе типовой схемы №220-14. Для организации питания потребителей НН по первой категории надежности от стороннего источника предусматривается установка БМ ЗРУ 35 кВ по схеме №35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». ОРУ-35 кВ так же выполнено для организации одного из питаний от собственных трансформаторов на ПС.

В таблице 1.10 проведен анализ подстанций на рассматриваемом участке по способу присоединения к сети.

Таблица 1.10 – Характеристика подстанций по способу подключения к сети

Название ПС	Марка СТ	Схема РУ	Способ присоединения
1	3	5	6
ПП 220 кВ Нагорный	-	Четырехугольник	Проходная
ПП 500 кВ Агорта	-	Четырехугольник	Проходная
ПС 220 кВ Амазар	2хТДТН-40000/220	5Н	Проходная
ПС 220 кВ Аячи-тяга	2хТДТН-40000/220	5Н	Проходная
ПС 220 кВ Бам-тяга	2хТДТН-40000/220	5Н	Проходная

1	3	5	6
ПС 220 кВ Призейская	2х ТДТН-25000/220	11	Узловая
ПС 220 кВ Светлая	2х АДЦТН-63000	12	Узловая
ПС 220 кВ Сгибеево-тяга	2хТДТН-40000/220	5Н	Проходная
ПС 220 кВ Семиозерный	2хТДТН-40000/220	5Н	Проходная
ПС 220 кВ Сквородино	2х АДЦТН-63000	11	Узловая
ПС 220 кВ Сулус-тяга	2х ТДТН-25000/220	5Н	Проходная
ПС 220 кВ Талдан-тяга	2х ТДТН-40000/220	Нетиповая	Отпаечная
ПС 220 кВ Тутаул	2х ТДТН-25000/220	5Н	Проходная
ПС 220 кВ Тында	2х АДЦТН-63000	13	Узловая
ПС 220 кВ Ульручьи-тяга	2х ТДТН-40000/220	5Н	Проходная
ПС 220 кВ Уруша-тяга	2хТДТН-40000/220	5Н	Проходная
ПС 220 кВ Чичаятка	2хТДТН-40000/220	5Н	Проходная
ПС 220 кВ Энергия	2х ТДТН-40000/220	Нетиповая	Отпаечная
ПС 500 кВ Даурия	3х АДЦТН-63000		Узловая
ПС 220 кВ Большая Омутная-тяга	2хТДТН-40000/220	5Н	Проходная
ПС 220 кВ Гонжа-тяга	2х ТДТН-40000/220	5Н	Проходная
ПС 220 кВ Дипкун	2х ТДТН-25000/220	5На	Проходная
ПС 220 кВ Ерофей Павлович-тяга	2хТДТН-40000/220	13Н	Узловая
ПС 220 кВ Ключевая	2х ТДТН-25000/220	11	Узловая
ПС 220 кВ Магдагачи	2х ТДТН-40000/220	11	Узловая
ПС 220 кВ Могоча	2хТДЦН-160000/220	нетип	Узловая

1.4.3 Структурный анализ ЛЭП

Подстанции 500 кВ Даурия и 220 кВ Ерофей-Павлович-тяга играют ключевую роль в электрической системе региона, особенно в западной части Амурской области, обеспечивая стабильное электроснабжение для потребителей. Их связь через транзит по ЛЭП, проходящий через подстанции ПС 220 кВ Бам-тяга, ПС 220 кВ Большая Омутная-тяга и ПС 220 кВ Сгибеево-тяга, с формирует надежную закольцованную сеть.

Электрическая связь между подстанциями ПС 220 кВ Могоча и ПС 220 кВ Ерофей-Павлович-тяга также характеризуется сложной сетью высоковольтных линий. Транзитные линии 220 кВ, проходящие через подстанции ПС 220 кВ Чичаятка-тяга, ПС 220 кВ Семиозерный, ПС 220 кВ Аячи-тяга и ПС 220 кВ Амазар, создают разветвленную инфраструктуру, которая обеспечивает гибкость в

управлении потоками электроэнергии. Взаимосвязанные линии позволяют регулировать напряжение в сети, что критически важно для надежной работы электрооборудования, оперативно реагировать на изменения в энергопотреблении: Система может быстро адаптироваться к изменяющимся условиям, перераспределяя потоки электроэнергии в зависимости от текущего спроса.

В таблице 1.11 приведены основные характеристики линий электропередачи на рассматриваемом участке сети.

Таблица 1.11 – Характеристика ЛЭП

Наименование линии	Напряжение, кВ	Марка провода	Длина, км
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 1	220	АС-300/39	2,43
ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 2	220	АС-300/39	2,448
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2	500	3хАС-330/43	4,82
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1	500	3хАС-330/43	5,34
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая I цепь с отпайкой на ПС Энергия	220	АС-240/39	10,95
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая II цепь с отпайкой на ПС Энергия	220	АС-240/39	11,23
ВЛ 220 кВ Сгибеево-тяга – Уруша-тяга	220	АС-300/39	20,25
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус-тяга	220	АС-240/39	21,45
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович-тяга – Большая Омутная-тяга	220	АС-300/39	24,95
ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ-тяга	220	АС-300/39	26,75
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович-тяга – Аячи-тяга	220	АС-300/39	27,35
ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручы-тяга	220	АС-300/39	29,326
ВЛ 220 кВ Сулус-тяга – Магдагачи	220	АС-240/39	34,45
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа-тяга	220	АСО-300/39	36,8
ВЛ 220 кВ Могоча – Семиозерный	220	АС-300/39	44,89
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович-тяга – Чичатка-тяга	220	АС-300/39	54,49

Продолжение таблицы 1.11

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Могоча – Амазар	220	АС-300/39	86,22
ВЛ 220 кВ Семиозерный – Чичатка	220	АС-300/39	88,12
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный	220	АС-300/39	95,75
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул	220	АС-300/61	99,55
ВЛ 220 кВ БАМ-тяга – Большая Омутная-тяга	220	АС-300/39	105,65
КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный	220	АС-300/39	107,85
ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая	220	АСО-300/39	113,15
ВЛ 220 кВ Гонжа-тяга – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан-тяга	220	АС-300/39	115,75
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручьи-тяга с отпайкой на ПС Талдан-тяга	220	АС-300/39	126,15
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	220	АСКПЗ-400/51	139,35
КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун	220	АС-300/39	148,65
КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында	220	АС-300/39	156,15
КВЛ 220 кВ Даурия – Тында	220	АС-300/39	157,63
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Призейская	220	АС-300/39	184,65
КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында	220	АС-300/39	184,85
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1;	220	АС-300/39	268,85
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 2	220	АС-300/39	268,85
ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия	500	3хАС-330/43	273,72
ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул	220	АСО-300/39	55,15
ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи	220	АС-300/39	55,45
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович-тяга – Сгибеево-тяга	220	АС-300/39	64,35
ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи-тяга	220	АС-300/39	68,98
КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи	220	АС-300/39	75,39
ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша-тяга	220	АС-300/39	76,45

На основе выполненного структурного анализа можно выделить ряд основных моментов, связанных с электроснабжением данного региона:

1. Энергетические источники. Данный район получает электричество от двух различных электростанций, что способствует повышению надежности и стабильности электроснабжения. Наличие нескольких источников энергии помогает снизить риски, связанные с потенциальными отключениями или аварийными ситуациями на одной из станций.

2. Преобладание линий электропередачи с напряжением 220 кВ. В данном районе доминируют высоковольтные линии электропередачи (ВЛ) на напряжение 220 кВ. Это указывает на то, что инфраструктура разработана с целью и готовностью передачи крупных объемов электрической энергии на значительные расстояния, что имеет особое значение для удовлетворения энергетических потребностей данного региона.

3. Длина линий электропередачи. Большая протяженность ВЛ 220 кВ в рассматриваемом районе подчеркивает важность качественного управления и технического обслуживания данных линий. Протяженные линии могут быть подвержены различным внешним влияниям, что делает необходимым регулярный контроль и проведение профилактических работ для избежания аварийных ситуаций.

4. Преобладание транзитных подстанций. В исследуемом районе подстанции в основном выполняют транзитную функцию. Это подразумевает, что они не только осуществляют распределение электроэнергии между разными потребителями, но и являются узловыми точками для передачи энергии с одной линии на другую. Данная схема способствует увеличению гибкости и надежности всей системы энергоснабжения.

1.5 Вероятностные характеристики электрической нагрузки существующей сети

Ключевыми целями этого раздела являются обнаружение и анализ узких мест.

Для расчета режимов использовалась программа ПВК «RastrWin». В качестве исходных данных использованы:

- Данные контрольных замеров по подстанциям Амурской области за период 2019-2024 годов;

- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Амурского РДУ на 2024 год;

Определение максимальных и минимальных мощностей нагрузок было выполнено на основании контрольных замеров, проведенных на соответствующих подстанциях и узлах в течение 2024 года. Данные о максимальных нагрузках были получены в результате зимних контрольных измерений, осуществленных в часы пиковых нагрузок, в то время как минимальные нагрузки были зафиксированы в летние месяцы во время периодов минимальной нагрузки.

Данные по нагрузкам представлены в таблице 1.12.

Таблица 1.12 – Нагрузки по данным контрольного замера 2024 года

Название узла контрольного замера	Дата 22.12.24			Дата 24.06.24		
	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар	Напряжение U, кВ	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар	Напряжение U, кВ
1	2	3	4	5	6	7
Зейская ГЭС	18,66	2,65	235	8,4	1,19	237
ПС 220 кВ Магдагачи	19,81	7,92	233	8,91	3,56	235
ПС 220 кВ Тында	18,47	1,76	238	8,31	0,79	240
ПС 220 кВ Светлая	66,67	15,81	234	30	7,11	236
ПС 220 кВ Энергия-Т-2	14,44	4,81	233	6,5	2,16	235
ПС 220 кВ Сгибеевотьяга	8,03	3,21	223	3,61	1,44	225
ПП 220 кВ Нагорный	2,1	1	236	0,95	0,45	238
ПС 220 кВ Амазар	23,8	17,1	221	10,71	7,7	223
ПС 220 кВ Ключевая Т-1	2,16	1,08	232	0,97	0,49	234
ПС 220 кВ Ключевая Т-3	7,07	1,18	230	3,18	0,53	232
ПС 220 кВ Сквородино	40,45	10,2	230	18,2	4,59	232
ПС 220 кВ Сулус-т	26,37	10,55	232	11,87	4,75	234
ПС 220 кВ Гонжа-т	16,76	6,7	230	7,54	3,02	232
ПС 220 кВ Ульручи-т	15,98	6,39	227	7,19	2,88	229
ПС 220 кВ Аячи-т	12,66	5,07	229	5,7	2,28	231
ПС 220 кВ БАМ-т	23,94	9,58	222	10,77	4,31	224

1	2	3	4	5	6	7
ПС 220 кВ Уруша-т	31,64	12,66	233	14,24	5,7	235
ПС 220 кВ Б.Омутная	15,64	6,25	221	7,04	2,81	223
ПС 220 кВ Ер.Павлович	13,59	5,44	228	6,12	2,45	230
ПС 220 кВ Талдан-т 2с	15,21	6,08	220	6,84	2,74	222
ПС 220 кВ Дипкун	1,69	0,97	217	0,76	0,44	219
ПС 220 кВ Энергия-Т-1	14,44	4,81	217	6,5	2,16	219
ПС 220 кВ Призейская	3,34	1,96	223	1,5	0,88	225
ПС 220 кВ Тутаул	1,17	0,41	224	0,53	0,18	226
ПС 220 кВ Талдан-т 1с	15,21	6,08	220	6,84	2,74	222
ПС 220 кВ Чичатка-т	16,5	12,5	217	7,43	5,63	219
ПС 220 кВ Семиозер- ный	16,5	13,8	218	7,43	6,21	220

Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров, соответствующих ПС, результаты представлены в таблице 5.

Средняя активная и реактивная мощности определяется по формулам:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i ; \quad (1.1)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i ; \quad (1.2)$$

где T – период;

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

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности определяется по выражениям:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} ; \quad (1.3)$$

$$Q_{\phi} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i}; \quad (1.4)$$

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.

$$P_{\max} = P_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (1.5)$$

$$Q_{\max} = Q_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (1.6)$$

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

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

В том случае, если данных для расчета коэффициента заполнения нет, его допускается принимать равным 0,5 [60]

Под минимальной мощностью понимают среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергосистемы. Формула для вычисления P_{\min} аналогична вычислению максимальной мощности [53].

$$P_{\min} = P_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (1.7)$$

$$Q_{\min} = Q_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (1.8)$$

В таблице 1.13 представлены вероятностные параметры электрических нагрузок существующей сети.

Таблица 1.13 – Вероятностные характеристики электрических нагрузок существующей сети

Название ПС	Период зимних нагрузок 2025						Период летних нагрузок 2025					
	$P_{ср},$ МВт	$Q_{ср},$ Мвар	$P_{эф},$ МВт	$Q_{эф},$ Мвар	$P_{max},$ МВт	$Q_{max},$ Мвар	$P_{ср},$ МВт	$Q_{ср},$ Мвар	$P_{эф},$ МВт	$Q_{эф},$ Мвар	$P_{max},$ МВт	$Q_{max},$ Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Зейская ГЭС	11,94	1,70	10,45	1,48	18,66	2,65	5,38	0,76	4,70	4,70	8,40	1,19
ПС 220 кВ Магдагачи	12,68	5,07	11,09	4,44	19,81	7,92	5,70	2,28	4,99	4,99	8,91	3,56
ПС 220 кВ Тында	11,82	1,13	10,34	0,99	18,47	1,76	5,32	0,51	4,65	4,65	8,31	0,79
ПС 220 кВ Светлая	42,67	10,12	37,34	8,85	66,67	15,81	19,20	4,55	16,80	16,80	30,00	7,11
ПС 220 кВ Энергия-Т-2	9,24	3,08	8,09	2,69	14,44	4,81	4,16	1,38	3,64	3,64	6,50	2,16
ПС 220 кВ Сгибеево-тяга	5,26	2,05	5,46	1,80	8,03	3,21	2,31	0,92	2,02	2,02	3,61	1,44
ПП 220 кВ Нагорный	1,34	0,64	1,18	0,56	2,10	1,00	0,61	0,29	0,53	0,53	0,95	0,45
ПС 220 кВ Амазар	15,23	10,94	13,33	9,58	23,80	17,10	6,85	4,93	6,00	6,00	10,71	7,70
ПС 220 кВ Ключевая Т-1	1,38	0,69	1,21	0,60	2,16	1,08	0,62	0,31	0,54	0,54	0,97	0,49
ПС 220 кВ Сковородино 35 кВ	4,16	1,66	3,64	1,46	6,50	2,60	1,88	0,75	1,64	1,64	2,93	1,17
ПС 220 кВ Сковородино	25,89	6,53	22,65	5,71	40,45	10,20	11,65	2,94	10,19	10,19	18,20	4,59
ПС 220 кВ Сулус-т	16,88	6,75	14,77	5,91	26,37	10,55	7,60	3,04	6,65	6,65	11,87	4,75
ПС 220 кВ Тында	9,59	2,55	8,39	2,23	14,98	3,98	4,31	1,15	3,77	3,77	6,74	1,79
ПС 220 кВ Гонжа-т	10,73	4,29	9,39	3,75	16,76	6,70	4,83	1,93	4,22	4,22	7,54	3,02
ПС 220 кВ Ульручы-т	10,23	4,09	8,95	3,58	15,98	6,39	4,60	1,84	4,03	4,03	7,19	2,88
ПС 220 кВ Аячи-т	8,10	3,24	7,09	2,84	12,66	5,07	3,65	1,46	3,19	3,19	5,70	2,28
ПС 220 кВ БАМ-т	15,32	6,13	13,41	5,36	23,94	9,58	6,89	2,76	6,03	6,03	10,77	4,31
ПС 220 кВ Уруша-т	20,25	8,10	17,72	7,09	31,64	12,66	9,11	3,65	7,97	7,97	14,24	5,70

Продолжение таблицы 1.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПС 220 кВ Б.Омутная	10,01	4,00	8,76	3,50	15,64	6,25	4,51	1,80	3,94	3,94	7,04	2,81
ПС 220 кВ Ер.Павлович	8,70	3,48	7,61	3,05	13,59	5,44	3,92	1,57	3,43	3,43	6,12	2,45
ПС 220 кВ Талдан-т 2с	9,73	3,89	8,52	3,40	15,21	6,08	4,38	1,75	3,83	3,83	6,84	2,74
ПС 220 кВ Дипкун	1,08	0,62	0,95	0,54	1,69	0,97	0,49	0,28	0,43	0,43	0,76	0,44
ПС 220 кВ Энергия-Т-1	9,24	3,08	8,09	2,69	14,44	4,81	4,16	1,38	3,64	3,64	6,50	2,16
ПС 220 кВ Призейская 35 Т-1	2,14	1,25	1,87	1,10	3,34	1,96	0,96	0,56	0,84	0,84	1,50	0,88
ПС 220 кВ Тутаул	0,75	0,26	0,66	0,23	1,17	0,41	0,34	0,12	0,30	0,30	0,53	0,18
ПС 220 кВ Талдан-т 1с	9,73	3,89	8,52	3,40	15,21	6,08	4,38	1,75	3,83	3,83	6,84	2,74
ПС 220 кВ Ключевая Т-3	4,52	0,76	3,96	0,66	7,07	1,18	2,04	0,34	1,78	1,78	3,18	0,53
ПС 220 кВ Чичатка-т	10,56	8,00	9,24	7,00	16,50	12,50	4,76	3,60	4,16	4,16	7,43	5,63
ПС 220 кВ Семиозерный	10,56	8,83	9,24	7,73	16,50	13,80	4,76	3,97	4,16	4,16	7,43	6,21

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок. Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P_i^{прогн} = P_i^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прогн}-t_{баз}}, \quad (1.9)$$

где $P_i^{баз}$ – базовая средняя, среднеквадратичная или максимальная активная мощность, МВт;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки;

$t_{прогн}-t_{баз}$ – период выполнения прогноза.

$t_{прогн}-t_{баз} = 2030-2025 = 5$ лет.

Среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки составляет 6% в соответствии со Схемой и программой развития электроэнергетики Амурской области. Этот показатель является важным для планирования и оптимизации работы электрических сетей, а также для оценки необходимости изменения существующей инфраструктуры и подключения новых подстанций. Учитывая данный прирост, следует проанализировать, как он повлияет на текущие режимы работы подстанций и линий электропередачи.

В качестве примера рассмотрим прогнозирование нагрузки для ПС 220 кВ Сгибеево-тяга:

$$P_{\max}^{прогн} = 8,03 \cdot (1 + 0,06)^5 = 10,75 \text{ МВт.}$$

Результаты прогнозирования представлены в таблице 1.14

Таблица 1.14 – Прогнозируемы нагрузки на 2030 год

Название ПС	Прогнозируемы нагрузки		Прогнозируемы нагрузки	
	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар
1	2	3	5	6
Зейская ГЭС	24,88	3,53	11,20	1,59

Продолжение таблицы 1.14

1	2	3	5	6
ПС 220 кВ Сгибеево-тяга	10,71	4,28	4,81	1,92
ПП 220 кВ Нагорный	2,80	1,33	1,27	0,60
ПС 220 кВ Амазар	31,73	22,80	14,28	10,27
ПС 220 кВ Ключевая Т-1	2,88	1,44	1,29	0,65
ПС 220 кВ Сквородино	53,93	13,60	24,27	6,12
ПС 220 кВ Сулус-т	35,16	14,07	15,83	6,33
ПС 220 кВ Тында	19,97	5,31	8,99	2,39
ПС 220 кВ Гонжа-т	22,35	8,93	10,05	4,03
ПС 220 кВ Ульручьи-т	21,31	8,52	9,59	3,84
ПС 220 кВ Аячи-т	16,88	6,76	7,60	3,04
ПС 220 кВ БАМ-т	31,92	12,77	14,36	5,75
ПС 220 кВ Урушат	42,19	16,88	18,99	7,60
ПС 220 кВ Б.Омутная	20,85	8,33	9,39	3,75
ПС 220 кВ Ер.Павлович	18,12	7,25	8,16	3,27
ПС 220 кВ Талдант 2с	20,28	8,11	9,12	3,65
ПС 220 кВ Дипкун	2,25	1,29	1,01	0,59
ПС 220 кВ Энергия-Т-1	19,25	6,41	8,67	2,88
ПС 220 кВ Тутаул	1,56	0,55	0,71	0,24
ПС 220 кВ Талдант 1с	20,28	8,11	9,12	3,65
ПС 220 кВ Ключевая Т-3	9,43	1,57	4,24	0,71
ПС 220 кВ Чичатка-т	22,00	16,67	9,91	7,51
ПС 220 кВ Семиозерный	22,00	18,40	9,91	8,28
ПС 220 кВ Магдагачи	26,41	10,56	11,88	4,75
ПС 220 кВ Тында	24,63	2,35	11,08	1,05
ПС 220 кВ Светлая	88,89	21,08	40,00	9,48

Таблица 1.15 – Вероятностные характеристики электрических нагрузок с учетом прогноза на 2030 год

Название ПС	Период зимних нагрузок 2030						Период летних нагрузок 2030					
	Р _{ср} , МВт	Q _{ср} , Мвар	Р _{эф} , МВт	Q _{эф} , Мвар	Р _{max} , МВт	Q _{max} , Мвар	Р _{ср} , МВт	Q _{ср} , Мвар	Р _{эф} , МВт	Q _{эф} , Мвар	Р _{max} , МВт	Q _{max} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Зейская ГЭС	15,92	2,26	13,93	1,98	24,88	3,53	7,17	1,02	6,27	6,27	11,20	1,59
ПС 220 кВ Магдагачи	16,90	6,76	14,79	5,91	26,41	10,56	7,60	3,04	6,65	6,65	11,88	4,75
ПС 220 кВ Тында	15,76	1,50	13,79	1,31	24,63	2,35	7,09	0,67	6,20	6,20	11,08	1,05
ПС 220 кВ Светлая	56,89	13,49	49,78	11,80	88,89	21,08	25,60	6,07	22,40	22,40	40,00	9,48
ПС 220 кВ Энергия-Т-2	12,32	4,10	10,78	3,59	19,25	6,41	5,55	1,84	4,85	4,85	8,67	2,88
ПС 220 кВ Сгибеево-тяга	6,85	2,74	6,00	2,40	10,71	4,28	3,08	1,23	2,70	2,70	4,81	1,92
ПП 220 кВ Нагорный	1,79	0,85	1,57	0,75	2,80	1,33	0,81	0,38	0,71	0,71	1,27	0,60
ПС 220 кВ Амазар	20,31	14,59	17,77	12,77	31,73	22,80	9,14	6,57	8,00	8,00	14,28	10,27
ПС 220 кВ Ключевая Т-1	1,84	0,92	1,61	0,81	2,88	1,44	0,83	0,42	0,72	0,72	1,29	0,65
ПС 220 кВ Сквородино 35 кВ	5,55	2,22	4,85	1,94	8,67	3,47	2,50	1,00	2,19	2,19	3,91	1,56
ПС 220 кВ Сквородино	34,52	8,70	30,20	7,62	53,93	13,60	15,53	3,92	13,59	13,59	24,27	6,12
ПС 220 кВ Сулус-т	22,50	9,00	19,69	7,88	35,16	14,07	10,13	4,05	8,86	8,86	15,83	6,33
ПС 220 кВ Тында	12,78	3,40	11,19	2,97	19,97	5,31	5,75	1,53	5,03	5,03	8,99	2,39
ПС 220 кВ Гонжа-т	14,30	5,72	12,51	5,00	22,35	8,93	6,43	2,58	5,63	5,63	10,05	4,03
ПС 220 кВ Ульручы-т	13,64	5,45	11,93	4,77	21,31	8,52	6,14	2,46	5,37	5,37	9,59	3,84
ПС 220 кВ Аячи-т	10,80	4,33	9,45	3,79	16,88	6,76	4,86	1,95	4,26	4,26	7,60	3,04
ПС 220 кВ БАМ-т	20,43	8,17	17,88	7,15	31,92	12,77	9,19	3,68	8,04	8,04	14,36	5,75
ПС 220 кВ Уруша-т	27,00	10,80	23,62	9,45	42,19	16,88	12,15	4,86	10,63	10,63	18,99	7,60
ПС 220 кВ Б.Омутная	13,35	5,33	11,68	4,67	20,85	8,33	6,01	2,40	5,26	5,26	9,39	3,75

Продолжение таблицы 1.15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПС 220 кВ Б.Омутная	13,35	5,33	11,68	4,67	20,85	8,33	6,01	2,40	5,26	5,26	9,39	3,75
ПС 220 кВ Ер.Павлович	11,60	4,64	10,15	4,06	18,12	7,25	5,22	2,09	4,57	4,57	8,16	3,27
ПС 220 кВ Талдан-т 2с	12,98	5,19	11,36	4,54	20,28	8,11	5,84	2,34	5,11	5,11	9,12	3,65
ПС 220 кВ Дипкун	1,44	0,83	1,26	0,72	2,25	1,29	0,65	0,38	0,57	0,57	1,01	0,59
ПС 220 кВ Энергия-Т-1	12,32	4,10	10,78	3,59	19,25	6,41	5,55	1,84	4,85	4,85	8,67	2,88
ПС 220 кВ Призейская 35 Т-1	2,85	1,67	2,49	1,46	4,45	2,61	1,28	0,75	1,12	1,12	2,00	1,17
ПС 220 кВ Тутаул	1,00	0,35	0,87	0,31	1,56	0,55	0,45	0,15	0,40	0,40	0,71	0,24
ПС 220 кВ Талдан-т 1с	12,98	5,19	11,36	4,54	20,28	8,11	5,84	2,34	5,11	5,11	9,12	3,65
ПС 220 кВ Ключевая Т-3	6,03	1,01	5,28	0,88	9,43	1,57	2,71	0,45	2,37	2,37	4,24	0,71
ПС 220 кВ Чичатка-т	14,08	10,67	12,32	9,33	22,00	16,67	6,34	4,80	5,55	5,55	9,91	7,51
ПС 220 кВ Семиозерный	14,08	11,78	12,32	10,30	22,00	18,40	6,34	5,30	5,55	5,55	9,91	8,28

1.6 Анализ существующих режимов Западного энергоаона Амурской области

1.6.1 Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов

Применение программного обеспечения RastrWin 3 для исследования электрических систем в данной работе является ключевым элементом анализа режимов. Этот комплексный инструмент предлагает возможности для моделирования и оптимизации функционирования электрических сетей.

Комплекс программного обеспечения предлагает средства для эквивалентирования электрических сетей, что значительно облегчает процесс анализа сложных систем. Использование эквивалентных схем позволяет акцентировать внимание на основных характеристиках функционирования сети, что в свою очередь уменьшает вычислительные затраты и делает интерпретацию полученных результатов более доступной.

Программа RastrWin 3 предоставляет возможность выполнять расчеты стационарных режимов для электрических сетей, независимо от их сложности и размеров. В процессе работы осуществляется вычисление токов и напряжений, а также активных и реактивных мощностей на всех узлах и ответвлениях сети. Такой подход к анализу помогает обнаружить возможные проблемы в сети, включая перегрузки и нехватку реактивной мощности.

1.6.2 Подготовка исходных данных существующей электрической сети

Данные, приведенные в таблицах 1.16 и 1.17, дают возможность выполнить расчет действующего состояния системы, которое будет актуально на 2025 год к началу рассмотрения вариантов развития сети.

