

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: Проектирование развития электрической сети Хабаровского края в связи с подключением переключательного пункта Нерген для обеспечения электроэнергией потребителей ООО «Амур минералс» с применением инновационного оборудования

Исполнитель

студент группы 142-ом

подпись, дата

К.Д. Смоленский

Руководитель

профессор, канд. техн.
наук, доцент

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Руководитель

научного содержания
программы магистратуры
профессор, докт. техн.
наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

старший преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Рецензент

подпись, дата

Благовещенск 2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Смоленского Константина Дмитриевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование развития электрической сети Хабаровского края в связи с подключением переключательного пункта Нерген для обеспечения электроэнергией потребителей ООО «Амур минералс» с применением инновационного оборудования _____

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Хабаровского РДУ, контрольные замеры зимнего и летнего периода ПАО «ФСК ЕЭС» ХПМЭС, схемы потокораспределения Хабаровских электрических сетей

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Разработка оптимальной схемы подключения Малмыжского месторождения к электрической сети с применением инновационных разработок в области электросетевого комплекса. Расчёт и анализ установившихся режимов в ПВК Rastr Win 3

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 2 листа графической части, 60 таблиц, 15 рисунков, программные продукты RastrWin3, MathCad

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

7. Дата выдачи задания 03.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, декан профессор, кандидат технических наук.

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

Задание принял к исполнению (дата): 03.04.2023

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 183 с., 15 рисунков, 85 формул, 60 таблиц, 51 источник.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РЕЖИМ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ЭЛЕГАЗОВЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РАЦИОНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ДЛИТЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫЙ ТОК, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД

Целью диссертации является проектирование электрической сети Хабаровского края в связи с подключением переключательного пункта 500 кВ Нерген для обеспечения электроэнергией потребителей ООО «Амур минералс».

Были проведены расчеты режимов электрической сети при помощи программного комплекса RastrWin. Был выполнен прогноз нагрузок, выбрано необходимое оборудование и оценено соответствие пропускной способности сети, уровней напряжения в узлах и потерь мощности в различных режимах.

Также был выбран элегазовый выключатель, определена схема его установки в распределительном устройстве, и рассмотрена эксплуатация выключателя.

На основе метода расчета экономической эффективности был выбран оптимальный вариант электрической сети ПП 500 кВ Нерген. В экономической части диссертации были произведены расчеты затрат на строительство ПП 500 кВ Нерген.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	5
Введение	6
1 Анализ электроэнергетической системы района проектирования	12
1.1 Климатическая характеристика Хабаровского края	12
1.2 Структурный анализ электроэнергетической системы района	15
1.2.1 Характеристика источников питания.	16
1.2.2 Анализ существующего баланса электрической энергии и мощности	18
1.2.3 Структурный анализ ПС в районе размещения проектируемых объектов	20
1.2.4 Структурный анализ ЛЭП в районе размещения проектируемых объектов	23
2 Анализ схемно-режимной ситуации существующей ситуации рассматриваемой электрической сети	26
2.1 Характеристика ПВК Rastr Win 3	26
2.2 Способы задания исходных данных для расчёта электрических режимов	29
2.3 Расчет вероятностных характеристик	32
2.4 Прогнозирование электрических нагрузок	38
2.5 Расчёт электрического режима заданного эквивалента сети	41
3 Разработка схемы подключения ПП Нерген к электрической сети	55
3.1 Разработка вариантов подключения ПП Нерген к электрической сети	55
3.2 Анализ конкурентно способных вариантов	59
3.3 Выбор номинального напряжения	60
3.4 Компенсация реактивной мощности	61
3.5 Выбор числа и мощности трансформаторов	64

3.6	Выбор сечения проводников воздушных линий	66
3.6.1	Выбор сечения проводников по экономическим токовым интервалам	66
3.6.2	Выбор сечения проводников по экономической плотности тока	68
3.6.3	Условия проверки проводов по допустимой токовой нагрузке по нагреву	68
3.7	Разработка однолинейной схемы подстанций	71
3.8	Оценка экономической эффективности сравниваемых вариантов	75
3.8.1	Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП	76
3.8.2	Расчет капиталовложений на сооружение ПС	79
3.8.3	Расчет амортизационных отчислений	82
3.8.4	Расчет эксплуатационных затрат	82
3.9	Расчет ЧДД	85
4	Характеристика инновационного оборудования применяемого на энергообъектах 500 кв	90
4.1	Инновационные технологии, применяемые для проектирования подстанций	90
4.1.1	Применение КРУЭ при проектировании распределительных устройств	91
4.1.2	Применение цифровой подстанции (переключательный пункт)	91
5	Расчет токов короткого замыкания	105
5.1	Определение параметров элементов схем замещения	107
5.2	Расчет токов КЗ	116
6	Выбор электротехнического оборудования	118
6.1	Общие положения	118
6.2	Выбор и проверка выключателей	120

6.3	Выбор и проверка разъединителей	124
6.4	Выбор и проверка трансформаторов тока	126
6.5	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	131
6.6	Выбор и проверка ошиновки	133
6.6.1	Проверка ошиновки 3хАС-500/64 на термическую стойкость	133
6.6.2	Проверка на электродинамическую стойкость	135
7	Оценка надежности схемы электрических присоединений ПП 500 кВ Нерген	139
8	Расчет и анализ установившихся режимов проектируемой сети	145
	Заключение	172
	Библиографический список	173
	Приложение А. Расчет максимального режима зима 2028	178
	Приложение Б. Расчет минимального режима лето 2028	179
	Приложение В. Расчет послеаварийного режима зима 2028 отключение ВЛ 500 кВ Хабаровская - Нерген	180
	Приложение Г. Расчет послеаварийного режима зима 2028 отключение Блока 1 Комсомольской ТЭЦ-3	181
	Приложение Д. Расчет параметров ВЛ 500 кВ Хабаровская – Нерген и ВЛ 500 кВ Комсомольская - Нерген	183

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АРМ - автоматизированное рабочее место;
- АТ – автотрансформатор;
- АСУ - автоматизированная система управления;
- БСК - батарея статических конденсаторов;
- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ГЭС – гидроэлектростанция
- ГОСТ – государственный стандарт;
- ЕЭС – единая энергетическая система;
- ЛВС - локально-вычислительная сеть;
- МЭК - Международная электротехническая комиссия;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПП – переключательный пункт;
- ОИК - оперативно-информационный комплекс;
- ОПУ - общеподстанционный пункт управления;
- ОЭС – объединённая энергетическая система;
- РДУ – региональное диспетчерское управление;
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- УШР – управляемый шунтирующий реактор.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время активно исследуются возможности применения инновационных технологий и материалов в электроэнергетике. Это направлено на осуществление стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденной распоряжением Правительства РФ от 3 апреля 2013 года № 511-р, а также распоряжения Правительства РФ от 24 июля 2013 года № 1307-р "Развитие отрасли производства композитных материалов".

В рамках этой стратегии разрабатываются новые технические решения, с использованием более широкого спектра конструкционных материалов. Осуществляется создание производственной базы, разработка типовых решений, отраслевых стандартов и стандартов организации, чтобы обеспечить внедрение инновационных технологий и материалов в электроэнергетике. Это позволит улучшить результативность работы системы электроснабжения, повысить эффективность проектов и снизить затраты на инвестиции в отрасль [44].

В данной магистерской диссертации осуществляется разработка инновационного развития электрической сети напряжением 500 кВ с центрами питания ПС 500 кВ Хабаровская и ПС 500 кВ Комсомольская при вводе в эксплуатацию подстанции ПП 500 кВ Нерген в Хабаровском крае. Основная цель данного проекта заключается в подключении новых социально и экономически значимых объектов, и улучшения качества электроэнергии в регионе.

Тема, связанная с развитием электрической сети в Хабаровском крае, обусловлена значительным экономическим развитием региона. Особый интерес вызывает строительство обогатительной фабрики для Малмыжского месторождения меди. Это стратегически важный объект, который требует надежного и эффективного электроэнергоснабжения.

Создание обогатительной фабрики для медной руды имеет большое значение для развития месторождения и региона в целом. Такой объект потребует значительных энергетических ресурсов и надлежащей инфраструктуры для его функционирования. Поэтому актуальность разработки инновационного разви-

тия электрической сети в данном контексте состоит в том, чтобы обеспечить достаточную мощность, надежность и качество электроснабжения, необходимые для эффективной работы обогатительной фабрики.

Объект исследования – электрические сети 500 кВ Комсомольского района Хабаровского края.

Предметом исследования являются инновационные технологии, применяемые в линии электропередачи и на переключательном пункте. Основное внимание уделяется разработке и применению новых технических решений, которые могут улучшить эффективность, надежность и безопасность работы линии электропередачи и переключательного пункта.

Целью данной магистерской диссертации является разработка инновационной схемы электрических сетей напряжением 500 кВ с центром питания ПС 500 кВ Хабаровская при вводе ПП 500 кВ Нерген. Для достижения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Выявить основные климатические и территориальные особенности района проектирования. Это позволит учесть факторы окружающей среды при разработке инновационной схемы электрических сетей.

2. Произвести анализ схемно-режимной ситуации существующей электрической сети, к которой планируется ввод подстанции 500 кВ Нерген. Это позволит определить потребности в электроэнергии и выявить возможные проблемы или ограничения существующей сети.

3. Разработать мероприятия, направленные на повышение эффективности функционирования заданного района как в нормальных, так и в послеаварийных режимах. Это включает в себя предложение технических решений и организационных мер, которые позволят обеспечить надежную и стабильную работу электрической сети.

4. Выбрать основные характеристики технических устройств, необходимых для реализации предложенных мероприятий. Это включает выбор оборудования, систем защиты, автоматики и других компонентов, учитывая требования электрической сети и особенности района проектирования.

5. Разработать варианты подключения подстанции 500 кВ Нерген к сети. На основании расчетов электрических режимов провести оптимизацию топологии сети и предусмотреть способы управления электрическими режимами как в нормальных, так и в послеаварийных ситуациях.

6. Произвести расчет токов короткого замыкания и выбрать соответствующие выключатели для подключения подстанции 500 кВ Нерген. Это обеспечит безопасность и надежность работы электрической сети.

7. Определить оптимальный вариант инновационного развития сети на основе расчета экономической эффективности с учетом фактора надежности. Это включает анализ затрат на строительство, эксплуатацию и обслуживание сети, а также оценку ожидаемых результатов и эффектов от применения инновационной схемы.

Научная новизна данной работы проявляется в следующих аспектах:

1. Повышение эффективности использования энергии:

1.1. В работе рассматривается использование инновационного оборудования, которое способствует снижению потерь энергии в электроэнергетической системе. Это позволяет улучшить энергетическую эффективность и обеспечить оптимальное использование ресурсов.

2. Интеллектуализация электроэнергетической системы:

2.1. В работе исследуется применение инновационных технологий и оборудования, направленных на интеллектуализацию электроэнергетической системы. Это включает автоматизацию, мониторинг, управление и оптимизацию работы сети с использованием современных информационно-коммуникационных технологий.

Практическая значимость работы проявляется в следующих аспектах:

1. Экономическая выгода:

1.1. Результатом работы является разработка экономически выгодного и инновационного технико-схемного решения для обеспечения эффективного и надежного электроснабжения социально-экономически значимых объектов.

Это позволяет оптимизировать затраты на энергоснабжение и повысить эффективность использования ресурсов.

2. Улучшение качества электроснабжения:

2.1. Применение инновационных технологий и оборудования способствует повышению надежности и стабильности работы электроэнергетической системы, что влияет на качество электроснабжения социально-экономически значимых объектов. Это важно для обеспечения непрерывности работы объектов и удовлетворения их энергетических потребностей.

Таким образом, данная работа представляет собой значимый вклад в научное и практическое развитие области электроэнергетики. Она предлагает инновационное решение, которое способствует повышению эффективности и надежности электроснабжения социально-экономически значимых объектов.

Применение интеллектуализации и снижение потерь энергии являются ключевыми аспектами данного решения. Интеллектуализация позволяет автоматизировать и оптимизировать работу электроэнергетической системы, что повышает ее производительность и устойчивость. Снижение потерь энергии является важным фактором для обеспечения эффективного использования ресурсов и сокращения экологического воздействия.

В данной работе были проведены следующие этапы исследования:

1. Определение эквивалента рассматриваемого участка сети: Был проведен анализ существующей электрической сети и определен эквивалентный участок, который стал основой для дальнейшего проектирования.

2. Анализ экономических и климатических характеристик: Были изучены экономические и климатические особенности Комсомольского района Хабаровского края. Это позволило учесть специфические условия и требования при проектировании электрической сети.

3. Характеристика источников питания: Были рассмотрены и описаны источники питания в рассматриваемом эквиваленте сети, их параметры и особенности.

4. Структурный анализ линии электропередачи и подстанции: Был проведен анализ структуры существующих линии электропередачи и подстанции с целью определения их характеристик и возможностей для инновационного развития.

5. Расчет и анализ режимов существующей сети: Были выполнены расчеты и проведен анализ режимов работы существующей электрической сети для оценки ее эффективности и надежности.

6. Характеристика применяемого инновационного оборудования: Было изучено и описано инновационное оборудование, применяемое для повышения эффективности и надежности электроснабжения. Рассмотрены его особенности и преимущества.

7. Разработка вариантов развития электрической сети: Были разработаны различные варианты развития электрической сети с использованием инновационных решений. Эти варианты были подвергнуты технической проработке и оптимизации.

8. Расчет экономической эффективности и выбор оптимального варианта: Был выполнен расчет экономической эффективности различных вариантов развития сети и выбран оптимальный вариант, учитывающий факторы надежности и экономической выгоды.

Все эти этапы исследования способствовали разработке инновационной схемы электрических сетей 500 кВ с центром питания ПС 500 кВ Хабаровская и вводом ПП 500 кВ Нерген, что позволяет обеспечить эффективное и надежное электроснабжение социально-экономически значимых объектов.

Диссертация выполнена с использованием стандартных офисных приложений: Microsoft Office Word 2016 г., Microsoft Office Visio 2016 г, Microsoft Office Excel 2016 г., MathType 6.0 Equation, Mathcad 15.0, а также специализированного ПВК для расчёта электрических режимов – Rastr Win 3.

За период обучения, в ходе сбора, анализа и систематизации материала, используемого в будущем, для написания магистерской диссертации, принято участие в научных конференциях и опубликованы научные статьи. Наименова-

ния мероприятий, в которых принималось участие, названия работ и журналов указаны ниже в таблице 1 и 2.

Таблица 1 – Участие в конференциях

Название конференции	Дата	Форма участия	Название доклада
XXX научная конференция «День науки 2021	15.04.2021	Заочная	Исследование методов повышения пропускной способности в электрических сетях

Таблица 2 – Подготовка публикаций

Название публикаций	Издательство, журнал, номер, год, страницы	Фамилия соавтора
Исследование методов повышения пропускной способности в электрических сетях	«День науки»: материалы XXX научной конференции Амурского государственного университета (15 апреля 2021 г.). – Благовещенск. Издательство АмГУ, 2021. – 273 с.	Научный руководитель Мясоедов Ю.В.
Инновационные технологии в электроэнергетике	Журнал «Научный лидер» выпуск № 20 (65), 2022 г. – 167 с.	Научный руководитель Мясоедов Ю.В.

1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климатическая характеристика Хабаровского края

Хабаровский край расположен на юге Дальнего Востока России, примыкая к Тихому океану. Он граничит с Китаем на юго-западе и омывается Охотским и Японским морями с востока. Остров Сахалин отделен от края проливами Татарский и Невельский.

Площадь Хабаровского края составляет 824,6 тысяч квадратных километров. Край разделен на 17 административных районов и имеет 7 городов и 29 поселков городского типа, а его административным центром является город Хабаровск. Побережье Хабаровского края имеет сложный рельеф и за исключением юго-западного участка Охотского моря, включает Удскую губу и заливы, такие как Тугурский, Академии и другие. Протяженность береговой линии составляет около 2500 километров. На территории края преобладают горные рельефы, которые занимают около 70% его площади. На юге расположены горные системы, протянутые в северо-восточном направлении, включая Хребты Турана, Малый Хинган и другие с высотами от 750 до 2500 метров. В центральной части края находятся горы широтной ориентации, такие как хребты Джагарда и Селемджинский. Наиболее обширные низменности находятся на юге и называются Нижне-Амурская и Средне-Амурская.

Климат Хабаровского края классифицируется как умеренно муссонный. Зимы холодные и малоснежные, с январскими средними температурами от -22 °С на юге до -40 °С на севере. На морском побережье температуры в январе колеблются от -15 °С до -25 °С. Лето теплое и влажное, с июльскими средними температурами от 11 °С на побережье до 21 °С в южных внутренних районах. Годовые осадки составляют от 400 мм на севере до 800 мм на юге и 1000 мм на восточном склоне Сихотэ-Алиня. Относительно гололеда, центр Хабаровского края относится ко II группе по толщине стенки гололеда, а по скоростному

напору ветра - к III группе. Средняя продолжительность гроз составляет от 20 до 40 часов в год.

Экологическая ситуация в Хабаровском крае в целом острая, на севере условно удовлетворительная, а вокруг промышленных центров она острая и очень острая из-за загрязнения атмосферы и вод суши, а также утраты продуктивности земель и лесных ресурсов. По степени загрязненности окружающей среды Хабаровский край относится к третьему классу.

Амурский и Нанайский муниципальные районы Хабаровского края являются местоположением энергообъектов, предназначенных для обеспечения электроэнергией строящегося горно-обогатительного комбината.

Фактический климат этих районов в значительной степени соответствует общим характеристикам климата Хабаровского края. Муссонный климат, формируемый влиянием азиатского континента и Тихого океана, оказывает существенное влияние на погоду в регионе. В зимний период характерны длительные и малоснежные зимы. Средняя температура января около $-23,3$ °C, а абсолютный минимум может достигать -47 °C. Январь и февраль являются наименее осадочными месяцами, и во время всего зимнего периода преобладает ясная погода. Вероятность ясного неба составляет от 77% до 96%. В Амурском и Нанайском муниципальных районах Хабаровского края весна характеризуется нестабильной и ветреной погодой, что может привести к быстрому таянию небольшого снежного покрова и высыханию почвы в начале периода роста растений. Эти условия также повышают вероятность возникновения пожаров. В указанных районах средняя дата последних весенних заморозков приходится на 9 мая, и безморозный период обычно продолжается около 136 дней. Лето характеризуется жаркой и влажной погодой. Самые теплые месяцы - июль и август. Средняя температура июля составляет около $+20,5$ °C, а абсолютный максимум достигает $+39$ °C. Это указывает на значительные колебания температуры в течение года, с разницей более 40 градусов между среднемесячными температурами января и июля. Для Нанайского муниципального района и Амурского муниципального района в течение всего года атмосферные осадки

обуславливаются главным образом циркуляцией атмосферы, ее сезонными изменениями, и, прежде всего интенсивностью циклонической деятельности. Годовое количество осадков составляет 686мм., из них 549мм выпадает с апреля по октябрь, особенно много их в июле и августе [30].

Устойчивый снежный покров образуется через 2-3 недели после его появления. Наибольшей высоты снежный покров достигает в конце февраля - начале марта. Даты образования устойчивого снежного покрова из года в год сильно колеблются в зависимости от характера погоды, определяемой особенностями циркуляции предзимнего периода. Полностью снежный покров сходит в середине апреля.

Фактический режим ветров зимой в Хабаровском крае определяется наличием обширного холодного антициклона, расположенного в Забайкалье. Этот антициклон вызывает западное перемещение воздушных масс на большие высоты над территорией края.

Эта информация о климате в Нанайском и Амурском муниципальных районах Хабаровского края важна для учета при проектировании и строительстве энергообъектов, таких как горно-обогатительный комбинат, и обеспечения электроэнергией данной территории. Понимание климатических условий позволяет учесть потребности в энергии и разработать соответствующие решения для обеспечения надежного электроснабжения.

Основные климатические характеристики района проектирования приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные климатические характеристики района проектирования

Расчетная величина	Климатический параметр
1	2
2	1
2	Район по гололеду/по ветру
IV/III	Нормативная толщина стенки гололеда, мм
25	Максимальное нормативное ветровое давление, Па

1	2
1010	Нормативное ветровое давление при гололёде, Па
160	Район по пляске проводов
умеренный	Сейсмичность, баллы
7	Скорость ветра при наличии гололеда, м/с
16	Скорость ветра при отсутствии гололеда, м/с
40	Степень загрязнённости атмосферы
+ 39 - 47 - 0,7 - 31	Расчетная температура воздуха, 0С: – максимальная; – минимальная; – среднегодовая; – самой холодной пятидневки
40-60	Среднегодовая продолжительность гроз, час
93 484 240	Осадки и снежный покров: – количество осадков за ноябрь – март, мм; – количество осадков за апрель – октябрь, мм; – нормативная снеговая нагрузка, кгс/м ² ;

1.2 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

Характеристика источников питания: В данной задаче анализируются и описываются источники, которые обеспечивают электроэнергией район. Это может включать генерацию электроэнергии от различных источников, таких как гидроэлектростанции, тепловые электростанции, атомные электростанции, ветряные или солнечные электростанции. Характеристика источников питания включает их мощность, тип топлива или энергетический ресурс, эффективность и надежность работы.

1. Структурный анализ ЛЭП (линий электропередачи): В данной задаче проводится анализ и описание структуры и конфигурации сети ЛЭП в рай-

оне. Это включает определение линий электропередачи, их протяженность, типы проводов, расположение подстанций и пунктов управления. Структурный анализ ЛЭП также включает оценку надежности и эффективности передачи электроэнергии по сети.

2. Структурный анализ ПС (подстанций): В этой задаче проводится анализ и описание структуры и характеристик подстанций, которые играют ключевую роль в распределении и передаче электроэнергии в районе. Это включает определение типов подстанций (высоковольтные, распределительные и т.д.), их мощность, конфигурацию, трансформаторы, устройства управления и защиты.

3. Структурный анализ электроэнергетической системы района позволяет лучше понять и оптимизировать работу системы, обнаружить возможные проблемы или узкие места, а также разработать планы по модернизации или расширению сети для обеспечения надежного и эффективного электроэнергообеспечения.

1.2.1 Характеристика источников питания

ПС 500 кВ Хабаровская имеет три уровня напряжения: 500/220/10. РУ 500 кВ выполнено по схеме трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя, от РУ 500 кВ отходит 4 ВЛ 500 кВ. РУ 220 кВ выполнено по схеме Две рабочие и обходная системы шин от РУ 220 кВ - 8 присоединений.

Также в рассматриваемом районе Хабаровской энергосистемы расположены 4 электростанции филиала АО «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК»): Комсомольская ТЭЦ-2, Комсомольская ТЭЦ-1 (входит в состав Комсомольской ТЭЦ-2 на правах подразделения), Комсомольская ТЭЦ-3, Амурская ТЭЦ-1, Совгаванская ТЭЦ (введена в эксплуатацию в 2020 году) [34]. Основные характеристики электростанции приведены в таблице 4

Таблица 4 – Основные характеристики подстанций Комсомольского района

ТЭС	Установленная мощность электростанции. Место ее расположения	Класс напряжения, на котором осуществляется выдача мощности, кВ
Комсомольская ТЭЦ-1	15 МВт, г. Комсомольск-на-Амуре, Хабаровский край	110
Комсомольская ТЭЦ-2	197,5 МВт, г. Комсомольск-на-Амуре, Хабаровский край	110
Комсомольская ТЭЦ-3	360 МВт, г. Комсомольск-на-Амуре, Хабаровский край	110
Амурская ТЭЦ-1	285 МВт, г. Амурск, Хабаровский край	110
Совгаванская ТЭЦ	126 МВт, г. Советская Гавань	110

ЛЭП по которым осуществляется выдача мощности приведены в таблице 5.

Таблица 5 – ВЛ по которым осуществляется выдача мощности от электростанций

Электростанция	Линии электропередач с привязкой к конкретной электростанции, по которым осуществляется выдача мощности электростанций
1	2
Комсомольская ТЭЦ-1	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – К ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Комсомольская ТЭЦ-2 №1 ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Комсомольская ТЭЦ-2 №2 ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Привокзальная (С-75)
Комсомольская ТЭЦ-2	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Комсомольская ТЭЦ-2 №1 ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Комсомольская ТЭЦ-2 №2 ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т №1 ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т №2 с отпайкой на ПС Парус
Комсомольская ТЭЦ-3	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС ГПП-5 ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС ГПП-5 ВЛ 110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС БАМ ПТФ ВЛ 110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС БАМ ПТФ

1	2
Амурская ТЭЦ-1	ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – Комсомольская (С-71) ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – Хурба (С-72)
Совгаванская ТЭЦ	ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Ванино I цепь ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Ванино II цепь ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Окоча I цепь ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Окоча II цепь ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Эгге

Передачу и распределение электроэнергии на территории Хабаровского края осуществляют электросетевые компании: филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Хабаровское ПМЭС, филиал АО «ДРСК» Хабаровские электрические сети [34].

В зону обслуживания Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Хабаровское ПМЭС входят Хабаровский край и Еврейская автономная область. В эксплуатации находятся 4274 км линий электропередачи напряжением 220-500 кВ, 28 подстанций напряжением 220-500 кВ общей трансформаторной мощностью 4778 МВА. В зону обслуживания филиала АО «ДРСК» Хабаровские электрические сети входит Хабаровский край. В эксплуатации находятся 7990,3 км линий электропередачи напряжением 0,4-110 кВ, 68 подстанций напряжением 110 кВ, 90 подстанций напряжением 35 кВ, 1437 трансформаторных подстанций напряжением 6-10/0,4 кВ [34].

Протяжённость ЛЭП и трансформаторная мощность ПС энергосистемы Хабаровского края показана только по территории Хабаровского края (без учёта Еврейской автономной области).

Основной объём электроэнергии в 2020 году выработан на Хабаровской ТЭЦ-3 (37,9%) и Хабаровской ТЭЦ-1 (19,3%).

1.2.2 Анализ существующего баланса электрической энергии и мощности

Баланс мощности энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Баланс мощности энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергоузла) за 2020 год, МВт

Потребность	2020 год
Собственный максимум	1563,8
Дата прохождения максимума	30.12 (11:00)
Совмещенный с ОЭС Востока максимум	1563,8
Дата прохождения максимума	30.12 (11:00)
ПОКРЫТИЕ	
Установленная мощность ТЭС	2178,7
Ограничения установленной мощности ТЭС	108,3
Располагаемая мощность ТЭС (на час максимума)	2070,4
Нагрузка электростанций в час максимума	1343,6
в том числе: ТЭС	1343,6
Фактический резерв	546,8
% резерва к максимуму потребления	35,0
Ремонт	180,0

Баланс электроэнергии энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) представлен в таблице 7

Таблица 7 – Баланс электроэнергии энергосистемы Хабаровского края за 2020 год

Потребность	Ед. измер.	2020 год
Потребление электрической энергии	млн.кВт*ч	8777,6
ПОКРЫТИЕ		
Производство электроэнергии ТЭС	млн.кВт*ч	8309,1
Число часов использования установленной мощности ТЭС, час/год	час/год	3814

Баланс мощности энергосистемы Хабаровского края на час прохождения совмещённого с ОЭС Востока максимума электрической нагрузки складывался с избытком мощности. Фактический резерв мощности составил 546,8 МВт (26,4% от располагаемой мощности электростанций энергосистемы). Ограничения мощности электростанций составили 108,3 МВт, в том числе 12,3 МВт – плановые ограничения мощности Комсомольской ТЭЦ-1 и Амурской ТЭЦ-1, 96 МВт – неплановые ограничения на Совгаванской ТЭЦ, функционировавшей на розничном рынке с июля по декабрь 2020 года.

Баланс электроэнергии энергосистемы Хабаровского края в 2020 году складывался с дефицитом, покрытие которого осуществлялось из ОЭС Востока.

1.2.3 Структурный анализ ПС в районе размещения проектируемых объектов

Структурный анализ ПС приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Структурный анализ ПС

Объект электроэнергетики	Принципиальная схема РУ	Мощность, класс напряжения авто-/трансформаторов	Устройства регулирования напряжения, диапазон выдаваемой/ потребляемой мощности
1	2	3	4
Амурская ТЭЦ-1	ЗРУ 110 кВ Две рабочие и обходная системы шин	1Т, 2Т 110/35/6 кВ 60 МВА 5Т 110/10,5 кВ 125 МВА	
Комсомольская ТЭЦ-1	ЗРУ 110 кВ Две рабочие системы шин	С3Т 110/35/6 кВ 31,5 МВА С4Т 110/35/6 кВ 20 МВА	
Комсомольская ТЭЦ-2	ЗРУ 110 кВ Две рабочие и обходная системы шин	1Т 110/6 кВ 25 МВА 2Т 110/35/6 кВ 40,5 МВА 6Т, 7Т, 8Т 110/6 кВ 80 МВА	
Комсомольская ТЭЦ-3	ЗРУ 110 кВ Две рабочие и обходная системы шин	Т-1, Т-2 110/15,75 кВ 250 МВА РТСП 110/6 кВ 40 МВА	
ПС 110 кВ Байкальская	ОРУ 110 кВ Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	1Т, 2Т 110/10 кВ 16 МВА	
ПС 110 кВ БАМ ПТФ	ОРУ 110 кВ Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (2Т отсутствует)	1Т 110/35/10 кВ 10 МВА	
ПС 110 кВ Гайтер	ОРУ 110 кВ Одна рабочая секционированная совмещенным обходным выключателем и обходная системы шин	1Т, 2Т 110/10 кВ 40 МВА	
ПС 110 кВ ГПП-5	ОРУ 110 кВ Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Т1, Т2 110/10 кВ 63 МВА	
ПС 110 кВ К	ОРУ 110 кВ Две рабочие и обходная системы шин	1Т 110/6 кВ 40 МВА	

1	2	3	4
ПС 110 кВ Картель	ОРУ 110 кВ Одна рабочая секционированная система шин	1Т, 2Т 110/10 кВ 10 МВА	
ПС 110 кВ Кедровая	ОРУ 110 кВ Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	1Т, 2Т 110/10 кВ 10 МВА	
ПС 110 кВ КСК	ОРУ 110 кВ Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	1Т, 2Т 110/10 кВ 6,3 МВА	
ПС 110 кВ НПЗ	ЗРУ 110 кВ Две рабочие и обходная системы шин	1Т, 2Т 110/6 кВ 32 МВА	
ПС 110 кВ Привокзальная	ОРУ 110 кВ Мостик с выключателями в цепях трансформаторов	1Т, 2Т 110/6 кВ 16 МВА	
ПС 110 кВ Ручей	ОРУ 110 кВ Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	1Т, 2Т 110/10 кВ 16 МВА	
ПС 110 кВ Северная	ОРУ 110 кВ Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	1Т, 2Т 110/10 кВ 10 МВА	
ПС 110 кВ Солнечная	ЗРУ 110 кВ Две рабочие и обходная системы шин	1Т, 2Т 110/6 кВ 6,3 МВА	
ПС 110 кВ Т	ОРУ 110 кВ Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	1Т, 2Т 110/35/6 кВ 40 МВА 3Т 110/6 кВ 40 МВА	
ПС 110 кВ Хурба	ОРУ 110 кВ Мостик	1Т 110/35/10 кВ 10 МВА 2Т 110/35/10 кВ 16 МВА	
ПС 220 кВ Ванино	ОРУ 220кВ Четырехугольник ОРУ 110 кВ Две рабочие и обходная системы шин	1АТ, 2АТ 220/110/10 кВ 125 МВА	
ПС 220 кВ Высокогорная	ОРУ 220 кВ Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	1Т, 2Т 220/35/10 кВ 25 МВА	
ПС 220 кВ ГПП-4	ОРУ 220 кВ Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Т1, Т2 220/35 кВ 160 МВА	
ПС 220 кВ Литовко	ОРУ 220 кВ Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Т1, Т2 220/35/10 кВ 25 МВА	Реактор 35 кВ, 20 Мвар.
ПС 220 кВ НПС-1	ОРУ 220 кВ Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Т1, Т2 220/10 кВ 10 МВА	

1	2	3	4
ПС 220 кВ НПС-2	ОРУ 220 кВ Две рабочие системы шин	T1, T2 220/10 кВ 10 МВА	Реактор 220 кВ, 75 Мвар.
ПС 220 кВ Парус	ОРУ 220 кВ Одна рабочая секционированная система шин с подключением 1АТ через развилку разъединителей ОРУ 110 кВ Одна рабочая секционированная совмещенным обходным выключателем и обходная системы шин с подключением 1АТ через развилку разъединителей	1АТ 220/110/10 кВ 63 МВА	
ПС 220 кВ Селихино	ОРУ 220 кВ Одна рабочая секционированная система шин с подключением 1АТ через развилку разъединителей ОРУ 110 кВ Одна рабочая секционированная совмещенным обходным выключателем и обходная системы шин с подключением 1АТ через развилку разъединителей	1АТ 220/110/10 кВ 63 МВА	
ПС 220 кВ Старт	ОРУ 220 кВ Одна рабочая секционированная совмещенным обходным выключателем и обходная системы шин ОРУ 110 кВ Две рабочие и обходная системы шин	1АТ, 2АТ 220/110/10 кВ 125 МВА	
ПС 500 кВ Комсомольская	ОРУ 500 кВ Трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя ОРУ 220 кВ Две рабочие и обходная системы шин ОРУ 110 кВ Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин	1АТ 500/220/10 кВ 3×167 МВА 3АТ 220/110/10 кВ 63 МВА 4АТ 220/110/10 кВ 125 МВА	Реактор 500 кВ, 180 Мвар
ПС 500 кВ Хабаровская	ОРУ 500 кВ Трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя ОРУ 220 кВ Две рабочие и обходная системы шин	1АТ, 2АТ 500/220/10 кВ 3×167 МВА	Пять реакторов 500 кВ, 180 Мвар; Реактор 220 кВ, 5 ÷ 100 Мвар

1	2	3	4
Согаванская ТЭЦ	ОРУ 110 кВ Две рабочие и обходная системы шин	Т-1, Т-2 110/10 кВ 80 МВА РТСП 110/10 кВ 25 МВА	

1.2.4 Структурный анализ ЛЭП в районе размещения проектируемых объектов

Структурный анализ ЛЭП 110-500 кВ приведен в таблице 9.