Таблица 1.16 – Параметры узлов в ПВК RastrWin3

Тип	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г
1	2	3	4	5	6	7
Нагр	Ключевая	220,00	0,00	0,00	0,00	0,00
База	ЗГЭС-220	220,00	18,66	2,65	-941,54	142,94
Нагр	Магдагачи	220,00	19,81	7,92	0,00	0,00

Продолжение таблицы 1.16

1	2	3	4	5	6	7
Ген	Сковородино	220,00	0,00	0,00	0,00	-5,00
Ген	Тында	220,00	18,47	1,76	0,00	-5,00
Нагр	Светлая	220,00	66,67	15,81	0,00	0,00
Нагр	отп.Энергия	220,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	Энергия-Т-2	220,00	14,44	4,81	0,00	0,00
Нагр	Сковор.ср.т.АТ-2	220,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	Сгибеево-тяга	220,00	8,03	3,21	0,00	0,00
Нагр	Нагорный	220,00	2,10	1,00	0,00	0,00
Ген	Могоча	220,00	0,00	0,00	0,00	-0,25
Нагр	Амазар	220,00	23,80	17,10	0,00	0,00
Нагр	Сковор	110,00	40,45	10,20	0,00	0,00
Нагр	ЗГЭС-500	500,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ПП Агорта	500,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ПП Агорта	500,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ТындаР-1	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	Сулус-т	220,00	26,37	10,55	0,00	0,00
Нагр	Тында.ср.т.АТ-1	220,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	Тында.ср.т.АТ-2	220,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	Тында	110,00	14,98	3,98	0,00	0,00
Нагр	ТындаР-2	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	Гонжа-т	220,00	16,76	6,70	0,00	0,00
Нагр	Ульручы-т	220,00	15,98	6,39	0,00	0,00
Нагр	Аячи-т	220,00	12,66	5,07	0,00	0,00
Ген	ГГ-1	15,75	0,00	0,00	180,00	1,99
Ген	ГГ-2	15,75	0,00	0,00	180,00	-0,42
Ген	ГГ-3	15,75	1,18	0,00	180,00	54,83
Ген	ГГ-4	15,75	0,00	0,00	180,00	53,37
Ген	ГГ-5	15,75	2,06	0,00	180,00	53,17
Ген	ГГ-6	15,75	0,00	0,00	180,00	57,97
Нагр	БАМ-т	220,00	23,94	9,58	0,00	0,00
Нагр	Уруша-т	220,00	31,64	12,66	0,00	0,00
Нагр	Б.Омутная	220,00	15,64	6,25	0,00	0,00
Нагр	Дипкун	220,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	Ер.Павлович	220,00	13,59	5,44	0,00	0,00
Ген	Призейская	220,00	0,00	0,00	0,00	-5,00
Нагр	Тутаул	220,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	Талдан-т 2с	220,00	15,21	6,08	0,00	0,00
Нагр	Дипкун	35,00	1,69	0,97	0,00	0,00
Нагр	Энергия-Т-1	220,00	14,44	4,81	0,00	0,00

Продолжение таблицы 1.16

1	2	3	4	5	6	7
Нагр	отп.Энергия	220,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	Призейск-35 Т-1	35,00	3,34	1,96	0,00	0,00
Нагр	Тутаул	35,00	1,17	0,41	0,00	0,00
Нагр	Талдан-т 1с	220,00	15,21	6,08	0,00	0,00
Нагр	Сковород.-т	220,00	20,61	8,24	0,00	0,00
Нагр	Ключевая Т-3	35,00	7,07	1,18	0,00	0,00
Нагр	Чичатка-т	220,00	16,50	12,50	0,00	0,00
Нагр	НГРЭС	35,00	16,30	9,00	0,00	0,00
Нагр	НГРЭС	220,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ген	НГРЭС-ТГ 3	15,75	11,58	11,81	170,00	66,17
Ген	НГРЭС-ТГ 2	15,75	12,77	11,91	170,00	20,75
Ген	НГРЭС-ТГ 1	15,75	11,38	11,61	170,00	20,49
Нагр	НГРЭС 110	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	НГРЭС 220	220,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	Семиозерный	220,00	16,50	13,80	0,00	0,00
Нагр	ПС 500 кВ Даурия	500,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	220,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Примечание: в таблице 1.17 и далее по тексту: Тр-р – трансформаторный узел, ЛЭП – узел эквивалента линии электропередач.

Таблица 1.17 – Параметры ветвей в ПВК RastWin3

Тип узла	Название ветви	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Kт/г
1	2	3	4	5	6
Тр-р	Тутаул - Тутаул	10,86	261,29	4,21	0,15
Тр-р	Тутаул - Тутаул	10,86	263,37	4,21	0,17
Тр-р	Дипкун - Дипкун	31,73	263,36	0,83	0,17
Тр-р	Дипкун - Дипкун	31,73	261,29	0,83	0,15
ЛЭП	Тында - Нагорный	10,09	45,12	-278,22	0,00
ЛЭП	НГРЭС 220 - Нагорный	8,40	37,75	-231,48	0,00
ЛЭП	Ключевая - Сулус-т	2,39	8,38	-52,61	0,00
Тр-р	Ключевая - Ключевая Т-3	11,08	290,32	1,76	0,17
ЛЭП	ЗГЭС-220 - отп.Энергия	0,33	1,48	-9,15	0,00
Тр-р	ЗГЭС-220 - ГГ-1	0,48	29,13	8,82	0,06
Тр-р	ЗГЭС-220 - ГГ-2	0,52	25,16	4,48	0,06
ЛЭП	ЗГЭС-220 - Призейская	17,29	77,28	-476,45	0,00
ЛЭП	Магдагачи - Сулус-т	3,93	13,63	-85,71	0,00
ЛЭП	Магдагачи - Ключевая	5,14	22,97	-141,63	0,00
ЛЭП	Магдагачи - Гонжа-т	3,38	15,11	-93,19	0,00
ЛЭП	Магдагачи - Талдан-т 1с	9,23	31,52	-198,45	0,00
Тр-р	Сковородино - Сковор.ср.т.АТ-2	1,71	100,80	2,69	1,00

Продолжение таблицы 1.17

1	2	3	4	5	6
Тр-р	Сковородино - Сковор	0,00	0,00	2,33	0,51
Тр-р	Тында - Тында.ср.т.АТ-1	1,81	100,84	1,43	1,00
Тр-р	Тында - Тында.ср.т.АТ-2	1,66	57,19	2,10	1,00
ЛЭП	Тында - Дипкун	13,89	62,05	-382,48	0,00
ЛЭП	Светлая - Ключевая	10,57	47,21	-291,09	0,00
ЛЭП	Амазар - Могоча	8,19	35,30	-224,52	0,00
ЛЭП	Аячи-т - Амазар	6,13	26,39	-167,87	0,00
ЛЭП	Чичатка-т - Семиозерный	8,38	36,08	-229,52	0,00
Тр-р	Ключевая - Ключевая Т-1	11,17	269,50	5,56	0,16
ЛЭП	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Тында	5,59	48,19	-550,07	0,00
ЛЭП	Талдан-т 1с - Ульручы-т	6,05	21,07	-132,40	0,00
ЛЭП	Талдан-т 2с - Сковородино	6,52	29,12	-179,52	0,00
ЛЭП	Призейская - Тутаул	9,22	41,47	-256,07	0,00
ЛЭП	Ер.Павлович - Аячи-т	2,49	11,12	-68,59	0,00
ЛЭП	Дипкун - Тутаул	5,11	22,82	-140,71	0,00
ЛЭП	Б.Омутная - Ер.Павлович	2,25	10,05	-61,95	0,00
ЛЭП	Сгибеево-тяга - Уруша-т	3,85	17,20	-106,02	0,00
ЛЭП	Ер.Павлович - Сгибеево-тяга	3,76	16,82	-103,68	0,00
Тр-р	НГРЭС - НГРЭС 110	0,47	0,00	0,00	0,52
Тр-р	НГРЭС - НГРЭС 110	0,41	0,00	0,00	0,52
Тр-р	НГРЭС - НГРЭС	2,42	80,65	0,00	0,17
Тр-р	НГРЭС - НГРЭС	2,47	76,44	0,00	0,17
Тр-р	НГРЭС 220 - НГРЭС	0,49	45,37	8,82	1,00
Тр-р	НГРЭС 220 - НГРЭС	0,60	45,37	8,13	1,00
Тр-р	НГРЭС 110 - НГРЭС-ТГ 1	0,15	5,88	0,00	0,13
Тр-р	НГРЭС 110 - НГРЭС-ТГ 2	0,15	5,98	0,00	0,13
Тр-р	НГРЭС 220 - НГРЭС-ТГ 3	0,64	25,28	0,00	0,07
ЛЭП	Тында - НГРЭС 220	17,31	77,36	-476,97	0,00
ЛЭП	отп.Энергия - Светлая	0,64	2,87	-17,72	0,00
ЛЭП	отп.Энергия - Энергия-Т-2	0,25	0,87	-5,45	0,00
Тр-р	Сковор.ср.т.АТ-2 - Сковор35	7,96	184,74	0,00	0,15
Тр-р	Сковор.ср.т.АТ-2 - Сковор	3,19	-10,29	0,00	0,47
ЛЭП	БАМ-т - Б.Омутная	9,86	44,06	-271,63	0,00
ЛЭП	Сковородино - Сковород.-т	0,50	2,23	-13,74	0,00
ЛЭП	Сковородино - Сковород.-т	0,50	2,23	-13,74	0,00
ЛЭП	Ер.Павлович - Чичатка-т	5,04	22,53	-138,92	0,00
ЛЭП	ЗГЭС-220 - Магдагачи	9,69	53,68	-353,09	0,00
ЛЭП	отп.Энергия - Энергия-Т-1	0,26	0,88	-5,53	0,00
ЛЭП	ЗГЭС-220 - отп.Энергия	0,33	1,49	-9,18	0,00
ЛЭП	Светлая - отп.Энергия	0,61	2,75	-17,05	0,00

Продолжение таблицы 1.17

1	2	3	4	5	6
ЛЭП	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - БАМ-т	2,48	10,87	-67,03	0,00
ЛЭП	Ульручы-т - СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	3,42	12,05	-75,66	0,00
ЛЭП	Гонжа-т - Талдан-т 2с	4,29	19,18	-118,25	0,00
Тр-р	Тында.ср.т.АТ-2 - ТындаР-2	8,01	225,06	0,00	0,17
Тр-р	Тында.ср.т.АТ-2 - Тында	3,33	31,68	0,00	0,51
Тр-р	Тында.ср.т.АТ-1 - Тында	0,80	-10,41	0,00	0,51
Тр-р	Тында.ср.т.АТ-1 - ТындаР-1	6,29	181,73	0,00	0,17
Тр-р	ЗГЭС-500 - ЗГЭС-220	1,09	57,69	4,31	0,48
ЛЭП	ЗГЭС-500 - ПП Агорта	2,54	27,09	-330,06	0,00
ЛЭП	ЗГЭС-500 - ПП Агорта	2,57	27,44	-334,63	0,00
Тр-р	ЗГЭС-500 - ГГ-3	2,36	139,48	1,11	0,03
Тр-р	ЗГЭС-500 - ГГ-4	2,72	143,70	3,20	0,03
Тр-р	ЗГЭС-500 - ГГ-5	2,75	143,70	4,45	0,03
Тр-р	ЗГЭС-500 - ГГ-6	2,27	129,45	1,86	0,03
ЛЭП	Сковородино - Тында	14,60	65,27	-402,39	0,00
Выкл	ПП Агорта - ПП Агорта	0,00	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	ПС 500 кВ Даурия - ПП Агорта	9,33	85,06	-1089,37	0,00
ЛЭП	Могоча - Семиозерный	44,50	18,62	-118,38	0,00
Тр-р	ПС 500 кВ Даурия - СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	0,84	59,88	0,00	0,46
ЛЭП	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Сковородино	0,14	0,82	-5,29	0,00
ЛЭП	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Сковородино	0,14	0,82	-5,29	0,00
ЛЭП	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Уруша-т	7,11	31,76	-195,81	0,00

1.6.3 Верификация эквивалента и расчет нормального режима

Сравнение эквивалента с результатами контрольных измерений представляет собой ключевой момент в анализе режимной ситуации электрической сети. Критерий о допустимых отклонениях в 10% позволяет судить при применении эквивалента для последующего проектирования и оптимизации работы сети.

В таблице 1.18 приведено сопоставление напряжений в узлах.

Таблица 1.18 - Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U к.замера, кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4
Зейская ГЭС	235	238,36	-1,41
ПС 220 кВ Магдагачи	233	240,42	-3,09
ПС 220 кВ Тында	238	238,07	-0,03
ПС 220 кВ Светлая	234	236,99	-1,26
ПС 220 кВ Энергия-Т-2	233	230,74	0,98
ПС 220 кВ Сгибеево-тяга	223	240,07	-7,11
ПП 220 кВ Нагорный	236	240,27	-1,78
ПС 220 кВ Амазар	221	240,23	-8,00
ПС 220 кВ Ключевая Т-1	232	254,8	-8,95
ПС 220 кВ Ключевая Т-3	230	237,24	-3,05
ПС 220 кВ Сквородино	230	232,33	-1,00
ПС 220 кВ Сулус-т	232	237,09	-2,15
ПС 220 кВ Гонжа-т	230	236,11	-2,59
ПС 220 кВ Ульручи-т	227	236,88	-4,17
ПС 220 кВ Аячи-т	229	231,12	-0,92
ПС 220 кВ БАМ-т	222	239,19	-7,19
ПС 220 кВ Уруша-т	233	235,37	-1,01
ПС 220 кВ Б.Омутная	221	220,94	0,03
ПС 220 кВ Ер.Павлович	228	237,89	-4,16
ПС 220 кВ Талдан-т 2с	220	229,64	-4,20
ПС 220 кВ Дипкун	217	230,13	-5,71
ПС 220 кВ Энергия-Т-1	217	231,54	-6,28
ПС 220 кВ Призейская	223	229,89	-3,00
ПС 220 кВ Тутаул	224	237,37	-5,63
ПС 220 кВ Талдан-т 1с	220	236,88	-7,13
ПС 220 кВ Чичатка-т	217	237,41	-8,60

Результаты проведенного анализа продемонстрировали, что вычисленные параметры, основанные на созданном эквиваленте, соответствуют реальным данным, полученным в ходе контрольных измерений. Это указывает на точность модели и ее способность адекватно отображать действительные процессы. Точность полученных данных позволяет сделать вывод о том, что разработанная модель может быть применена в будущих исследованиях и практических задачах в сфере анализа режимов работы.

Проведем анализ токовой загрузки линий электропередачи в стандартном режиме функционирования.

Таблица 1.19 – Токовая нагрузка нормального режима

Название ветви	I нач, А	I кон, А	Аварийный допустимый I, А	Длительно допустимый I, А	Отношение длительного к максимальному, %
1	2	3	4	5	6
Тында - Нагорный	522,91	529,64	710,00	600,00	88,27
НГРЭС 220 - Нагорный	536,95	534,68	710,00	600,00	89,49
Ключевая - Сулус-т	29,64	36,85	610,00	630,00	5,85
ЗГЭС-220 - отп.Энергия	114,73	115,12	798,00	1000,00	11,51
ЗГЭС-220 - Призейская	153,12	189,69	801,00	630,00	30,11
Магдагачи - Сулус-т	73,00	70,93	610,00	630,00	11,59
Магдагачи - Ключевая	52,27	45,41	801,00	1000,00	5,23
Магдагачи - Гонжа-т	101,79	107,62	610,00	630,00	17,08
Магдагачи - Талдан-т 1с	114,27	125,30	686,00	630,00	19,89
Тында - Дипкун	172,92	167,16	686,00	630,00	27,45
Светлая - Ключевая	24,03	51,71	798,00	1000,00	5,17
Амазар - Могоча	32,56	7,60	0,00	0,00	0,00
Аячи-т - Амазар	68,51	72,61	801,00	630,00	11,52
Чичатка-т - Семиозерный	36,63	39,95	0,00	0,00	0,00
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Тында	462,99	483,17	801,00	630,00	76,69
Талдан-т 1с - Ульручы-т	154,89	160,71	686,00	630,00	25,51
Талдан-т 2с - Сковородино	178,83	184,23	610,00	630,00	29,24
Призейская - Тутаул	164,23	178,33	801,00	630,00	28,31
Ер.Павлович - Аячи-т	101,09	102,16	801,00	630,00	16,22
Дипкун - Тутаул	169,36	164,66	686,00	630,00	26,88

Продолжение таблицы 1.19

1	2	3	4	5	6
Б.Омутная - Ер.Павлович	123,01	119,85	801,00	630,00	19,53
Сгибеево-тяга - Уруша-т	130,57	136,48	710,00	630,00	21,66
Ер.Павлович - Сгибеево-тяга	109,46	115,87	710,00	630,00	18,39
Тында - НГРЭС 220	560,74	569,18	710,00	600,00	94,86
отп.Энергия - Светлая	76,05	76,82	798,00	1000,00	7,68
отп.Энергия - Энергия-Т-2	39,08	39,34	0,00	0,00	0,00
БАМ-т - Б.Омутная	166,67	156,10	690,00	630,00	26,46
Ер.Павлович - Чичатка-т	77,11	80,60	801,00	630,00	12,79
ЗГЭС-220 - Магдагачи	35,08	65,52	921,00	1000,00	6,55
ЗГЭС-220 - отп.Энергия	116,79	117,18	798,00	1000,00	11,72
Светлая - отп.Энергия	78,86	78,11	798,00	1000,00	7,89
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - БАМ-т	220,81	219,30	690,00	630,00	35,05
Ульручы-т - СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	195,04	197,33	686,00	630,00	31,32
Гонжа-т - Талдан-т 2с	140,64	145,34	610,00	630,00	23,07
ЗГЭС-500 - ПП Агорта	228,22	135,64	1976,00	2000,00	11,41
ЗГЭС-500 - ПП Агорта	227,65	133,80	1976,00	1000,00	22,76
Сковородино - Тында	332,97	352,96	801,00	630,00	56,03
ПС 500 кВ Даурия - ПП Агорта	120,14	269,44	801,00	630,00	42,77
Могоча - Семиозерный	8,01	20,34	801,00	630,00	3,23
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Сковородино	78,13	78,83	801,00	630,00	12,51
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Сковородино	78,13	78,83	801,00	630,00	12,51
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Уруша-т	209,34	205,00	801,00	630,00	33,23

1.6.4 Расчет послеаварийного режима

Проведем расчет послеаварийного режима в зимний период нагрузок. В качестве расчетного возьмем режим при выведенной в ремонт ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия и отключении ВЛ 220 кВ Дария – БАМ-тяги. Данные по напряжениям в узлах сведем в таблицу 1.20.

Таблица 1.20 – Значения напряжений послеаварийного режима в зимний период нагрузки

Название узла	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU, %
1	2	3	4
Ключевая	220	213,81	-2,81
ЗГЭС-220	220	220	0,00
Магдагачи	220	212,58	-3,37
Сковородино	220	205,56	-6,56
Тында	220	207,53	-5,67
Светлая	220	219,47	-0,24
отп.Энергия	220	219,79	-0,10
Энергия-Т-2	220	219,75	-0,11
Сковор.ср.т.АТ-2	220	221,02	0,46
Сгибеево-тяги	220	204,54	-7,03
Нагорный	220	217,87	-0,97
Могоча	220	216,82	-1,45
Амазар	220	210,26	-4,43
Сковор	110	103,8	-5,64
ЗГЭС-500	500	476,55	-4,69
ПП Агорта	500	478,71	-4,26
ПП Агорта	500	478,72	-4,26
Сулус-т	220	212,99	-3,19
Тында.ср.т.АТ-1	220	206,49	-6,14
Тында.ср.т.АТ-2	220	206,96	-5,93
Тында	110	105,41	-4,17
Гонжа-т	220	210,49	-4,32

Продолжение таблицы 1.20

1	2	3	4
Ульручы-т	220	206,5	-6,14
Аячи-т	220	207,34	-5,75
ГГ-1	15,75	15,46	-1,84
ГГ-2	15,75	15,33	-2,67
ГГ-3	15,75	15,48	-1,71
ГГ-4	15,75	15,5	-1,59
ГГ-5	15,75	15,5	-1,59
ГГ-6	15,75	15,41	-2,16
БАМ-т	220	203,91	-7,31
Уруша-т	220	203,43	-7,53
Б.Омутная	220	205,73	-6,49
Дипкун	220	206,73	-6,03
Ер.Павлович	220	206,26	-6,25
Призейская	220	210,39	-4,37
Тутаул	220	207,33	-5,76
Талдан-т 2с	220	208,34	-5,30
Энергия-Т-1	220	219,75	-0,11
отп.Энергия	220	219,78	-0,10
Талдан-т 1с	220	208,75	-5,11
Сковород.-т	220	205,5	-6,59
Чичатка-т	220	208,05	-5,43
НГРЭС	220	232,47	5,67
НГРЭС 110	110	120,11	9,19
НГРЭС 220	220	231,19	5,09
Семиозерный	220	212,19	-3,55
ПС 500 кВ Даурия	500	446,95	-10,61
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	220	205,6	-6,55

Таблица 1.21 – Токовая нагрузка послеаварийного режима

Название ветви	I нач, А	I кон, А	Аварийный допустимый I, А	Длительно допустимый I, А	Отношение длительного к максимальному, %
1	2	3	4	5	6
Тында - Нагорный	560,64	560,22	710,00	600,00	93,44
НГРЭС 220 - Нагорный	561,74	565,96	710,00	600,00	94,33
Ключевая - Сулус-т	54,58	59,94	610,00	630,00	9,51
ЗГЭС-220 - отп.Энергия	153,95	154,33	798,00	1000,00	15,43
ЗГЭС-220 - Призейская	140,06	176,91	801,00	630,00	28,08
Магдагачи - Сулус-т	50,64	44,34	610,00	630,00	8,04
Магдагачи - Ключевая	44,49	28,27	801,00	1000,00	4,45
Магдагачи - Гонжа-т	82,95	93,91	610,00	630,00	14,91
Магдагачи - Талдан-т 1с	80,47	102,11	686,00	630,00	16,21
Тында - Дипкун	158,79	150,95	686,00	630,00	25,21
Светлая - Ключевая	60,00	88,90	798,00	1000,00	8,89
Амазар - Могоча	129,80	102,84	0,00	0,00	0,00
Аячи-т - Амазар	132,21	118,47	801,00	630,00	20,99
Чичатка-т - Семиозерный	87,50	60,83	0,00	0,00	0,00
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Тында	526,86	531,58	801,00	630,00	84,38
Талдан-т 1с - Ульручы-т	112,83	124,23	686,00	630,00	19,72
Талдан-т 2с - Сковородино	131,62	144,09	610,00	630,00	22,87
Призейская - Тутаул	149,87	164,28	801,00	630,00	26,08
Ер.Павлович - Аячи-т	155,11	150,59	801,00	630,00	24,62
Дипкун - Тутаул	155,04	149,80	686,00	630,00	24,61
Б.Омутная - Ер.Павлович	107,14	106,67	801,00	630,00	17,01
Сгигеево-тяга - Уруша-т	387,26	391,11	710,00	630,00	62,08
Ер.Павлович - Сгигеево-тяга	365,10	369,64	710,00	630,00	58,67

Продолжение таблицы 1.21

1	2	3	4	5	6
Тында - НГРЭС 220	600,41	596,11	710,00	600,00	100,07
отп.Энергия - Светлая	114,61	115,39	798,00	1000,00	11,54
отп.Энергия - Энергия-Т-2	39,74	39,95	0,00	0,00	0,00
БАМ-т - Б.Омутная	69,25	64,82	690,00	630,00	10,99
Сковородино - Сковород.-т	29,20	29,74	610,00	630,00	4,72
Сковородино - Сковород.-т	29,20	29,74	610,00	630,00	4,72
Ер.Павлович - Чичатка-т	95,44	84,24	801,00	630,00	15,15
ЗГЭС-220 - Магдагачи	64,10	102,34	921,00	1000,00	10,23
отп.Энергия - Энергия-Т-1	39,73	39,95	0,00	0,00	0,00
ЗГЭС-220 - отп.Энергия	157,06	157,44	798,00	1000,00	15,74
Светлая - отп.Энергия	118,48	117,73	798,00	1000,00	11,85
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - БАМ-т	0,00	0,00	690,00	630,00	0,00
Ульручы-т - СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	146,44	151,22	686,00	630,00	24,00
ЗГЭС-500 - ПП Агорта	91,62	0,61	1976,00	2000,00	4,58
ЗГЭС-500 - ПП Агорта	91,67	0,61	1976,00	1000,00	9,17
Сковородино - Тында	378,98	387,37	801,00	630,00	61,49
ПС 500 кВ Даурия - ПП Агорта	0,00	0,00	801,00	630,00	0,00
Могоча - Семиозерный	81,63	95,71	801,00	630,00	15,19
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Сковородино	59,80	60,17	801,00	630,00	9,55
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Сковородино	59,80	60,17	801,00	630,00	9,55
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Уруша-т	469,71	466,53	801,00	630,00	74,56

1.7 Выводы по разделу полученные в ходе анализа

Исследование нормального и послеаварийного установившегося режима в зимний период выявило как перегруженные, так и недогруженные компоненты в электрической сети. Данные результаты подчеркивают необходимость внедрения мер, направленных на оптимизацию рабочих режимов и распределение нагрузки на оборудование с целью повышения общей эффективности работы сети. В условиях нормального режима линии электропередачи не превышают допустимые пределы загрузки, а напряжение в ключевых узлах соответствует установленным стандартам.

В нормальном режиме работы значения параметров в узлах и линиях рассматриваемого Западного энергорайона Амурской области не выходит за пределы допустимых значений.

В условиях ремонта ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия и отключения линии ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ-тяга, в послеаварийном режиме работы на транзите подстанций ПС 500 кВ Даурия – ПС 220 кВ Ерофей Павлович-тяга – ПС 220 кВ Могоча фиксируются локальные падения напряжения в узловых точках. Эти снижения не достигают критических уровней, они находятся на грани их достижения, что в свою очередь ведет к рискам потери статической устойчивости энергосистемы.

Так же на основании представленных данных послеаварийного режима можно утверждать, что «узким местом» в системе электроснабжения является линия ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша-тяга, которая имеет загрузку на уровне 75%,.

Как итог выбранная тема Инновационное развитие электрических сетей 220 кВ в западном энергорайоне Амурской области носит актуальный характер особенно с учетом перспективного объединения первой и второй синхронных зон.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ПРИМЕНЯЕМОГО В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 220 КВ

В магистерской диссертации поставлена задача усиления межсистемных связей между операционными зонами Амурской области и Забайкальского края. Для того чтобы это подключение соответствовало всем современным требованиям, необходимо использовать современное оборудование.

2.1 Выбор инновационных технологий для повышения пропускной способности

При проектировании связей в энергосистеме, необходимо применять инновационные технологии для обеспечения бесперебойного и надежного электропитания потребителей в регионе. В данном разделе рассмотрены технологии, используемые при проектировании линий электропередач (ЛЭП) и подстанций [67].

2.2 Применение композитных проводов для повышения пропускной способности сети

Современные энергосистемы сталкиваются с множеством вызовов, включая необходимость повышения надежности, эффективности и устойчивости электроснабжения. Одним из решений, способствующих достижению этих целей, является использование композитных проводов. Эти материалы обладают уникальными свойствами, которые делают их идеальными для применения в линиях электропередач (ЛЭП) и распределительных сетях. В данной статье мы рассмотрим основные преимущества композитных проводов, их применение в энергосистемах, а также перспективы развития этой технологии.

Композитные провода представляют собой многослойные конструкции, состоящие из различных материалов, таких как алюминий, сталь и полимеры. Они могут включать в себя как традиционные металлы, так и инновационные

полимерные материалы, что позволяет комбинировать их лучшие свойства. Основные типы композитных проводов включают:

- Алюминиево-стальные композитные провода (ACSR): Сочетают легкость алюминия и прочность стали.

- Композитные провода с полимерными сердечниками: Эти провода используют полимерные материалы для создания легких и прочных конструкций.

Преимущества композитных проводов

Использование композитных проводов в энергосистемах имеет ряд значительных преимуществ:

- Легкость и высокая прочность: Композитные провода легче традиционных проводов, что снижает нагрузку на опоры и уменьшает затраты на их установку и обслуживание.

- Устойчивость к коррозии: Полимерные компоненты обеспечивают защиту от коррозии, что увеличивает срок службы проводов и снижает затраты на обслуживание.

- Высокая электрическая проводимость: Современные композитные проводники обладают высокой проводимостью, что позволяет уменьшить потери энергии при передаче.

- Устойчивость к экстремальным условиям: Композитные провода могут выдерживать высокие температуры и механические нагрузки, что делает их идеальными для использования в сложных климатических условиях.

Применение композитных проводов в энергосистемах

Композитные провода находят широкое применение в различных областях энергосистем:

- Линии электропередач: Композитные провода используются для строительства новых ЛЭП и модернизации существующих. Их легкость позволяет сократить количество опор и снизить затраты на строительство.

- Городские распределительные сети: В условиях городской застройки композитные провода помогают оптимизировать пространство и минимизировать визуальное воздействие на окружающую среду.

- Возобновляемые источники энергии: Композитные провода активно применяются в системах, использующих солнечную и ветровую энергию, обеспечивая надежную передачу электроэнергии.

Экономические аспекты использования композитных проводов

Хотя первоначальные затраты на композитные провода могут быть выше, чем на традиционные, их эксплуатационные преимущества и снижение затрат на обслуживание делают их экономически выгодными в долгосрочной перспективе. Основные экономические аспекты включают:

- Снижение затрат на строительство: Легкость композитных проводов позволяет сократить количество опор и уменьшить затраты на их установку.

- Снижение эксплуатационных расходов: Устойчивость к коррозии и долговечность композитных проводов приводят к снижению затрат на обслуживание и замену.

- Повышение эффективности передачи: Высокая проводимость композитных проводов способствует уменьшению потерь энергии, что в свою очередь снижает затраты на электроэнергию.

Примеры успешного применения композитных проводов.

Мировая практика показывает успешное применение композитных проводов в различных странах:

- США: В некоторых штатах композитные провода были использованы для модернизации старых ЛЭП, что позволило значительно повысить надежность электроснабжения.

- Европа: В странах Европы композитные провода активно применяются в проектах по интеграции возобновляемых источников энергии, таких как ветряные и солнечные электростанции.

- Россия: В России также наблюдается рост интереса к композитным проводам, особенно в регионах с суровыми климатическими условиями.

Будущее композитных проводов в энергосистемах выглядит многообещающе. Ожидается, что с развитием технологий и материалов будут создаваться

новые виды композитных проводов с еще более высокими характеристиками. Основные направления развития включают:

- Улучшение материалов: Разработка новых полимерных и металлических материалов, которые обеспечат еще большую прочность и устойчивость к внешним воздействиям.