Таблица 9 – Структурный анализ ЛЭП 110-500 кВ

Наименование линии	U _{НОМ} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км
1	2	3	4
ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – Комсомольская (С-71)	110	АС-150/24	33,1
ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – Хурба (С-72)	110	АС-150/24	21,12
ВЛ 110 кВ Гайтер – Картель (С-121)	110	АС-185/29	10,0
ВЛ 110 кВ К – Картель с отпайкой на ПС Пивань (С-74)	110	АС-120/19	44,6
ВЛ 110 кВ К – Комсомольская №1 (С-119)	110	АС-150/24	9,92
ВЛ 110 кВ К – Комсомольская №2 (С-120)	110	АС-150/24	9,92
ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-117)	110	АС-300/39	6,74
ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-118)	110	АС-300/39	6,74
ВЛ 110 кВ К – Привокзальная (С-93)	110	АС-185/29	2,28
ВЛ 110 кВ К – Солнечная №1 с отпайкой на ПС Ручей (С-81)	110	АС-120/19	36,08
ВЛ 110 кВ К – Солнечная №2 (С-82)	110	АС-120/19	36,08
ВЛ 110 кВ Картель – Селихино (С-99)	110	АС-120/19	27,86
ВЛ 110 кВ Комсомольская – Гайтер (С-123)	110	АС-240/32 АС-300/39	34,2
ВЛ 110 кВ Комсомольская – Хурба (С-94)	110	АС-150/24	12,0
ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – К (С-76)	110	АС-185/29	3,1
ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Комсомольская ТЭЦ-2 №1 (С-83)	110	АС-185/29	7,9
ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Комсомольская ТЭЦ-2 №2 (С-84)	110	АС-185/29	7,9
ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Привокзальная (С-75)	110	АС-185/29	1,9
ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т №1 (С-85)	110	АС-185/29	10,3
ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т с отпайкой на ПС Парус №2 (С-86)	110	АС-185/29	10,3

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ НПЗ – Старт с отпайкой на ПС КСК (С-102)	110	АС-150/24	18,5
ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ - Ванино I цепь	110	АСК-240/32	37,413
ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ - Ванино II цепь	110	АСК-240/32	37,413
ВЛ 110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС БАМ-ПТФ (С-115)	110	АС-300/39	15,6
ВЛ 110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС БАМ-ПТФ (С-116)	110	АС-300/39	15,6
ВЛ 110 кВ Старт – Солнечная №1 (С-103)	110	АС-185/29	27,7
ВЛ 110 кВ Старт – Солнечная №2 (С-104)	110	АС-185/29	27,7
ВЛ 110 кВ Т – НПЗ с отпайкой на ПС Байкальскую (С-98)	110	АС-185/29	5,1
ВЛ 110 кВ Т – Старт с отпайками (С-97)	110	АС-185/29	5,1
ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванино (Л-263)	220	АС-150/24	192,1
ВЛ 220 кВ Комсомольская – ГПП-4 (Л-251)	220	АС-300/39	20,7
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №1 (Л-255)	220	АС-400/51	56,3
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №2 (Л-254)	220	АС-300/39	59
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №2 с отпайкой на ПС ГПП-4 (Л-252)	220	АС-300/39	31,3
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №3 (Л-253)	220	АС-240/32	21,63
ВЛ 220 кВ НПС-1 – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	220	АС-300/39	85,5
ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС-3	220	АС-300/39	130,9
ВЛ 220 кВ НПС-2 – Старт	220	АС-300/39	229,7
ВЛ 220 кВ Селихино – Ванино	220	АС-300/39	352,9
ВЛ 220 кВ Селихино – Уктур (Л-259)	220	АС-300/39	74,5
ВЛ 220 кВ Старт – НПС-3	220	АС-300/39	143,1
ВЛ 220 кВ Старт – Парус (Л-258)	220	АС-240/32	20,9
ВЛ 220 кВ Уктур – Высокогорная (Л-261)	220	АС-300/39	66,416
ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-1	220	АС-300/39	100,2
ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	220	АС-240/32	180,6
ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская (Л-512)	500	АС-300/39	364,13

По результатам раздела были проанализирована климатическая характеристика рассматриваемого района, выполнен структурный анализ рассматриваемой сети, включающий в себя анализ источников питания, баланс электрической энергии и мощности, подстанции и ЛЭП.

2 АНАЛИЗ СХЕМНО-РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИТУАЦИИ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

2.1 Характеристика ПВК RastrWin 3

Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. Он широко используется в более чем 150 организациях на территории различных стран, включая Россию, Казахстан, Киргизию, Беларусь, Молдову, Монголию и Сербию. В России основными пользователями RastrWin3 являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК (межрегиональные распределительные сетевые компании) и также проектные и научно-исследовательские институты, такие как Энергосетьпроект, ВНИИЭ (Всероссийский Научно-Исследовательский Институт Энергетики) и НИИПТ (Научно-Исследовательский и Проектный Технологический Институт). RastrWin3 является мощным инструментом для анализа и оптимизации работы электрических сетей и систем, и его использование позволяет повысить эффективность и надежность энергетического оборудования и инфраструктуры. [17].

Программный комплекс RastrWin3 предоставляет широкий набор расчетных модулей для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. Вот некоторые из них:

1. Расчет установившихся режимов электрических сетей: Позволяет проводить расчеты электрических параметров режима, таких как токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети.
2. Расчет установившихся режимов с учетом частоты: Позволяет учитывать частотные характеристики в расчете установившихся режимов электрических сетей.

3. Проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость: Позволяет проверить корректность исходных данных перед проведением расчетов.
4. Эквивалентирование электрических сетей: Позволяет сократить сложность моделирования путем замены сети на эквивалентную модель с меньшим числом элементов.
5. Оптимизация электрических сетей: Позволяет оптимизировать работу электрических сетей с учетом различных параметров, таких как уровень напряжения, потери мощности и распределение реактивной мощности.
6. Расчет положений регуляторов трансформатора: Позволяет определить оптимальные положения регуляторов трансформаторов под нагрузкой.
7. Моделирование генераторов: Позволяет моделировать поведение генераторов и задавать их PQ-диаграммы.
8. Моделирование линейных и шинных реакторов: Позволяет моделировать реакторы и их влияние на работу электрических сетей.
9. Анализ допустимой токовой загрузки: Позволяет проанализировать допустимую токовую загрузку линий электропередачи и трансформаторов с учетом различных факторов, включая зависимость допустимого тока от температуры.
10. Расчет сетевых коэффициентов: Позволяет оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета и анализировать чувствительность результатов к изменению входных параметров.
11. Расчет агрегатной информации: Позволяет проводить расчеты по потреблению, генерации и внешним перетокам энергии для различных территориальных и ведомственных подразделений.
12. Сравнение различных режимов: Позволяет сравнивать различные режимы по заданному списку параметров для оценки и выбора наилучшего варианта. Табличный процессор, используемый в контексте электрических сетей, включает в себя ряд особенностей, которые облегчают подготовку, коррекцию и отображение расчетной схемы, структурированной по типу (Узлы, Ветви, Ге-

нераторы и т.д.). Ниже приведены основные особенности такого табличного процессора.

- **Индивидуальная и групповая коррекция и ввод параметров:** Этот функционал позволяет пользователю вводить и корректировать данные в таблице как индивидуально для каждой ячейки, так и группово с помощью формул. Это удобно при массовом внесении изменений или применении одинаковых параметров для нескольких ячеек.

- **Настройка вида отображения:** Пользователь имеет возможность настраивать положение столбцов, что позволяет удобно организовывать информацию и адаптировать отображение таблицы под свои предпочтения. Это может включать изменение ширины столбцов, скрытие или отображение определенных столбцов, установку форматирования данных и прочие настройки вида.

- **Точность отображения данных:** Позволяет выбрать точность отображения числовых данных, что особенно полезно при работе с большими числами или десятичными дробями.

- **Альтернативные единицы измерения:** Позволяет отображать данные в таблице в альтернативных единицах измерения, облегчая восприятие информации или соответствуя требованиям пользователя.

- **Контекстные переходы между таблицами:** Пользователю предоставляется возможность быстрого переключения между различными таблицами или связанными данными. Это упрощает навигацию и анализ, позволяя быстро перейти к нужной информации.

- **Создание пользовательских таблиц:** Табличный процессор позволяет пользователям создавать свои собственные таблицы с необходимой структурой и данными для проведения расчетов или анализа. Это дает большую гибкость и возможность настроить таблицы под конкретные потребности и задачи.

- **"Сдвоенные" таблицы:** Эта функция позволяет создавать таблицы, объединяющие связанные данные, например, узлы и соответствующие им ветви

электрической сети. Это облегчает отображение и анализ связей между данными, улучшая понимание структуры и характеристик сети.

- Динамическая "подсветка" данных: Табличный процессор может предоставлять возможность выделения или подсветки определенных данных в таблице на основе их значения. Это позволяет обнаруживать и анализировать отклонения или превышения допустимых значений, облегчая контроль и мониторинг параметров сети.

- Обмен данными с MS Excel: Возможность динамического обмена данными между табличным процессором и программой MS Excel облегчает использование и совместную работу с другими инструментами и системами. Пользователи могут импортировать и экспортировать данные между этими двумя приложениями для более удобного анализа и обработки информации.

Также стоит отметить, что однолинейная графическая схема электрической сети представляет наиболее удобное восприятие информации о расчетах режима. Она позволяет визуально представить компоненты сети, их связи и характеристики, что облегчает понимание и анализ работы сети.

В RastrWin3 входят следующие средства подготовки и отображения однолинейной графической схемы [17]:

- автоматизированная подготовка графической схемы на основе расчетной. Подготовка окон для отображения численной информации;
- отображение численной (расчетной) информации в подготовленных окнах. Конкретный тип отображаемой информации задается пользователем;
- проведение коммутаций (отключение/включение) и коррекций непосредственно на графической схеме;
- динамическая «заливка» схемы в зависимости от значения выбранного параметра (например, отклонения напряжения от номинального).

2.2 Способы задания исходных данных для расчёта электрических режимов

Ввод схемы электрической сети в программный комплекс RastrWin3 рекомендуется начинать с данных по узлам. Для каждого узла необходимо ввести следующую минимально необходимую информацию:

- номер узла (Номер) – уникальный идентификатор узла в схеме;
- номинальное напряжение ($U_{\text{ном}}$) - значение номинального напряжения в данном узле.

Дополнительно для узлов нагрузки нужно ввести следующие данные:

- активная мощность потребления (P_H) - значение активной мощности, потребляемой в данном узле.
- реактивная мощность потребления (Q_H) представляет собой значение реактивной мощности, потребляемой в определенном узле электрической сети.

Для узлов с генераторами или компенсаторами требуется дополнительно задать следующие данные:

- пределы изменения реактивной мощности (Q_{min} , Q_{max}) – минимальное и максимальное значение реактивной мощности, которые могут быть заданы для данного узла.
- заданный модуль напряжения ($V_{\text{зд}}$) – значение фиксированного модуля напряжения, которое будет поддерживаться в данном узле, если пределы регулирования реактивной мощности позволяют.

Важно отметить, что необходимо выбрать один из узлов в качестве базисного (балансирующего). Для этого в меню "Тип" данного узла следует выбрать опцию "База".

При вводе данных по ветвям в программный комплекс RastrWin3, следует учитывать следующие рекомендации. Указывать номера узлов: Для каждой ветви необходимо указывать номера узлов, которые ограничивают данную ветвь. Это позволяет программе правильно определить связи между узлами и ветвями в сети. Разделение на ЛЭП и трансформаторы: Программа автоматиче-

ски разделяет ветви на линии электропередачи (ЛЭП) и трансформаторы на основе значения в поле "K_T/r" (коэффициент трансформации). Для ЛЭП это поле может быть пустым или заполнено нулем, а для трансформаторов оно обязательно должно содержать соответствующее значение, даже если это значение равно единице. Порядок указания номеров узлов для трансформаторных ветвей: При вводе данных о трансформаторных ветвях важно соблюдать порядок задания номеров узлов, которые ограничивают эти ветви. Обычно первым в поле "N_нач" указывается номер узла, к которому относится сопротивление, и чаще всего это узел с более высоким напряжением. Затем вторым в поле "N_кон" указывается номер узла с более низким напряжением.

Следование указанным рекомендациям поможет обеспечить правильное определение связей и корректную работу программного комплекса RastrWin3 при анализе электрической сети.

Следуя правильному порядку задания номеров узлов, вы сможете корректно определить направление потока мощности и установить соответствующие связи между узлами в программе RastrWin3. Параметры расчётных схем элементов электроэнергетической системы определяются по следующим формулам [13].

Для ВЛ напряжением 110-220 кВ протяженностью до 250 км активное и реактивное сопротивление определяется по соответствующим формулам:

$$r_{л} = r_{0} \cdot l \quad (1)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление, Ом/км.

$$x_{л} = x_{0} \cdot l$$

где x_0 - удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

Активная и реактивная проводимости рассчитываются по следующим формулам:

$$b_{л} = b_{0} \cdot l \quad (2)$$

где b_0 – удельная реактивная проводимость, См/км

$$g_{л} = g_0 \cdot l \quad (3)$$

где g_0 – удельная активная проводимость, См/км.

Для ВЛ протяженностью 250-1500 км расчётные параметры определяются по соответствующим выражениям:

$$Z_{\Pi} = Z_{В} \cdot \frac{r_0}{2x_0} (\lambda \cos\lambda + \sin\lambda) + jZ_{В} \cdot \sin\lambda \quad (4)$$

где $Z_{В}$ – волновое сопротивление линии;

λ - волновая длина линии.

$$Y_{\Pi} = \frac{1}{Z_{В}} \cdot \frac{r_0}{2x_0} \cdot \frac{\lambda - \sin\lambda}{1 + \cos\lambda} + jtg \frac{\lambda}{2} \quad (5)$$

Активное и реактивное сопротивление двухобмоточных трансформаторов определяется:

$$r_m = \frac{\Delta P_k \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} \quad (6)$$

где ΔP_k – потери короткого замыкания, кВт;

$S_{НОМ}^2$ - номинальная мощность трансформатора.

$$x_m = \frac{U_{к\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}} \quad (7)$$

где $U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания, %.

Активная и реактивная проводимость двухобмоточных трансформаторов определяется:

$$g_m = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{НОМ}}^2} \quad (8)$$

где ΔP_x - активные потери холостого хода, кВт

$$b_m = \frac{\Delta Q_x}{U_{\text{НОМ}}^2} \quad (9)$$

где ΔQ_x - реактивные потери холостого хода, кВар.

Активное и реактивное сопротивление трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов определяется следующим образом:

$$R_m = 0.5 \frac{\Delta P_k \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \quad (10)$$

$$X_{mB} = \frac{U_{kB\%} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}} \quad (11)$$

$$X_{mC} = \frac{U_{kC\%} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}} \quad (12)$$

$$X_{mH} = \frac{U_{kH\%} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}} \quad (13)$$

2.3 Расчет вероятностных характеристик

Средней мощностью называется математическое ожидание вероятных значений нагрузки, которые могут возникнуть в электрической системе в течение определенного периода времени. Это значение используется для расчета электропотребления и выбора мощности силовых трансформаторов:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = \frac{P_{\max}}{k_{\max}} \text{ МВт}; \quad (14)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = \frac{Q_{\max}}{k_{\max}} \text{ Мвар}, \quad (15)$$

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

T - период;

P_i , Q_i - мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок.

Среднеквадратичная (эффективная) мощность представляет собой математическое ожидание квадратов значений мощности в течение определенного промежутка времени. Она является мерой среднего значения мощности, учитывая, как положительные, так и отрицательные значения.

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} = P_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (16)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} = Q_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (17)$$

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

Максимальная мощность представляет собой среднюю мощность в течение периода получасового максимума нагрузки в энергосистеме. Этот период обычно является наиболее интенсивным с точки зрения потребления электроэнергии. Максимальная мощность является важным показателем при выборе основного оборудования для энергосистемы, за исключением силовых трансформаторов и сечений проводов линий. Максимальная мощность позволяет определить границы нагрузки на систему и оптимально подобрать ее компоненты, такие как генераторы, регулирующие устройства, распределительные

устройства и другие элементы. Выбор основного оборудования основан на способности обеспечивать требуемую мощность в периоды пиковой нагрузки, чтобы обеспечить эффективное и надежное функционирование энергосистемы. Важно учитывать максимальную мощность при проектировании и планировании энергосистемы, чтобы избежать перегрузок и обеспечить достаточные резервы мощности для обслуживания пиковых нагрузок. Это позволяет снизить риск сбоев и обеспечить стабильную работу системы при любых условиях нагрузки.

$$P_{\max} = P_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (18)$$

$$Q_{\max} = Q_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (19)$$

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

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

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

$$K_{\phi} = \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}}, \quad (20)$$

где K_3 - коэффициент заполнения.

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

Минимальная мощность характеризует среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергосистемы. Формула для определения минимальной мощности аналогична формуле которую используют для вычисления максимальной мощности.

$$P_{\min} = P_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = P_{cp} \cdot k_{\min}, \quad (21)$$

$$Q_{\min} = Q_{\text{ср}} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = Q_{\text{ср}} \cdot k_{\phi}, \quad (22)$$

где P_{\min}, Q_{\min} - минимальная мощность.

Исходные данные для расчёта взяты по результатам контрольных замеров 2021 года.

Таблица 10 – Вероятностные характеристики в период максимальных нагрузок

Название	Pmax	Qmax	Pэф	Qэф	Pmin	Qmin
1	2	3	4	5	6	7
Амурская ТЭЦ-1	14,183	3,999	13,474	3,799	11,063	3,119
ПС 110 кВ Байкальская	4,649	3,029	4,417	2,877	3,626	2,362
ПС 110 кВ БАМ ПТФ	1,674	1,045	1,590	0,993	1,305	0,815
ПС 110 кВ Гайтер	1,495	1,000	1,420	0,950	1,166	0,780
ПС 110 кВ ГПП-5	19,527	5,311	18,550	5,046	15,231	4,143
ПС 110 кВ К	7,797	2,311	7,407	2,196	6,082	1,803
ПС 110 кВ Картель	2,350	0,400	2,232	0,380	1,833	0,312
ПС 110 кВ Кедровая	0,214	0,174	0,203	0,165	0,167	0,136
ПС 110 кВ КСК	1,632	1,278	1,551	1,214	1,273	0,997
ПС 110 кВ НПЗ	25,943	6,260	24,646	5,947	20,235	4,883
ПС 110 кВ Привокзальная	13,243	5,600	12,581	5,320	10,330	4,368
ПС 110 кВ Ручей	0,279	0,087	0,265	0,083	0,218	0,068
ПС 110 кВ Северная	2,813	0,268	2,672	0,255	2,194	0,209
ПС 110 кВ Солнечная	9,019	2,530	8,568	2,404	7,035	1,974
ПС 110 кВ Т	24,919	10,012	23,673	9,512	19,437	7,809
ПС 110 кВ Хурба	5,278	3,570	5,014	3,391	4,117	2,784
ПС 220 кВ Ванино ОРУ-110 кВ	27,020	10,000	25,669	9,500	21,076	7,800
ПС 220 кВ Высокогорная	4,842	0,912	4,600	0,866	3,777	0,711
ПС 220 кВ ГПП-4	84,905	5,094	80,660	4,840	66,226	3,974
ПС 220 кВ Литовко	2,873	0,731	2,729	0,695	2,241	0,570
ПС 220 кВ НПС-1	1,741	1,393	1,654	1,323	1,358	1,087
ПС 220 кВ НПС-2	1,480	1,480	1,406	1,406	1,154	1,154
ПС 220 кВ НПС-3	1,741	1,741	1,654	1,654	1,358	1,358
ПС 220 кВ Парус ОРУ-110 кВ	1,246	0,174	1,184	0,165	0,972	0,136

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7
ПС 220 кВ Селихино ОРУ-110 кВ	12,244	-3,382	11,632	-3,213	9,550	-2,638
ПС 220 кВ Старт 220 кВ	58,000	-3,800	55,100	-3,610	45,240	-2,964
ПС 220 кВ Старт 110 кВ	1,495	0,400	1,420	0,380	1,166	0,312
ПС 220 кВ Уктур	0,989	0,110	0,940	0,104	0,771	0,086
Согаванская ТЭЦ	24,671	6,000	23,437	5,700	19,243	4,680

Таблица 11 – Вероятностные характеристики в период минимальных нагрузок

Название	Pmax	Qmax	Pэф	Qэф	Pmin	Qmin
1	2	3	4	5	6	7
Амурская ТЭЦ-1	9,219	2,599	8,758	2,469	7,191	2,027
ПС 110 кВ Байкальская	3,022	1,969	2,871	1,870	2,357	1,536
ПС 110 кВ БАМ ПТФ	1,088	0,679	1,033	0,645	0,849	0,530
ПС 110 кВ Гайгер	0,972	0,650	0,923	0,618	0,758	0,507
ПС 110 кВ ГПП-5	12,692	3,452	12,058	3,280	9,900	2,693
ПС 110 кВ К	5,068	1,502	4,815	1,427	3,953	1,172
ПС 110 кВ Картель	1,527	0,260	1,451	0,247	1,191	0,203
ПС 110 кВ Кедровая	0,139	0,113	0,132	0,108	0,108	0,088
ПС 110 кВ КСК	1,061	0,831	1,008	0,789	0,828	0,648
ПС 110 кВ НПЗ	16,863	4,069	16,020	3,866	13,153	3,174
ПС 110 кВ Привокзальная	8,608	3,640	8,178	3,458	6,714	2,839
ПС 110 кВ Ручей	0,181	0,057	0,172	0,054	0,141	0,044
ПС 110 кВ Северная	1,828	0,174	1,737	0,166	1,426	0,136
ПС 110 кВ Солнечная	5,863	1,645	5,569	1,563	4,573	1,283
ПС 110 кВ Т	16,197	6,508	15,388	6,182	12,634	5,076
ПС 110 кВ Хурба	3,431	2,320	3,259	2,204	2,676	1,810
ПС 220 кВ Ванино ОРУ-110 кВ	17,563	6,500	16,685	6,175	13,699	5,070
ПС 220 кВ Высокогорная	3,147	0,593	2,990	0,563	2,455	0,462
ПС 220 кВ ГПП-4	55,188	3,311	52,429	3,146	43,047	2,583
ПС 220 кВ Литовко	1,867	0,475	1,774	0,452	1,457	0,371
ПС 220 кВ НПС-1	1,132	0,905	1,075	0,860	0,883	0,706
ПС 220 кВ НПС-2	0,962	0,962	0,914	0,914	0,750	0,750
ПС 220 кВ НПС-3	1,132	1,132	1,075	1,075	0,883	0,883
ПС 220 кВ Парус ОРУ-110 кВ	0,810	0,113	0,769	0,108	0,632	0,088
ПС 220 кВ Селихино ОРУ-110 кВ	7,959	-2,198	7,561	-2,088	6,208	-1,715

1	2	3	4	5	6	7
ПС 220 кВ Старт 220 кВ	37,700	-2,470	35,815	-2,347	29,406	-1,927
ПС 220 кВ Старт 110 кВ	0,972	0,260	0,923	0,247	0,758	0,203
ПС 220 кВ Уктур	0,643	0,071	0,611	0,068	0,501	0,056
Согаванская ТЭЦ	16,036	3,900	15,234	3,705	12,508	3,042

Таким образом, рассчитаны вероятностные характеристики, необходимые для дальнейшего проектирования.

2.4 Прогнозирование электрических нагрузок

Прогнозирование электрических нагрузок является важной задачей при планировании и проектировании электроэнергетических систем. От точности прогноза зависит выбор необходимого оборудования, проводов, подстанций и опор линий электропередач.

Прогнозируемая нагрузка может быть определена с использованием сложных процентов на примере максимальной спрогнозированной мощности, выраженной МВт:

$$P_{\text{прог}}^{\text{max}} = P_{\text{max}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t}, \quad (23)$$

где P_{max} – максимальная мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,0455 [7];

$t_{\text{прог}}$ – год для которого определяется электрическая нагрузка;

t – год в который снимался первый замер.

При проектировании сетей принимаем $t_{\text{прог}} - t$ равным 5.

Процент прогнозируемой нагрузки является коэффициентом, определяющим ожидаемую нагрузку относительно максимальной спрогнозированной мощности. Этот процент может зависеть от различных факторов, таких как

временные изменения нагрузки в течение суток, сезонные вариации и другие факторы.

Важно отметить, что точность прогноза нагрузки может быть улучшена с использованием статистических методов, анализа и моделирования предыдущих данных о нагрузке, а также учета факторов, влияющих на нагрузку, например, погодных условий или праздников.

Исходные данные для расчёта вероятностных характеристик приведены в таблице 10 и в таблице 11.

Далее в таблице 12 приведены вероятностные характеристики с перспективой на 5 лет.

Таблица 12 - Характеристики с перспективой на 5 лет на период максимальных нагрузок

Название	Pmax	Qmax	Pэф	Qэф	Pmin	Qmin
1	2	3	4	5	6	7
Амурская ТЭЦ-1	17,715	4,995	16,829	4,745	13,818	3,896
ПС 110 кВ Байкальская	5,807	3,783	5,516	3,594	4,529	2,951
ПС 110 кВ БАМ ПТФ	2,090	1,305	1,986	1,240	1,631	1,018
ПС 110 кВ ГПП-5	24,389	6,634	23,170	6,302	19,023	5,174
ПС 110 кВ К	9,739	2,887	9,252	2,743	7,596	2,252
ПС 110 кВ Каргель	2,935	0,500	2,788	0,475	2,289	0,390
ПС 110 кВ Кедровая	0,267	0,217	0,254	0,207	0,208	0,170
ПС 110 кВ КСК	2,039	1,596	1,937	1,516	1,590	1,245
ПС 110 кВ НПЗ	32,402	7,819	30,782	7,428	25,274	6,099
ПС 110 кВ Привокзальная	16,541	6,994	15,714	6,645	12,902	5,456
ПС 110 кВ Северная	3,513	0,335	3,337	0,318	2,740	0,261
ПС 110 кВ Солнечная	11,265	3,160	10,702	3,002	8,787	2,465
ПС 110 кВ Т	31,124	12,505	29,568	11,880	24,277	9,754
ПС 110 кВ Хурба	6,592	4,458	6,263	4,235	5,142	3,478
ПС 220 кВ Ванино ОРУ-110 кВ	33,748	12,490	32,061	11,866	26,324	9,742
ПС 220 кВ Высокогорная	6,048	1,139	5,746	1,082	4,717	0,889
ПС 220 кВ ГПП-4	106,046	6,363	100,744	6,045	82,716	4,963
ПС 220 кВ Литовко	3,588	0,913	3,409	0,868	2,799	0,712
ПС 220 кВ НПС-1	2,175	1,740	2,066	1,653	1,696	1,357
ПС 220 кВ НПС-2	1,849	1,849	1,756	1,756	1,442	1,442

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7
ПС 220 кВ НПС-3	2,175	2,175	2,066	2,066	1,696	1,696
ПС 220 кВ Парус ОРУ-110 кВ	1,556	0,217	1,478	0,207	1,214	0,170
ПС 220 кВ Селихино ОРУ-110 кВ	15,293	-4,224	14,528	-4,013	11,928	-3,295
ПС 220 кВ Старт 220 кВ	72,442	-4,746	68,820	-4,509	56,505	-3,702
ПС 220 кВ Старт 110 кВ	1,868	0,500	1,774	0,475	1,457	0,390
ПС 220 кВ Уктур	1,235	0,137	1,174	0,130	0,964	0,107
Согаванская ТЭЦ	30,814	7,494	29,273	7,119	24,035	5,845

Таблица 13 - Характеристики с перспективой на 5 лет на период минимальных нагрузок

Название	Pmax	Qmax	Pэф	Qэф	Pmin	Qmin
1	2	3	4	5	6	7
Амурская ТЭЦ-1	11,515	3,247	10,939	3,084	8,982	2,532
ПС 110 кВ Байкальская	3,774	2,459	3,586	2,336	2,944	1,918
ПС 110 кВ БАМ ПТФ	1,359	0,848	1,291	0,806	1,060	0,662
ПС 110 кВ Гайтер	1,214	0,812	1,153	0,771	0,947	0,633
ПС 110 кВ ГПП-5	15,853	4,312	15,060	4,096	12,365	3,363
ПС 110 кВ К	6,330	1,877	6,014	1,783	4,938	1,464
ПС 110 кВ Картель	1,908	0,325	1,812	0,309	1,488	0,253
ПС 110 кВ Кедровая	0,174	0,141	0,165	0,134	0,135	0,110
ПС 110 кВ КСК	1,325	1,037	1,259	0,986	1,034	0,809
ПС 110 кВ НПЗ	21,062	5,083	20,009	4,828	16,428	3,964
ПС 110 кВ Привокзальная	10,751	4,546	10,214	4,319	8,386	3,546
ПС 110 кВ Ручей	0,226	0,071	0,215	0,067	0,177	0,055
ПС 110 кВ Северная	2,283	0,218	2,169	0,207	1,781	0,170
ПС 110 кВ Солнечная	7,322	2,054	6,956	1,952	5,711	1,602
ПС 110 кВ Т	20,231	8,128	19,219	7,722	15,780	6,340
ПС 110 кВ Хурба	4,285	2,898	4,071	2,753	3,342	2,260
ПС 220 кВ Ванино ОРУ-110 кВ	21,937	8,119	20,840	7,713	17,110	6,332
ПС 220 кВ Высокогорная	3,931	0,740	3,735	0,703	3,066	0,578
ПС 220 кВ ГПП-4	68,930	4,136	65,483	3,929	53,765	3,226
ПС 220 кВ Литовко	2,332	0,594	2,216	0,564	1,819	0,463
ПС 220 кВ НПС-1	1,414	1,131	1,343	1,074	1,103	0,882
ПС 220 кВ НПС-2	1,202	1,202	1,142	1,142	0,937	0,937

1	2	3	4	5	6	7
ПС 220 кВ НПС-3	1,414	1,414	1,343	1,343	1,103	1,103
ПС 220 кВ Парус ОРУ-110 кВ	1,012	0,141	0,961	0,134	0,789	0,110
ПС 220 кВ Селихино ОРУ-110 кВ	9,940	-2,746	9,443	-2,608	7,753	-2,142
ПС 220 кВ Старт 220 кВ	47,087	-3,085	44,733	-2,931	36,728	-2,406
ПС 220 кВ Старт 110 кВ	1,214	0,325	1,153	0,309	0,947	0,253
ПС 220 кВ Уктур	0,803	0,089	0,763	0,085	0,626	0,070
Согаванская ТЭЦ	20,029	4,871	19,028	4,628	15,623	3,799

Таким образом, по исходным данным, мы определили вероятностные и прогнозируемые нагрузки на всех ПС.

2.5 Расчёт электрического режима заданного эквивалента сети

В своей магистерской диссертации проведен расчет зимнего режима максимальных нагрузок с использованием программного комплекса Rastr Win 3. С использованием исходных данных, а также максимальной нагрузки в зимний период для выполнения расчета максимального режима с помощью выбранного программного комплекса.

В таблице 14 приведены результаты расчета режима, отображающие значения параметров сети в узлах схемы.

Использование программного комплекса Rastr Win 3 позволяет точно и эффективно проводить расчеты режимов работы электроэнергетических систем. Программный комплекс обеспечивает возможность моделирования и анализа различных сценариев нагрузки, оптимизации параметров сети и принятия решений по выбору оборудования.

Результаты расчета максимального режима позволят изучить поведение сети в зимний период, выявить потенциальные проблемы и разработать рекомендации по оптимизации работы системы. Это может включать в себя предложения по улучшению надежности, повышению эффективности или изменению конфигурации сети.

Таблица 14 – Значения параметров сети в узлах схемы в нормальном режиме

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2503	ПС 500 кВ Хабаровская с.т.1АТ	500								508,88	-11,24
2504	ПС 500 кВ Хабаровская с.т.2АТ	500								508,88	-11,24
2501	ПС 500 кВ Хабаровская ОРУ-500 кВ Е1	500			72,35	-152,18	51			51	-10,17
2530	ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-500 кВ	500	0,25	0,10						510,65	-7,98
1		500								509,09	-6,71
8		220								231,24	-3,14
9		220								231,55	-2,30
10		220								231,55	-2,30
7		220								231,24	-3,14
3		220								231,34	-2,51
4		220								231,49	-5,49
5		220								232,63	-9,45
6		220								232,63	-9,45
2644	отп.1 ПС 220 кВ Литовко	220								232,48	-9,61
2645	ПС 220 кВ Литовко ОРУ-220 кВ	220								232,25	-9,60
2643	отп.2 ПС 220 кВ Литовко	220								233,69	-9,63
2521	ПС 500 кВ Хабаровская 1СШ 220 кВ	220	204,00	9,40						235,01	-11,13
2541	ПС 500 кВ Комсомольская 1СШ 220 кВ	220	0,52	0,10						235,21	-6,84
2		220								231,67	-2,82
2621	ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-220 кВ	220								234,49	-7,97
2613	ПС 220 кВ Селихино ОРУ-220 кВ	220								236,54	-7,09
2601	ПС 220 кВ Старт 1С 220 кВ	220	58,00	-3,80						235,22	-6,38
2605	ПС 220 кВ Парус ОРУ-220 кВ	220								235,19	-5,76
2625	ПС 220 кВ Ванино ОРУ-220 кВ	220								235,77	-8,90
2612	ПС 220 кВ ГПП-4 1сек.220	220								235,22	-6,59

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2607	ПС 220 кВ НПС-1	220	1,74	1,39						233,62	-10,10
2608	ПС 220 кВ НПС-2 1С 220 кВ	220	0,70	0,70						232,44	-9,14
2609	ПС 220 кВ НПС-3	220	1,74	1,74						235,83	-8,02
2652	ПС 220 кВ НПС-2 2С 220 кВ	220	0,78	0,78						232,44	-9,14
2617	ПС 220 кВ Уктур	220	0,99	0,11						236,09	-7,60
2611	ПС 220 кВ ГПП-4 2сек.220	220	84,90	5,09						234,45	-7,60
2213	ПС 220 кВ Селихино ОРУ-110 кВ	110	12,24	-3,38						122,12	-5,65
2216	ПС 110 кВ Картель 2с-110	110	2,35	0,40						122,20	-4,03
2217	ПС 110 кВ Гайтер 1с-110	110	1,50	1,00						122,19	-3,80
2370	Согаванская ТЭЦ	110	24,67	6,00						122,60	-9,30
2206	ПС 110 кВ БАМ ПТФ	110	1,67	1,04						121,98	-2,05
2212	ПС 110 кВ Солнечная	110	9,02	2,53						121,74	-3,01
2227	ПС 110 кВ Ручей	110	0,28	0,09						121,85	-2,85
2276	ПС 110 кВ КСК 2с-110	110	1,63	1,28						121,17	-3,32
2277	ПС 110 кВ Байкальская 1с-110	110	1,74	0,84						121,36	-3,14
2209	ПС 110 кВ КСК 1с-110	110								121,43	-3,16
2210	ПС 110 кВ Северная 2с 110	110	1,79	-0,08						121,76	-3,42
2211	ПС 110 кВ Северная 1с 110	110	1,02	0,35						122,08	-2,38
2223	ПС 110 кВ Кедровая 1с-110	110								121,84	-3,28
2224	ПС 110 кВ Кедровая 2с-110	110	0,21	0,17						122,19	-2,40
2351	Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ	110								122,25	-2,30
2207	ПС 110 кВ Т	110	24,92	10,01						121,31	-3,12
2251	ПС 220 кВ Ванино ОРУ-110 кВ	110	27,02	1						122,38	-9,42
2347	Комсомольская ТЭЦ-1 ЗРУ 110 кВ	110								122,08	-2,35
2221	ПС 110 кВ К	110	7,80	2,31						122,11	-2,36