- Инновационные технологии производства: Внедрение новых технологий, позволяющих снизить стоимость производства композитных проводов и повысить их доступность.

- Устойчивое развитие: Увеличение использования композитных проводов в проектах, направленных на снижение углеродного следа и использование возобновляемых источников энергии.

Композитные провода представляют собой важный шаг вперед в развитии энергосистем. Их уникальные свойства и преимущества делают их идеальными для применения в современных условиях. С учетом растущих потребностей в надежном и эффективном электроснабжении, использование композитных проводов будет только увеличиваться. Инвестиции в эту технологию могут привести к значительным экономическим и экологическим выгодам, что делает ее актуальной для будущего энергетики.

2.3 Применение проводов марки АССС для повышения пропускной способности сети

В последние годы в сфере электроэнергетики наблюдается активное внедрение новых технологий и материалов, что связано с необходимостью повышения надежности, эффективности и устойчивости электрических сетей. Одним из таких инновационных решений стали провода марки АССС, которые находят все более широкое применение в новостроящихся сетях. Эти провода представляют собой сочетание алюминиевых и стальных компонентов, что обеспечивает им уникальные характеристики, которые делают их идеальными для использования в современных условиях.

Модернизация существующих электрических сетей подразумевает изменение электрических характеристик линий и подстанций с сохранением их строительной основы, а также установку дополнительного оборудования для повышения пропускной способности или надежности электроснабжения. В процессе реконструкции, направленной на улучшение надежности сети, целесообразно применение современного оборудования, включая провода нового поколения.

Провода марки АССС обладают рядом преимуществ по сравнению с традиционными проводниками. Их сердечник выполнен из композитного материала с высокопрочными карбоновыми нитями, а токопроводящая часть состоит из скрученных вокруг сердечника трапециевидных алюминиевых проволок. Эти особенности обеспечивают такие преимущества, как: способность работать при температурах до 180 °С; сниженный вес и повышенная прочность по сравнению с проводами с стальным сердечником; минимальное температурное расширение, что уменьшает провис; увеличенная пропускная способность, достигающая в два раза большего значения по сравнению с проводами АС; снижение тепловых потерь на 30–40% по сравнению с проводами АС аналогичного диаметра; стойкость к коррозии и длительный срок службы (не менее 50 лет) независимо от региона эксплуатации.

Эффективность проводов марки АССС обусловлена их конструкцией. Aluminium Composite Core Conductor — это провода с однопроволочным композитным сердечником и токопроводящей частью, выполненной из концентрически скрученных трапециевидных алюминиевых проволок. Запатентованный композитный сердечник с высокопрочными карбоновыми нитями является ключевым элементом провода, обеспечивая минимальный провис при нагреве благодаря своим уникальным свойствам. Токопроводящая часть состоит из нескольких слоев профилированных трапециевидных проволок, изготовленных из термообработанного алюминия. Технология производства проводов АССС позволяет создавать нестандартные модели с повышенной прочностью (на 50% и бо-

лее по сравнению со сталью) для регионов с высоким риском гололёдообразования. Эти провода также успешно используются на больших переходах через реки, озера и дороги, а также в горных районах с повышенными требованиями.

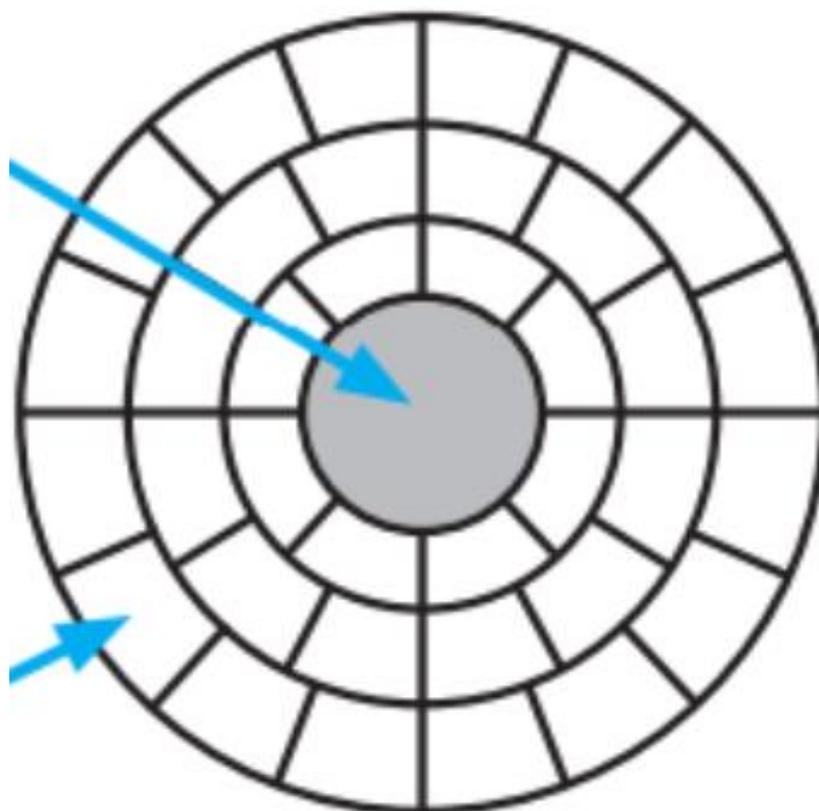


Рисунок 2.1 – Провод АССС в разрезе

Использование проводов АССС успешно протестировано в различных странах как при новом строительстве, так и при реконструкции воздушных линий (ВЛ) напряжением 35—750 кВ. Линии на 220 кВ отличаются большой протяженностью, поэтому количество опор становится особенно важным при их строительстве. Благодаря меньшему провису проводов АССС по сравнению с проводами АС, можно сократить количество опор, что положительно сказывается на стоимости строительства и сроках окупаемости. Увеличенная пропускная способность и сниженные тепловые потери также способствуют более быстрому возврату инвестиций. С экономической точки зрения, замена устаревших проводников на современные провода является оправданным решением.

Ниже приведено сравнение с проводами марки АС [68].



Рисунок 2.2 – Схема экономической выгоды при эксплуатации провода АССС

Таблица 2.1 – Сравнение проводов АС и АССС [68]

Тип про- вода	Сече- ние, мм ²	Наружный диаметр , мм	Допусти- мый дли- тельный ток, А	Масса 1км, кг	Разрыв- ное уси- лие, Н	Цена за метр, Руб
АС-120/19	136	15,2	390	471	41521	73,9
АССС 130	151	14,35	670	394	60400	98,97
АССС 160	160	15,65	813	480	69000	120,59

2.4 Применение гибридных выключателей при расширении сети

Гибридные выключатели обладают рядом преимуществ по сравнению с элегазовыми и вакуумными выключателями. Они способны выдерживать большие токи при ликвидации короткого замыкания на высоких классах напряжения, имеют компактные размеры и, соответственно, более низкую стоимость. Гибрид-

ные выключатели могут производиться в различных конфигурациях, что позволяет использовать их как в качестве отдельных устройств, так и в составе комплектных подстанций.

В отличие от элегазовых выключателей, минимальное время существования дуги в вакуумных выключателях меньше на несколько миллисекунд. Это означает, что сначала предпочтительно размыкать элегазовый выключатель, а затем, спустя несколько миллисекунд, вакуумный. Оба коммутационных аппарата могут разрывать ток, и в ситуациях, когда ток ниже максимального, их совместная работа наблюдается чаще. В таких случаях производительность элегазового выключателя намеренно снижается, однако ее достаточно для выполнения всех необходимых функций без участия вакуумного выключателя. Ток дуги в элегазовом выключателе значительно ниже, чем в вакуумном, что позволяет ему блокировать поток заряда вакуумной дуги. Это предотвращает возникновение восстанавливающегося напряжения в вакуумном выключателе.

В конструкции гибридного выключателя используется система управления, обеспечивающая синхронизацию координатных движений обоих прерывателей с точностью до микросекунд. Верхняя шина клеммы вакуумного выключателя соединяется с входной шиной, а нижний клеммный блок — с верхней клеммой шины элегазового выключателя. Нижняя клемма шины элегазового выключателя соединяется с выходной шиной. Рабочий привод элегазового выключателя и устройство синхронизации находятся под низким потенциалом. Устройство синхронизации получает управляющий сигнал от системы и осуществляет синхронизацию работы вакуумного и элегазового выключателей.

На рисунке 2.3 представлено структурное изображение гибридного выключателя, основанного на оптоволоконном управлении, которое соединяет вакуумный и элегазовый выключатели.

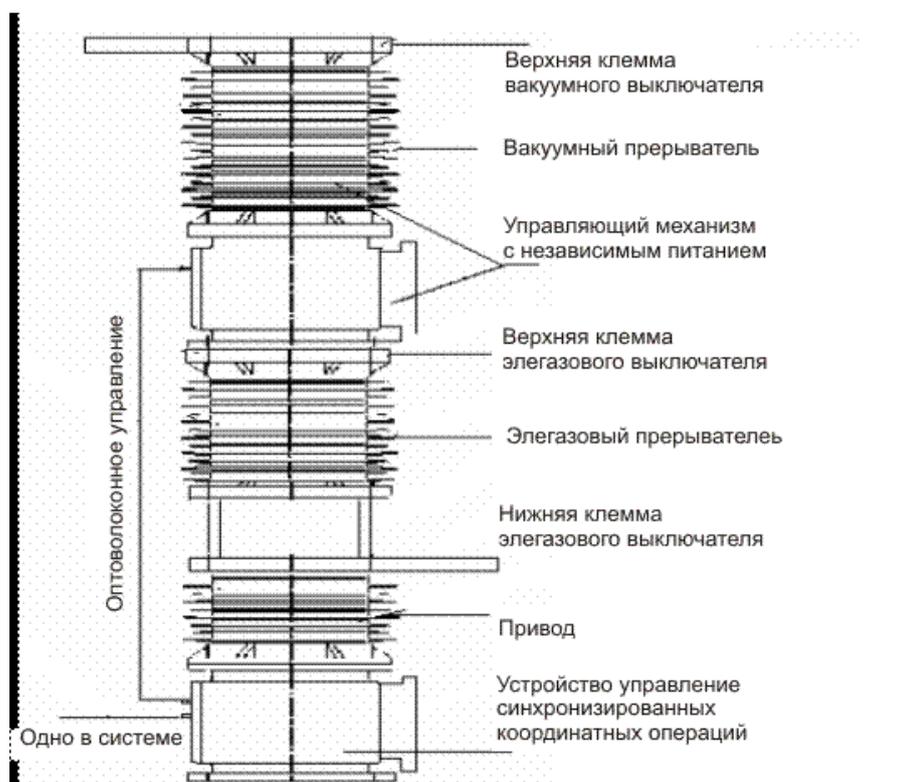


Рисунок 2.3 – Структурное представление гибридного выключателя

Таким образом, применение гибридных выключателей в процессе строительства позволяет значительно повысить надежность электрической сети благодаря скорости отключения при авариях и способности справляться с быстро растущим восстанавливающимся напряжением. Однако их использование должно быть оправдано тяжелыми режимами работы сети на определенных участках или специфической конфигурацией сети. В целом, гибридные выключатели представляют собой перспективную альтернативу элегазовым выключателям.

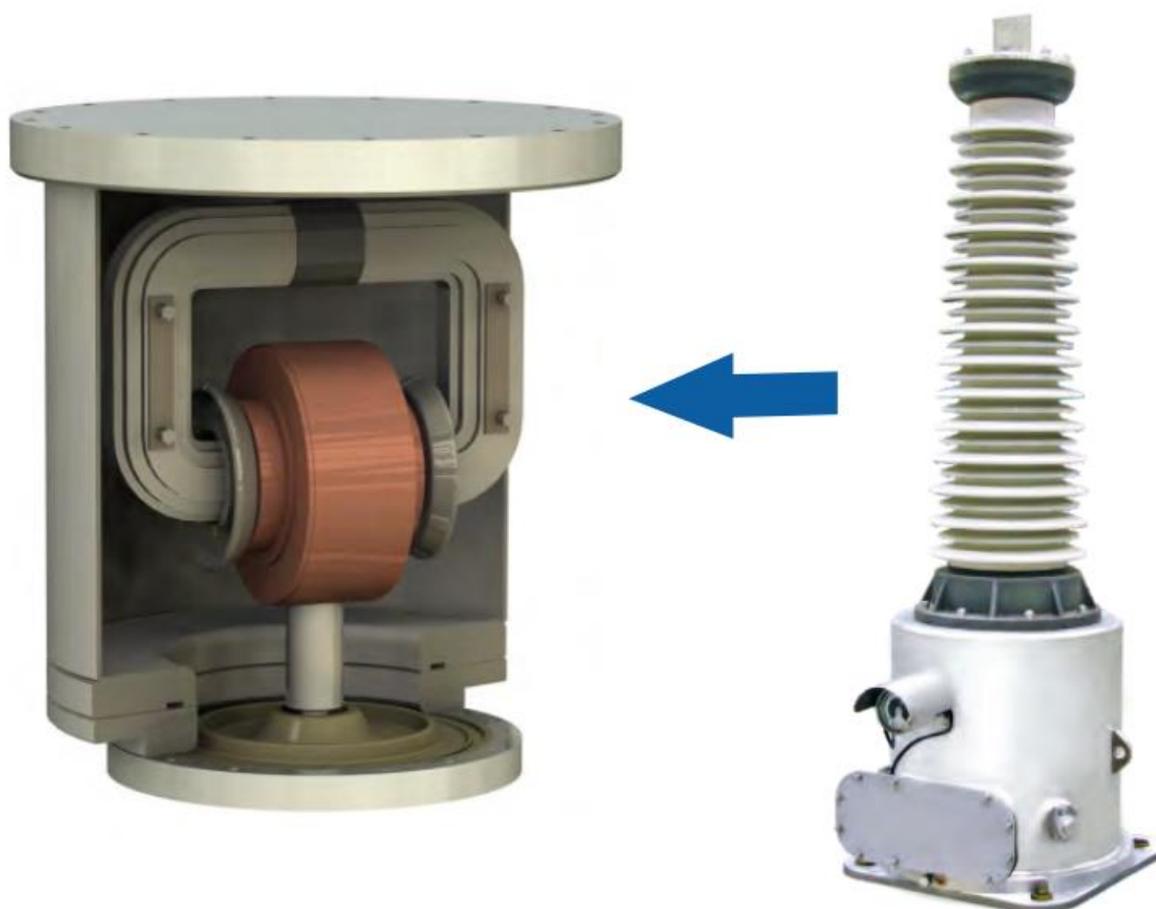


Рисунок 2.4 – УЭТМ-РУЭН-220 — гибридное распределительное устройство на базе силового выключателя ВЭБ-220 кВ

В работе применено оборудование отечественного производителя АО «УЭТМ» который имеет наличие аттестации в ПАО «Россети».

Изображение данного оборудования показано на рисунке 2.4.

Выводы:

– Исходя из вышеперечисленного, для проектирования ЛЭП для усиления межсистемных связей ОЭС востока и ОЭС Сибири предлагается применение следующих инновационных технологий:

– На основе результатов первого раздела для укрепления межсистемных связей между ОЭС Востока и ОЭС Сибири рекомендуется использовать провод-

ники с композитными сердечниками, в частности провода марки АССС. Экономический эффект от повышения пропускной способности воздушных линий за счет передачи дополнительной электроэнергии по сравнению с традиционными решениями достигается благодаря следующим преимуществам данного провода:

- Снижение электрических и тепловых потерь.
- Минимизация стрелы провеса, что позволяет сократить площадь отчуждения земли и избежать вырубки лесов в курортных и заповедных зонах.
- Повышение надежности воздушных линий, что, в свою очередь, ведет к снижению затрат на обслуживание и увеличению срока эксплуатации.
- Увеличение устойчивости энергосистемы за счет возможности использования высокотемпературного режима при выходе из строя параллельной воздушной линии.

В результате использования гибридных выключателей, которые сочетают в себе технологии как механических, так и полупроводниковых выключателей достигаются ключевые аспекты и преимущества, а именно

- Высокая скорость отключения - полупроводниковые элементы обеспечивают мгновенное отключение в случае короткого замыкания, что снижает риск повреждения оборудования и повышает безопасность;
- Уменьшение габаритов - гибридные выключатели могут быть более компактными по сравнению с традиционными механическими выключателями, что упрощает их установку и уменьшает занимаемое пространство.
- Устойчивость к перегрузкам - благодаря сочетанию технологий, гибридные выключатели могут эффективно справляться с высокими токами перегрузки и короткого замыкания.
- Энергоэффективность - полупроводниковые компоненты имеют низкие потери энергии, что делает гибридные выключатели более энергоэффективными по сравнению с традиционными решениями.

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЯЗИ С УСИЛЕНИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИТИЧЕСКОЙ СВЯЗИ МЕЖДУ ОЭС ВОСТОКА И ОЭС СИБИРИ

Для успешного выполнения поставленной задачи необходимо рассмотреть несколько различных схем электрической сети, провести их детальный технический анализ и выявить наиболее эффективный вариант. Этот этап включает в себя разработку и исследование нескольких альтернативных решений для модернизации текущей системы. В результате проведенного анализа будет определён лучший вариант развития сети.

3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации при усилении межсистемных связей

Изучим главные факторы, которые необходимо учитывать при выборе конфигурации, а также плюсы и минусы от использования каждой из схем.

1. Число линий и их номинальное напряжение. Важно, чтобы количество линий и их номинальное напряжение соответствовали предполагаемым нагрузкам и требованиям энергосистемы. Это предотвратит перегрузки и гарантирует стабильную работу подстанций. Правильный выбор количества линий способствует оптимизации пропускной способности, что особенно актуально в условиях увеличивающегося потребления электроэнергии.

2. Упрощение схемы подстанций. Снижение числа выключателей и использование более простых схем с меньшим количеством выключателей помогает снизить риск возникновения неисправностей и облегчает эксплуатацию. Это также ведет к снижению расходов на техническое обслуживание и ремонт.

3. Совместимость класса напряжения линий и электрооборудования подстанции по уровню напряжения. В процессе проектирования важно принимать во внимание совместимость линий, чтобы предотвратить возможные трудности при подключении и взаимодействии различных компонентов системы.

В ходе анализа сети были предложены четыре альтернативных подхода к развитию электрической системы, ориентированных на получение наилучших показателей как по эффективности, так и по надежности. Эти варианты учитывают все актуальные требования, что делает их целесообразными для внедрения в современных условиях.

Варианты отражены на рисунках 3.1, 3.3, 3.5 и 3.7.

В таблице 3.1 содержится подробная информация о конфигурациях различных схем, включая общую длину линий и количество используемых выключателей для каждой из них. Эти сведения дают возможность провести оценку и сравнение технических параметров рассматриваемых вариантов, что является ключевым моментом при выборе наилучшего решения.

Таблица 3.1 – Суммарные длины линий и количество выключателей в разработанных схемах

№ схемы	Суммарная длина линий, км	Количество выключателей
1	327	3
2	330	4
3	652	16
4	654	6

Вариант развития №1 состоит из:

– Расширение подстанции 500 кВ Даурия и добавления ячейки распределительного устройства 220 кВ.

– Расширения подстанции ПС 220 кВ Могоча и строительства ячейки распределительного устройства 220 кВ. Данные методы позволят устранить возможные узкие места в распределительной сети, что позитивно скажется на надежности системы.

– Строительство линии электропередачи ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча что в свою очередь позволит достигнуть увеличения пропускной способности, а также повысить надежность связи между энергетическими системами.

Карта-схема

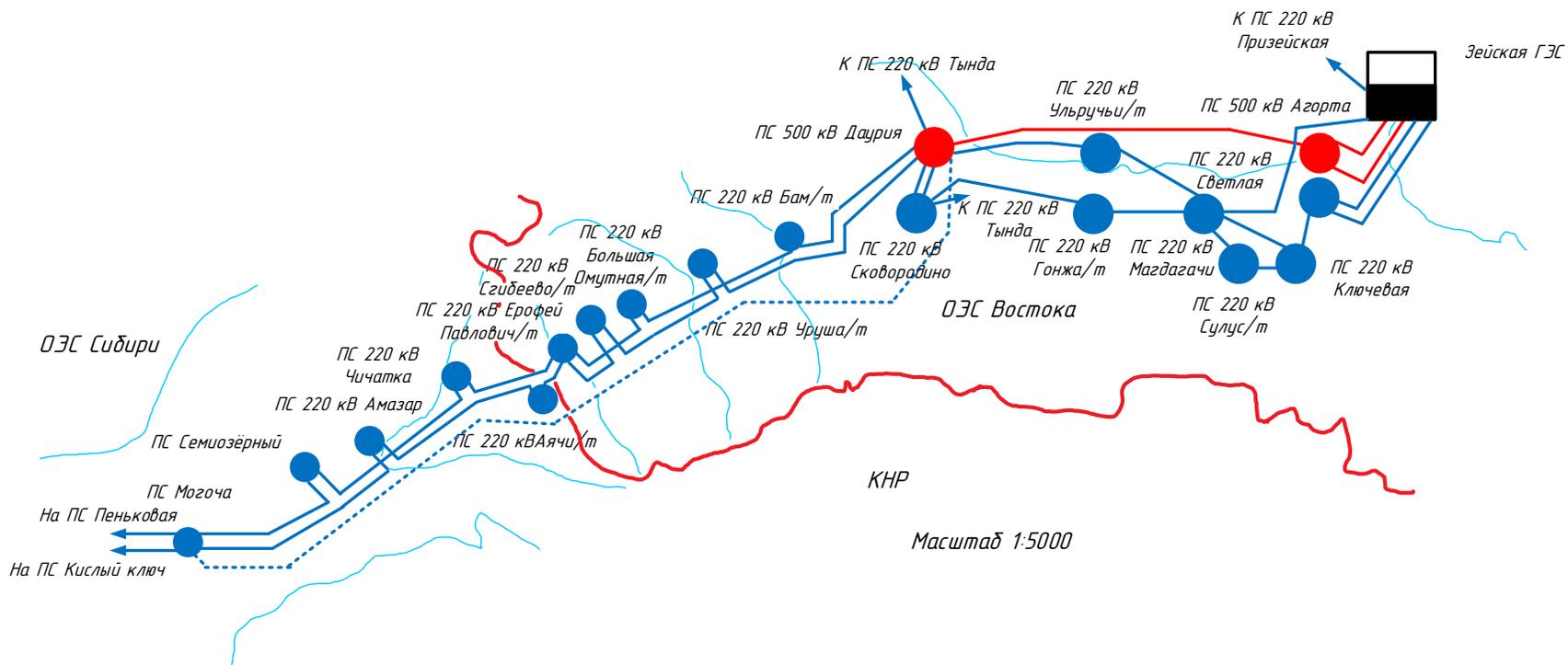


Рисунок 3.1 – Вариант №1 развития электрической сети

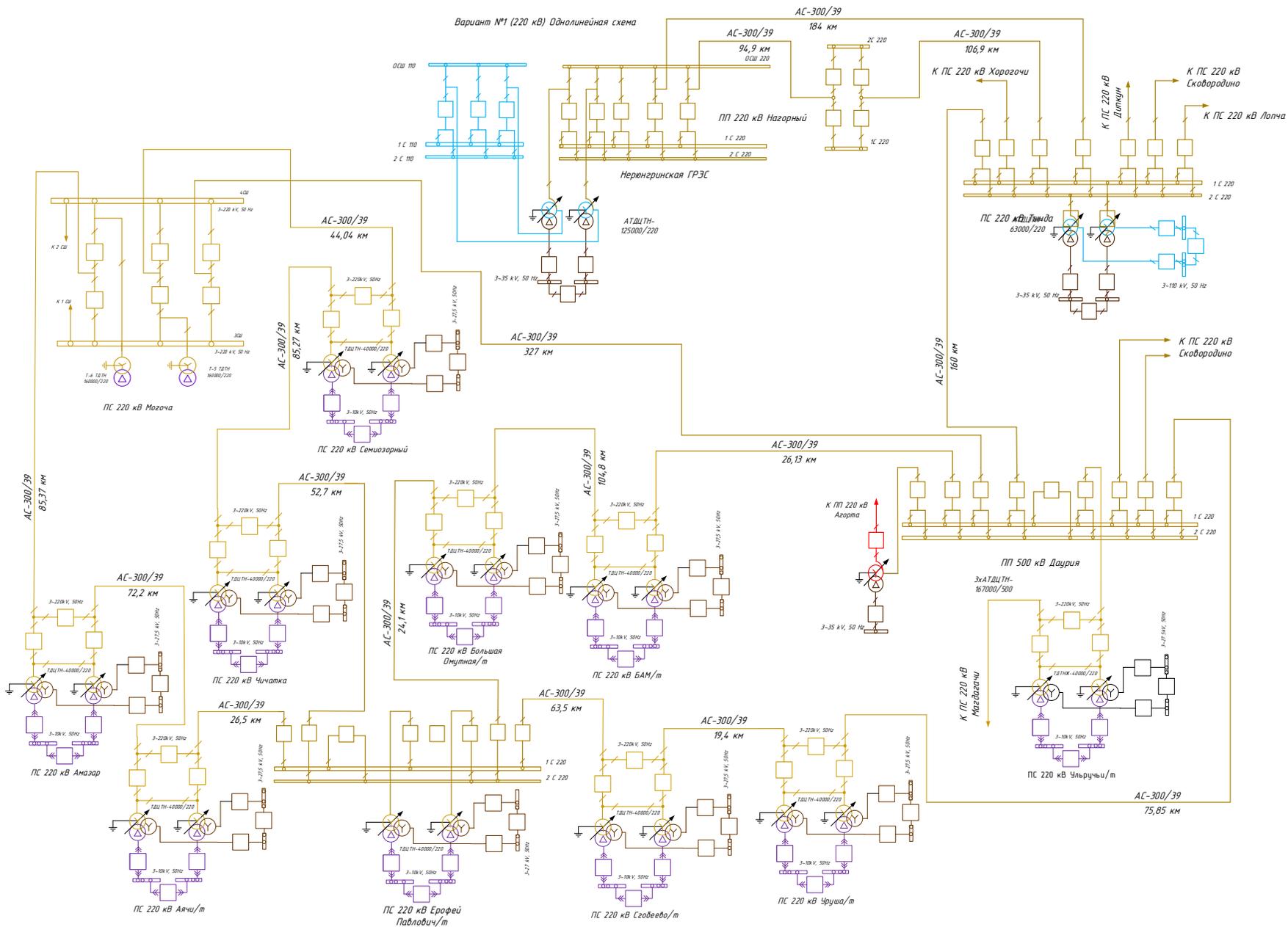


Рисунок 3.2 - Схема электрических сетей Варианта №1

Вариант развития №2 состоит из:

– Строительства дополнительной ячейки на подстанции ПС 500 кВ Даурия и переход схемы РУ 500 кВ на схему четырёхугольник.

– Перевод подстанции ПС 220 кВ Могоча на более высокий класс напряжения 500 кВ.

– Строительство новой высоковольтной линии электропередачи 500 кВ: ВЛ 500 кВ Даурия – Могоча.

Преимуществами варианта развития №2 являются значительное увеличение пропускной способности, переход на 500 кВ позволяет передавать большие объемы электроэнергии, что может быть критически важно в условиях растущего энергопотребления. Повышение надежности энергоснабжения, увеличение напряжения и дополнительная ячейка обеспечивают резервирование и снижают вероятность отключений.

К недостаткам 2 варианта можно отнести высокие капитальные затраты: Строительство объектов 500 кВ требует значительных инвестиций как в строительство, так и в закупку оборудования, что делает этот вариант менее привлекательным с точки зрения экономической целесообразности.

Карта-схема

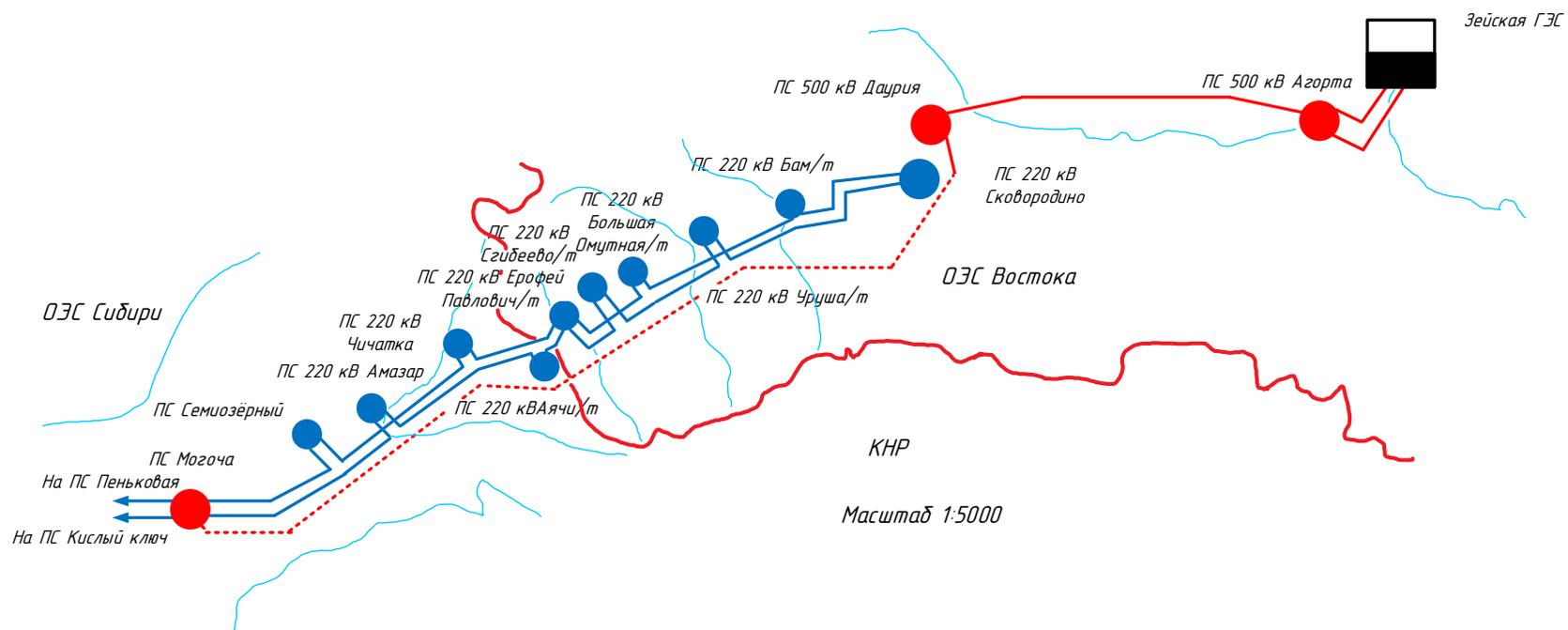
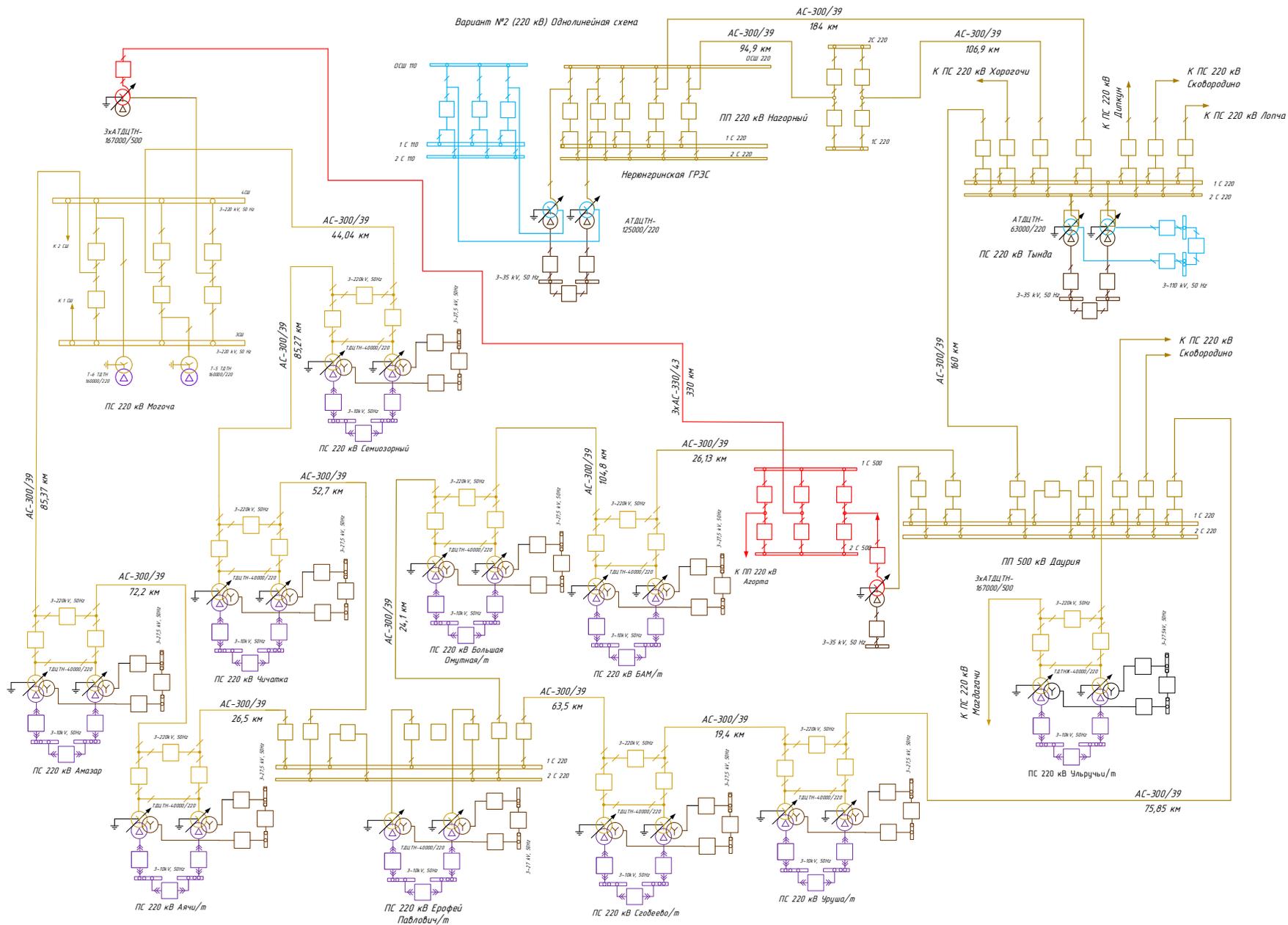


Рисунок 3.3 – Вариант №2 развития электрической сети

Рисунок 3.4 - Схема электрических сетей Варианта №2



Вариант №3 включает в себя развитие двух подстанций и возведение двух новых линий электропередачи. В рамках варианта планируется расширение подстанции 500 кВ Даурия с добавлением новой ячейки на 500 кВ, а также расширение подстанции 220 кВ Могоча с аналогичным вводом в работу двух ячеек. Кроме того, в вариант входит строительство линии электропередачи 220 кВ, соединяющей ПС 500 кВ Даурия и ПС 220 кВ Могоча. Также предусмотрен переход подстанции ПС 220 кВ Даурия на более высокий уровень напряжения - 500 кВ. Реализация этих мероприятий позволит значительно увеличить пропускную способность энергетического коридора, который соединяет ПС 500 кВ Даурия и ПС 220 кВ Могоча, а также повысить надежность связи между Объединенными энергетическими системами Востока и Сибири. Однако следует подчеркнуть, что данный вариант развития не рекомендуется, так как он связан с более высокими затратами на строительство и оборудование.

К недостаткам 3 варианта можно отнести высокие капитальные затраты: Строительство объектов 500 кВ требует значительных инвестиций как в строительство, так и в закупку оборудования, что делает этот вариант менее привлекательным с точки зрения экономической целесообразности.

Карта-схема

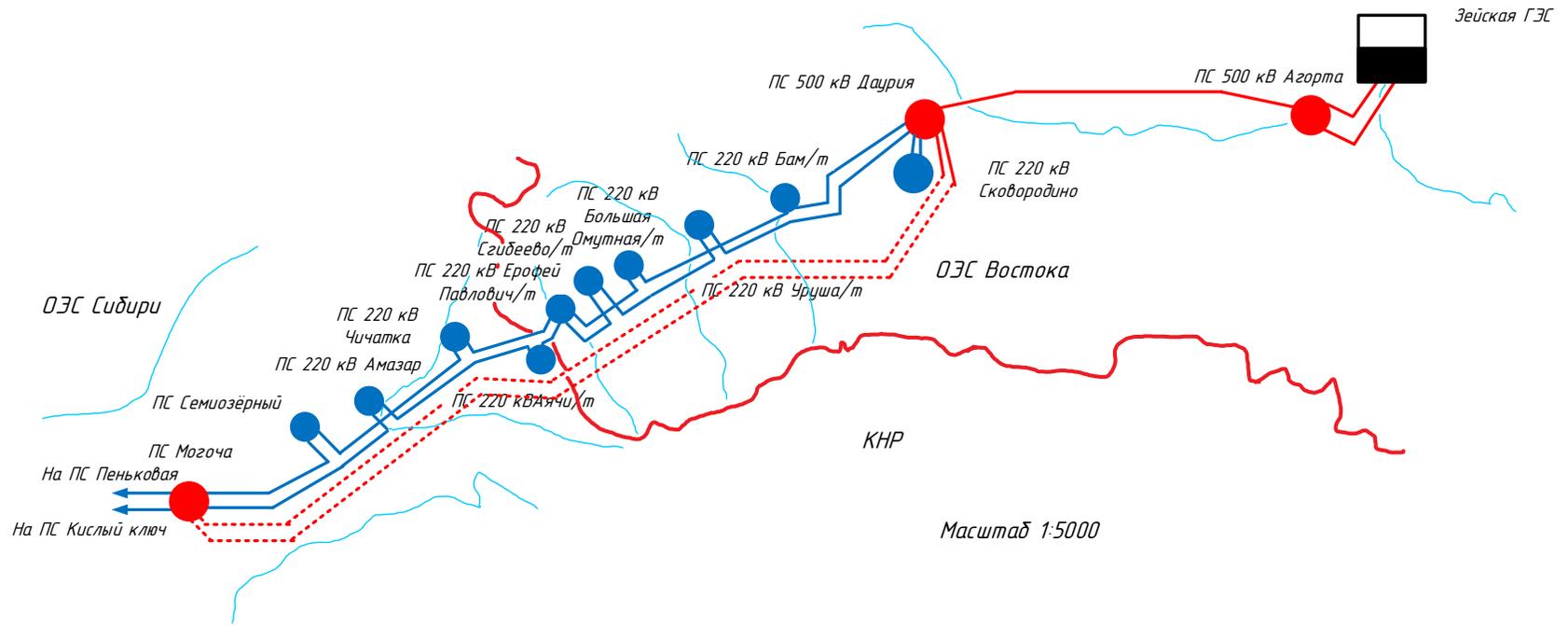
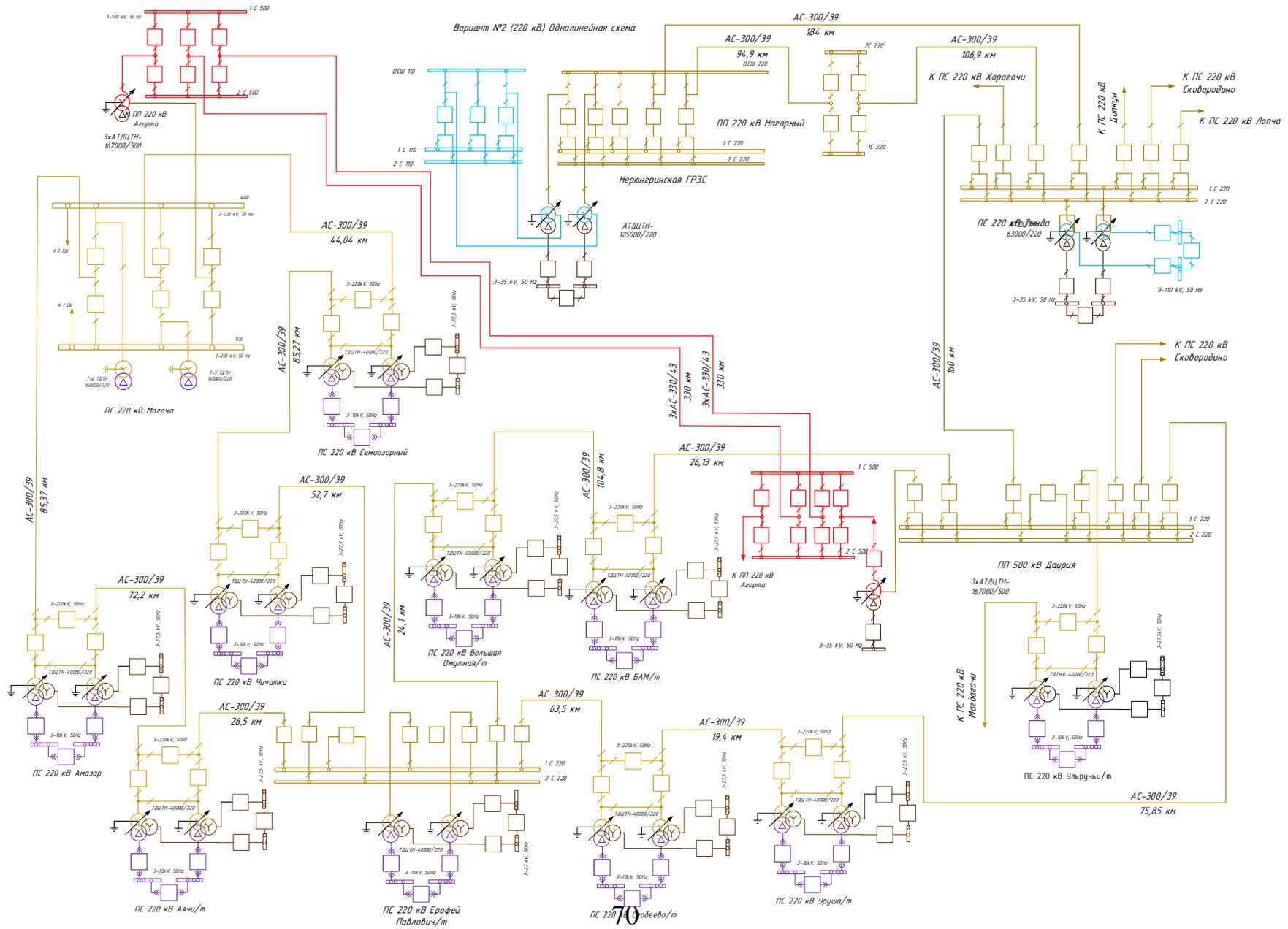


Рисунок 3.5 – Вариант №3 развития электрической сети

Рисунок 3.6 - Схема электрических сетей Варианта №3



Вариант развития №4 состоит из:

– Расширение подстанции 500 кВ Даурия и добавления двух ячек распределительного устройства 220 кВ.

– Расширения подстанции ПС 220 кВ Могоча и строительства ячейки распределительного устройства 220 кВ на 2 линии. Данные решения позволят устранить возможные узкие места в распределительной сети, что позитивно скажется на надежности системы.

– Строительства двухцепной линии электропередачи ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча что в свою очередь позволит достигнуть увеличения пропускной способности, а также повышенич надежности связи между энергетическими системами.

Карта-схема

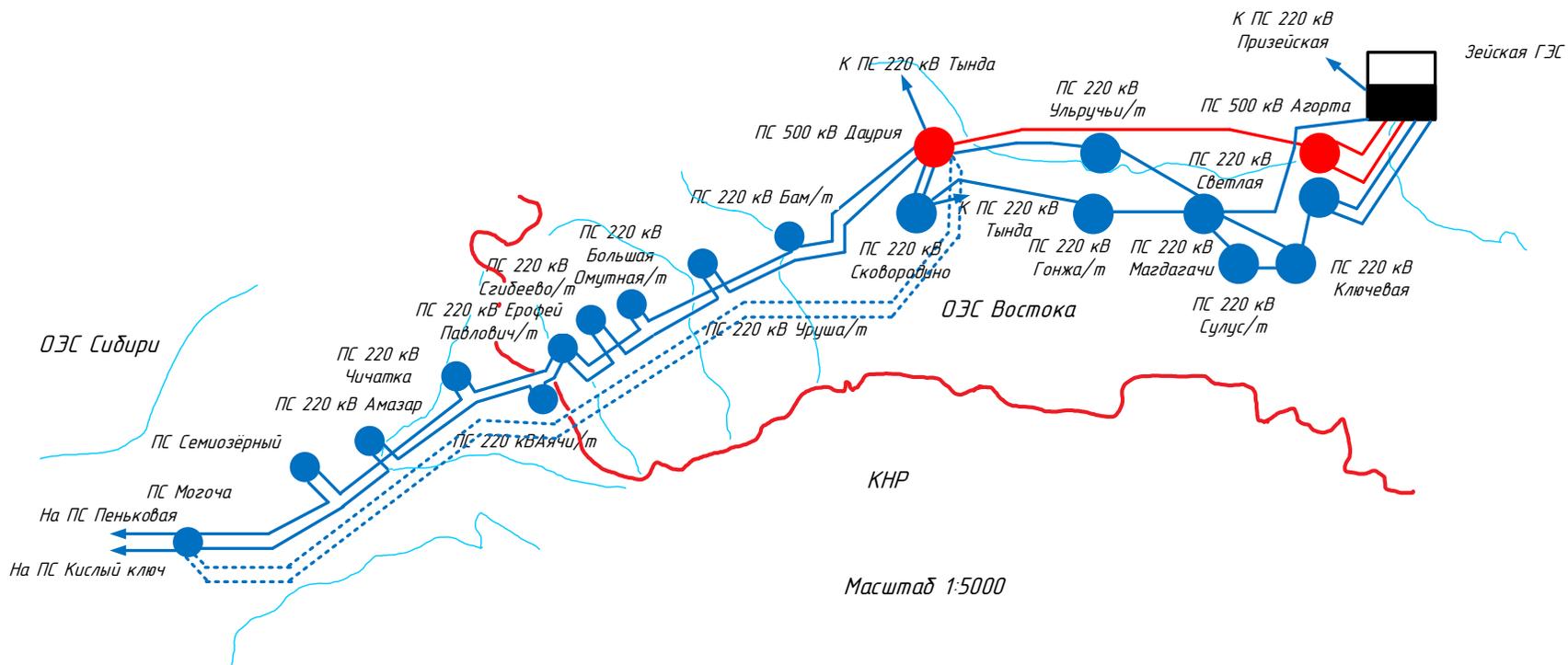


Рисунок 3.7 – Вариант №4 развития электрической сети

Определение наиболее эффективного решения для развития электрической системы будет основываться на тщательном анализе следующих ключевых факторов:

- меньшая суммарная длина линии;
- минимальное количество выключателей;
- минимальные затраты на капиталовложения;
- техническая возможность реализации.

Первый предложенный вариант модернизации электрической сети является наиболее целесообразным выбором по длине линий и количеству выключателей.

На рисунках 2.5 и 2.6 представлены однолинейные схемы вариантов №1 и №2. Варианты №3 и №4 исключены из дальнейшего рассмотрения из-за значительной длины линий и большого числа выключателей.

3.2 Проверка номинального напряжения

Основные аспекты выбора номинального напряжения:

1. Капитальные затраты – повышение номинального напряжения требует более дорогих изоляционных материалов и оборудования, что увеличивает капитальные затраты на строительство. Однако, это также может привести к снижению затрат на проводники, так как при более высоком напряжении можно использовать проводники меньшего сечения;

2. Эксплуатационные расходы – в выбор более высокого напряжения может привести к снижению эксплуатационных расходов, связанных с потерями, однако первоначальные инвестиции могут быть выше. Важно провести анализ жизненного цикла, чтобы оценить, как эти затраты соотносятся друг с другом в долгосрочной перспективе;

3. Надежность и безопасность – более высокий класс напряжения может повысить надежность системы, так как позволяет более эффективно управлять нагрузками и снижать вероятность перегрузок;

4. Согласование с существующей инфраструктурой – при развитии сети и строительстве новых линий необходимо учитывать существующую инфраструктуру, чтобы обеспечить совместимость и минимизировать затраты на модернизацию.

Таким образом, учитывая проведенный структурный анализ ЛЭП и ПС в разделе 1 настоящей работы можно сделать вывод что целесообразным будет применение классов напряжения 220 кВ и/или 500 кВ.

3.3 Анализ вариантов развития электрической сети

3.3.1 Вариант №1 развития электрической сети

Проведена техническая проработка 1 варианта по инновационному проектированию развития электрических сетей в Западном энергорайоне Амурской области. Подробный расчет, приведен в приложении Б. Расчет послеаварийного режима произведен для отключенных ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия и ВЛ 220 кВ Даурия – Бам.

Таблица 3.2 – Отклонение напряжения в узлах в нормальном режиме

Название узла	U ном, кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4
Ключевая	220,00	222,28	1,02
ЗГЭС-220	220,00	220,00	0,00
Магдагачи	220,00	223,01	1,35
Сковородино	220,00	228,35	3,66
Тында	220,00	223,13	1,40
Светлая	220,00	219,84	-0,07
отп. Энергия	220,00	219,91	-0,04
Энергия-Т-2	220,00	219,88	-0,06
Сковор.ср.т.АТ-2	220,00	245,51	10,39
Сгибеево-тяга	220,00	228,74	3,82
Нагорный	220,00	227,60	3,34
Могоча	220,00	237,00	7,17
Амазар	220,00	231,99	5,17
ЗГЭС-500	500,00	486,54	-2,77
ПП Агорта	500,00	494,08	-1,20
ПП Агорта	500,00	494,12	-1,19

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4
Ер.Павлович	220,00	229,53	4,15
Призейская	220,00	215,90	-1,90
Тутаул	220,00	215,98	-1,86
Талдан-т 2с	220,00	225,39	2,39
Дипкун	35,00	33,07	-5,83
Призейск-35 Т-1	35,00	32,85	-6,54
Тутаул	35,00	33,16	-5,55
Талдан-т 1с	220,00	225,23	2,32
Сковород.-т	220,00	228,28	3,63
Чичатка-т	220,00	229,97	4,33
НГРЭС	220,00	233,90	5,94
НГРЭС 110	110,00	120,84	8,97
НГРЭС 220	220,00	235,49	6,58
Семиозерный	220,00	231,86	5,11
ПС 500 кВ Даурия	500,00	504,52	0,90
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	220,00	228,50	3,72
Сулус-т	220,00	222,20	0,99
Тында.ср.т.АТ-1	220,00	222,05	0,92
Тында.ср.т.АТ-2	220,00	222,53	1,14
Гонжа-т	220,00	223,82	1,71
Ульручы-т	220,00	227,05	3,11
Аячи-т	220,00	230,18	4,42
БАМ-т	220,00	228,30	3,64
Уруша-т	220,00	227,94	3,48
Б.Омутная	220,00	229,21	4,02
Дипкун	220,00	217,19	-1,29

Таблица 3.3 – Отклонение напряжения в узлах в после аварийном режиме

Название узла	U ном, кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4
Ключевая	220,00	222,28	1,03
ЗГЭС-220	220,00	220	0,00
Магдагачи	220,00	223,01	1,35
Сковородино	220,00	228,35	3,66
Тында	220,00	223,13	1,40
Светлая	220,00	219,84	-0,07

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4
Сгибеево-тяга	220,00	228,74	3,82
Нагорный	220,00	227,6	3,34
Могоча	220,00	237	7,17
Амазар	220,00	231,99	5,17
ЗГЭС-500	500,00	486,54	-2,77
ПП Агорта	500,00	494,08	-1,20
ПП Агорта	500,00	494,12	-1,19
Сулус-т	220,00	222,2	0,99
Тында.ср.т.АТ-1	220,00	222,05	0,92
Тында.ср.т.АТ-2	220,00	222,53	1,14
Гонжа-т	220,00	223,82	1,71
Ульручы-т	220,00	227,05	3,11
Аячи-т	220,00	230,18	4,42
БАМ-т	220,00	228,3	3,64
Уруша-т	220,00	227,94	3,48
Б.Омутная	220,00	229,21	4,02
Дипкун	220,00	217,19	-1,29
Ер.Павлович	220,00	229,53	4,15
Призейская	220,00	215,9	-1,90
Тутаул	220,00	215,98	-1,86
Талдан-т 2с	220,00	225,39	2,39
Талдан-т 1с	220,00	225,23	2,32
Сковород.-т	220,00	228,28	3,63
Чичатка-т	220,00	229,97	4,34
НГРЭС	220,00	233,9	5,94
НГРЭС 110	110,00	120,84	8,97
НГРЭС 220	220,00	235,49	6,58
Семиозерный	220,00	231,86	5,12
ПС 500 кВ Даурия	500,00	504,52	0,90
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	220,00	228,5	3,72

Таблица 3.4 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название ветви	I нач, А	I кон, А	Аварийный допустимый I, А	Длительно допустимый I, А	Отношение длительного к максимальному, %
1	2	3	4	5	6
Амазар - Могоча	94,53	65,61	801	630	15,01
Аячи-т - Амазар	70,02	52,43	801	630	11,11
Чичатка-т - Семиозерный	44,56	14,79	801	630	7,07
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Тында	475,92	493,44	801	630	78,32
Ер.Павлович - Аячи-т	88,88	83,64	801	630	14,11
Б.Омутная - Ер.Павлович	87,29	83,83	801	630	13,86
Сгибеево-тяга - Уруша-т	95,23	101,79	710	630	16,16
Ер.Павлович - Сгибеево-тяга	74,28	81,66	710	630	12,96
БАМ-т - Б.Омутная	131,27	120,31	690	630	20,84
Ер.Павлович - Чичатка-т	46,58	38,17	801	630	7,39
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - БАМ-т	185,39	183,9	690	630	29,43
Ульручы-т - СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	210,44	209,99	686	630	33,4
ПС 500 кВ Даурия - ПП Агорта	128,17	258,86	801	630	41,09
Могоча - Семиозерный	60	70,58	801	630	11,2
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Скоровородино	104,27	104,95	801	630	16,66
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Скоровородино	104,27	104,95	801	630	16,66
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Уруша-т	174,35	170,17	801	630	27,67

Таблица 3.5 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название ветви	I нач, А	I кон, А	Аварий- ный допу- стимый I, А	Длительно допусти- мый I, А	Отношение длительного к максималь- ному, %
1	2	3	4	5	6
Амазар - Могоча	120,34	94,97	0	0	0
Аячи-т - Амазар	77,66	56,49	801	630	12,33
Чичатка-т - Семио- зерный	56,67	36,14	798	1000	10,77
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Тында	514,29	524,08	801	630	83,19
Ер.Павлович - Аячи-т	84,02	76,68	801	630	13,34
Дипкун - Тутаул	139,21	135,91	686	630	22,1
Б.Омутная - Ер.Пав- лович	104,46	104,09	801	630	16,58
Сгибеево-тяга - Уруша-т	235,36	240,4	710	630	38,16
Ер.Павлович - Сги- беево-тяга	213,78	219,33	710	630	34,81
БАМ-т - Б.Омутная	67,86	63,46	690	630	10,77
Ер.Павлович - Чи- чатка-т	34,2	18,79	801	630	5,43
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - БАМ-т	0	0	690	630	0
ЗГЭС-500 - ПП Агорга	91,62	0,61	1976	2000	4,58
Сковородино - Тында	369,8	381,99	801	630	60,63
ПС 500 кВ Даурия - ПП Агорга	0	0	801	630	0
Могоча - Семиозер- ный	84,07	92,23	801	630	14,64
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Ско- вородино	76,08	76,66	801	630	12,17
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Ско- вородино	76,08	76,66	801	630	12,17
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Уруша- т	315,77	311,08	801	630	50,12

Схема потокораспределения варианта приведена в Приложении Б.

Исследование токовой загрузки линий электропередач демонстрирует, что загрузка ЛЭП находится на оптимальном уровне. Это указывает на то, что линии функционируют в рамках своих проектных параметров.

Полученные результаты свидетельствуют о целесообразности выбранного направления по инновационному развитию электрической сети.

По результатам расчета нормального режима, отклонение напряжения в узлах 220 кВ не выходят за допустимые пределы минимальное значение значения в узлах колеблется в диапазоне 210-238 кВ. Ток по ЛЭП не превышает длительно допустимых значений.

По результатам расчета послеаварийного режима, отклонение напряжения в узлах 220 кВ не выходят за допустимые пределы минимальное значение значения в узлах колеблется в диапазоне 211-237 кВ. Ток по ЛЭП не превышает длительно допустимых значений.

Разработанный вариант №1 с технической точки зрения оказался верным.

3.3.1 Вариант №2 развития электрической сети при подключении

Проведена техническая проработка 2 варианта по инновационному проектированию развития электрических сетей в Западном энергорайоне Амурской области. Подробный расчет, приведен в приложении В. Расчет послеаварийного режима произведен для отключенных ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия и ВЛ 220 кВ Даурия – Бам.