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2329	Амурская ТЭЦ-1 ЗРУ 110кВ	110	14,18	4,00						124,58	-0,78
2220	ПС 110 кВ ГПП-5	110	19,53	5,31						122,07	-2,15
2335	Комсомольская ТЭЦ-3 ЗРУ 110кВ	110								122,08	-1,61
2208	отп. Парус	110								122,13	-2,67
2205	ПС 220 кВ Парус ОРУ-110 кВ	110	1,25	0,17						122,12	-2,68
2204	ПС 110 кВ Байкальская 2с-110	110	2,91	2,19						121,21	-3,23
2201	ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ	110	1,50	0,40						121,80	-3,27
2203	ПС 110 кВ НПЗ	110	25,94	6,26						121,14	-3,32
2230	ПС 110 кВ Хурба	110	5,28	3,57						122,79	-2,23
2225	ПС 110 кВ Привокзальная 2с-110	110	13,24	5,60						122,06	-2,37
2327	Амурская ТЭЦ-1 с.т.1Т	110								115,77	0,55
2328	Амурская ТЭЦ-1 с.т.2Т	110								115,74	0,57
2348	Комсомольская ТЭЦ-1 с.т.С3Т	110								116,57	-2,28
2352	Комсомольская ТЭЦ-2 с.т.2Т	110								115,78	-2,10
2551	ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-110 кВ	110	14,88	1,92						122,04	-2,99
2279	Амурская ТЭЦ-1 2 секция 35кВ	35	9,46	3,12						36,66	-0,04
2843	ПС 220 кВ Литовко ОРУ-35 кВ	35	2,87	0,73						36,84	-10,29
2821	ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-35 кВ	35	4,84	0,91						33,90	-8,57
2350	Комсомольская ТЭЦ-2 35 кВ	35	4,07	1,61						36,72	-2,46
2345	Комсомольская ТЭЦ-1 ОРУ 35 кВ	35	9,99	3,47						38,59	-2,53
2278	Амурская ТЭЦ-1 1 секция 35кВ	35	8,87	2,81						36,69	-0,02
2332	Комсомольская ТЭЦ-3 Блок 2	15,8	3,91	3,26	14	-10,69	15,80	-92,64	166,47	15,80	1,64
2331	Комсомольская ТЭЦ-3 Блок 1	15,8	14,10	10,73	14	-3,47	15,80	-57,01	166,66	15,80	1,40
2325	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 5	10,5	7,21	5,11	8	25,00	10,92	25,00	83,00	10,98	2,46
2372	СВТЭЦ	10	4,10	1,60	19,00	5,68	10,70	-23,48	64,98	10,70	-8,23

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2371	СВТЭЦ	10	4,10	1,60	19,00	5,68	10,70	-23,48	64,98	10,70	-8,23
2523	ПС 500 кВ Хабаровская 1С-10 кВ	10	0,23	0,12						10,71	-11,25
2524	ПС 500 кВ Хабаровская 2С-10 кВ	10	0,23	0,12						10,71	-11,25
2162	ПС 220 кВ Ванино БР-(1-2)	10								10,93	-9,44
2167	ПС 220 кВ Ванино БК-(1-6)	10								10,93	-9,44
2152	ПС 220 кВ Ванино ЗРУ-10 кВ	10								10,93	-9,44
2342	Комсомольская ТЭЦ-1 ТГ № 2	6,3	2,55	1,16	9,00		6,37		10,40	6,40	-0,88
2358	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 8	6,3	4,96	4,70	51,00	10,92	6,42	9,50	31,50	6,42	1,17
2357	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 7	6,3	7,14	5,75	5	9,67	6,38	9,67	31,67	6,40	0,92
2356	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 6	6,3	1,76	1,92	5	9,83	6,43	9,67	31,67	6,43	1,28
2355	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 5	6,3	4,35	2,23	15,00	4,61	6,47	4,61	19,00	6,52	-2,12
2323	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 3	6,3	2,02	1,85			6,33			6,35	0,55
2322	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 2	6,3	3,05	2,03			6,30			6,35	0,53
2321	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 1	6,3	3,91	1,97			6,30			6,33	0,20
2341	Комсомольская ТЭЦ-1 ТГ № 1	6,3	2,07	1,65	8,00		6,34		7,00	6,35	0,63
2324	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 4	6,3	2,07	1,65	6	16,66	6,46	15,00	48,40	6,46	5,40
2343	Комсомольская ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ	6	3,08	1,87						6,39	-2,28
2354	Комсомольская ТЭЦ-2 ГРУ 6 кВ	6	6,53	3,34						6,33	-4,65
2353	Комсомольская ТЭЦ-2 ГРУ 6 кВ 1сек	6	8,39	4,44						6,34	-4,44

Таблица 15 – Значения параметров сети в ветвях в нормальном режиме

N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Кт/г
1	2	3	4	5	6	7	8
2351	2357	Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ - Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 7	0,85	19,77	7,80	54,60	0,05
2351	2358	Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ - Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 8	0,84	19,95	5,70	36,20	0,05
2347	2345	Комсомольская ТЭЦ-1 ЗРУ 110 кВ - Комсомольская ТЭЦ-1 ОРУ 35 кВ	4,35	70,25	5,80	76,50	0,32
2207	2208	ПС 110 кВ Т - отп. Парус	1,18	2,87	0,00	-18,44	0,00
2625	2621	ПС 220 кВ Ванино ОРУ-220 кВ - ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-220 кВ	18,72	79,59	0,00	-526,40	0,00
2551	2329	ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-110 кВ - Амурская ТЭЦ-1 ЗРУ 110кВ	6,75	13,89	0,00	-89,50	0,00
2551	2230	ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-110 кВ - ПС 110 кВ Хурба	2,44	5,02	0,00	-32,40	0,00
2503	2521	ПС 500 кВ Хабаровская с.т.1АТ - ПС 500 кВ Хабаровская 1СШ 220 кВ	0,48	-6,19	0,00	0,00	0,46
2503	2523	ПС 500 кВ Хабаровская с.т.1АТ - ПС 500 кВ Хабаровская 1С-10 кВ	0,48	112,99	0,00	0,00	0,02
2504	2521	ПС 500 кВ Хабаровская с.т.2АТ - ПС 500 кВ Хабаровская 1СШ 220 кВ	0,48	-6,19	0,00	0,00	0,46
2504	2524	ПС 500 кВ Хабаровская с.т.2АТ - ПС 500 кВ Хабаровская 2С-10 кВ	0,48	112,99	0,00	0,00	0,02
2221	2225	ПС 110 кВ К - ПС 110 кВ Привокзаль- ная 2с-110	0,38	0,94	0,00	-6,01	0,00
2347	2221	Комсомольская ТЭЦ-1 ЗРУ 110 кВ - ПС 110 кВ К	0,52	1,27	0,00	-8,20	0,00
2347	2351	Комсомольская ТЭЦ-1 ЗРУ 110 кВ - Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ	1,33	3,24	0,00	-20,80	0,00
2347	2351	Комсомольская ТЭЦ-1 ЗРУ 110 кВ - Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ	1,33	3,24	0,00	-20,80	0,00
2347	2348	Комсомольская ТЭЦ-1 ЗРУ 110 кВ - Комсомольская ТЭЦ-1 с.т.СЗТ	2,12	45,13	4,30	26,20	0,98
2216	2221	ПС 110 кВ Картель 2с-110 - ПС 110 кВ К	10,47	19,04	0,00	-118,68	0,00
2216	2217	ПС 110 кВ Картель 2с-110 - ПС 110 кВ Гайтер 1с-110	1,69	4,12	0,00	-26,43	0,00
2213	2216	ПС 220 кВ Селихино ОРУ-110 кВ - ПС 110 кВ Картель 2с-110	6,79	11,89	0,00	-74,00	0,00
2217	2551	ПС 110 кВ Гайтер 1с-110 - ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-110 кВ	3,61	13,88	0,00	-95,30	0,00
2613	2625	ПС 220 кВ Селихино ОРУ-220 кВ - ПС 220 кВ Ванино ОРУ-220 кВ	32,88	136,52	0,00	-903,74	0,00
2613	2541	ПС 220 кВ Селихино ОРУ-220 кВ - ПС 500 кВ Комсомольская 1СШ 220 кВ	4,20	24,25	0,00	-160,73	0,00

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8
2608	2652	ПС 220 кВ НПС-2 1С 220 кВ - ПС 220 кВ НПС-2 2С 220 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2643	2608	отп.2 ПС 220 кВ Литовко - ПС 220 кВ НПС-2 1С 220 кВ	3,79	16,13	0,00	-106,65	0,00
2644	2652	отп.1 ПС 220 кВ Литовко - ПС 220 кВ НПС-2 2С 220 кВ	3,78	16,05	0,00	-106,17	0,00
2608	2609	ПС 220 кВ НПС-2 1С 220 кВ - ПС 220 кВ НПС-3	12,25	52,05	0,00	-344,28	0,00
2607	2644	ПС 220 кВ НПС-1 - отп.1 ПС 220 кВ Литовко	3,90	16,57	0,00	-109,60	0,00
2352	2355	Комсомольская ТЭЦ-2 с.т.2Т - Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 5	1,19	-1,01	0,00	0,00	0,06
2348	2345	Комсомольская ТЭЦ-1 с.т.СЗТ - Комсомольская ТЭЦ-1 ОРУ 35 кВ	1,46	27,92	0,00	0,00	0,33
2328	2323	Амурская ТЭЦ-1 с.т.2Т - Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 3	0,72	-0,11	0,00	0,00	0,05
2327	2322	Амурская ТЭЦ-1 с.т.1Т - Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 2	0,48	-0,11	0,00	0,00	0,05
2328	2279	Амурская ТЭЦ-1 с.т.2Т - Амурская ТЭЦ-1 2 секция 35кВ	0,69	15,10	0,00	0,00	0,32
2329	2328	Амурская ТЭЦ-1 ЗРУ 110кВ - Амурская ТЭЦ-1 с.т.2Т	0,89	23,69	8,90	108,90	0,93
2327	2278	Амурская ТЭЦ-1 с.т.1Т - Амурская ТЭЦ-1 1 секция 35кВ	0,49	15,10	0,00	0,00	0,32
2329	2327	Амурская ТЭЦ-1 ЗРУ 110кВ - Амурская ТЭЦ-1 с.т.1Т	0,68	23,69	10,70	72,60	0,93
6	2152	- ПС 220 кВ Ванино ЗРУ-10 кВ	0,49	82,52	0,00	0,00	0,05
2625	5	ПС 220 кВ Ванино ОРУ-220 кВ -	0,49	48,67	1,61	11,70	1,00
2335	2201	Комсомольская ТЭЦ-3 ЗРУ 110кВ - ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ	1,50	6,71	0,00	-41,40	0,00
2206	2201	ПС 110 кВ БАМ ПТФ - ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ	1,11	4,96	0,00	-30,55	0,00
2335	2331	Комсомольская ТЭЦ-3 ЗРУ 110кВ - Комсомольская ТЭЦ-3 Блок 1	0,19	6,15	13,66	84,28	0,13
2335	2332	Комсомольская ТЭЦ-3 ЗРУ 110кВ - Комсомольская ТЭЦ-3 Блок 2	0,19	6,15	13,66	84,28	0,13
2335	2220	Комсомольская ТЭЦ-3 ЗРУ 110кВ - ПС 110 кВ ГПП-5	0,45	1,99	0,00	-12,28	0,00
2335	2220	Комсомольская ТЭЦ-3 ЗРУ 110кВ - ПС 110 кВ ГПП-5	0,45	1,99	0,00	-12,28	0,00
2207	2204	ПС 110 кВ Т - ПС 110 кВ Байкальская 2с-110	0,44	1,07	0,00	-6,84	0,00
2351	2208	Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ - отп. Парус	0,55	1,35	0,00	-8,66	0,00

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8
2351	2207	Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ - ПС 110 кВ Т	1,73	4,22	0,00	-27,10	0,00
2605	2601	ПС 220 кВ Парус ОРУ-220 кВ - ПС 220 кВ Старт 1С 220 кВ	2,46	8,79	0,00	-56,30	0,00
2601	2541	ПС 220 кВ Старт 1С 220 кВ - ПС 500 кВ Комсомольская 1СШ 220 кВ	2,72	9,58	0,00	-61,40	0,00
2613	2617	ПС 220 кВ Селихино ОРУ-220 кВ - ПС 220 кВ Уктур	7,27	30,89	0,00	-204,30	0,00
2613	2541	ПС 220 кВ Селихино ОРУ-220 кВ - ПС 500 кВ Комсомольская 1СШ 220 кВ	5,46	23,19	0,00	-153,40	0,00
2621	2821	ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-220 кВ - ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-35 кВ	10,83	264,50	0,90	4,00	0,15
2621	2821	ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-220 кВ - ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-35 кВ	9,56	283,54	0,87	3,40	0,16
2617	2621	ПС 220 кВ Уктур - ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-220 кВ	6,47	27,52	0,00	-182,00	0,00
2612	2601	ПС 220 кВ ГПП-4 1сек.220 - ПС 220 кВ Старт 1С 220 кВ	1,38	5,85	0,00	-38,66	0,00
2541	2611	ПС 500 кВ Комсомольская 1СШ 220 кВ - ПС 220 кВ ГПП-4 2сек.220	1,68	8,65	0,00	-59,17	0,00
2541	2612	ПС 500 кВ Комсомольская 1СШ 220 кВ - ПС 220 кВ ГПП-4 1сек.220	1,28	6,92	0,00	-47,76	0,00
2551	2221	ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-110 кВ - ПС 110 кВ К	2,02	4,17	0,00	-26,90	0,00
2551	2221	ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-110 кВ - ПС 110 кВ К	2,02	4,17	0,00	-26,90	0,00
6	2251	- ПС 220 кВ Ванино ОРУ-110 кВ	0,49	-2,06	0,00	0,00	0,53
2223	2224	ПС 110 кВ Кедровая 1с-110 - ПС 110 кВ Кедровая 2с-110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2223	2201	ПС 110 кВ Кедровая 1с-110 - ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ	5,55	9,72	0,00	-60,51	0,00
1000	2530	ПП 500 кВ Нерген - ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-500 кВ	7,72	77,24	9,17	-973,10	0,00
2501	1000	ПС 500 кВ Хабаровская ОРУ-500 кВ Е1 - ПП 500 кВ Нерген	3,31	33,10	3,93	-417,00	0,00
2205	2208	ПС 220 кВ Парус ОРУ-110 кВ - отп. Парус	0,03	0,07	0,00	-0,42	0,00
2203	2204	ПС 110 кВ НПЗ - ПС 110 кВ Байкальская 2с-110	0,42	1,03	0,00	-6,58	0,00
2329	2230	Амурская ТЭЦ-1 ЗРУ 110кВ - ПС 110 кВ Хурба	4,31	8,87	0,00	-57,20	0,00
2329	2325	Амурская ТЭЦ-1 ЗРУ 110кВ - Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 5	0,39	12,36	7,80	47,00	0,09

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8
2521	2607	ПС 500 кВ Хабаровская 1СШ 220 кВ - ПС 220 кВ НПС-1	9,65	41,04	0,00	-271,40	0,00
2521	2643	ПС 500 кВ Хабаровская 1СШ 220 кВ - отп.2 ПС 220 кВ Литовко	13,29	56,50	0,00	-373,70	0,00
2501	2503	ПС 500 кВ Хабаровская ОРУ-500 кВ Е1 - ПС 500 кВ Хабаровская с.т.1АТ	0,48	60,84	1,51	7,91	1,00
2501	2504	ПС 500 кВ Хабаровская ОРУ-500 кВ Е1 - ПС 500 кВ Хабаровская с.т.2АТ	0,48	60,84	1,51	7,91	1,00
2645	2843	ПС 220 кВ Литовко ОРУ-220 кВ - ПС 220 кВ Литовко ОРУ-35 кВ	11,00	264,50	0,85	4,25	0,18
2645	2843	ПС 220 кВ Литовко ОРУ-220 кВ - ПС 220 кВ Литовко ОРУ-35 кВ	11,09	264,50	0,85	4,25	0,15
2609	2601	ПС 220 кВ НПС-3 - ПС 220 кВ Старт 1С 220 кВ	13,96	59,36	0,00	-392,59	0,00
2210	2211	ПС 110 кВ Северная 2с 110 - ПС 110 кВ Северная 1с 110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2224	2221	ПС 110 кВ Кедровая 2с-110 - ПС 110 кВ К	10,05	17,59	0,00	-109,50	0,00
2201	2276	ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ - ПС 110 кВ КСК 2с-110	3,59	7,39	0,00	-47,60	0,00
2276	2203	ПС 110 кВ КСК 2с-110 - ПС 110 кВ НПЗ	0,18	0,38	0,00	-2,44	0,00
2277	2207	ПС 110 кВ Байкальская 1с-110 - ПС 110 кВ Т	0,44	1,07	0,00	-6,84	0,00
2211	2221	ПС 110 кВ Северная 1с 110 - ПС 110 кВ К	2,83	4,95	0,00	-30,83	0,00
2209	2277	ПС 110 кВ КСК 1с-110 - ПС 110 кВ Байкальская 1с-110	0,60	1,40	0,00	-9,01	0,00
2201	2209	ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ - ПС 110 кВ КСК 1с-110	3,59	7,39	0,00	-47,64	0,00
2201	2210	ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ - ПС 110 кВ Северная 2с 110	10,19	16,23	0,00	-100,53	0,00
2225	2347	ПС 110 кВ Привокзальная 2с-110 - Комсомольская ТЭЦ-1 ЗРУ 110 кВ	0,32	0,78	0,00	-5,00	0,00
2212	2221	ПС 110 кВ Солнечная - ПС 110 кВ К	8,80	15,41	0,00	-95,90	0,00
2227	2221	ПС 110 кВ Ручей - ПС 110 кВ К	6,52	11,41	0,00	-71,04	0,00
2212	2227	ПС 110 кВ Солнечная - ПС 110 кВ Ручей	2,29	4,00	0,00	-24,90	0,00
2201	2212	ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ - ПС 110 кВ Солнечная	4,65	11,35	0,00	-72,80	0,00
2201	2212	ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ - ПС 110 кВ Солнечная	4,65	11,35	0,00	-72,80	0,00
2206	2335	ПС 110 кВ БАМ ПТФ - Комсомольская ТЭЦ-3 ЗРУ 110кВ	0,39	1,76	0,00	-10,84	0,00
2611	2612	ПС 220 кВ ГПП-4 2сек.220 - ПС 220 кВ ГПП-4 1сек.220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2652	2601	ПС 220 кВ НПС-2 2С 220 кВ - ПС 220 кВ Старт 1С 220 кВ	21,89	93,06	0,00	-615,47	0,00
2644	2645	отп.1 ПС 220 кВ Литовко - ПС 220 кВ Литовко ОРУ-220 кВ	0,71	2,41	0,00	-15,40	0,00
2643	2645	отп.2 ПС 220 кВ Литовко - ПС 220 кВ Литовко ОРУ-220 кВ	0,71	2,41	0,00	-15,40	0,00
2152	2167	ПС 220 кВ Ванино ЗРУ-10 кВ - ПС 220 кВ Ванино БК-(1-6)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2152	2162	ПС 220 кВ Ванино ЗРУ-10 кВ - ПС 220 кВ Ванино БР-(1-2)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8
5	2152	- ПС 220 кВ Ванино ЗРУ-10 кВ	0,49	82,52	0,00	0,00	0,05
5	2251	- ПС 220 кВ Ванино ОРУ-110 кВ	0,49	-2,06	0,00	0,00	0,53
4	2213	- ПС 220 кВ Селихино ОРУ-110 кВ	1,43	-11,67	0,00	0,00	0,53
2251	2370	ПС 220 кВ Ванино ОРУ-110 кВ - Согаванская ТЭЦ	4,42	14,97	0,00	-105,13	0,00
2251	2370	ПС 220 кВ Ванино ОРУ-110 кВ - Согаванская ТЭЦ	4,42	14,97	0,00	-105,13	0,00
2323	2324	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 3 - Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 4	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00
2322	2324	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 2 - Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 4	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00
2321	2323	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 1 - Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 3	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00
2321	2322	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 1 - Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 2	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00
2341	2342	Комсомольская ТЭЦ-1 ТГ № 1 - Ком- сомольская ТЭЦ-1 ТГ № 2	0,00	0,18	0,00	0,00	0,00
2343	2342	Комсомольская ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ - Комсомольская ТЭЦ-1 ТГ № 2	0,00	0,18	0,00	0,00	0,00
2354	2355	Комсомольская ТЭЦ-2 ГРУ 6 кВ - Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 5	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00
2353	2354	Комсомольская ТЭЦ-2 ГРУ 6 кВ 1сек - Комсомольская ТЭЦ-2 ГРУ 6 кВ	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00
2221	2220	ПС 110 кВ К - ПС 110 кВ ГПП-5	0,20	0,90	0,00	-5,55	0,00
2221	2220	ПС 110 кВ К - ПС 110 кВ ГПП-5	0,20	0,90	0,00	-5,55	0,00
2348	2343	Комсомольская ТЭЦ-1 с.т.СЗТ - Ком- сомольская ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ	1,46	-0,63	0,00	0,00	0,05
2345	2342	Комсомольская ТЭЦ-1 ОРУ 35 кВ - Комсомольская ТЭЦ-1 ТГ № 2	0,55	5,93	32,38	337,33	0,17
2345	2341	Комсомольская ТЭЦ-1 ОРУ 35 кВ - Комсомольская ТЭЦ-1 ТГ № 1	0,27	3,76	49,20	425,00	0,17
2352	2350	Комсомольская ТЭЦ-2 с.т.2Т - Комсо- мольская ТЭЦ-2 35 кВ	1,20	21,20	0,00	0,00	0,32
2351	2353	Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ - Комсомольская ТЭЦ-2 ГРУ 6 кВ 1сек	2,46	56,60	2,70	12,90	0,05
2351	2352	Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ - Комсомольская ТЭЦ-2 с.т.2Т	1,50	31,14	9,40	109,80	0,95
2351	2356	Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ - Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 6	0,71	19,66	5,80	32,80	0,05
2613	4	ПС 220 кВ Селихино ОРУ-220 кВ -	1,43	104,11	0,85	5,89	0,00
2370	2371	Согаванская ТЭЦ - СВТЭЦ	0,71	19,20	4,78	32,43	0,09
2370	2372	Согаванская ТЭЦ - СВТЭЦ	0,71	19,20	4,78	32,43	0,09
1	2541	- ПС 500 кВ Комсомольская 1СШ 220 кВ	0,48	-6,19	0,00	0,00	0,46
2541	2	ПС 500 кВ Комсомольская 1СШ 220 кВ -	0,49	48,67	1,61	11,70	0,00
2	2551	- ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-110 кВ	0,49	-2,06	0,00	0,00	0,53
2541	3	ПС 500 кВ Комсомольская 1СШ 220 кВ -	1,43	104,11	0,85	5,89	0,00
3	2551	- ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-110 кВ	1,43	-11,67	0,00	0,00	0,53
2530	1	ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-500 кВ -	0,48	60,84	1,51	7,91	0,00

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8
2601	7	ПС 220 кВ Старт 1С 220 кВ -	0,49	48,67	1,61	11,70	0,00
7	2201	- ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ	0,49	-2,06	0,00	0,00	0,53
2601	8	ПС 220 кВ Старт 1С 220 кВ -	0,49	48,67	1,61	11,70	0,00
8	2201	- ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ	0,49	-2,06	0,00	0,00	0,53
2605	9	ПС 220 кВ Парус ОРУ-220 кВ -	1,43	104,11	0,85	5,89	0,00
9	2205	- ПС 220 кВ Парус ОРУ-110 кВ	1,43	-11,67	0,00	0,00	0,53
2605	10	ПС 220 кВ Парус ОРУ-220 кВ -	1,43	104,11	0,85	5,89	0,00
10	2205	- ПС 220 кВ Парус ОРУ-110 кВ	1,43	-11,67	0,00	0,00	0,53

Токовая нагрузка ЛЭП представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Наименование ВЛ	Токовая за- грузка, А	ДЦТН	Токовая за- грузка, %
1	2	3	4
ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – Хурба (С-72)	210,44	450	46,76
ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Комсомольская ТЭЦ-2 №1 (С-83)	31,91	510	6,26
ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Комсомольская ТЭЦ-2 №2 (С-84)	31,91	510	6,26
ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – К (С-76)	16,87	510	3,31
ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т с отпайкой на ПС Парус №2 (С-86)	312,50	510	61,27
ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т №1 (С-85)	251,42	510	49,30
ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-118)	325,66	690	47,20
ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-117)	325,66	690	47,20
ВЛ 110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС БАМ- ПТФ (С-116)	299,08	630	47,47
ВЛ 220 кВ НПС-1 – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	53,57	630	8,50
ВЛ 220 кВ НПС-1 – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	69,01	630	10,95
ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	86,94	630	13,80
ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская (Л-512)	235,42	1708	13,78
ВЛ 110 кВ Т – Старт с отпайками (С-97)	31,58	450	7,02
ВЛ 110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС БАМ- ПТФ (С-115)	304,20	690	44,09
ВЛ 110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС БАМ- ПТФ (С-115)	296,92	630	47,13
ВЛ 110 кВ Комсомольская – Гайтер (С-123)	71,27	605	11,78
ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-118)	284,04	690	41,17
ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-117)	284,04	690	41,17
ВЛ 110 кВ К – Привокзальная (С-93)	33,10	510	6,49
ВЛ 110 кВ Гайтер – Картель (С-121)	64,03	510	12,56
ВЛ 110 кВ К – Картель с отпайкой на ПС Пивань (С-74)	96,90	380	25,50
ВЛ 110 кВ С-101	4,26	380	1,12
ВЛ 110 кВ С-73	6,97	380	1,83
ВЛ 110 кВ Т – Старт с отпайками (С-97)	33,05	450	7,35
ВЛ 110 кВ НПЗ – Старт с отпайкой на ПС КСК (С-102)	37,64	450	8,36
ВЛ 110 кВ Т – НПЗ с отпайкой на ПС Байкальскую (С-98)	106,21	510	20,82
ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Привокзальная (С-75)	39,28	510	7,70
ВЛ 110 кВ К – Солнечная №1 с отпайкой на ПС Ручей (С-81)	48,01	380	12,63
ВЛ 110 кВ С-79 и ВЛ 110 кВ С-108	5,11	380	1,34

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ К – Солнечная №2 (С-82)	47,73	380	12,56
ВЛ 110 кВ К – Солнечная №1 с отпайкой на ПС Ручей (С-81)	45,47	380	11,97
ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т с отпайкой на ПС Парус №2 (С-86)	1,30	510	0,25
ВЛ 110 кВ Т – НПЗ с отпайкой на ПС Байкальскую (С-98)	120,20	510	23,57
ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ - Ванино I цепь	14,63	380	3,85
ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ - Ванино II цепь	14,63	380	3,85
ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванино (Л-263)	55,95	320	17,48
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №2 с отпайкой на ПС ГПП-4 (Л-252)	85,28	630	13,54
ВЛ 220 кВ НПС-1 – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	83,15	630	13,20
ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС-3	73,53	630	11,67
ВЛ 220 кВ НПС-2 – Старт	80,82	630	12,83
ВЛ 220 кВ Старт – НПС-3	76,45	630	12,13
ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т с отпайкой на ПС Парус №2 (С-86)	312,06	510	61,19
ВЛ 220 кВ Старт – Парус (Л-258)	161,45	630	25,63
ВЛ 110 кВ Картель – Селихино (С-99)	146,75	390	37,63
ВЛ 220 кВ Селихино – Ванино	72,13	791	9,12
ВЛ 220 кВ Селихино – Уктур (Л-259)	42,11	320	13,16
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №1 (Л-255)	49,25	970	5,08
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №2 (Л-254)	50,30	801	6,28
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №3 (Л-253)	111,23	630	17,66
ВЛ 110 кВ Т – Старт с отпайками (С-97)	32,43	450	7,21
ВЛ 110 кВ НПЗ – Старт с отпайкой на ПС КСК (С-102)	46,68	450	10,37
ВЛ 110 кВ С-95 и ВЛ 110 кВ С-80	11,28	380	2,97
ВЛ 110 кВ Старт – Солнечная №2 (С-104)	27,70	510	5,43
ВЛ 110 кВ Старт – Солнечная №1 (С-103)	27,70	510	5,43
ВЛ 220 кВ Уктур – Высокогорная (Л-261)	52,51	320	16,41
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №2 с отпайкой на ПС ГПП-4 (Л-252)	84,07	801	10,50
ВЛ 220 кВ Комсомольская – ГПП-4 (Л-251)	209,46	600	34,91
ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – Комсомольская (С-71)	201,23	450	44,72
ВЛ 110 кВ К – Комсомольская №1 (С-119)	167,57	450	37,24
ВЛ 110 кВ К – Комсомольская №2 (С-120)	167,57	450	37,24
ВЛ 110 кВ Комсомольская – Хурба (С-94)	185,20	450	41,16
ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	76,73	801	9,58
ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-1	72,13	630	11,45
ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская (Л-512)	222,47	1708	13,03

Таблица 17 – Загрузка трансформаторов в нормальном режиме

Наименование трансформатора	Токовая загрузка, А	ДДТН	Токовая загрузка, %
1	2	3	4
5ПС 500 кВ Хабаровская АТ-1	92,23	335,18	27,52
ПС 500 кВ Хабаровская АТ-2	92,23	335,18	27,52
ПС 500 кВ Комсомольская АТ500	107,76	335,18	32,15

1	2	3	4
ПС 500 кВ Комсомольская АТ-2	198,73	314,15	63,26
ПС 500 кВ Комсомольская АТ-1	100,17	158,33	63,27
ПС 220 кВ Селихино АТ	46,07	158,33	29,10
ПС 220 кВ Старт АТ-2	163,31	314,15	51,99
ПС 220 кВ Старт АТ-1	163,31	314,15	51,99
ПС 220кВ Парус АТ-2	80,73	158,33	50,99
ПС 220 кВ Парус АТ-1	80,73	158,33	50,99
ПС 220 кВ Ванино АТ-1	47,41	314,15	15,09
ПС 220 кВ Ванино АТ-2	47,41	314,15	15,09

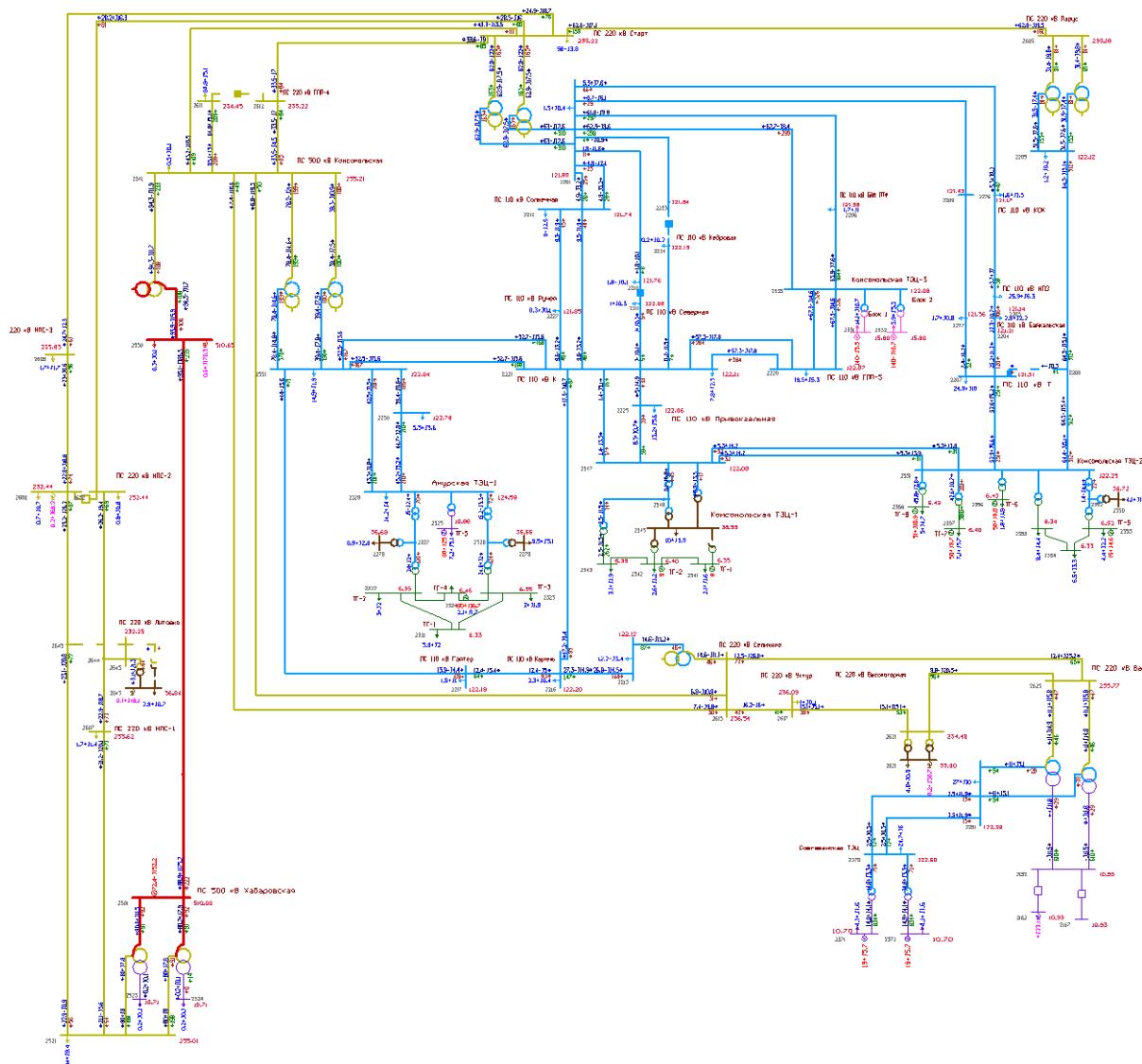


Рисунок 1 – Графический расчет нормального режима существующей се-

ти

Из проведенного расчета нормального режима следует сделать вывод, что большая часть высоковольтных линий (ВЛ) в сети недогружена. В нормальном режиме активные потери мощности в сети составили 14.76 МВт.