Таблица 3.5– Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название узла	U ном, кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4
Ключевая	220,00	223,30	1,48
ЗГЭС-220	220,00	220,00	0,00
Магдагачи	220,00	224,28	1,91
Сковородино	220,00	231,10	4,80
Тында	220,00	224,98	2,22
Светлая	220,00	219,88	-0,05
отп. Энергия	220,00	219,93	-0,03
Энергия-Т-2	220,00	219,89	-0,05
Сковор.ср.г.АТ-2	220,00	248,48	11,46

Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4
Сгибеево-тяга	220,00	230,39	4,51
Нагорный	220,00	228,76	3,83
Могоча	220,00	237,00	7,17
Амазар	220,00	232,57	5,40
Сковор	110,00	116,70	5,74
ЗГЭС-500	500,00	489,22	-2,20
ПП Агорта	500,00	498,42	-0,32
ПП Агорта	500,00	498,48	-0,31
Сулус-т	220,00	223,32	1,49
Тында.ср.т.АТ-1	220,00	223,91	1,74
Тында.ср.т.АТ-2	220,00	224,39	1,96
Тында	110,00	114,30	3,76
Гонжа-т	220,00	225,44	2,41
Ульручы-т	220,00	229,54	4,16
Аячи-т	220,00	231,21	4,85
БАМ-т	220,00	230,85	4,70
Уруша-т	220,00	230,02	4,36
Б.Омутная	220,00	230,69	4,63
Дипкун	220,00	218,46	-0,70
Ер.Павлович	220,00	230,74	4,66
Призейская	220,00	216,58	-1,58
Тутаул	220,00	217,03	-1,37
Талдан-т 2с	220,00	227,46	3,28
Дипкун	35,00	33,26	-5,22
Энергия-Т-1	220,00	219,89	-0,05
отп.Энергия	220,00	219,93	-0,03
Тутаул	35,00	33,32	-5,03
Талдан-т 1с	220,00	227,22	3,18
Сковород.-т	220,00	231,04	4,78
Чичатка-т	220,00	230,31	4,48
НГРЭС	35,00	38,74	9,65
НГРЭС	220,00	234,07	6,01
НГРЭС 220	220,00	236,00	6,78
Семиозерный	220,00	230,83	4,69
ПС 500 кВ Даурия	500,00	519,02	3,66
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	220,00	231,27	4,87
ПС 500 кВ Могоча	500,00	523,28	4,45

Таблица 3.6 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название ветви	I нач, А	I кон, А	Аварийный допустимый I, А	Длительно допустимый I, А	Отношение длительно допустимого к максимальному, %
1	2	3	4	5	6
Амазар - Могоча	98,65	79,28	801,00	630,00	15,66
Аячи-т - Амазар	39,94	18,20	801,00	630,00	6,34
Чичатка-т - Семиозерный	34,91	33,92	801,00	630,00	5,54
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Тында	471,97	491,32	801,00	630,00	77,99
Ер.Павлович - Аячи-т	43,27	36,36	801,00	630,00	6,87
Б.Омутная - Ер.Павлович	45,35	43,02	801,00	630,00	7,20
Сгибеево-тяга - Уруша-т	54,22	60,11	710,00	630,00	9,54
Ер.Павлович - Сгибеево-тяга	32,94	40,10	710,00	630,00	6,37
БАМ-т - Б.Омутная	89,53	82,62	690,00	630,00	14,21
Ер.Павлович - Чичатка-т	11,77	21,27	801,00	630,00	3,38
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - БАМ-т	145,76	145,09	690,00	630,00	23,14
Ульручы-т - СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	218,83	217,87	686,00	630,00	34,74
Сковородино - Тында	339,51	358,71	801,00	630,00	56,94
ПС 500 кВ Даурия - ПП Агорта	111,33	327,93	801,00	630,00	52,05
Могоча - Семиозерный	73,85	77,18	801,00	630,00	12,25
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Сковородино	114,41	115,09	801,00	630,00	18,27
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Сковородино	114,41	115,09	801,00	630,00	18,27
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Уруша-т	134,92	133,51	801,00	630,00	21,42
ПС 500 кВ Могоча - ПС 500 кВ Даурия	100,20	160,76	1976,00	2000,00	8,04

Таблица 3.7 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название узла	U ном, кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4
Ключевая	220,00	222,87	1,29
ЗГЭС-220	220,00	220,00	0,00
Магдагачи	220,00	223,69	1,65
Сковородино	220,00	228,70	3,80
Тында	220,00	223,34	1,50

Продолжение таблицы 3.7

1	2	3	4
ПП Агорта	500,00	478,72	-4,45
ТындаР-1	35,00	37,12	5,71
Сулус-т	220,00	222,83	1,27
Тында.ср.т.АТ-1	220,00	222,27	1,02
Тында.ср.т.АТ-2	220,00	222,75	1,24
Тында	110,00	113,46	3,05
Гонжа-т	220,00	224,52	2,01
Ульручы-т	220,00	227,55	3,32
Аячи-т	220,00	228,95	3,91
БАМ-т	220,00	225,89	2,61
Уруша-т	220,00	227,27	3,20
Б.Омутная	220,00	227,61	3,34
Дипкун	220,00	218,25	-0,80
Ер.Павлович	220,00	228,08	3,54
Призейская	220,00	216,98	-1,39
Тутаул	220,00	217,14	-1,32
Талдан-т 2с	220,00	226,04	2,67
Дипкун	35,00	33,23	-5,32
Энергия-Т-1	220,00	219,88	-0,05
отп.Энергия	220,00	219,92	-0,04
Талдан-т 1с	220,00	225,86	2,60
Сковород.-т	220,00	228,63	3,78
Чичатка-т	220,00	227,97	3,50
НГРЭС	35,00	38,71	9,59
НГРЭС	220,00	233,92	5,95
НГРЭС 220	220,00	235,55	6,60
Семиозерный	220,00	229,03	3,94
ПС 500 кВ Даурия	500,00	514,25	2,77
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	220,00	228,85	3,87
ПС 500 кВ Могоча	500,00	521,27	4,08
Светлая	220,00	219,86	-0,06
отп.Энергия	220,00	219,92	-0,04
Энергия-Т-2	220,00	219,89	-0,05
Сковор.ср.т.АТ-2	220,00	245,89	10,53
Сгибеево-тяга	220,00	227,64	3,36
Нагорный	220,00	227,74	3,40
Могоча	220,00	237,00	7,17
Амазар	220,00	231,27	4,87
ЗГЭС-500	500,00	476,55	-4,92
ПП Агорта	500,00	478,72	-4,45

Таблица 3.8 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название ветви	I нач, А	I кон, А	Аварийный допустимый I, А	Длительно допустимый I, А	Отношение длительно допустимого к максимальному, %
1	2	3	4	5	6
Амазар - Могоча	126,46	107,71	801,00	630,00	20,07
Аячи-т - Амазар	62,76	44,68	801,00	630,00	9,96
Чичатка-т - Семиозерный	56,06	53,46	801,00	630,00	8,90
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Тында	503,92	521,17	801,00	630,00	82,73
Ер.Павлович - Аячи-т	50,01	40,97	801,00	630,00	7,94
Б.Омутная - Ер.Павлович	102,96	102,61	801,00	630,00	16,34
Сгибеево-тяга - Уруша-т	157,15	161,22	710,00	630,00	25,59
Ер.Павлович - Сгибеево-тяга	135,61	140,00	710,00	630,00	22,22
БАМ-т - Б.Омутная	67,31	62,69	690,00	630,00	10,68
Ер.Павлович - Чичатка-т	10,59	17,25	801,00	630,00	2,74
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - БАМ-т	0,00	0,00	690,00	630,00	0,00
Ульручы-т - СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	123,05	120,71	686,00	630,00	19,53
Сковородино - Тында	361,98	379,70	801,00	630,00	60,27
ПС 500 кВ Даурия - ПП Агорта	0,00	0,00	801,00	630,00	0,00
Могоча - Семиозерный	95,84	99,05	801,00	630,00	15,72
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Сковородино	116,27	116,94	801,00	630,00	18,56
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Сковородино	116,27	116,94	801,00	630,00	18,56
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Уруша-т	238,04	235,43	801,00	630,00	37,78
ПС 500 кВ Могоча - ПС 500 кВ Даурия	102,45	185,05	1976,00	2000,00	9,25

Схема потокораспределения варианта приведена в Приложении В.

Исследование токовой нагрузки линий электропередач демонстрирует, что нагрузка ЛЭП находится на оптимальном уровне. Это указывает на то, что линии функционируют в рамках своих проектных параметров.

Полученные результаты свидетельствуют о целесообразности выбранного направления по инновационному развитию электрической сети.

По результатам расчета нормального режима, отклонение напряжения в узлах 220 кВ не выходят за допустимые пределы минимальное значение значения в узлах колеблются в диапазоне 211-237 кВ. Ток по ЛЭП не превышает длительно допустимых значений.

По результатам расчета послеаварийного режима, отклонение напряжения в узлах 220 кВ не выходят за допустимые пределы минимальное значение значения в узлах колеблются в диапазоне 211-237 кВ. Ток по ЛЭП не превышает длительно допустимых значений.

Разработанный вариант №2 с технической точки зрения оказался верным.

Выводы:

1. Внедрение предложенных решений способствует устранению вопросов, связанных с электроснабжением Западного энергорайона Амурской области.

2. В целях успешного удовлетворения увеличивающихся энергетических запросов региона предусмотрено строительство линии напряжением 220 кВ или 500 кВ, соединяющей подстанцию ПС 220 кВ Могоча с подстанцией ПС 500 кВ Даурия.

4. Применение выбранных вариантов развития сети поможет устранить узкие места, и предотвратить проблемы, связанные с будущим увеличением потребления энергии в данном регионе.

Представленные варианты развития электрических сетей данного региона имеют важное значение и ориентированы на гарантирование стабильного и непрерывного электроснабжения Западного энергорайона Амурской области, а так же данные решения способствуют усилению межсистемных связей ОЭС Востока и ОЭС Сибири.

4 ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОРАБОТКА ВЫБРАННЫХ ВАРИАНТОВ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 220 КВ В ЗАПАДНОМ ЭНЕРГОРАЙОНЕ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

4.1 Расчет токов короткого замыкания

В данном разделе будет произведен расчет токов КЗ на шинах ПС 500 кВ Даурия.

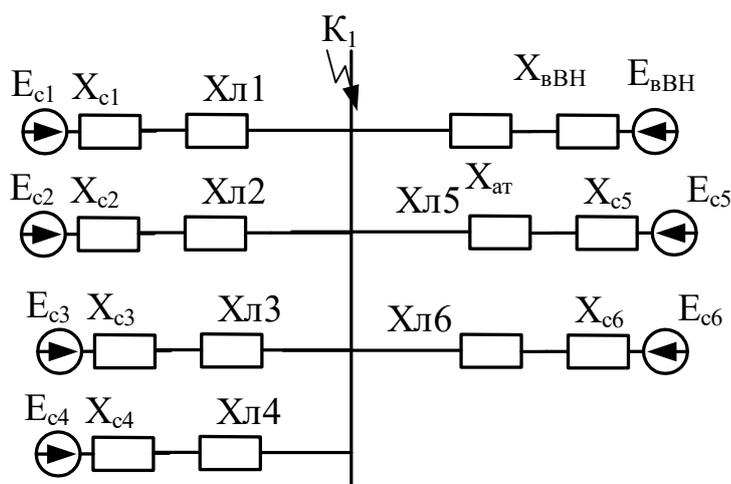


Рисунок 4.1 - общая схема замещения для расчета к.з. ПС 500 кВ Даурия и ПС 220 кВ Могоча

Расчет токов короткого замыкания необходим проверки оборудования.

4.1.1 Расчет ТКЗ производим в программе RastrWin3

В разделе Узлы/Несим/ИД необходимо определить все узлы, указав для каждого из них тип нейтрали, номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль обозначается как «зак.», а изолированная нейтраль – как «у». В разделе Ветви/Несим/ИД следует задать ветви, указав сопротивления как прямой, так и нулевой последовательности, а также коэффициенты трансформации. В разделе Генераторы/Несим необходимо ввести все системы, указав для них сопротивления прямой и нулевой последовательности, а также ЭДС генератора (системы) [23]. Подробный расчет приведен в Приложении Ж.

Ударный ток рассчитывается по формуле [15]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{по}}^{(3)} \quad (4.1)$$

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

$K_{y\partial}$ – ударный коэффициент принятый 1,75.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 9,3 \cdot 1,75 = 23,02.$$

Токи КЗ для удобства сведены и показаны в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Токи к.з. ПС 500 кВ Даурия для выбора оборудования

Точка КЗ	Расчетный уровень ТКЗ, в кА		
	3х-фазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА	Ударный ток, кА
ПС 500 кВ Даурия РУ 500 кВ	3,15	2,9	7,8
ПС 500 кВ Даурия РУ 220 кВ	9,3	8,1	23,02

4.2 Расширение подстанции 500 кВ Даурия для подключения вновь возводимой ЛЭП

Все электрооборудование выбрано с учетом Положения ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

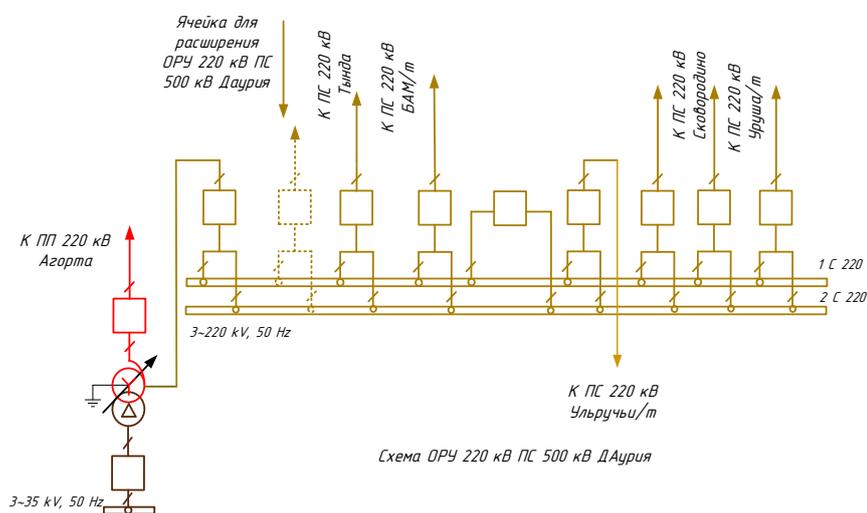
Все электротехническое оборудование, применяемое в проекте, должно иметь сертификаты соответствия Российским стандартам.

Параметры оборудования наружной установки должны удовлетворять условиям окружающей среды приведенным в пункте 1 настоящей работы.

4.3 Компонувочные решения

На территории ОРУ-220 кВ в пределах наружного ограждения ПС имеются резервные места под ячейки 220 кВ для подключения ЛЭП. Заход линии ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча планируется выполнить в ячейку №1 на резервное место. На данной части ОРУ 220 кВ отсутствует приемный линейный портал для подключения линии. Шинные порталы и ошиновка для подключения ЛЭП к секциям шин ОРУ 220 кВ на данной части ОРУ так же отсутствуют. Для организации подключения ЛЭП к 1, 2-ой секции шин необходима установка шинных порталов и организация двухпролетного участка сборных шин. Изменение исходной схемы ОРУ-220 кВ не предусматривается. Дополнительно необходима установка нового линейного приемного портала для подключения ЛЭП. Установку линейного портала предполагается выполнить с установкой траверсы и стойки нового линейного портала к существующему приемному portalу в ячейке №2.

Для установки оборудования в ячейке №2 предусматривается унификация конструктивно-компоновочных решений с уже существующим оборудованием на ОРУ.



Рисунко 4.1 – Схема ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия после подключения ячейки ВЛ 220 кВ

4.4 Выбор выключателей

Номинальное напряжение:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (4.2)$$

Номинальный ток:

$$I_{раб.маx} \leq I_{ном} \quad (4.3)$$

где $I_{раб.маx}$ – максимальный возможный рабочий ток присоединения, А;

$I_{ном}$ – номинальный ток аппарата, А.

Динамическая устойчивость:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд} \quad (4.4)$$

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

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

Термическая стойкость:

$$B_k = I_{н0}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (4.5)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя, состоящая из суммы времени собственного отключения выключателя и времени срабатывания 2 ступени селективности резервной релейной защиты.

$I_{н0}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Отключение выключателя при апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл.ном}, \quad (4.6)$$

где $\beta_{ном}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключенном токе, 40 %;

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

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{31,5}{100} \cdot 40 = 22,27 \text{ кА}.$$

Так же проверка включает в себя условие по превышению параметров оборудования по максимальному рабочему току.

Примеры расчета параметров приведены ниже. Подробный расчет приведен в приложении.

Исходя из максимальной выдержки времени релейной защиты, получим:

$$B_k = 9,3^2 \cdot 3 = 259,47 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Максимально рабочий ток по анализу расчета режима равен:

$$I_{раб.мах} = 700 \text{ А},$$

Сравнение паспортных и расчетных данных представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Сравнение каталожных и расчетных данных для УЭТМ-РУЭН-220

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.мах.Л} = 700 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$

1	2	3
$i_{нр.скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{y0} = 23,02 \text{ кА}$	$i_{нр.скв} \geq i_{y0}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 259,47 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{н0} = 23,02 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{н0} = 23,02 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{н0}$
$i_{а.ном} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{ар} = 22,27 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ар}$

4.5 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей.

В качестве объектов для монтажа выбираются разъединители, входящие в состав УЭТМ-РУЭН-220.

Обобщенные данные о сравнении паспортных и реальных показателей представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Сравнение паспортных и расчетных данных разъединителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.маxЛ} = 700 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$i_{нр.скв} = 64 \text{ кА}$	$i_{y0} = 23,02 \text{ кА}$	$i_{нр.скв} \geq i_{y0}$
Главные ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 259,47 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$
Заземляющие ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 259,47 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

4.6 Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока осуществляется схожим образом с выключателями, за исключением проверки отключающей способности, так же необходимо произвести проверку по суммарной нагрузке.

$$Z_{2ном} \geq Z_2, \quad (4.7)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка в выбранном классе точности.

$$Z_{2ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2}, \quad (4.8)$$

где $S_{2ном}$ – номинальная вторичная нагрузка ТТ;

I_2 – вторичный ток ТТ, примем 5 А.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивлений приборов, сопротивления соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k. \quad (4.9)$$

Перечень приборов, относящихся к вторичной нагрузке, представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	1	ЦП 8501/10	8,5	8,5	8,5
Ваттметр	1	ЦП 8506/120	1,0	1,0	1,0
Варметр	1	ЦП 8506/120	1,0	1,0	1,0

Для обеспечения требуемой точности измерений номинальная нагрузка трансформатора тока должна превышать фактическую нагрузку, подключенную к его вторичной обмотке. Это необходимо для сохранения заданных характери-

стик точности устройства и корректной передачи измеряемых параметров. Несоблюдение данного условия может привести к искажению показаний и снижению качества контроля электрических величин.

$$Z_{2ном} \geq \sum (Z_{приб} + Z_{пр} + Z_{к}) \quad (4.10)$$

Примем модель УЭТМ-РУЭН-220, встроенную в выключатель, выбранный ранее.

$$Z_{2ном} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 5} = 4,62 \text{ Ом.}$$

Максимально допустимое сопротивление провода:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - \sum R_{приб} - R_{к}. \quad (4.11)$$

Суммарное сопротивление приборов, подключенные к ТТ:

$$\sum R_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_2^2}. \quad (4.12)$$

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

Переходное сопротивление контактов принимается равным 0,06 Ом.

Сечение провода:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{пр}}, \quad (4.13)$$

где l – длина соединительного кабеля (для 220 кВ – 200 м).

$$q = \frac{0,0283 \cdot 200}{1,89} = 3,04 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод АКРНГ с сечением 4 мм².

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 1,36 + 0,4 + 0,06 = 3,5 \text{ Ом}.$$

Сравнение паспортных и расчетных данных представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Сравнение паспортных и расчетных данных трансформатора тока 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2400 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 700 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$Z_{2ном} = 4,62 \text{ Ом}$	$Z_2 = 3,5 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 23,02 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{y\delta}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 259,47 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

4.7 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} , \tag{4.14}$$

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

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

Для стороны 220 кВ выбираем трансформатор напряжения НАМИ-220 УХЛ1. Вторичная нагрузка этих трансформаторов указана в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка P, Вт
Шины 220 кВ			
Вольтметр	1	ЦП 8501/17	70
Вольтметр пофазный	1	ЦП 8501/17	70
Варметр	1	ЦП 8506/120	70

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (4.15)$$

$$S_p = \sqrt{70^2 + 44,8^2} = 83,12 \text{ ВА.}$$

4.8 Выбор сборных шин и изоляторов

Выбор сечения проводника производится по длительно допустимому току:

$$I_{раб.маx} \leq I_{доп}. \quad (4.16)$$

На ОРУ 220 кВ выбираем ошиновку, выполненная сталеалюминевым проводом АС-400/51.

$$700 \leq 1210 \text{ А.}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока короткого замыкания.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q, \quad (4.17)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{259,47}}{90} = 179 \text{ мм}^2.$$

$$179 \leq 400 \text{ мм}^2.$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (4.18)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля.

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (4.19)$$

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

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (4.20)$$

где D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 500 \text{ см.}$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 - \frac{0,299}{\sqrt{1,2}}\right) = 31,628 \text{ кВ/см,}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{1,2 \cdot \lg \frac{500}{1,2}} = 12,39 \text{ кВ/см.}$$

Проверяем по условию:

$$1,07E \leq 0,9E_0 \tag{4.21}$$

$$107 \cdot 12,39 \leq 0,9 \cdot 31,628$$

$$13,35 \leq 28,46$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

4.9 Изоляция и защита от перенапряжений

С учётом произведенного анализа расположенных рядом с площадкой ПС 500 кВ Даурия источников загрязнения и опыта эксплуатации оборудования на существующей ПС 220 кВ Сковородино, расположенной в непосредственной близости от новой ПС, а также ГОСТ 9920-89, изоляцию оборудования и ошиновки ПС 500 кВ Даурия принята для степени загрязнения II* с удельной эффективной длиной пути утечки для ОРУ- 220 кВ не менее 2,25 см/кВ.

В качестве основного материала изоляции электротехнического оборудования применяется фарфор. В качестве материала изоляции оборудования также может быть выбран и полимер, при соблюдении требований к уровню изоляции, в случае если другое не предусмотрено конструкцией данного вида оборудования. Для крепления проводов к опорам в пролетах порталов на РУ 220 кВ применяются гирлянды из стеклянных изоляторов ПС70Е.

Количество изоляторов в поддерживающих и натяжных гирляндах принято (с учетом степени загрязнения):

- для одноцепных гирлянд 220 кВ – 21 шт. ПС70Е;
- для двухцепных поддерживающих гирлянд 220 кВ – 2х21 шт. ПС70Е.

Защита оборудования подстанции от грозových перенапряжений предусматривается:

- от прямых ударов молнии – стержневыми молниеотводами;
- от набегающих волн – ограничителями перенапряжения (ОПН).

Защита оборудования 35, 220, 500 кВ на ПС 500 кВ Даурия от атмосферных и коммутационных перенапряжений осуществляется ограничителями перенапряжений (ОПН 500, 220, 35 кВ), обладающими достаточной энергоёмкостью, необходимым защитным уровнем и взрывобезопасностью.

При разработки решений по строительству ПС 500 кВ Даурия, места установки и число ОПН выбирались с учетом схем ОРУ, числа отходящих ВЛ, длины подхода ВЛ, интенсивности грозовой деятельности, исходя из защитных характеристик ОПН и нормированных ГОСТ 1516.3 испытательных напряжений для защищаемого оборудования.

При перспективном расширении ПС 500 кВ Даурия с подключением к РУ 220 кВ дополнительных ВЛ, в том числе и с учетом расширения ОРУ 220 кВ на одну линейную ячейку в объеме данного проекта, при отсутствии кабельных заходов, и условии защищенности ВЛ на протяжении не 2-3 км на подходах к ПС двумя тросами, дополнительная установка ОПН не требуется, так как для оборудования 220 кВ при количестве линейных присоединений более 4-х расстояние от ОПН до электрооборудования не ограничивается. Подключаемая в объеме

данного инвестиционного проекта КВЛ, подключается к ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия в воздушном исполнении, и имеет длину защищаемого подхода к ПС более 3 км, поэтому расстояния от существующих ОПН на шинах ОРУ-220 кВ ПС 500 кВ Даурия до вновь устанавливаемого оборудования в ячейке №1, в том числе до оборудования на заходах ВЛ, удовлетворяют условию обеспечения достаточного уровня защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений.

4.10 Выбор системы оперативного тока

Выбор и проверка СОПТ не требуется в связи с отсутствием изменений в системе оперативного постоянного тока ПС 500 кВ Даурия.

4.11 Выбор и проверка ТСН

Выбор и проверка ТСН не требуется в связи с отсутствием изменений в системе собственных нужд ПС 500 кВ Даурия.

4.12 Выводы по главе

Проверка существующего оборудования 220, 500 кВ на ПС 20 кВ Даурия выполняется с учетом максимальных значений токов короткого замыкания.

Ошиновка во вновь проектируемой ячейке №1 ОРУ-220 кВ в объеме драбты предусматривается выполнить проводом АС-400/51.

Ошиновка в ячейке ОРУ-220 кВ новой ВЛ на ПС 500 кВ Даурия с учетом рекомендаций при расчете электрических режимов, по максимальному длительному току присоединения удовлетворяет проверке по условию коронирования и на термическую стойкости к максимальным токам короткого замыкания.

Замена ошиновки в существующих ячейках и сборных шинах на ОРУ-220 кВ ПС 500 кВ Даурия не требуется.

Значения максимальных рабочих токов по существующим линиям, параметры и типы оборудования, ошиновки в существующих ячейках приняты по анализу расчетов существующих режимов.

Существующее оборудование для РУ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия для линейных присоединений выбрано исходя из обеспечения пропускной способности ЛЭП с учетом максимальный ток ВЛ по условиям допустимого нагрева проводов (кабелей) в аварийном режиме. Выбраны выключатели и разъединители с номинальным током 1600 А. Трансформаторы тока с коэффициентом трансформации 600-1200-2400/1А с подключенной отпайкой на 1200 А. Рабочая отпайка трансформатора подключена исходя из максимального расчетного рабочего тока линии, но есть дополнительная отпайка (2400 А), которая не ограничивает пропускную способность ЛЭП в перспективе. Термическая стойкость для разъединителей принята не менее 16 кА, для выключателей и трансформаторов тока не менее 31,5 кА.

Выбранные параметры оборудования по термической стойкости удовлетворяет условию проверки на термическую и динамическую стойкости с учетом значений токов КЗ для данного инвестиционного проекта.

При расширении ПС 500 кВ Даурия в объеме работы, в связи с подключением к подстанции одной линейной ячейки 220 кВ, предусматривается унификация решений при выборе оборудования аналогично выбранному при разработке проектных решений со строительством ОРУ-220 кВ на ПС 500 кВ Даурия.

Для проектируемой ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча, с учетом рекомендаций полученных при расчете электрических режимов, применяется провод АССС-160.

5 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

Целью данного раздела является оценка первоначальных инвестиций для каждого варианта, оценка эксплуатационных расходов а так же сравнительный анализ выбранных конкурентноспособных вариантов.

5.1 Капиталовложения

Анализ экономических показателей для различных вариантов реконструкции был осуществлён в соответствии с СТО 56947007-29.240.01.271-2019 «Методические рекомендации по технико-экономическому обоснованию объектов электросетевого хозяйства. Эталонные обоснования».

В разделе, посвященном сравнительному анализу, представлены расчеты экономических показателей для строительства ЛЭП ПС 500 кВ Даурия и ПС 220 кВ Могоча.

– Вариант 1. Возведение линии электропередачи 220 кВ Даурия – Могоча, модернизация подстанции 500 кВ Даурия и модернизация подстанции 220 кВ Могоча.

- Альтернатива, вариант 2. Строительство воздушной линии 500 кВ от Даурии до Могочи, расширение подстанции 500 кВ Даурия и модернизация подстанции 220 кВ Могоча с переходом на уровень напряжения 500 кВ.

Дисконтированные затраты определяются по формуле [16]:

$$Z_i = K + И \left[\frac{(1 + E_{н.н})^n - 1}{E_{н.н} \cdot (1 + E_{н.н})^n} \right], \quad (5.1)$$

где Z_i - дисконтированные затраты, млн. руб. в ценах 2000 г.;

K – капитальные вложения, млн. руб. в ценах 2000 г.;

$И$ – ежегодные издержки, млн. руб. в ценах 2000 г.;

n - расчетный период времени, лет. Расчетный период времени составляет 30 лет [16];

$E_{н.п.}$ – ставка дисконтирования, %. Исходя из прогнозируемого размера инфляции, ставка дисконтирования составляет 6,4% [16].

Капитальные вложения и дисконтированные затраты рассчитываются только в части решений, отличающихся по двум вариантам. Условно принимаем что постоянные затраты по двум вариантам существенно не отличаются и при сравнении вариантов ими можно пренебречь [16].

Капитальные вложения по варианту 1 состоят из затрат на реконструкцию КРУЭ 220 кВ Могоча, строительство ВЛ 220 кВ длиной 327 км и расширения ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия в части строительства ячейки 220 кВ.

Капитальные вложения по варианту 2 состоят из затрат на реконструкцию КРУЭ 220 кВ Могоча, строительство ВЛ 500 кВ длиной 330 км и расширения ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Даурия в части строительства ячейки 500 кВ.

Ежегодные издержки определяются по формуле:

$$I = I_{рем} + I_{обсл}, \quad (5.2)$$

где $I_{рем}$ – ежегодные затраты на ремонт, млн. руб. в ценах 2000 г.;

$I_{обсл}$ – ежегодные затраты на обслуживание, млн. руб. в ценах 2000 г.