Значения отклонений напряжений, полученные при расчете нормального установившегося режима в действующей сети с использованием ПВК Rastrwin 3, не превышают предельно допустимые значения, установленные стандартом ГОСТ 32144-2013. Согласно стандарту, положительные и отрицательные отклонения напряжений в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю. Таким образом, отклонения напряжений в данной системе не превышают установленные нормативы.

Анализ плотности токовой нагрузки на линиях электропередачи с напряжением от 110 до 500 кВ показал, что в период зимних нагрузок большинство линий работает с низкой загрузкой, составляющей менее 20%. Это приводит к повышению уровня реактивной мощности в сети.

Исходя из этих результатов, можно сделать вывод о том, что, большая часть ВЛ недогружена, что может указывать на неправильное распределение нагрузки или необходимость дополнительных мер по оптимизации работы сети. Также повышенный уровень реактивной мощности может указывать на потенциальные проблемы с компенсацией реактивной мощности в системе.

3 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПП НЕРГЕН К ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1 Разработка вариантов подключения ПП Нерген к электрической сети

Этот проект является одним из самых крупных инвестиционных проектов, реализуемых в Хабаровском крае. Объем заявленных инвестиций составляет 115 миллиардов рублей, что свидетельствует о серьезном финансовом вложении. Целью проекта является строительство горно-обогатительного комбината на месторождении РМК с планируемой мощностью переработки 35 миллионов тонн руды в год. Одним из важных аспектов этого проекта является создание рабочих мест. Планируется создание 1,4 тысячи высокотехнологичных рабочих мест, и особое внимание будет уделяться найму местных жителей Амурского и Нанайского районов Хабаровского края. Это позволит сократить безработицу в регионе, способствовать развитию местного сообщества и повышению уровня жизни местных жителей. Такой масштабный проект не только имеет значительное экономическое влияние на регион, но и способствует социальному развитию, создавая новые рабочие места и развивая технологический потенциал региона.

В соответствии с "Схемой и программой развития электроэнергетики Хабаровского края на период 2021-2025 годов" планируется строительство подстанции Нерген и Таежной подстанции, общей электрической мощностью 250 МВт, которая будет удовлетворять потребности Хабаровского края и ООО "Амур Минералс".

Будет проведена разработка и технический анализ различных вариантов подключения ПП Нерген к существующей электрической сети. В проектируемом районе имеются сети с номинальным напряжением 110 кВ, 220 кВ и 500 кВ. Будут рассмотрены возможности подключения потребителя к указанным сетям, разработав 4 варианта электроснабжения. Результатом технического

анализа будет определение двух конкурентоспособных конфигураций сети, которые будут подвергнуты подробному технико-экономическому сравнению.

Вариант 1. Предусматривает подключение ПП Нерген и ПС Таежная к существующим сетям на напряжение 500 кВ. Данный вариант подразумевает:

- 1) строительство ПП 500 кВ Нерген – схема треугольник;
- 2) строительство заходов от ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская до ПП 500 кВ Нерген ориентировочной протяженностью 1 км (2x0,5 км);
- 3) строительство шлейфового захода от ПП 500 кВ Нерген до ПС 500 кВ Таежная ориентировочной протяженностью 0,5 км;
- 4) строительство ПС 500 кВ Таежная трансформаторной мощностью 501 МВА схема РУ ВН – блок линия – трансформатор, РУ-НН одна рабочая секционированная выключателем система шин;
- 5) строительство ВЛ 220 кВ Таёжная – Малмыж 35 км;
- 6) строительство ПС 220 кВ Малмыж трансформаторной мощностью 400 МВА, со схемой РУ ВН - одна рабочая секционированная выключателем система шин.

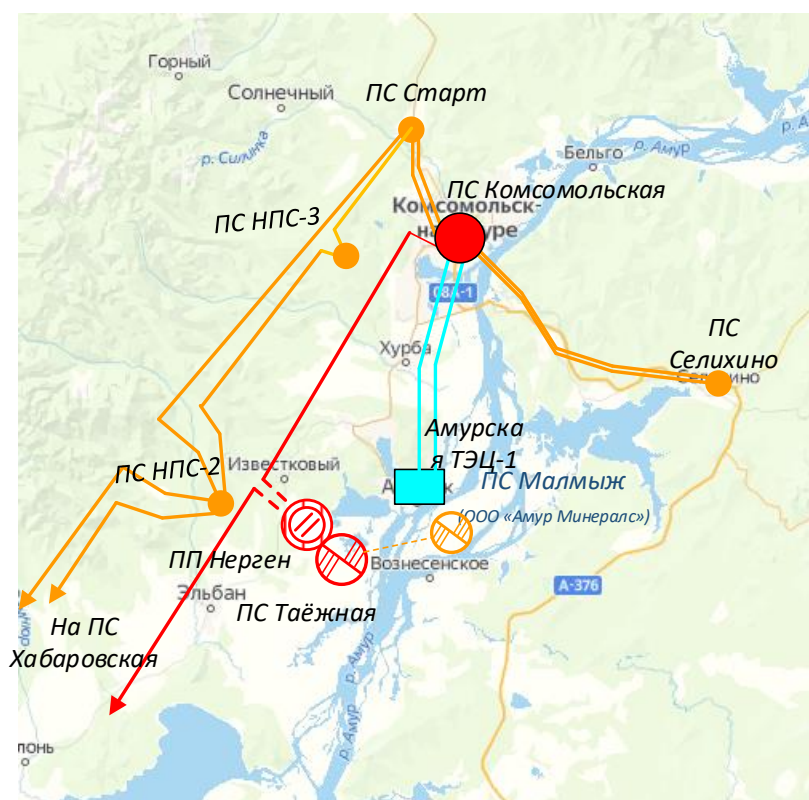


Рисунок 2 – 1 Вариант подключения

Вариант 2. Предусматривает подключение ПП Нерген к существующим сетям на напряжение 220 кВ. Данный вариант подразумевает:

- 1) строительство ПП 220 кВ Нерген, со схемой РУ - треугольник;
- 2) строительство заходов от ВЛ 220 кВ НПС-3 – НПС-2 до ПП 220 кВ Нерген ориентировочной протяженностью 107 км (2x53,5 км);
- 3) строительство ВЛ 220 кВ Таёжная – Малмыж 35 км;
- 4) строительство ПС 220 кВ Малмыж трансформаторной мощностью 400 МВА, со схемой РУ ВН - одна рабочая секционированная выключателем система шин.

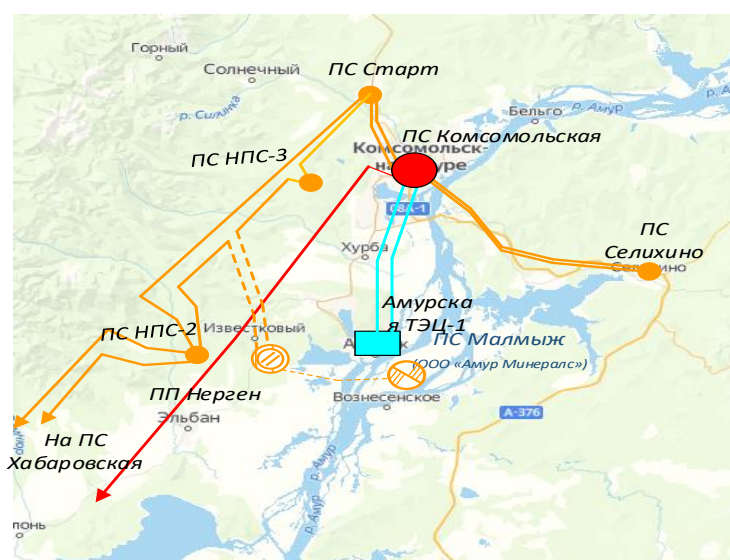


Рисунок 3 – 2 Вариант подключения

Вариант 3. Предусматривает подключение ПП Нерген к новой двухцепной ВЛ 220 кВ Селихино - Нерген. Технологическое присоединение осуществляется двухцепной линией, что обеспечивает высокую надежность электроснабжения потребителей. Данный вариант подразумевает:

- 1) строительство ПП 220 кВ Нерген со схемой РУ - четырехугольник;
- 2) строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Селихино – Нерген длиной 64 км;
- 3) строительство шлейфового захода от ПП 220 кВ Нерген до ПС 220 кВ Малмыж ориентировочной протяженностью 1 км (2x0,5 км);

4) строительство ПС 220 кВ Малмыж трансформаторной мощностью 400 МВА, со схемой РУ ВН - одна рабочая секционированная выключателем система шин.

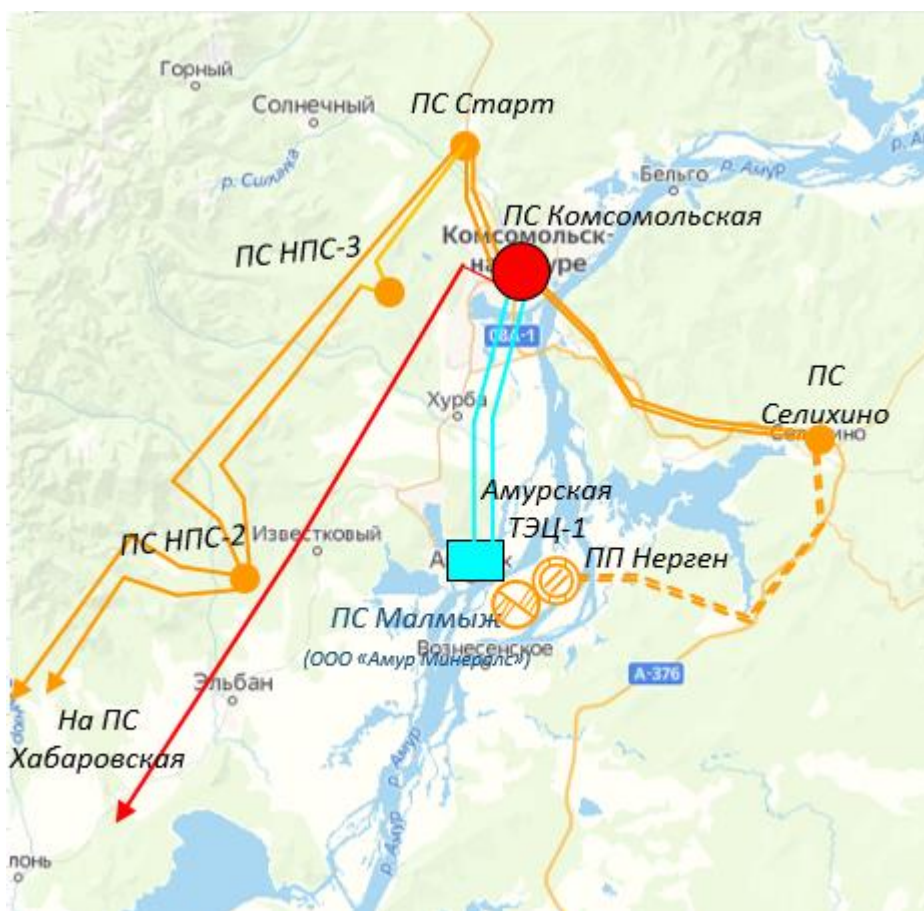


Рисунок 4 – 3 Вариант подключения

Вариант 4. Предусматривает подключение ПП 220 кВ Нерген заходами от ВЛ 220 НПС-2 – НПС-3 и ВЛ 220 кВ НПС-2 - Старт. Данный вариант подразумевает:

- 1) строительство ПП 220 кВ Нерген со схемой РУ - одна рабочая секционированная выключателем система шин;
- 2) строительство двух двухцепных заходов от ВЛ 220 НПС-2 – НПС-3 (53,5 км) и ВЛ 220 кВ НПС-2 – Старт (54 км);
- 3) строительство ВЛ 220 кВ Таёжная – Малмыж 35 км;
- 4) строительство подстанций ООО «Амур минералс» трансформаторной мощностью 320 МВт.



Рисунок 5 – 4 Вариант подключения

3.2 Анализ конкурентно способных вариантов

Для детального анализа отобранных вариантов необходимо осуществить:

- 1) Определение уровней номинального напряжения каждого из участков линий.
- 2) Определение пропускной способности линий на головных участках.
- 3) Определить число и мощность трансформаторов.
- 4) Выбор оптимальных схем РУ для нагрузочных ПС.
- 5) Сравнение суммарного количества выключателей на каждом уровне напряжения и суммарной длины линий в одноцепном исполнении.

Для проведения детального анализа отобранных вариантов подключения необходимо выполнить следующие шаги:

1. Определение уровней номинального напряжения каждого из участков линий:

- 1.1. Изучить существующую схему электроснабжения и определить номинальное напряжение каждого участка линий в рамках выбранных вариантов.
- 1.2. Учесть требования к номинальному напряжению для подключения ПП Нерген и соответствие существующей электрической сети.
2. Определение пропускной способности линий на головных участках:
 - 2.1. Проанализировать головные участки линий в каждом варианте и определить их пропускную способность.
 - 2.2. Рассмотреть ограничения по току и потерям напряжения при передаче электроэнергии по линиям.
3. Определить число и мощность трансформаторов:
 - 3.1. Исходя из выбранных вариантов и номинального напряжения, определить необходимое количество и мощность трансформаторов для обеспечения электроснабжения ПП Нерген.
4. Выбор оптимальных схем РУ для нагрузочных ПС:
 - 4.1. Рассмотреть различные схемы распределительных устройств (РУ) для ПС и выбрать наиболее подходящие схемы в каждом варианте.
 - 4.2. Учесть требования к надежности, гибкости и экономической эффективности системы РУ.
5. Сравнение суммарного количества выключателей на каждом уровне напряжения и суммарной длины линий в одноцепном исполнении:
 - 5.1. Оценить количество выключателей на каждом уровне напряжения в каждом варианте и сравнить их суммарное количество.
 - 5.2. Проанализировать суммарную длину линий в одноцепном исполнении для каждого варианта и сравнить их эффективность и экономическую целесообразность.

3.3 Выбор номинального напряжения

Для расчета воспользуемся формулой Илларионова как более универсальной, применение которой не зависит от передаваемой мощности на участке и длины самого участка):

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (24)$$

где L – длина участка сети;

P - поток максимальной активной мощности на участке сети.

Покажем выбор номинального напряжения на примере участка Хабаровская - Нерген

Анализируя данную формулу, приходим к выводу, что для нахождения рационального напряжения передачи электроэнергии необходимо предварительно определить поток активной мощности, передаваемый по данному участку сети.

По данным программы RastrWin мощность перетока по линии подставим в формулу Илларионова:

$$U_{Хаб-Нер} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{Хаб-Нер}} + \frac{2500}{P_{Хаб-Нер}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{301,224} + \frac{2500}{43,268}}} = 129,707 \text{ кВ}.$$

Подобным образом получим и остальные рациональные напряжения передачи электроэнергии. Данный расчет показан в Приложении Б.

3.4 Компенсация реактивной мощности

Для начала определим требуемую компенсацию, то есть мощность, которую нам необходимо скомпенсировать на каждой из ПС, расчет приведем в таблице 13.

$$Q_{ку.треб} = Q_{max} - P_{max} \cdot tg \varphi. \quad (25)$$

Как видно из таблицы 18 компенсирующие устройства необходимо выбрать для подстанций ПС 110 кВ БАМ ПТФ, ПС 110 кВ Гайтер, ПС 110 кВ

Кедровая, ПС 110 кВ КСК, ПС 110 кВ Привокзальная, ПС 220 кВ НПС-1, ПС 220 кВ НПС-2, ПС 220 кВ НПС-3

Затем необходимо найти требуемую мощность компенсации на одну секцию шин.

$$Q_{ку.треб1.1сш} = \frac{Q_{ку.треб1}}{2}, \quad (26)$$

$$Q_{неск} = \sum n_i \cdot Q_{КУi}, \quad (27)$$

где n_i - количество батарей конденсаторов i -ой мощности

$Q_{КУi}$ - i -ая мощность батарей конденсаторов.

По требуемым мощностям определяем количество и мощность КУ. Не скомпенсированная мощность на ПС находится по следующей формуле

$$Q_{неск} = Q_{\max} - Q_{ку} \quad (28)$$

Проверка выбранных КУ производится нахождением соотношения

$$1,0 \leq \frac{Q_{ку}}{Q_{ку.треб}} \leq 1,1 \quad (29)$$

Кроме того, для проверки необходимости отключения или оставления в работе КУ для летнего режима необходимо выполнить следующие шаги:

Определить мощность нагрузки на ПС в летний период. Эта мощность может быть получена из имеющихся данных о нагрузке или проведена соответствующая оценка на основе прогнозов и статистики.