Ежегодные затраты на ремонт определяются по формуле:

$$I_{рем} = K \cdot \kappa_{рем}, \quad (5.3)$$

где $\kappa_{рем}$ – коэффициент отчислений на ремонт, %, коэффициент отчислений на ремонт для РУ 220 кВ составляет 2,9 %, для РУ 500 кВ 3,1%. [16]

Ежегодные затраты на обслуживание определяются по формуле:

$$I_{обсл} = K \cdot \kappa_{обсл}, \quad (5.4)$$

где $\kappa_{обсл}$ – коэффициент отчислений на обслуживание, % [16].

Результаты расчетов экономических показателей по формулам (3.1) – (3.4) приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Экономические показатели вариантов

Показатель	Вариант 1	Вариант 2
Капитальные вложения на сооружение РУ 220 кВ, млн. руб. в ценах 2000 г.	$1 \cdot 14,698 + 2 \cdot 21,096 = 56,890$	$2 \cdot 21,096 = 42,192$
Капитальные вложения на сооружение РУ 500 кВ, млн. руб. в ценах 2000 г.	-	$2 \cdot 28,814 = 57,628$
Капитальные вложения на сооружение ЛЭП 220 кВ, млн. руб. в ценах 2000 г.	$1,667 \cdot 327 = 545,109$	-
Капитальные вложения на сооружение ЛЭП 500 кВ, млн. руб. в ценах 2000 г.	-	$1,935 \cdot 330 = 638,550$
Капитальные вложения, млн. руб. в ценах 2000 г.	$\text{П.1} + \text{П.2} = 56,890 + 545,109 = 601,99$	$\text{П.1} + \text{П.2} + \text{П.3} = 42,192 + 57,628 + 638,55 = 738,37$
Ежегодные затраты на ремонт, млн. руб. в ценах 2000 г.	$56,89 \cdot 0,029 + 545,109 \cdot 0,005 = 4,38$	$42,19 \cdot 0,029 + 57,63 \cdot 0,031 + 638,55 \cdot 0,005 = 6,2$
Ежегодные затраты на обслуживание, млн. руб. в ценах 2000 г.	$601,99 \cdot 0,02 = 12,04$	$738,37 \cdot 0,02 = 14,77$
Ежегодные издержки, млн. руб. в ценах 2000 г.	$4,38 + 12,04 = 16,42$	$14,77 + 6,2 = 20,97$
Дисконтированные затраты, млн. руб. в ценах 2000 г.	$601,99 + 16,42 \cdot \left[\frac{(1 + 0,06)^{30} - 1}{0,06 \cdot (1 + 0,06)^{30}} \right] = 828,01$	$638,55 + 20,97 \cdot \left[\frac{(1 + 0,06)^{30} - 1}{0,06 \cdot (1 + 0,06)^{30}} \right] = 927,20$

В соответствии с выполненными расчетами капитальные вложения по варианту 2 превосходят затраты по варианту 1 на 136,38 млн. руб. (в ценах 2000 г.),

дисконтированные затраты по варианту 2 превосходят затраты по варианту 1 на 99,19 млн. руб. (в ценах 2000 г.).

Разница дисконтированных затрат между вариантами составляет:

$$(927,20 - 828,01) / 927,20 = 10,7\%$$

В результате сравнения двух вариантов развитие при их соизмеримой надежности, затраты по варианту №1 на 10,7% меньше, чем по варианту №2.

5.2 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения и показателей надежности

Для определения показателей надежности ПС аналитическим методом для варианта 1 и варианта 2 составляются расчетные схемы. Расчетная схема включает в себя только те элементы схемы, которые нормально включены в рассматриваемом режиме [16]. Расчетная схема для вариантов представлена на рисунке 23.

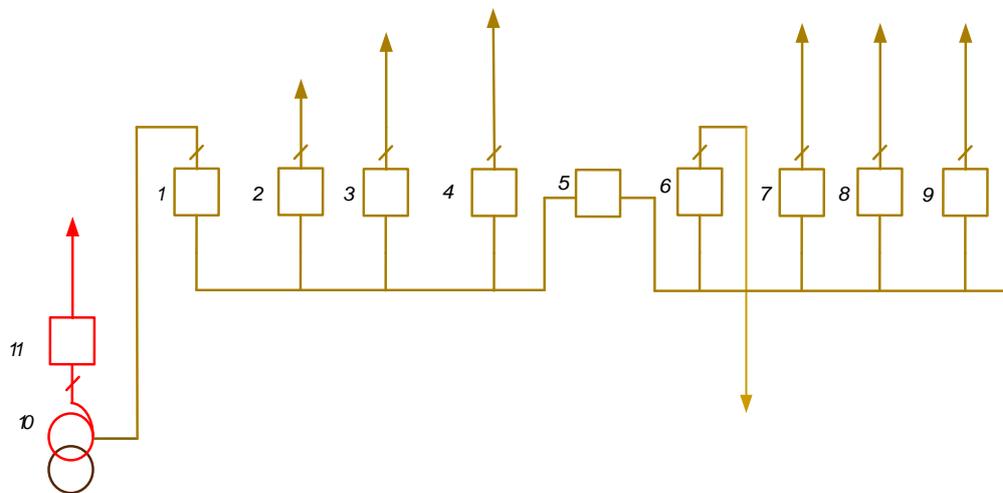


Рисунок 5.1 – Расчетная схема для определения надёжности 1 варианта

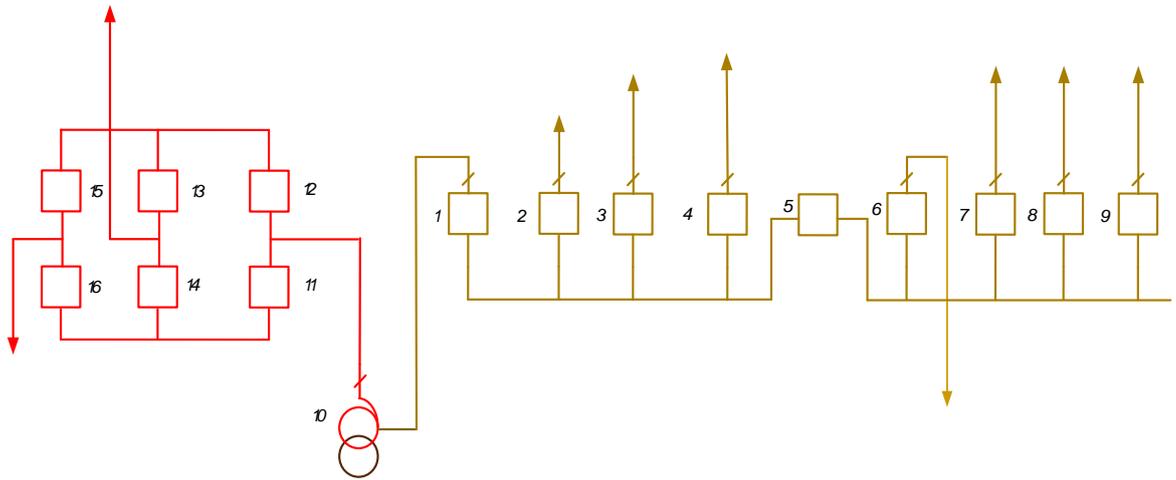


Рисунок 5.2 – Расчетная схема для определения надёжности 2 варианта

Для каждого элемента расчетной схемы по справочным или эксплуатационным данным определяются следующие показатели надёжности:

- интенсивность отказа или параметр потока отказов;
- среднее время восстановления;
- частота плановых или преднамеренных отключений;
- время плановых или преднамеренных отключений.

По расчетной схеме составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле надёжности. Последовательное соединение используется для не резервируемых частей схем; параллельное - для частей схем с резервированием замещением [18].

Последовательно соединенные элементы в схеме замещения заменяются одним эквивалентным, для которого рассчитываются следующие показатели надёжности:

- параметр потока отказа ω , 1/год;
- время безотказной работы лет;
- время восстановления час.

Расчет показателей надёжности представлен в приложении Б.

Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения – это комплексный показатель надежности электроснабжения потребителей, т.е. экономическая категория.

Он характеризует свойство потребительской стоимости электроэнергии, поставляемой с определенной надежностью. Его применяют при подсчете штрафов, пени и неустоек, связанных с нарушением договорных обязательств, вызванных перерывами электроснабжения потребителей.

При выборе стратегий оперативного и технического обслуживания учет фактора надежности осуществляется на основе количественной оценки ущерба [18].

Основной ущерб – ущерб, обусловленный перерывом в электроснабжении, при условии сохранения технологического процесса, оборудования, отсутствия брака, т.е. ущерб U_0 из-за невыполнения плана по производству продукции.

Ущерб внезапности – составляющая ущерба, связанная с появлением фактора внезапности, в результате которого могут произойти нарушения технологического процесса, брак, поломка оборудования и т.д. Этот ущерб зависит от типа потребителя, величины недоданной энергии, глубины ограничения и наличия у потребителя резервов разного рода.

Величина основного ущерба [18]:

$$U_{осн} = y_{01} \cdot T_{Г} \cdot P_{ср} \cdot q_{сх}, \quad (5.5)$$

где – средняя мощность потребителя МВт;

$y_{осн}$ – удельный ущерб руб/кВт;

$q_{сх}$ – вероятность отказа.

Величина ущерба внезапности:

$$U_{вн} = y_{02} \cdot q_{сх} \cdot P_{max}, \quad (5.6)$$

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год [17]:

$$Y = Y_{осн} + Y_{вн} \quad (5.7)$$

Подробный расчёт величины ущерба для варианта №1 и №2 приведён в приложении Г. Результаты расчета величины ущерба для ПС представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Расчет величины ущерба для ПС 500 кВ Даурия

Объект	Вариант	Y _{вн} , тыс.руб	Y _{осн} , тыс.руб	T _{ср} , ч	Y, тыс.руб
ПС Даурия	1	1781	4211	386,34	5993
	2	4365	10320	422,51	12690

Расчет приведенных затрат с учетом ущерба:

$$Z = E \cdot K + И \quad (5.8)$$

По результатам расчета ущерба можно сделать окончательный вывод, что наиболее экономически привлекательный по всем рассчитанным показателям вариант №1, который принимается для дальнейшего расчета принимаем его.

Для дальнейшего проектирования в качестве основного выбираем вариант 1: – Расширения подстанции 500 кВ Даурия, состоящей из добавления ячейки распределительного устройства 220 кВ, расширения подстанции 220 кВ Могоча и строительства ячейки распределительного устройства 220 кВ, возведение высоковольтной линии электропередачи ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча.

5.3 Оценка инвестиционной привлекательности проекта

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 [49]:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T ; \quad (5.9)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется [49]:

$$W_t = P_H \cdot T_{max} , \quad (5.10)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

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

$$W_t = 2000 \cdot 8760 = 17280000 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

$$O_{Pt} = 17280000 \cdot 2 = 34560000 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится [49]:

$$\Pi_{6t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t ; \quad (5.11)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль [49]:

$$H_t = 0,2 \cdot (\Pi_{6t}). \quad (5.12)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($\Pi_{\text{чт}}$) численно равна прибыли от реализации ($\Pi_{\text{бт}}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль [49]:

$$\Pi_{\text{чт}} = \Pi_{\text{бт}} - H_t. \quad (5.13)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_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 [49]:

Определение срока возврата инвестиций представляет собой простой, но в то же время весьма полезный инструмент, который позволяет как инвесторам, так и менеджерам организаций оценивать доходность и потенциальные риски вложений. Этот критерий часто применяется для сопоставления различных проектов и выбора наиболее выгодных направлений для инвестирования средств [33].

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{ок.п}}} (O_{\text{пт}} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{ок.п}}} (\Pi_{\text{чт}} - I_{\text{амт}}) \quad (5.14)$$

где t_c – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

t_n – момент начала производства;

$I_{\text{ам}_t}$ – амортизационные отчисления.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта необходимо провести анализ денежных потоков, возникающих в процессе его реализации. Ключевым показателем в этом контексте является чистый дисконтированный доход (ЧДД), который демонстрирует разницу между ожидаемыми доходами и расхо-

дами, приведенную к текущему моменту. Чтобы вычислить ЧДД, следует дисконтировать чистый поток платежей Δ_t , представляющий собой разницу между денежными поступлениями и оттоками, без учета источников финансирования. Важно отметить, что данный вариант будет реализовываться на протяжении четырех лет.

$$\text{ЧДД} = \frac{O_p - K_{\Sigma} - I_t - H_t}{(1+E)^t}; \quad (5.15)$$

где O_p – выручка от реализации проекта;

K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

I_t – полные эксплуатационные расходы;

H_t – отчисления налога на прибыль;

$E=0.5$ – норма дисконта.

Подробный расчет чистого дисконтированного дохода представлен в Приложении Г. Расчёт чистых денежных потоков сведём в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Расчёт чистых денежных потоков

Год	K_t , млн. руб.	O_{pt} , млн. руб.	$I_{\text{эксп.т}}$, млн. руб.	H_t , млн. руб.	Δ_t , млн. руб.	$(1+E)^t$	Δ_d , млн. руб.	Δ_{Σ} , млн. руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	110,11	345,60	34,48	171,66	29,36	0,91	26,71	83,39
2	110,11	345,60	34,48	171,66	29,36	0,86	25,25	-1,47
3	110,11	345,60	34,48	171,66	29,36	0,82	24,07	-87,50
4	110,11	345,60	34,48	171,66	29,36	0,78	22,90	-174,71
5	110,11	345,60	34,48	171,66	29,36	0,75	22,02	-262,80
6	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,71	99,02	-163,78
7	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,68	94,83	-68,95
8	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,65	90,65	21,70
9	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,61	85,07	106,77
10	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,59	82,28	189,05
11	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,56	78,10	267,15
12	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,53	73,91	341,06
13	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,51	71,12	412,19

Продолжение таблицы 5.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,48	66,94	479,13
15	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,46	64,15	543,28
16	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,44	61,36	604,64
17	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,42	58,57	663,22
18	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,40	55,78	719,00
19	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,38	52,99	771,99
20	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,36	50,21	822,20
21	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,34	47,42	869,62
22	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,32	44,63	914,24
23	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,30	41,84	956,08
24	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,28	39,05	995,13
25	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,26	36,26	1031,39
26	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,24	33,47	1064,86
27	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,22	30,68	1095,54
28	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,20	27,89	1123,43
29	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,18	25,10	1148,54
30	0,00	345,60	34,48	171,66	139,46	0,16	22,31	1170,85

Оценка экономической эффективности проекта в графическом виде представлена на рисунке 5.3.



Рисунок 5.3 - Оценка экономической эффективности проекта

В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле [49]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (5.16)$$

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 (4 год) равна 16,5%.

«Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало строительства сетевого объекта. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остается положительным.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным. Расчёт оценки экономической эффективности для варианта №1 в приложении Г.



Рисунок 5.4 – График ЧД

Из графика ЧДД рисунка 5.3 видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 8 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, вариант является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации. Значение ЧД не превышает 7 лет.

Вывод: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения составит 12 лет. Вариант развития сети является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$. Рентабельность проекта составит 16.5 % в год, начиная с 4 года расчётного периода (расчётный период - 30 лет).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации рассмотрен вопрос строительства и возможности подключения ВЛ 220 кВ Дауурия – Могоча в целях усиления меж-системной связи первой и второй синхронных зон РФ, а так же в целях возможного объединения ОЭС Востока и ОЭС Сибири в западном энергорайоне Амурской области.

Из анализа экономической сферы Амурской области вблизи города Сковородино можно отметить большое разнообразие направлений для развития в выбранном районе. Анализируя ЛЭП и ПС рассматриваемого района, можно сделать вывод о том, что на участке ЛЭП 220 кВ связывающем ПС 500 кВ Даурия и ПС 220 Могоча присутствуют «узкие места» что как показал расчет нормального и послеаварийного режима является ограничивающим элементом в рассматриваемом районе. По результатам расчета существующего режима обнаружилось проблемы с параметрами режима не обнаружилось. По результатам послеаварийного режима есть превышение в части просадки напряжения на ПС.

В качестве инновационных технологий применены композитные провода, которые состоят из высокопрочных материалов, таких как стеклопластик или углеродное волокно, объединенных с алюминием или другими проводящими материалами. Это позволяет сочетать высокую механическую прочность с низким весом и хорошей электропроводностью. Применение композитных проводов является одним из ключевых направлений развития электросетей, способствующим созданию более надежных и эффективных систем электроснабжения. Так же были применены гибридные выключатели, обладающие рядом преимуществ по отношению к выключателям в стандартном исполнении, а именно: высокая скорость отключения, уменьшение габаритов, устойчивость к перегрузкам, энергоэффективность.

Для электрической схемы развития посчитаны и проанализированы установившиеся максимальный и послеаварийный режимы. Определены оптимальные приведенные затраты и капиталовложения на реализацию предложенных

проектов. Лучшим по этим показателям является вариант с подключением ПС Даурия и ПС Могоча к существующим сетям на напряжение 220 кВ (Вариант №1). Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 550,524 миллиона руб. составит 7-8 лет. Вариант развития сети является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$. Рентабельность проекта составит 16,5 % в год, начиная с 4 расчётного периода (расчётный период - 30 лет).

Таким образом, в магистерской диссертации доказана целесообразность выполнения работ по модернизации сети в связи с развитием электрических сетей 220 кВ в Западном энергорайоне Амурской области.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ананичева, С.С. Проектирование электрических сетей. – Екатеринбург: Изд-во Уральского университета, 2017. – 164 с;
2. Баглейбтер О.И. Трансформатор тока в сетях релейной защиты. Противодействие насыщению ТТ апериодической составляющей тока КЗ // Новости ЭлектроТехники. 2008. № 5(53).
3. Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б.
4. В.А. Овсейчук Обеспечение надежности электроснабжения в условиях рыночной экономики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://news.elteh.ru/arh/2011/67/03.php> – 30.03.2022.
5. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. Пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов н/Д: Феникс, 2006. – 719 с.
6. Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
7. ГОСТ 15150-69. Исполнение для различных климатических условий [Электронный ресурс] <https://www.manotom.com/help/gosts/gost3/> (Дата обращения: 20.06.2025).
8. Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций. М. / Энергоатомиздат, 2016.
9. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
10. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.
11. Изучение методов расчета установившихся режимов сложных энергосистем: Лабораторный практикум: Учебное пособие / В.А. Строев, Н.Г. Филиппова, Т.И. Шелухина, С.В. Шульженко. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 48 с.

12. Инструкция по выбору изоляции электроустановок. РД 34.51.101-90. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. [Электронный ресурс] URL: https://www.elec.ru/viewer?url=/library/direction/rd_34_51_101-90.pdf (Дата обращения: 04.05.2025);
13. Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей: учеб. / ред. Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро, И.Г. Карапетян. - 4-е издание. - М.:изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 с.
14. Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд–во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).
15. КРУЭ серии ЯГГ-220 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://elektroapparat.ru/products/krue/krue-220/> – 1.05.2023.
16. Методика расчета цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности в электроэнергетике / ЗАО ПФК «СКАФ»: Отчет по Госконтракту с ФСТ России, 2006, тома 1–3.
17. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118–2003 Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.
18. Методические указания по расчету уровня надежности и качества услуг, реализуемых территориальными сетевыми организациями / Приказ Минэнерго РФ от 29.06.2010 № 296.
19. 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>
20. Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.
21. Неизолированные провода для воздушных линий электропередачи Nexans Aero– Z. – <http://www.kabtrade.ru>.

22. Непомнящий В.А. Проблемы надежности при проектировании и эксплуатации электрических сетей энергосистем. СПб.: ПЭИПК, 2010.
23. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. М.: Изд. дом МЭИ, 2010.
24. Непомнящий В.А., Овсейчук В.А. Учет надежности электроснабжения при расчете тарифов // Новости ЭлектроТехники. 2010. № 4(64).
25. Непомнящий В.А., Овсейчук В.А., Епифанцев С.Н. Надежность в задачах развития, управления и эксплуатации электроэнергетических систем и электрических сетей в условиях рыночных отношений (методы, модели и практика расчетов). М.: ИИЦ ИПКгосслужбы, 2010.
26. Неуймин В.Г. Пособия по работе с программой RastrWin/ В.Г. Неуймин [Электронный ресурс] – Екатеринбург: «УПИ–Энерго», 2009.– 93 с.
27. Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015.
28. Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 2024 г;
29. Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. – М.: Минэнерго СССР, 1978. – 40 с.
30. Основы современной энергетики: учебник для вузов в 2 т. / под общ. ред. чл.–корр. РАН Е.А. Аметистова. М.: Изд. дом МЭИ, 2008.
31. Письмо Минстроя России от 22.03.2025 N 16169-ИФ/09 «Об индексах изменения сметной стоимости строительства на I квартал 2025 года» [Электронный ресурс] https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_472793/ (Дата обращения: 08.06.2025);
32. Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Переруб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 648 с.
33. Приказ Минэнерго России От 30.06.2003 № 277 Методические указания по устойчивости энергосистем.

34. Приказ от 28 февраля 2019 г. № 174 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы» // В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. N 823 "О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики" (с изменениями на 30 апреля 2020 г.). – 2019
35. Рапопорт А.Н., Кучеров Ю.Н. Новые технологии обеспечения надежности ЕНЭС в условиях формирующегося рынка электроэнергии: сб. Новые технологии для электрических сетей / Под ред. А.Н. Рапопорта, С.В. Серебрянникова. М.: Изд. дом МЭИ, 2006. С. 12–18.
36. 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, 2014.
37. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.
38. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 1999.
39. 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: 12.04.2022).
40. 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: 12.03.2022).
41. Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.

42. 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.
43. Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. <http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU Edition/7361.pdf>
44. Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов ПАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс] URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto_56947007-29.240.124-2012 (Дата обращения: 16.05.2025);
45. Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции: учебное пособие для высшего профессионального образования/ Ю.Д. Сибикин. – М.: Директ–Медиа, 2014. – 414 с.
46. СО 153– 34.20.118– 2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем: Москва: ФГУП НТЦ "Промышленная безопасность" – 2006 – 53 с. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.znaytovar.ru/gost/2/SO_15334201182003_Metodicheski.html.
47. Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
48. Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012– 392 с.
49. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро/ – М.: Изд-во МЭИ, 2005, 352 с.
50. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4– 750 кВ/ под ред. Е.Г. Гологорского – М.: ЭНАС, 2007 – 560 с.
51. СТО 34.01-21-004-2019. Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-

220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ. Стандарт организации; введен 2019-03-29. - ПАО «Россети», 2019. - 114 с.

52. СТО 56947007 - 25.040.30.309-2020. Корпоративный профиль МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС». Стандарт организации; введён 2020-10-05. - ПАО «ФСК ЕЭС», 2020. - 257 с.

53. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения. – введ. 2007-20-12. – Изд-во ао «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

54. Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2022–2027 годов.

55. Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2022 г;

56. Схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 2022 г;

57. Тарасов, В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем : моногр. / В. И. Тарасов; Отв. ред. Л.Ю. Анапольский. – Новосибирск : Наука, 2002. – 344 с.

58. Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> – 1.05.2023

59. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4–е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012–376 с.

60. Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 2013 – 368 с

61. Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2017. – 368 с.

62. Шевцов М. В. Передача дискретных сигналов между УРЗА по цифровым каналам связи // Релейщик. 2009. № 1.

63. Электробезопасность [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск :

Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 91 с. : ил. - Б. ц.;

64. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : метод. указания к самост. работе / Ю. В. Мясо-едов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 87 с. - Б. ц;

65. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии – Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8–е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2008. – 964 с.

66. Электроэнергетические системы и сети: учеб. пособие для бакалавриата и магистратуры / В. Я. Ушаков. – М : Издательство Юрайт, 2016. – 446 с. – Серия : Университеты России.

67. Васюра Ю.Ф., Глазырин М.А., Плешкова Т.А., и др. Оценка экономической целесообразности строительства высоковольтных линий электропередачи с применением проводов нового поколения. Известия вузов. Электромеханика. 2014. №3. С. 71-74.

68. Лопарев В.В., Образцов Ю.В. Об особенностях современных неизолированных проводов для воздушных линий электропередачи // [https:// elibrary.ru](https://elibrary.ru) Научная электронная библиотека [Электронный ресурс] URL: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_23120532_25081155.pdf (дата обращения: 5.06.2025)

ПРИЛОЖЕНИЕ А – Параметры существующего режима

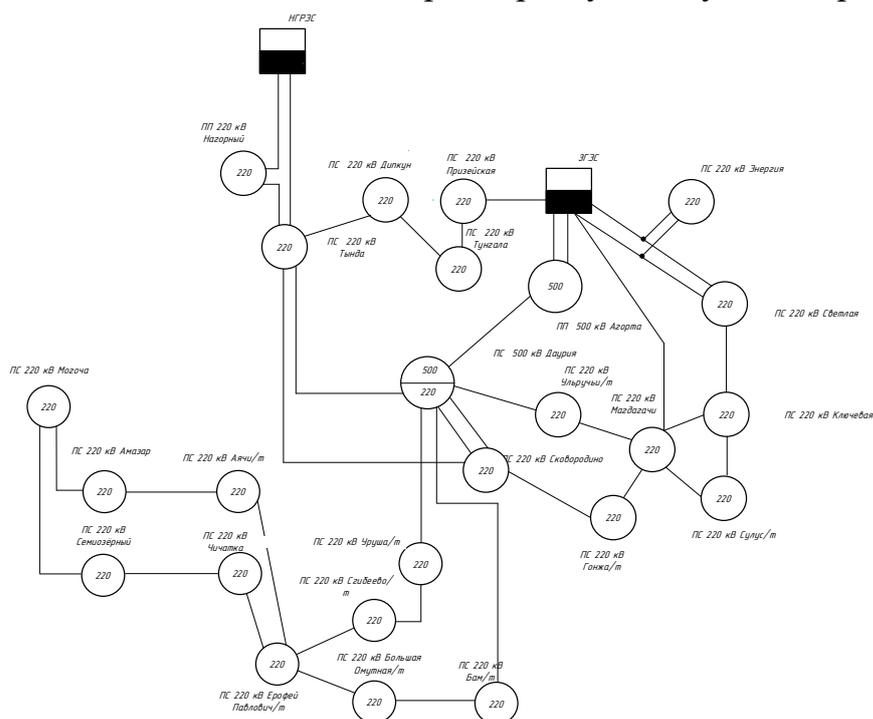


Рисунок А1 – Граф рассматриваемого эквивалента сети

Таблица А1 – Параметры узлов RastrWin3

Тип	Номер	Название	U ном	P _н	Q _н
1	2	3	4	5	6
Нагр	11001	1 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00
Нагр	11056501	2 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00
Нагр	11056500	1 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00
Нагр	11056	2 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00
Нагр	11002	НГРЭС_01	220	0,00	0,00
Нагр	11003	НГРЭС_02	220	0,00	0,00
Нагр	11004	НГРЭС_110_СШ1	110	0,00	0,00
Нагр	11080	НГРЭС_110_СШ2	110	0,00	0,00
Нагр	11005	НГРЭС_35	35	14,75	9,83
Ген	11006	ген.1	15,75	15,30	16,62
Ген	11007	ген.2	15,75	14,53	9,91
Ген	110160	ген.5	15,75	13,00	12,00
Ген	110150	ген.4	15,75	13,00	12,00
Ген	11008	ген.3	15,75	14,53	9,91
Нагр	1165	ПП НАГОРНЫЙ	220	0,00	0,00
Нагр	13149	ЭЛЬГАУГОЛЬ_110	110	22,50	11,25
Нагр	13148	ЭЛЬГАУГОЛЬ_220_02	220	0,00	0,00
Нагр	13147	ЭЛЬГАУГОЛЬ_220_01	220	0,00	0,00
Нагр	13146	ЭЛЬГАУГОЛЬ	220	0,00	0,00
Нагр	10040	Тында-35	35	24,89	2,99
Нагр	10331	Ключевая	35	6,76	2,80

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А1

1	2	3	4	5	6
Нагр	1001	1С ПС 220 кВ Тында	220	0,00	0,00
Ген	12058	2С ПС 220 кВ Тында	220	0,00	0,00
Нагр	10360	Энергия	35	11,98	6,25
Нагр	10370	Энергия	35	11,98	6,25
Нагр	10371	Светлая	35	8,16	3,19
Нагр	10350	СВЕТЛАЯ	110	6,25	2,57
Нагр	1051	Призейская_35	35	2,04	0,38
Ген	1050	ПРИЗЕЙСКАЯ	220	0,00	0,00
Нагр	1049	Тутаул_35	35	0,30	0,15
Нагр	1048	ТУТАУЛ	220	0,00	0,00
Нагр	1047	Дипкун_35	35	2,38	0,59
Нагр	1046	ДИПКУН	220	0,00	0,00
Нагр	1039	ЗГЭС_500 1СШ	500	0,00	0,00
Нагр	1038	ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	35,09	3,87
Нагр	1037	ЭНЕРГИЯ2	220	0,00	0,00
Нагр	1036	ЭНЕРГИЯ1	220	0,00	0,00
Нагр	1035	СВЕТЛАЯ	220	0,00	0,00
Нагр	1033	КЛЮЧЕВАЯ	220	0,00	0,00
Нагр	1032	СУЛУС-Т	220	29,81	14,91
Нагр	1031	МАГДАГАЧИ	220	22,40	17,70
Нагр	1030	ГОНЖА-Т	220	22,06	19,72
Нагр	13204	ТАЛДАН-Т2	220	20,02	11,28
Нагр	1029	ОТП. ТАЛДАН-Т2	220	0,00	0,00
Нагр	13203	ТАЛДАН-Т1	220	20,02	11,28
Нагр	1028	ОТП. ТАЛДАН-Т1	220	0,00	0,00
Нагр	1021	СКОВОРОДИНО_Т	220	27,14	31,19
Нагр	1017	СКОВОРОДИНО	220	0,00	0,00
Нагр	1010	Лопча_35	35	1,63	0,59
Нагр	1009	ЛОПЧА	220	0,00	0,00
Нагр	1008	Хорогочи_35	35	0,30	0,15
Нагр	1007	ХОРОГОЧИ	220	0,00	0,00
Нагр	1006	Тында_35_2	35	0,00	0,00
Нагр	1005	Тында_35_1	35	0,00	0,00
Нагр	1004	ТЫНДА_110	110	0,00	0,00
Нагр	1003	ТЫНДА_02	220	0,00	0,00
Нагр	1002	ТЫНДА_01	220	0,00	0,00
Нагр	1115	ПС 500 кВ Даурия	500	0,00	0,00
Нагр	111501	ПП АГОРТА	500	0,00	0,00
Нагр	1008500	Хорогочи_35 ШР	35	0,00	0,00
Нагр	1015500	Лопча_35ШР	35	0,00	0,00
Нагр	1015501	Лопча_35ШР	35	0,00	0,00
Нагр	11005500	НГРЭС_35	35	0,00	0,00

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А1

1	2	3	4	5	6
Нагр	1017500	СКОВОРОДИНО 2СШ	220	0,00	0,00
Нагр	1019500	СКОВОРОДИНО 110 2СШ	110	0,00	0,00
Нагр	1031500	МАГДАГАЧИ 2СШ	220	0,00	0,00
Нагр	1038500	ЗЕЙСКАЯ ГЭС 2СШ	220	0,00	0,00
Нагр	1038501	ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	0,00	0,00
Нагр	1039505	ЗГЭС_500_5	500	0,00	0,00
Нагр	1039504	ЗГЭС_500_4	500	0,00	0,00
Нагр	1039503	ЗГЭС_500_3	500	0,00	0,00
Нагр	1039502	ЗГЭС_500_2	500	0,00	0,00
Нагр	1039501	ЗГЭС_500_1	500	0,00	0,00
Нагр	1039500	ЗГЭС_500 2СШ	500	0,00	0,00
Нагр	1114	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	220	0,00	0,00

ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Расчет режима для варианта №1

Таблица Б1 – Параметры узлов и значение напряжений в нормальном режиме

Тип	Название	P _н	Q _н	P _г	Q _г	V	Delta
1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	Ключевая	0,00	0,00	0,00	0,00	222,28	-10,50
База	ЗГЭС-220	18,66	2,65	-958,24	-392,67	220,00	-11,14
Нагр	Магдагачи	19,81	7,92	0,00	0,00	223,01	-9,96
Ген	Сковородино	0,00	0,00	0,00	-5,00	228,35	-5,53
Ген	Тында	18,47	1,76	0,00	-5,00	223,13	4,77
Нагр	Светлая	66,67	15,81	0,00	0,00	219,84	-11,29
Нагр	отп.Энергия	0,00	0,00	0,00	0,00	219,91	-11,20
Нагр	Энергия-Т-2	14,44	4,81	0,00	0,00	219,88	-11,22
Нагр	Сковор.ср.т.АТ-2	0,00	0,00	0,00	0,00	245,51	-5,31
Нагр	Сгибеево-тяга	8,03	3,21	0,00	0,00	228,74	-8,69
Нагр	Нагорный	2,10	1,00	0,00	0,00	227,60	15,64
Ген	Могоча	0,00	0,00	0,00	43,39	237,00	-10,08
Нагр	Амазар	23,80	17,10	0,00	0,00	231,99	-10,17
Нагр	Сковор	40,45	10,20	0,00	0,00	115,30	-5,54
Нагр	ЗГЭС-500	0,00	0,00	0,00	0,00	486,54	-1,97
Нагр	ПП Агорта	0,00	0,00	0,00	0,00	494,08	-2,36
Нагр	ПП Агорта	0,00	0,00	0,00	0,00	494,12	-2,36
Нагр	ТындаР-1	0,00	0,00	0,00	0,00	37,08	3,89
Нагр	Сулус-т	26,37	10,55	0,00	0,00	222,20	-10,44

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б1

1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	Тында.ср.т.АТ-1	0,00	0,00	0,00	0,00	222,05	3,89
Нагр	Тында.ср.т.АТ-2	0,00	0,00	0,00	0,00	222,53	4,26
Нагр	Тында	14,98	3,98	0,00	0,00	113,35	3,99
Нагр	ТындаР-2	0,00	0,00	0,00	0,00	37,16	4,26
Нагр	Гонжа-т	16,76	6,70	0,00	0,00	223,82	-9,23
Нагр	Ульручы-т	15,98	6,39	0,00	0,00	227,05	-6,62
Нагр	Аячи-т	12,66	5,07	0,00	0,00	230,18	-9,62
Ген	ГГ-1	0,00	0,00	180,00	152,00	15,46	-5,47
Ген	ГГ-2	0,00	0,00	180,00	152,00	15,33	-6,21
Ген	ГГ-3	1,18	0,00	180,00	117,27	15,50	3,66
Ген	ГГ-4	0,00	0,00	180,00	113,97	15,50	3,86
Ген	ГГ-5	2,06	0,00	180,00	113,76	15,50	3,79
Ген	ГГ-6	0,00	0,00	180,00	125,24	15,50	3,28
Нагр	БАМ-т	23,94	9,58	0,00	0,00	228,30	-6,42
Нагр	Уруша-т	31,64	12,66	0,00	0,00	227,94	-7,96
Нагр	Б.Омутная	15,64	6,25	0,00	0,00	229,21	-8,86
Нагр	Дипкун	0,00	0,00	0,00	0,00	217,19	-0,06
Нагр	Ер.Павлович	13,59	5,44	0,00	0,00	229,53	-9,23
Ген	Призейская	0,00	0,00	0,00	-5,00	215,90	-5,21

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б1

1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	Тутаул	0,00	0,00	0,00	0,00	215,98	-1,87
Нагр	Талдан-т 2с	15,21	6,08	0,00	0,00	225,39	-7,95
Нагр	Дипкун	1,69	0,97	0,00	0,00	33,07	-0,02
Нагр	Энергия-Т-1	14,44	4,81	0,00	0,00	219,88	-11,22
Нагр	отп.Энергия	0,00	0,00	0,00	0,00	219,91	-11,20
Нагр	Призейск-35 Т-1	3,34	1,96	0,00	0,00	32,85	-5,64
Нагр	Тутаул	1,17	0,41	0,00	0,00	33,16	-1,96
Нагр	Талдан-т 1с	15,21	6,08	0,00	0,00	225,23	-8,17
Нагр	Сковород.-т	20,61	8,24	0,00	0,00	228,28	-5,56
Нагр	Ключевая Т-3	7,07	1,18	0,00	0,00	36,52	-12,96
Нагр	Чичатка-т	16,50	12,50	0,00	0,00	229,97	-9,63
Нагр	НГРЭС	16,30	9,00	0,00	0,00	38,71	30,76
Нагр	НГРЭС	0,00	0,00	0,00	0,00	233,90	31,47
Ген	НГРЭС-ТГ 3	11,58	11,81	170,00	86,29	15,80	28,40
Ген	НГРЭС-ТГ 2	12,77	11,91	170,00	27,27	15,80	35,13
Ген	НГРЭС-ТГ 1	11,38	11,61	170,00	27,11	15,80	35,10
Нагр	НГРЭС 110	0,00	0,00	0,00	0,00	120,84	31,47
Нагр	НГРЭС 220	0,00	0,00	0,00	0,00	235,49	24,44
Нагр	Семиозерный	16,50	13,80	0,00	0,00	231,86	-9,65
Нагр	ПС 500 кВ Даурия	0,00	0,00	0,00	0,00	504,52	-4,30
Нагр	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	0,00	0,00	0,00	0,00	228,50	-5,53

Продолжение Приложения Б

Таблица Б2 – Параметры узлов и значение напряжений в послеаварийном режиме

1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	Сгибеево-тяга	8,03	3,21	0,00	0,00	216,50	-16,34
Нагр	Нагорный	2,10	1,00	0,00	0,00	222,22	13,32
Ген	Могоча	0,00	0,00	0,00	66,50	228,47	-18,10
Нагр	Амазар	23,80	17,10	0,00	0,00	221,99	-18,59
Нагр	Сковор	40,45	10,20	0,00	0,00	108,89	-9,73
Нагр	ЗГЭС-500	0,00	0,00	0,00	0,00	476,55	-0,36
Нагр	ПП Агорта	0,00	0,00	0,00	0,00	478,72	-0,38
Нагр	ПП Агорта	0,00	0,00	0,00	0,00	478,72	-0,38
Нагр	ТындаР-1	0,00	0,00	0,00	0,00	35,64	1,02
Нагр	Сулус-т	26,37	10,55	0,00	0,00	217,30	-12,32
Нагр	Тында.ср.т.АТ-1	0,00	0,00	0,00	0,00	213,43	1,02
Нагр	Тында.ср.т.АТ-2	0,00	0,00	0,00	0,00	213,90	1,41
Нагр	Тында	14,98	3,98	0,00	0,00	108,95	1,12
Нагр	ТындаР-2	0,00	0,00	0,00	0,00	35,72	1,41
Нагр	Гонжа-т	16,76	6,70	0,00	0,00	216,62	-11,88
Нагр	Ульручы-т	15,98	6,39	0,00	0,00	215,69	-10,47
Нагр	Аячи-т	12,66	5,07	0,00	0,00	219,04	-18,30
Ген	ГГ-1	0,00	0,00	180,00	152,00	15,46	-5,47
Ген	ГГ-2	0,00	0,00	180,00	152,00	15,33	-6,21
Ген	ГГ-3	1,18	0,00	180,00	152,28	15,48	5,38

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б2

1	2	3	4	5	6	7	8
Ген	ГГ-4	0,00	0,00	180,00	150,02	15,50	5,58
Ген	ГГ-5	2,06	0,00	180,00	149,81	15,50	5,51
Ген	ГГ-6	0,00	0,00	180,00	152,28	15,41	5,02
Нагр	БАМ-т	23,94	9,58	0,00	0,00	215,69	-19,71
Нагр	Уруша-т	31,64	12,66	0,00	0,00	215,27	-14,44
Нагр	Б.Омутная	15,64	6,25	0,00	0,00	217,42	-18,48
Нагр	Дипкун	0,00	0,00	0,00	0,00	211,82	-2,16
Нагр	Ер.Павлович	13,59	5,44	0,00	0,00	217,92	-18,00
Ген	Призейская	0,00	0,00	0,00	-5,00	213,31	-6,40
Нагр	Тутаул	0,00	0,00	0,00	0,00	211,67	-3,67
Нагр	Талдан-т 2с	15,21	6,08	0,00	0,00	216,07	-11,24
Нагр	Дипкун	1,69	0,97	0,00	0,00	32,25	-2,13
Нагр	Энергия-Т-1	14,44	4,81	0,00	0,00	219,81	-11,24
Нагр	отп.Энергия	0,00	0,00	0,00	0,00	219,84	-11,23
Нагр	Призейск-35 Т-1	3,34	1,96	0,00	0,00	32,45	-6,85
Нагр	Тутаул	1,17	0,41	0,00	0,00	32,50	-3,76
Нагр	Талдан-т 1с	15,21	6,08	0,00	0,00	216,23	-11,36
Нагр	Сковород.-т	20,61	8,24	0,00	0,00	215,59	-9,75
Нагр	Ключевая Т-3	7,07	1,18	0,00	0,00	35,78	-14,76
Нагр	Чичатка-т	16,50	12,50	0,00	0,00	218,72	-18,18
Нагр	НГРЭС	16,30	9,00	0,00	0,00	38,58	28,67
Нагр	НГРЭС	0,00	0,00	0,00	0,00	233,11	29,39

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б2

1	2	3	4	5	6	7	8
Ген	НГРЭС-ТГ 3	11,58	11,81	170,00	109,17	15,80	26,25
Ген	НГРЭС-ТГ 2	12,77	11,91	170,00	35,57	15,80	33,05
Ген	НГРЭС-ТГ 1	11,38	11,61	170,00	35,54	15,80	33,02
Нагр	НГРЭС 110	0,00	0,00	0,00	0,00	120,44	29,38
Нагр	НГРЭС 220	0,00	0,00	0,00	0,00	233,11	22,26
Нагр	Семиозерный	16,50	13,80	0,00	0,00	221,22	-17,79
Нагр	ПС 500 кВ Даурия	0,00	0,00	0,00	0,00	468,99	-9,74
Нагр	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	0,00	0,00	0,00	0,00	215,73	-9,74

Продолжение Приложения Б

Таблица Б3 – Токовая нагрузка нормального режима

Название	I нач	I кон	I доп 25 ДДТН	I доп расч ДДТН	I/I доп ДДТН
1	2	3	4	5	6
Тында - Нагорный	532,58	536,74	710,00	600,00	89,46
НГРЭС 220 - Нагорный	542,08	542,07	710,00	600,00	90,35
Ключевая - Сулус-т	13,80	17,50	610,00	630,00	2,78
ЗГЭС-220 - отп. Энергия	103,99	104,11	798,00	1000,00	10,41
ЗГЭС-220 - Призейская	156,12	179,25	801,00	630,00	28,45
Магдагачи - Сулус-т	81,84	83,27	610,00	630,00	13,22
Магдагачи - Ключевая	53,70	55,87	801,00	1000,00	5,59
Магдагачи - Гонжа-т	111,16	110,49	610,00	630,00	17,64
Магдагачи - Талдан-т 1с	129,83	129,31	686,00	630,00	20,61
Тында - Дипкун	175,47	179,70	686,00	630,00	28,52
Светлая - Ключевая	57,08	41,80	798,00	1000,00	5,71
Амазар - Могоча	94,53	65,61	801,00	630,00	15,01
Аячи-т - Амазар	70,02	52,43	801,00	630,00	11,11
Чичатка-т - Семиозерный	44,56	14,79	801,00	630,00	7,07
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Тында	475,92	493,44	801,00	630,00	78,32
Талдан-т 1с - Ульручы-т	168,82	168,64	686,00	630,00	26,80
Талдан-т 2с - Сквородино	194,84	192,98	610,00	630,00	30,93
Призейская - Тутаул	167,73	174,47	801,00	630,00	27,69
Ер.Павлович - Аячи-т	88,88	83,64	801,00	630,00	14,11
Дипкун - Тутаул	172,19	171,41	686,00	630,00	27,33
Б.Омутная - Ер.Павлович	87,29	83,83	801,00	630,00	13,86
Сгибеево-тяга - Уруша-т	95,23	101,79	710,00	630,00	16,16

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б3

1	2	3	4	5	6
Ер.Павлович - Сгибеево-тяга	74,28	81,66	710,00	630,00	12,96
Тында - НГРЭС 220	570,87	574,79	710,00	600,00	95,80
отп.Энергия - Светлая	65,61	65,63	798,00	1000,00	6,56
отп.Энергия - Энергия-Т-2	39,73	39,94	0,00	0,00	0,00
БАМ-т - Б.Омутная	131,27	120,31	690,00	630,00	20,84
Сковородино - Сковород.-т	28,28	28,93	610,00	630,00	4,59
Сковородино - Сковород.-т	28,28	28,93	610,00	630,00	4,59
Ер.Павлович - Чичатка-т	46,58	38,17	801,00	630,00	7,39
ЗГЭС-220 - Магдагачи	69,46	52,66	921,00	1000,00	6,95
отп.Энергия - Энергия-Т-1	39,73	39,94	0,00	0,00	0,00
ЗГЭС-220 - отп.Энергия	105,75	105,87	798,00	1000,00	10,59
Светлая - отп.Энергия	67,38	67,37	798,00	1000,00	6,74
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - БАМ-т	185,39	183,90	690,00	630,00	29,43
Ульручы-т - СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	210,44	209,99	686,00	630,00	33,40
Гонжа-т - Талдан-т 2с	155,32	154,06	610,00	630,00	24,65
ЗГЭС-500 - ПП Агорта	218,79	130,30	1976,00	2000,00	10,94
ЗГЭС-500 - ПП Агорта	218,24	128,55	1976,00	1000,00	21,82
Сковородино - Тында	342,38	360,26	801,00	630,00	57,18
ПС 500 кВ Даурия - ПП Агорта	128,17	258,86	801,00	630,00	41,09
Могоча - Семиозерный	60,00	70,58	801,00	630,00	11,20
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Сковородино	104,27	104,95	801,00	630,00	16,66
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Сковородино	104,27	104,95	801,00	630,00	16,66
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Уруша-т	174,35	170,17	801,00	630,00	27,67

Продолжение Приложения Б

Таблица Б4 – Токовая нагрузка послеаварийного режима

Название узла	I нач	I кон	Идоп 25 ДДТН	Идоп расч ДДТН	I/I доп ДДТН
1	2	3	4	5	6
Тында - Нагорный	546,76	548,26	710,00	600,00	91,38
НГРЭС 220 - Нагорный	551,48	553,89	710,00	600,00	92,31
Ключевая - Сулус-т	37,36	41,40	610,00	630,00	6,57
ЗГЭС-220 - отп.Энергия	148,01	148,23	798,00	1000,00	14,82
ЗГЭС-220 - Призейская	124,13	156,25	801,00	630,00	24,80
Магдагачи - Сулус-т	39,84	38,43	610,00	630,00	6,32
Магдагачи - Ключевая	23,63	12,58	801,00	1000,00	2,36
Магдагачи - Гонжа-т	36,57	46,62	610,00	630,00	7,40
Магдагачи - Талдан-т 1с	45,18	61,01	686,00	630,00	9,68
Тында - Дипкун	143,06	140,79	686,00	630,00	22,71
Светлая - Ключевая	43,61	53,48	798,00	1000,00	5,35
Амазар - Могоча	120,34	94,97	0,00	0,00	0,00
Аячи-т - Амазар	77,66	56,49	801,00	630,00	12,33
Чичатка-т - Семиозерный	56,67	36,14	0,00	0,00	0,00
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Тында	514,29	524,08	801,00	630,00	83,19
Талдан-т 1с - Ульручы-т	85,65	92,65	686,00	630,00	14,71
Талдан-т 2с - Сковородино	108,00	114,47	610,00	630,00	18,17
Призейская - Тутаул	134,41	146,00	801,00	630,00	23,17
Ер.Павлович - Аячи-т	84,02	76,68	801,00	630,00	13,34
Дипкун - Тутаул	139,21	135,91	686,00	630,00	22,10
Б.Омутная - Ер.Павлович	104,46	104,09	801,00	630,00	16,58
Сгибеево-тяга - Уруша-т	235,36	240,40	710,00	630,00	38,16
Ер.Павлович - Сгибеево-тяга	213,78	219,33	710,00	630,00	34,81

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б4

1	2	3	4	5	6
Тында - НГРЭС 220	585,80	584,98	710,00	600,00	97,63
отп.Энергия - Светлая	108,86	109,21	798,00	1000,00	10,92
отп.Энергия - Энергия-Т-2	39,73	39,95	0,00	0,00	0,00
БАМ-т - Б.Омутная	67,86	63,46	690,00	630,00	10,77
Сковородино - Сковород.-т	28,68	29,26	610,00	630,00	4,64
Сковородино - Сковород.-т	28,68	29,26	610,00	630,00	4,64
Ер.Павлович - Чичатка-т	34,20	18,79	801,00	630,00	5,43
ЗГЭС-220 - Магдагачи	42,06	59,46	921,00	1000,00	5,95
отп.Энергия - Энергия-Т-1	39,73	39,95	0,00	0,00	0,00
ЗГЭС-220 - отп.Энергия	150,97	151,19	798,00	1000,00	15,12
Светлая - отп.Энергия	112,15	111,81	798,00	1000,00	11,22
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - БАМ-т	0,00	0,00	690,00	630,00	0,00
Ульручы-т - СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	126,11	128,54	686,00	630,00	20,40
Гонжа-т - Талдан-т 2с	69,55	75,88	610,00	630,00	12,05
ЗГЭС-500 - ПП Агорта	91,62	0,61	1976,00	2000,00	4,58
ЗГЭС-500 - ПП Агорта	91,67	0,61	1976,00	1000,00	9,17
Сковородино - Тында	369,80	381,99	801,00	630,00	60,63
ПС 500 кВ Даурия - ПП Агорта	0,00	0,00	801,00	630,00	0,00
Могоча - Семиозерный	84,07	92,23	801,00	630,00	14,64
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Сковородино	76,08	76,66	801,00	630,00	12,17
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Сковородино	76,08	76,66	801,00	630,00	12,17
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Уруша-т	315,77	311,08	801,00	630,00	50,12

ПРИЛОЖЕНИЕ В – Расчет режима для варианта №2

Таблица В1 – Параметры узлов и значение напряжений в нормальном режиме

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	6419	Ключевая	220	0,00	0,00	0,00	0,00	223,30
База	6420	ЗГЭС-220	220	18,66	2,65	-956,50	-426,06	220,00
Нагр	6421	Магдагачи	220	19,81	7,92	0,00	0,00	224,28
Ген	6422	Сковородино	220	0,00	0,00	0,00	-5,00	231,10
Ген	6423	Тында	220	18,47	1,76	0,00	-5,00	224,98
Нагр	6424	Светлая	220	66,67	15,81	0,00	0,00	219,88
Нагр	6428	отп.Энергия	220	0,00	0,00	0,00	0,00	219,93
Нагр	6429	Энергия-Т-2	220	14,44	4,81	0,00	0,00	219,89
Нагр	6433	Сковор.ср.т.АТ-2	220	0,00	0,00	0,00	0,00	248,48
Нагр	6526	Сгибеево-тяга	220	8,03	3,21	0,00	0,00	230,39
Нагр	6318	Нагорный	220	2,10	1,00	0,00	0,00	228,76
Ген	6589	Могоча	220	0,00	0,00	0,00	-47,81	237,00
Нагр	6588	Амазар	220	23,80	17,10	0,00	0,00	232,57
Нагр	6456	Сковор	110	40,45	10,20	0,00	0,00	116,70
Нагр	6460	ЗГЭС-500	500	0,00	0,00	0,00	0,00	489,22
Нагр	69	ПП Агорта	500	0,00	0,00	0,00	0,00	498,42
Нагр	70	ПП Агорта	500	0,00	0,00	0,00	0,00	498,48
Нагр	6463	ТындаР-1	35	0,00	0,00	0,00	0,00	37,39
Нагр	6465	Сулус-г	220	26,37	10,55	0,00	0,00	223,32
Нагр	6471	Тында.ср.т.АТ-1	220	0,00	0,00	0,00	0,00	223,91

Продолжение Приложения В

Продолжение таблицы В1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	6472	Тында.ср.г.АТ-2	220	0,00	0,00	0,00	0,00	224,39
Нагр	6473	Тында	110	14,98	3,98	0,00	0,00	114,30
Нагр	6474	ТындаР-2	35	0,00	0,00	0,00	0,00	37,47
Нагр	6477	Гонжа-т	220	16,76	6,70	0,00	0,00	225,44
Нагр	6478	Ульручы-т	220	15,98	6,39	0,00	0,00	229,54
Нагр	6485	Аячи-т	220	12,66	5,07	0,00	0,00	231,21
Ген	6487	ГГ-1	15,75	0,00	0,00	180,00	152,00	15,46
Ген	6488	ГГ-2	15,75	0,00	0,00	180,00	152,00	15,33
Ген	6489	ГГ-3	15,75	1,18	0,00	180,00	107,29	15,50
Ген	6490	ГГ-4	15,75	0,00	0,00	180,00	104,29	15,50
Ген	6491	ГГ-5	15,75	2,06	0,00	180,00	104,08	15,50
Ген	6492	ГГ-6	15,75	0,00	0,00	180,00	114,50	15,50
Нагр	6499	БАМ-т	220	23,94	9,58	0,00	0,00	230,85
Нагр	6501	Уруша-т	220	31,64	12,66	0,00	0,00	230,02
Нагр	6502	Б.Омутная	220	15,64	6,25	0,00	0,00	230,69
Нагр	6503	Дипкун	220	0,00	0,00	0,00	0,00	218,46
Нагр	6504	Ер.Павлович	220	13,59	5,44	0,00	0,00	230,74
Ген	6505	Призейская	220	0,00	0,00	0,00	-5,00	216,58
Нагр	6506	Тутаул	220	0,00	0,00	0,00	0,00	217,03
Нагр	6507	Талдан-т 2с	220	15,21	6,08	0,00	0,00	227,46
Нагр	8580	Дипкун	35	1,69	0,97	0,00	0,00	33,26
Нагр	6563	Энергия-Т-1	220	14,44	4,81	0,00	0,00	219,89
Нагр	6562	отп.Энергия	220	0,00	0,00	0,00	0,00	219,93

Продолжение Приложения В

Продолжение таблицы В1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	6514	Призейск-35 Т-1	35	3,34	1,96	0,00	0,00	32,95
Нагр	6583	Тутаул	35	1,17	0,41	0,00	0,00	33,32
Нагр	6582	Талдан-т 1с	220	15,21	6,08	0,00	0,00	227,22
Нагр	6591	Сковород.-т	220	20,61	8,24	0,00	0,00	231,04
Нагр	6592	Ключевая Т-3	35	7,07	1,18	0,00	0,00	36,68
Нагр	6584	Чичатка-т	220	16,50	12,50	0,00	0,00	230,31
Нагр	6389	НГРЭС	35	16,30	9,00	0,00	0,00	38,74
Нагр	6373	НГРЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00	234,07
Ген	6372	НГРЭС-ТГ 3	15,75	11,58	11,81	170,00	81,38	15,80
Ген	6371	НГРЭС-ТГ 2	15,75	12,77	11,91	170,00	25,49	15,80
Ген	6370	НГРЭС-ТГ 1	15,75	11,38	11,61	170,00	25,30	15,80
Нагр	6322	НГРЭС 110	110	0,00	0,00	0,00	0,00	120,93
Нагр	6321	НГРЭС 220	220	0,00	0,00	0,00	0,00	236,00
Нагр	6587	Семиозерный	220	16,50	13,80	0,00	0,00	230,83
Нагр	111115	ПС 500 кВ Даурия	500	0,00	0,00	0,00	0,00	519,02
Нагр	111114	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	220	0,00	0,00	0,00	0,00	231,27
Нагр	111117	ПС 500 кВ Могоча	500	0,00	0,00	0,00	0,00	523,28

Таблица В2 – Параметры узлов и значение напряжений в послеаварийном режиме

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	6419	Ключевая	220	0,00	0,00	0,00	0,00	222,87
База	6420	ЗГЭС-220	220	18,66	2,65	-960,25	-321,74	220,00

Продолжение Приложения В

Продолжение таблицы В2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	6421	Магдагачи	220	19,81	7,92	0,00	0,00	223,69
Ген	6422	Сковородино	220	0,00	0,00	0,00	-5,00	228,70
Ген	6423	Тында	220	18,47	1,76	0,00	-5,00	223,34
Нагр	6424	Светлая	220	66,67	15,81	0,00	0,00	219,86
Нагр	6428	отп. Энергия	220	0,00	0,00	0,00	0,00	219,92
Нагр	6429	Энергия-Т-2	220	14,44	4,81	0,00	0,00	219,89
Нагр	6433	Сковор.ср.т.АТ-2	220	0,00	0,00	0,00	0,00	245,89
Нагр	6526	Сгибеево-тяга	220	8,03	3,21	0,00	0,00	227,64
Нагр	6318	Нагорный	220	2,10	1,00	0,00	0,00	227,74
Ген	6589	Могоча	220	0,00	0,00	0,00	-21,66	237,00
Нагр	6588	Амазар	220	23,80	17,10	0,00	0,00	231,27
Нагр	6456	Сковор	110	40,45	10,20	0,00	0,00	115,48
Нагр	6460	ЗГЭС-500	500	0,00	0,00	0,00	0,00	476,55
Нагр	69	ПП Агорта	500	0,00	0,00	0,00	0,00	478,72
Нагр	70	ПП Агорта	500	0,00	0,00	0,00	0,00	478,72
Нагр	6463	ТындаР-1	35	0,00	0,00	0,00	0,00	37,12
Нагр	6465	Сулус-т	220	26,37	10,55	0,00	0,00	222,83
Нагр	6471	Тында.ср.т.АТ-1	220	0,00	0,00	0,00	0,00	222,27
Нагр	6472	Тында.ср.т.АТ-2	220	0,00	0,00	0,00	0,00	222,75
Нагр	6473	Тында	110	14,98	3,98	0,00	0,00	113,46
Нагр	6474	ТындаР-2	35	0,00	0,00	0,00	0,00	37,20
Нагр	6477	Гонжа-т	220	16,76	6,70	0,00	0,00	224,52
Нагр	6478	Ульручы-т	220	15,98	6,39	0,00	0,00	227,55

Продолжение Приложения В

Продолжение таблицы В2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	6485	Аячи-т	220	12,66	5,07	0,00	0,00	228,95
Ген	6487	ГГ-1	15,75	0,00	0,00	180,00	152,00	15,46
Ген	6488	ГГ-2	15,75	0,00	0,00	180,00	152,00	15,33
Ген	6489	ГГ-3	15,75	1,18	0,00	180,00	152,28	15,48
Ген	6490	ГГ-4	15,75	0,00	0,00	180,00	150,02	15,50
Ген	6491	ГГ-5	15,75	2,06	0,00	180,00	149,81	15,50
Ген	6492	ГГ-6	15,75	0,00	0,00	180,00	152,28	15,41
Нагр	6499	БАМ-т	220	23,94	9,58	0,00	0,00	225,89
Нагр	6501	Уруша-т	220	31,64	12,66	0,00	0,00	227,27
Нагр	6502	Б.Омутная	220	15,64	6,25	0,00	0,00	227,61
Нагр	6503	Дипкун	220	0,00	0,00	0,00	0,00	218,25
Нагр	6504	Ер.Павлович	220	13,59	5,44	0,00	0,00	228,08
Ген	6505	Призейская	220	0,00	0,00	0,00	-5,00	216,98
Нагр	6506	Тутаул	220	0,00	0,00	0,00	0,00	217,14
Нагр	6507	Талдан-т 2с	220	15,21	6,08	0,00	0,00	226,04
Нагр	8580	Дипкун	35	1,69	0,97	0,00	0,00	33,23
Нагр	6563	Энергия-Т-1	220	14,44	4,81	0,00	0,00	219,88
Нагр	6562	отп.Энергия	220	0,00	0,00	0,00	0,00	219,92
Нагр	6514	Призейск-35 Т-1	35	3,34	1,96	0,00	0,00	33,01
Нагр	6583	Тутаул	35	1,17	0,41	0,00	0,00	33,34
Нагр	6582	Талдан-т 1с	220	15,21	6,08	0,00	0,00	225,86
Нагр	6591	Сковород.-т	220	20,61	8,24	0,00	0,00	228,63

Продолжение Приложения В

Продолжение таблицы В2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	6592	Ключевая Т-3	35	7,07	1,18	0,00	0,00	36,61
Нагр	6584	Чичатка-т	220	16,50	12,50	0,00	0,00	227,97
Нагр	6389	НГРЭС	35	16,30	9,00	0,00	0,00	38,71
Нагр	6373	НГРЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00	233,92
Ген	6372	НГРЭС-ТГ 3	15,75	11,58	11,81	170,00	85,71	15,80
Ген	6371	НГРЭС-ТГ 2	15,75	12,77	11,91	170,00	27,06	15,80
Ген	6370	НГРЭС-ТГ 1	15,75	11,38	11,61	170,00	26,90	15,80
Нагр	6322	НГРЭС 110	110	0,00	0,00	0,00	0,00	120,85
Нагр	6321	НГРЭС 220	220	0,00	0,00	0,00	0,00	235,55
Нагр	6587	Семиозерный	220	16,50	13,80	0,00	0,00	229,03
Нагр	111115	ПС 500 кВ Даурия	500	0,00	0,00	0,00	0,00	514,25
Нагр	111114	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	220	0,00	0,00	0,00	0,00	228,85
Нагр	111117	ПС 500 кВ Могоча	500	0,00	0,00	0,00	0,00	521,27

Продолжение Приложения В

Таблица В3 – Токовая нагрузка нормального режима

Название ветви	I нач, А	I кон, А	Аварийный допустимый I, А	Длительно допустимый I, А	Отношение длительного к максимальному, %
Тында - Нагорный	529,97	534,75	710,00	600,00	89,12
НГРЭС 220 - Нагорный	540,55	540,01	710,00	600,00	90,09
Ключевая - Сулус-т	17,05	18,42	610,00	630,00	2,92
ЗГЭС-220 - отп. Энергия	99,52	99,59	798,00	1000,00	9,96
ЗГЭС-220 - Призейская	157,75	179,22	801,00	630,00	28,45
Магдагачи - Сулус-т	86,42	88,43	610,00	630,00	14,04
Магдагачи - Ключевая	57,46	61,08	801,00	1000,00	6,11
Магдагачи - Гонжа-т	120,72	118,92	610,00	630,00	19,16
Магдагачи - Талдан-т 1с	139,64	137,09	686,00	630,00	22,16
Тында - Дипкун	177,04	182,63	686,00	630,00	28,99
Светлая - Ключевая	70,04	51,35	798,00	1000,00	7,00
Амазар - Могоча	98,65	79,28	801,00	630,00	15,66
Аячи-т - Амазар	39,94	18,20	801,00	630,00	6,34
Чичатка-т - Семиозерный	34,91	33,92	801,00	630,00	5,54
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Тында	471,97	491,32	801,00	630,00	77,99
Талдан-т 1с - Ульручы-т	177,57	176,30	686,00	630,00	28,19
Талдан-т 2с - Сковородино	203,78	200,56	610,00	630,00	32,35
Призейская - Тутаул	169,49	175,32	801,00	630,00	27,83
Ер.Павлович - Аячи-т	43,27	36,36	801,00	630,00	6,87
Дипкун - Тутаул	173,84	173,57	686,00	630,00	27,59
Б.Омутная - Ер.Павлович	45,35	43,02	801,00	630,00	7,20
Сгибеево-тяга - Уруша-т	54,22	60,11	710,00	630,00	9,54
Ер.Павлович - Сгибеево-тяга	32,94	40,10	710,00	630,00	6,37
Тында - НГРЭС 220	568,13	573,13	710,00	600,00	95,52

Продолжение Приложения В

Продолжение таблицы В3

отп.Энергия - Светлая	61,77	61,60	798,00	1000,00	6,18
отп.Энергия - Энергия-Т-2	39,73	39,94	0,00	0,00	0,00
БАМ-т - Б.Омутная	89,53	82,62	690,00	630,00	14,21
Сковородино - Сковород.-т	28,22	28,89	610,00	630,00	4,59
Сковородино - Сковород.-т	28,22	28,89	610,00	630,00	4,59
Ер.Павлович - Чичатка-т	11,77	21,27	801,00	630,00	3,38
ЗГЭС-220 - Магдагачи	83,98	62,52	921,00	1000,00	8,40
отп.Энергия - Энергия-Т-1	39,73	39,94	0,00	0,00	0,00
ЗГЭС-220 - отп.Энергия	101,17	101,24	798,00	1000,00	10,12
Светлая - отп.Энергия	63,25	63,41	798,00	1000,00	6,34
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - БАМ-т	145,76	145,09	690,00	630,00	23,14
Ульручы-т - СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	218,83	217,87	686,00	630,00	34,74
Гонжа-т - Талдан-т 2с	164,69	162,37	610,00	630,00	26,14
ЗГЭС-500 - ПП Агорта	255,04	164,94	1976,00	2000,00	12,75
ЗГЭС-500 - ПП Агорта	254,32	162,99	1976,00	1000,00	25,43
Сковородино - Тында	339,51	358,71	801,00	630,00	56,94
ПС 500 кВ Даурия - ПП Агорта	111,33	327,93	801,00	630,00	52,05
Могоча - Семиозерный	73,85	77,18	801,00	630,00	12,25
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Ско- вородино	114,41	115,09	801,00	630,00	18,27
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Ско- вородино	114,41	115,09	801,00	630,00	18,27
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Уруша-т	134,92	133,51	801,00	630,00	21,42
ПС 500 кВ Могоча - ПС 500 кВ Даурия	100,20	160,76	1976,00	2000,00	8,04

Продолжение Приложения В

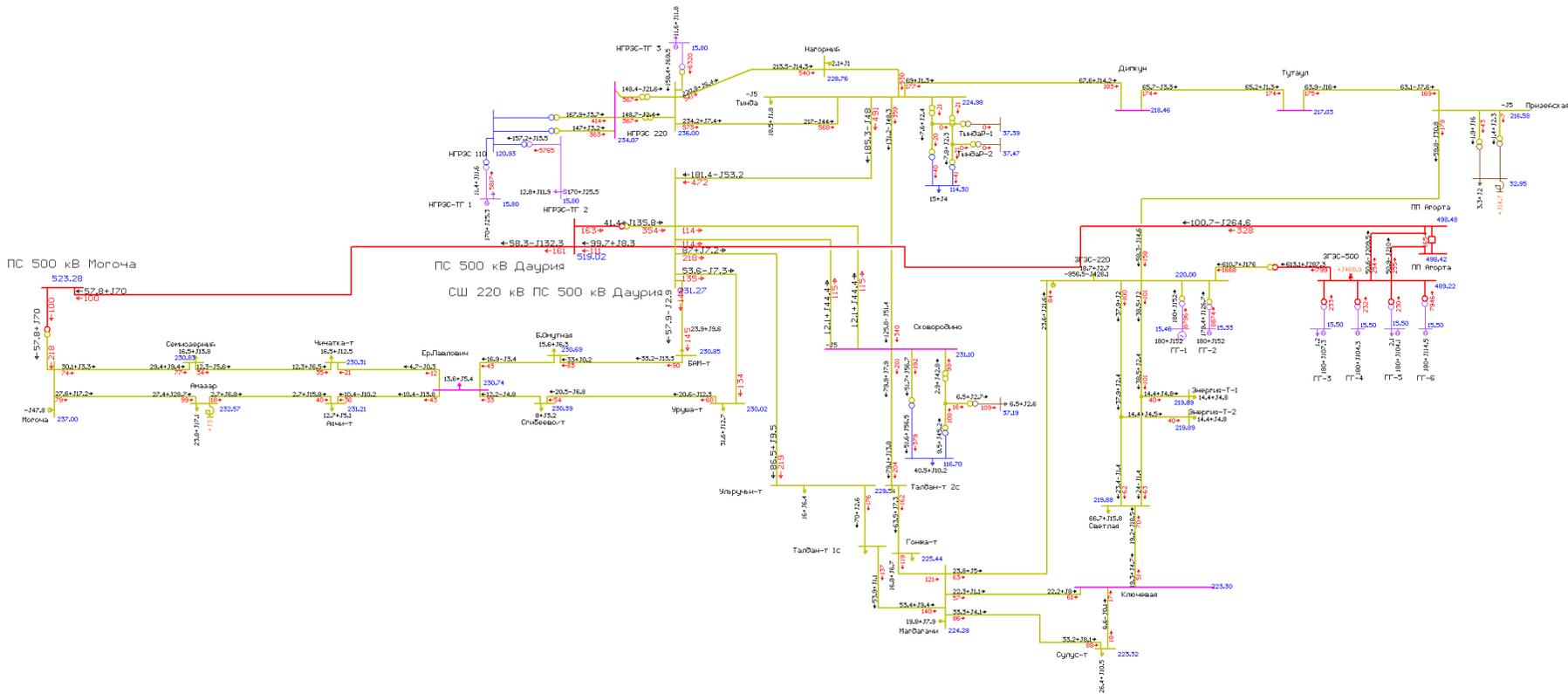


Рисунок В1 – Схема потокораспределения нормального режима

Продолжение Приложения В

Таблица В4 – Токовая нагрузка послеаварийного режима

Название ветви	I нач, А	I кон, А	Аварийный допустимый I, А	Длительно допустимый I, А	Отношение длительного к максимальному, %
Тында - Нагорный	532,30	536,54	710,00	600,00	89,42
НГРЭС 220 - Нагорный	541,90	541,83	710,00	600,00	90,32
Ключевая - Сулус-т	32,04	30,72	610,00	630,00	5,09
ЗГЭС-220 - отп.Энергия	146,78	146,77	798,00	1000,00	14,68
ЗГЭС-220 - Призейская	107,47	130,85	801,00	630,00	20,77
Магдагачи - Сулус-т	43,01	49,05	610,00	630,00	7,79
Магдагачи - Ключевая	13,95	29,28	801,00	1000,00	2,93
Магдагачи - Гонжа-т	37,62	27,08	610,00	630,00	5,97
Магдагачи - Талдан-т 1с	56,26	41,05	686,00	630,00	8,93
Тында - Дипкун	126,27	133,33	686,00	630,00	21,16
Светлая - Ключевая	79,32	53,04	798,00	1000,00	7,93
Амазар - Могоча	126,46	107,71	801,00	630,00	20,07
Аячи-т - Амазар	62,76	44,68	801,00	630,00	9,96
Чичатка-т - Семиозерный	56,06	53,46	801,00	630,00	8,90
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Тында	503,92	521,17	801,00	630,00	82,73
Талдан-т 1с - Ульручы-т	83,81	78,68	686,00	630,00	13,30
Талдан-т 2с - Скородино	106,71	99,71	610,00	630,00	16,94
Призейская - Тутаул	118,34	124,71	801,00	630,00	19,80
Ер.Павлович - Аячи-т	50,01	40,97	801,00	630,00	7,94
Дипкун - Тутаул	122,46	122,56	686,00	630,00	19,45
Б.Омутная - Ер.Павлович	102,96	102,61	801,00	630,00	16,34
Сгибеево-тяга - Уруша-т	157,15	161,22	710,00	630,00	25,59
Ер.Павлович - Сгибеево-тяга	135,61	140,00	710,00	630,00	22,22
Тында - НГРЭС 220	570,56	574,61	710,00	600,00	95,77
отп.Энергия - Светлая	109,71	109,45	798,00	1000,00	10,97

Продолжение Приложения В

Продолжение таблицы В4

отп.Энергия - Энергия-Т-2	39,73	39,94	0,00	0,00	0,00
БАМ-т - Б.Омутная	67,31	62,69	690,00	630,00	10,68
Сковородино - Сковород.-т	28,28	28,93	610,00	630,00	4,59
Сковородино - Сковород.-т	28,28	28,93	610,00	630,00	4,59
Ер.Павлович - Чичатка-т	10,59	17,25	801,00	630,00	2,74
ЗГЭС-220 - Магдагачи	85,10	53,81	921,00	1000,00	8,51
отп.Энергия - Энергия-Т-1	39,73	39,94	0,00	0,00	0,00
ЗГЭС-220 - отп.Энергия	149,76	149,74	798,00	1000,00	14,98
Светлая - отп.Энергия	112,43	112,67	798,00	1000,00	11,27
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - БАМ-т	0,00	0,00	690,00	630,00	0,00
Ульручы-т - СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	123,05	120,71	686,00	630,00	19,53
Гонжа-т - Талдан-т 2с	71,38	63,96	610,00	630,00	11,33
ЗГЭС-500 - ПП Агорта	91,62	0,61	1976,00	2000,00	4,58
ЗГЭС-500 - ПП Агорта	91,67	0,61	1976,00	1000,00	9,17
Сковородино - Тында	361,98	379,70	801,00	630,00	60,27
ПС 500 кВ Даурия - ПП Агорта	0,00	0,00	801,00	630,00	0,00
Могоча - Семиозерный	95,84	99,05	801,00	630,00	15,72
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Сковородино	116,27	116,94	801,00	630,00	18,56
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Сковородино	116,27	116,94	801,00	630,00	18,56
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Уруша-т	238,04	235,43	801,00	630,00	37,78
ПС 500 кВ Могоча - ПС 500 кВ Даурия	102,45	185,05	1976,00	2000,00	9,25

Окончательный выбор варианта сети.

$$601.99 + 16.42 \cdot \left[\frac{(1 + 0.06)^{30} - 1}{0.06 \cdot (1 + 0.06)^{30}} \right] = 828.009$$

$$638.55 + 20.97 \cdot \left[\frac{(1 + 0.06)^{30} - 1}{0.06 \cdot (1 + 0.06)^{30}} \right] = 927.199$$

$$601.99 - 738.37 = -136.38$$

$$927.20 - 828.01 = 99.19$$

$$\frac{(927.20 - 828.01)}{927.20} \cdot 100 = 10.698$$

$$k_{\text{зон}} := 1.5$$

$$k_{\text{инф}} := 6.4$$

Капитальные вложения

Распределительные устройства

$$K_{\text{ру.сумм}} := 56.89 = 56.89 \text{ млн. руб.}$$

$$K_{\text{ру.сумм.инф}} := k_{\text{зон}} \cdot k_{\text{инф}} \cdot K_{\text{ру.сумм}} = 546.144 \text{ млн. руб.}$$

Постоянные вложения

$$K_{\text{пост}} := 4.38$$

$$K_{\text{пост.}} := k_{\text{зон}} \cdot k_{\text{инф}} \cdot K_{\text{пост}} = 42.048 \text{ млн. руб.}$$

Капитальные вложения в п.с.

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ру.сумм.инф}} = 550.524 \text{ млн. руб.}$$

$$\frac{K_{\text{пс}}}{5} = 110.105$$

Продолжение Приложения Г

Амортизационные издержки

$$I_{\text{ам.пс}} := 16.42 \cdot (k_{\text{зон}} \cdot k_{\text{инф}}) = 157.632 \text{ млн. руб.}$$

Стоимость потерь

$$\Delta W_{\text{тр}} := 120 \quad C_W := 5.4$$

$$I_{W.\text{млн}} := \frac{I_W}{1000} = 0.648 \text{ млнруб}$$

Расчет эксплуатационных издержек

Затраты на эксплуатацию

$$a_{\text{пс}} := 0.078 \quad K_{\text{пс}} = 550.524$$

$$I_{\text{эксп}} := 1.5 \cdot 1.4 \cdot 16.42 = 34.482 \text{ млн. руб.}$$

$$P_{\text{эффективная}} := 800 \quad \text{кВт} \quad C_W := 5.4 \text{ руб. за кВт}$$

$$T := 360 \cdot 24 = 8.64 \times 10^3 \text{ часов}$$

Полезно отпущенная электроэнергия потребителю за год

$$W := P_{\text{эффективная}} \cdot T = 6.912 \times 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$W_{\text{млн}} := \frac{W}{1000} = 6.912 \times 10^3 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$O_{\text{пт}} := W \cdot C_W = 3.732 \times 10^7 \text{ руб (за год)}$$

$$O_{\text{пт.млн}} := \frac{O_{\text{пт}}}{100000} = 373.248 \text{ млнруб (за год)}$$

$$\frac{K_{\text{пс}}}{5} = 110.105$$

Продолжение Приложения Г

Срок инвестиционных вложений 5 лет, определяем прибыль от реализации

$$\Pi_{\text{ст}} := O_{\text{рт.млн}} - I_{\text{эксп}} - I_{\text{ам.пс}} = 181.134 \quad \text{млн. руб.}$$

Ежегодные отчисления налога на прибыль

$$H_t := 0.24\Pi_{\text{ст}} = 43.472 \quad \text{млнруб}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Д – Выбор оборудования

Исходные данные:

периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени:

$$I_{п0} := 9.3 \quad \text{кА}$$

$$i_{уд} := \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot 1.75 = 23.016 \quad \text{кА}$$

$$i_a := \sqrt{2} \cdot \frac{31.5}{100} \cdot 50 = 22.274$$

$$U_{220} := 220 \quad \text{кВ}$$

Максимальный ток:

$$I_{рабтах} := 700 \quad \text{А}$$

Проверка выключателей

номинальное напряжение:

$$U_{ном220} := 220 \quad \text{кВ}$$

номинальный ток:

$$I_{ном} := 1600 \quad \text{А}$$

амплитудное значение сквозного тока аппарата:

$$i_{прскв} := 102 \quad \text{кА}$$

время отключения выключателя на РУ 220 кВ:

$$t_{откл} := 3 \quad \text{с.}$$

номинальный ток отключения:

$$I_{отклном} := 50 \quad \text{кА}$$

По номинальному напряжению:

$$U_{220} \leq U_{ном220} = 1$$

По номинальному току:

$$I_{рабтах} \leq I_{ном} = 1$$

По динамической устойчивости:

$$i_{прскв} \geq i_{уд} = 1 \quad i_{уд} = 23.016$$

Продолжение Приложения Д

По термической устойчивости:

постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ:

$$T_a := 0.02 \text{ с.}$$

$$W_k := I_{п0}^2 \cdot 3 = 259.47 \quad \text{кА}^2\text{с} \quad I_{п0} = 9.3$$

Возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$\beta_{\text{норм}} := 40 \quad \%$$

$$i_{\text{аном}} := \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{норм}}}{100} \cdot I_{\text{отклном}} = 28.284 \quad \text{кА}$$

$$i_{\text{аном}} \geq i_a = 1 \quad i_a = 22.274$$

Выбор трансформаторов тока

номинальная мощность ТТ:

$$S_{2\text{ном}220} := 200 \text{ ВА}$$

вторичный ток ТТ:

$$I_2 := 5 \text{ А}$$

$$Z_{2\text{ном}220} := \frac{S_{2\text{ном}220}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2} = 4.619 \text{ Ом}$$

сопротивление контактов:

$$R_{\text{конт}} := 0.05 \text{ Ом}$$

Нагрузка вторичной обмотки:

мощность приборов:

$$S_{\text{приб}} := 10 \text{ ВА}$$

$$R_{\text{приб}} := \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = 0.4 \text{ Ом}$$

удельное сопротивление материала:

$$\rho_2 := 0.0283$$

длина материала:

$$l_{220} := 200 \text{ м}$$

максимальное сопротивление проводника:

Продолжение Приложения Д

$$R_{\text{прпред}} := Z_{2\text{ном}220} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}} = 4.169 \quad \text{Ом}$$

$$q_{2\text{расч}110} := \frac{\rho_2 \cdot l_{220}}{R_{\text{прпред}}} = 1.358$$

Выбираем провод АКРНГ с сечением 4 мм²

$$q_{220} := 4$$

Сопротивление провода:

$$R_{\text{пр}220} := \frac{\rho_2 \cdot l_{220}}{q_{220}} = 1.358 \quad \text{Ом}$$

$$R_{\text{приб}} = 0.4$$

$$R_{\text{пр}220} = 1.358$$

$$Z_{220} := R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}220} + R_{\text{конт}} = 1.808$$

$$R_{\text{конт}} = 0.05$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж – Расчет токов КЗ

Таблица Ж1 – Узлы/Несим/ИД

Название	U ном
1	2
Ключевая	220
ЗГЭС-220	220
Магдагачи	220
Сковородино	220
Тында	220
Светлая	220
отп. Энергия	220
Энергия-Т-2	220
Сковор.ср.т.АТ-2	220
Сгибеево-тяга	220
Нагорный	220
Могоча	220
Амазар	220
Сковор	110
ЗГЭС-500	500
ПП Агорта	500
ПП Агорта	500
Сулус-т	220
Тында.ср.т.АТ-1	220
Тында.ср.т.АТ-2	220
Тында	110
Гонжа-т	220
Ульручы-т	220
Аячи-т	220
ГГ-1	15,75
ГГ-2	15,75
ГГ-3	15,75
ГГ-4	15,75
ГГ-5	15,75
ГГ-6	15,75
БАМ-т	220
Уруша-т	220
Б.Омутная	220
Дипкун	220
Ер.Павлович	220
Призейская	220
Тутаул	220

Продолжение Приложения Ж

Продолжение таблицы Ж1

Название	U ном
Талдан-т 2с	220
Энергия-Т-1	220
отп.Энергия	220
Талдан-т 1с	220
Сковород.-т	220
Чичатка-т	220
НГРЭС	220
НГРЭС-ТГ 3	15,75
НГРЭС-ТГ 2	15,75
НГРЭС-ТГ 1	15,75
НГРЭС 110	110
НГРЭС 220	220
Семиозерный	220
ПС 500 кВ Даурия	500
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	220

Таблица Ж2 – Ветви/Несим/ИД

Название	R	X	G	B
1	2	3	4	5
Тында - Нагорный	10,09	45,12	0,00	-278,22
НГРЭС 220 - Нагорный	8,40	37,75	0,00	-231,48
Ключевая - Сулус-т	2,39	8,38	0,00	-52,61
ЗГЭС-220 - отп.Энергия	0,33	1,48	0,00	-9,15
ЗГЭС-220 - ГГ-1	0,48	29,13	1,64	8,82
ЗГЭС-220 - ГГ-2	0,52	25,16	1,84	4,48
ЗГЭС-220 - Призейская	17,29	77,28	0,00	-476,45
Магдагачи - Сулус-т	3,93	13,63	0,00	-85,71
Магдагачи - Ключевая	5,14	22,97	0,00	-141,63
Магдагачи - Гонжа-т	3,38	15,11	0,00	-93,19
Магдагачи - Талдан-т 1с	9,23	31,52	0,00	-198,45
Сковородино - Сковор.ср.т.АТ-2	1,71	100,80	0,61	2,69
Тында - Дипкун	13,89	62,05	0,00	-382,48
Светлая - Ключевая	10,57	47,21	0,00	-291,09
Амазар - Могоча	8,19	35,30	0,00	-224,52
Аячи-т - Амазар	6,13	26,39	0,00	-167,87
Чичатка-т - Семиозерный	8,38	36,08	0,00	-229,52
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Тында	5,59	48,19	0,00	-550,07
Талдан-т 1с - Ульручьи-т	6,05	21,07	0,00	-132,40
Талдан-т 2с - Сковородино	6,52	29,12	0,00	-179,52

Продолжение Приложения Ж

Продолжение таблицы Ж2

1	2	3	4	5
Призейская – Тутаул	9,22	41,47	0,00	-256,07
Ер.Павлович – Аячи-т	2,49	11,12	0,00	-68,59
Дипкун – Тутаул	5,11	22,82	0,00	-140,71
Б.Омутная – Ер.Павлович	2,25	10,05	0,00	-61,95
Сгибеево-тяга – Уруша-т	3,85	17,20	0,00	-106,02
Ер.Павлович – Сгибеево-тяга	3,76	16,82	0,00	-103,68
НГРЭС – НГРЭС 110	0,47	0,00	0,00	0,00
НГРЭС – НГРЭС 110	0,41	0,00	0,00	0,00
НГРЭС 220 – НГРЭС	0,49	45,37	0,00	8,82
НГРЭС 220 – НГРЭС	0,60	45,37	0,00	8,13
НГРЭС 110 – НГРЭС-ТГ 1	0,15	5,88	0,00	0,00
НГРЭС 110 – НГРЭС-ТГ 2	0,15	5,98	0,00	0,00
НГРЭС 220 – НГРЭС-ТГ 3	0,64	25,28	0,00	0,00
Тында – НГРЭС 220	17,31	77,36	0,00	-476,97
отп.Энергия – Светлая	0,64	2,87	0,00	-17,72
отп.Энергия – Энергия-Т-2	0,25	0,87	0,00	-5,45
БАМ-т – Б.Омутная	9,86	44,06	0,00	-271,63
Сковородино – Сковород.-т	0,50	2,23	0,00	-13,74
Сковородино – Сковород.-т	0,50	2,23	0,00	-13,74
Ер.Павлович – Чичатка-т	5,04	22,53	0,00	-138,92
ЗГЭС-220 – Магдагачи	9,69	53,68	0,00	-353,09
отп.Энергия – Энергия-Т-1	0,26	0,88	0,00	-5,53
ЗГЭС-220 – отп.Энергия	0,33	1,49	0,00	-9,18
Светлая – отп.Энергия	0,61	2,75	0,00	-17,05
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия – БАМ-т	2,48	10,87	0,00	-67,03
Ульручы-т – СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	3,42	12,05	0,00	-75,66
Гонжа-т – Талдан-т 2с	4,29	19,18	0,00	-118,25
Тында.ср.т.АТ-2 – ТындаР-2	8,01	225,06	0,00	0,00
Тында.ср.т.АТ-2 – Тында	3,33	31,68	0,00	0,00
Тында.ср.т.АТ-1 – Тында	0,80	-10,41	0,00	0,00
Тында.ср.т.АТ-1 – ТындаР-1	6,29	181,73	0,00	0,00
ЗГЭС-500 – ЗГЭС-220	1,09	57,69	1,13	4,31
ЗГЭС-500 – ПП Агорта	2,54	27,09	0,00	-330,06
ЗГЭС-500 – ПП Агорта	2,57	27,44	0,00	-334,63
ЗГЭС-500 - ПГ-3	2,36	139,48	0,47	1,11
ЗГЭС-500 - ПГ-4	2,72	143,70	0,83	3,20
ЗГЭС-500 - ПГ-5	2,75	143,70	0,87	4,45
ЗГЭС-500 - ПГ-6	2,27	129,45	0,44	1,86
Сковородино – Тында	14,60	65,27	0,00	-402,39

Продолжение Приложения Ж

Продолжение таблицы Ж2

1	2	3	4	5
ПС 500 кВ Даурия - ПП Агорта	9,33	85,06	0,00	-1089,37
Могоча - Семиозерный	44,50	18,62	0,00	-118,38
ПС 500 кВ Даурия - СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	0,84	59,88	0,00	0,00
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Сковородино	0,14	0,82	0,00	-5,29
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Сковородино	0,14	0,82	0,00	-5,29
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Уруша-т	7,11	31,76	0,00	-195,81
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - Могоча	27,80	120,10	0,00	-752,00

Таблица Ж3 – Максимальные токи к.з. ПС 500 кВ Даурия

Точка КЗ	Расчетный уровень ТКЗ, в кА	
	3х-фазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА
ПС 500 кВ Даурия РУ 500 кВ	3,15	2,9
ПС 500 кВ Даурия РУ 220 кВ	9,3	8,1