Рассчитать необходимую мощность компенсации на ПС. Для этого необходимо определить значение реактивной мощности, которую требуется ком-

пенсировать, и подобрать компенсирующие устройства с соответствующей мощностью. Расчет выполняется с использованием ПВК RastrWin3.

Подобрать количество и мощность компенсирующих устройств таким образом, чтобы обеспечить необходимую мощность компенсации на ПС. При этом следует учесть технические характеристики доступных компенсирующих устройств.

Проверить полученные результаты и сделать соответствующие выводы о необходимости отключения или оставления в работе компенсирующих устройств для летнего режима на ПС.

$$Q_{\text{треб1}} = Q_{\text{1max}} - P_{\text{1max}} \cdot \text{tg}(\phi) = 3,029 - 4,649 \cdot 0,4 = 1,169 \text{ Мвар}$$

По этой мощности выбираем батареи конденсаторов на прием, на подстанции Байкальская требуется установка УКЛ-10-650У1.

Найдем нескомпенсированную мощность

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{ку}} = 3,029 - 1,3 = 1,729 \text{ Мвар}$$

Таблица 18 – Требуемая мощность компенсирующих устройств в узлах нагрузки

Объект	P _{max} , МВт	Q _{max} , Мвар	Q _{ку} треб	Q _{ку} Ф	Q _{неск} , Мвар
1	2	3	4	5	6
ПС 110 кВ Байкальская	4,649	3,029	1,169	1,3	1,729
ПС 110 кВ БАМ ПТФ	1,674	1,045	0,375	0,4	0,645
ПС 110 кВ Гайтер	1,495	1	0,402	0,4	0,6
ПС 110 кВ ГПП-5	19,527	5,311	-2,499	0	5,311
ПС 110 кВ К	7,797	2,311	-0,807	0	2,311
ПС 110 кВ Картель	2,35	0,4	-0,54	0	0,4
ПС 110 кВ Кедровая	0,214	0,174	0,089	0,1	0,074
ПС 110 кВ КСК	1,632	1,278	0,625	0,8	0,478
ПС 110 кВ НПЗ	25,943	6,26	-4,117	0	6,26
ПС 110 кВ Привокзальная	13,243	5,6	0,303	0,3	5,3

1	2	3	4	5	6
ПС 110 кВ Ручей	0,279	0,087	-0,025	0	0,087
ПС 110 кВ Северная	2,813	0,268	-0,857	0	0,268
ПС 110 кВ Солнечная	9,019	2,53	-1,077	0	2,53
ПС 110 кВ Т	24,919	10,012	0,044	0,1	9,912
ПС 110 кВ Хурба	5,278	3,57	1,458	1,5	2,07
ПС 220 кВ Ванино ОРУ-110 кВ	27,02	10	-0,808	0	10
ПС 220 кВ Высокогорная	4,842	0,912	-1,025	0	0,912
ПС 220 кВ ГПП-4	84,905	5,094	-28,868	0	5,094
ПС 220 кВ Литовко	2,873	0,731	-0,418	0	0,731
ПС 220 кВ НПС-1	1,741	1,393	0,696	0,7	0,693
ПС 220 кВ НПС-2	1,48	1,48	0,888	0,9	0,58
ПС 220 кВ НПС-3	1,741	1,741	1,045	1	0,741
ПС 220 кВ Парус ОРУ-110 кВ	1,246	0,174	-0,324	0	0,174
ПС 220 кВ Селихино ОРУ-110 кВ	12,244	-3,382	-8,28	0	-3,382

3.5 Выбор числа и мощности трансформаторов

Выбор трансформаторов производится по расчётной мощности для каждого из узлов.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле

$$S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{(P_{cp}^3)^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{k_{3,\text{опт}} \cdot n_{\text{ТР}}}, \quad (30)$$

где P_{cp}^3 - средняя зимняя активная мощность;

$n_{\text{ТР}}$ - число трансформаторов на ПС, в нашем случае $n_{\text{ТР}} = 2$;

$k_{3,\text{опт}}$ - оптимальный коэффициент загрузки трансформаторов (для двухтрансформаторной ПС $k_{3,\text{опт}} = 0,7$).

Далее мы принимаем трансформаторы номинальной мощностью, наиболее близкой к расчетной.

Последним этапом проверки трансформаторов является проверка на послеаварийную загрузку.

Эта проверка модулирует ситуацию переноса нагрузки двух трансформаторов на один. При этом послеаварийный коэффициент загрузки должен отвечать следующему условию

$$k_{з.ПА} = \frac{\sqrt{(P_{cp}^3)^2 + (Q_{неск})^2}}{S_{ТРНОМ} \cdot 1} \leq 1,4, \quad (31)$$

где $k_{з.ПА}$ – послеаварийный коэффициент загрузки трансформатора.

Для реализации первого варианта подключения необходима установка автотрансформатора 500/220 на ПС Таёжная, а также установка 4-х двухобмоточных трансформаторов на ПС Малмыж.

$$S_{Трасч} = \frac{\sqrt{250^2 + 87,5^2}}{0,8} = 331 \text{ МВА}.$$

Исходя из расчёта принимаем к установке на ПС Таёжная группу однофазных автотрансформаторов марки АОДЦТН-167000/500/220 суммарной мощностью 501 МВА.

$$S_{Трасч} = \frac{\sqrt{250^2 + 87,5^2}}{4 \cdot 0,7} = 94,6 \text{ МВА}$$

Исходя из расчёта принимаем к установке на ПС Малмыж 4 двухобмоточных трансформатора марки ТРДЦН-100000/220.

Реализации второго варианта подключения не предусматривает установку автотрансформаторов 500/220, а для ПС Малмыж расчёт и выбор СТ является аналогичным приведенному выше.

3.6 Выбор сечения проводников воздушных линий

В практике проектирования воздушных и кабельных линий, выбор сечения проводников осуществляется с учетом экономических аспектов. Для этого используются нормируемые обобщенные показатели, такие как экономические токовые интервалы и экономическая плотность тока. Ранее в проектировании широко применялась экономическая плотность тока в качестве показателя для определения сечения проводников. Однако более правильным подходом является нормирование экономических токовых интервалов для различных марки проводов на воздушных и кабельных линиях разных напряжений. При разработке экономических токовых интервалов учитываются принципы унификации опор и задачи конкретного проекта электросетевого строительства. В результате, некоторые марки проводов имеют более широкие интервалы, а другие - более узкие. Выбранное сечение проводника, основанное на нормированных значениях экономических токовых интервалов, затем проверяется на соответствие другим требованиям, таким как корона на линии, уровень радиопомех, допустимая токовая нагрузка по нагреву, потери и отклонения напряжения, а также термическая стойкость при коротком замыкании. Такой подход позволяет оптимизировать выбор сечения проводников с учетом экономических и технических условий, обеспечивая эффективное и надежное функционирование электрической сети.

3.6.1 Выбор сечения проводников по экономическим токовым интервалам

Суммарное сечение проводников ВЛ принимается в зависимости от расчетного тока I_p , напряжения, материала и цепности опор, района по гололедности и региона страны.

Расчетными для выбора экономического сечения проводов являются:

для линий основной сети – расчетные длительные потоки мощности;

для линий распределительной сети - совмещенный максимум нагрузки подстанций, присоединенных к данной линии, при прохождении максимума энергосистемы.

При определении расчетного тока не следует учитывать увеличения тока при авариях или ремонтах в каких-либо элементах сети.

Значение I_p определяется по выражению:

$$I_p = I_5 \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (32)$$

где I_5 - ток линии на пятом году ее эксплуатации;

α_i — коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации.

α_T — коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_m и ее значение в максимуме ЭЭС (определяется коэффициентом K_m).

Введение коэффициента α_i учитывает фактор одновременности затрат в технико-экономических расчетах.

Значение K_m принимается равным отношению нагрузки линии в час максимума нагрузки энергосистемы к собственному максимуму нагрузки линии. Усредненные значения коэффициента α_T принимаются по данным табл. 43.6 [31]

При использовании нормированных значений экономических токовых интервалов, необходимо учитывать следующее:

Нормированные значения относятся только к проектируемым линиям и не являются критерием для оценки экономической нагрузки существующих линий. Это означает, что при расчете экономических токовых интервалов следует учитывать только будущую нагрузку на новые линии.

Если расчетный ток одной цепи превышает верхнюю границу использования максимального сечения проводников воздушной или кабельной линии, необходимо рассмотреть варианты усиления сети. Это может включать установку дополнительных проводников, замену существующих проводников на более крупные или применение других методов усиления.

Для линий с промежуточными отборами мощности выбор сечения проводников производится на основе расчетной нагрузки соответствующего участка. При этом допускается использование одинакового сечения для смежных участков, если их нагрузки находятся в соседних экономических интервалах. Это позволяет упростить проектирование и обеспечить более эффективное использование проводников.

При выполнении заходов, действующих ВЛ на ПС сечение проводника, выбирается по экономическим токовым интервалам. Как правило, выбранное сечение должно быть не меньше, чем на основной линии.

3.6.2 Выбор сечения проводников по экономической плотности тока

Рассчитывается ток линии в режиме наибольших нагрузок:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{(P_{max})^2 + (Q_{неск})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (33)$$

После этого определяется сечение проводников по формуле:

$$F = \frac{I_{расч}}{j_n} \quad (34)$$

где j_n – нормируемая плотность тока для алюминиевых проводов при числе часов использования максимума нагрузок в год от 3000 до 5000 составляет 1,1 А/мм²

3.6.3 Условия проверки проводов по допустимой токовой нагрузке по нагреву

$$I_{р.н.} \leq I_{дон}, \quad (35)$$

где $I_{р.н.}$ - расчетный ток для проверки проводников и кабелей по нагреву, являющийся средней токовой нагрузкой за 0,5 ч (расчетными режимами могут быть нормальные или аварийные режимы, а также периоды ремонтов других

элементов сети, возможных неравномерностей распределения токов между линиями, секциями шин и т.п.);

I_{oon} - допустимый длительный ток нагрузки с учетом поправочных коэффициентов на условия прокладки и температуру окружающей среды.

Так как расчёт электрического режима в ПВК Rastr Win3 выполнен по данным прогнозных нагрузок на момент 2028 года, то производим сравнение расчётных токов с экономическими токовыми интервалами. Необходимо проверить существующие ЛЭП, а также определить сечение для вновь проектируемых ЛЭП. Для вновь сооружаемых ВЛ принимаем следующие сечения провода в таблице 19.

Таблица 19 – Принимаемые сечения провода для вновь строящихся ВЛ:

№ Варианта	ЛЭП	Сечение провода	Длина
1 вариант	Заход на ПП 500 кВ Нерген от существующей ВЛ 500 кВ Хабаровская - Комсомольская	3хАС-300/48	2х0,5 км
	Заход от ПП 500 кВ Нерген на ПС 500 кВ Таёжная	3хАС-300/48	0,5 км
	ВЛ 220 кВ Таёжная - Малмыж	АС-400/51	35 км
2 вариант	Заход на ПП 220 кВ Нерген от существующей ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС-3, с образованием ВЛ 220 кВ НПС-2 – Нерген, ВЛ 220 кВ НПС-3 - Нерген	АС-300/48	2х53,5 км
	ВЛ 220 кВ Таёжная - Малмыж	АС-400/51	35 км
3 вариант	ВЛ 220 кВ Селихино - Нерген	АС-400/51	64 км
	ВЛ 220 кВ Нерген - Малмыж	АС-400/51	35 км
4 вариант	Заход на ПП 220 кВ Нерген от существующих ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС-3 и ВЛ НПС-2 - Старт, с образованием ВЛ 220 кВ НПС-2 – Нерген №1, ВЛ 220 кВ НПС-2 – Нерген №2, ВЛ 220 кВ Нерген – Старт.	АС-300/48	4х53,5 км
	ВЛ 220 кВ Нерген - Малмыж	АС-400/51	35 км

Таблица 20 – Сравнение расчётных токов с экономическими токовыми интервалами

Наименование ЛЭП	Токовая нагрузка, А нормальный режим	Токовая нагрузка, А послеаварийный режим	Марка и сечение провода	Длительно допустимая токовая нагрузка
1 вариант				
ВЛ 500 кВ Хабаровская – Нерген	114	342	3хАС-300/48	2070
ВЛ 500 кВ Нерген – Комсомольская	256	-	3хАС-300/48	2070
ВЛ 500 кВ Нерген – Таёжная	336	341	3хАС-300/48	2070
ВЛ 220 кВ НПС-3 – Старт	111	368	АС-300/48	690
ВЛ 220 кВ НПС-2 – Старт	123	432	АС-300/48	690
ВЛ 220 кВ Таёжная – Малмыж	767	-	АС-400/51	825
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №1	84	190	АС-400/51	825
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №2	81	193	АС-300/48	690
2 вариант (на ПП 220 кВ Нерген необходима установка БСК 220 кВ – мощностью 200 Мвар)				
ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская	223		3хАС-300/48	2070
ВЛ 220 кВ Старт – НПС-3	270	756	АС-300/48	690
ВЛ 220 кВ НПС-3 – Нерген	248	701	АС-300/48	690
ВЛ 220 кВ НПС-2 – Нерген	166	701	АС-300/48	690
ВЛ 220 кВ Таёжная – Малмыж	701	-	АС-400/51	825
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №1	30	60	АС-400/51	825
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №2	29	65	АС-300/48	690
3 вариант (на ПП 220 кВ Нерген необходима установка БСК 220 кВ – мощностью 150 Мвар)				
ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская	223		3хАС-300/48	2070
ВЛ 220 кВ НПС-3 – Старт	268		АС-300/48	690
ВЛ 220 кВ НПС-2 – Старт	166		АС-300/48	690
ВЛ 220 кВ Таёжная – Малмыж	701	-	АС-400/51	825
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №1	30	60	АС-400/51	825
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №2	29	65	АС-300/48	690
4 вариант (на ПП 220 кВ Нерген необходима установка БСК 220 кВ – мощностью 100 Мвар)				
ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская	268	-	3хАС-300/48	2070
ВЛ 220 кВ НПС-3 – Старт	45	51	АС-300/48	690
ВЛ 220 кВ НПС-2 – Старт	49	51	АС-300/48	690
ВЛ 220 кВ Таёжная – Малмыж	701	-	АС-400/51	825
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №1	330	676	АС-400/51	825
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №2	342	670	АС-300/48	690

Расчеты электрических режимов для выбора проводов представлены в приложении . Как видно из представленной выше таблицы для второго, третьего и четвертого вариантов необходима установка дополнительного оборудования БСК мощностью от 100 до 200 Мвар для обеспечения нормируемого показателя качества электрической энергии – Медленные изменения напряжения. Согласно ГОСТ 32144-2013 положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

Для обеспечения длительно допустимых токовых нагрузок при отключении ВЛ 220 кВ Старт – НПС-3 необходима замена существующего провода марки АС-300/39 на провод марки АС-400/51

3.7 Разработка однолинейной схемы подстанций

Схемы распределительных устройств высокого напряжения (РУ ВН) определяются несколькими факторами, такими как положение подстанции в сети, напряжение в сети и количество присоединений. Существуют различные типы подстанций в зависимости от их положения в сети высокого напряжения: узловые, проходные, ответвительные и концевые.

Узловые и проходные подстанции являются транзитными, так как мощность, передаваемая по линии, проходит через сборные шины этих подстанций. Распределительные устройства высокого напряжения 220 кВ, когда используются три или четыре линии, также рекомендуется выполнять в виде кольцевых схем. При этом линии и трансформаторы подключаются к узлам треугольника или квадрата через разъединители. Такие схемы позволяют минимизировать количество выключателей. Однако недостатком является то, что при повреждении одной из ветвей линии и соответствующего трансформатора отключаются вместе. Работа неповрежденной ветви (линии, трансформатора) может быть быстро восстановлена путем отключения соответствующего разъединителя и повторного включения выключателей. Целесообразно автоматизировать эти операции. Выбор главной схемы РУ ВН сводится к выбору из типовых схем.

При выборе схемы соединений для транзитной подстанции, учитывается возможность получения питания с двух сторон и обеспечение транзитного потока энергии. ПАО "ФСК ЕЭС" разработало стандарты и рекомендации для принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций с напряжением 35-750 кВ, такие как "Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения" (СТО 5697007-29.240.30.010-2008 г.) и "Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ" (СТО 56947007-29.240.30.047-2010 г.), используются для руководства при выборе схем распределительных устройств в соответствии с количеством присоединений. Эти стандарты и рекомендации содержат типовые решения и принципиальные электрические схемы, которые помогают определить оптимальную схему соединений для подстанции в зависимости от ее потребностей, количества присоединений и требований энергосистемы. При проектировании или реконструкции подстанции рекомендуется использовать эти стандарты в качестве руководства для выбора подходящей схемы РУ.

Для рассматриваемых вариантов примем следующие схемы распределительных устройств:

Таблица 21 – Схемы РУ для проектируемых подстанций

№ варианта	Отходящие присоединения от распределительного устройства	Схема распределительного устройства
1	2	3
1	ВЛ 500 кВ Хабаровская – Нерген	ПП 500 кВ Нерген РУ 500 кВ – Треугольник
	ВЛ 500 кВ Комсомольская – Нерген	
	Ошиновка 500 кВ от ПП 500 кВ Нерген до ПС 500 кВ Таёжная	
	Ввод 220 кВ АТ	ПС 220 кВ Таёжная РУ 220 кВ – два выключателя на присоединение
	ВЛ 220 кВ Таёжная - Малмыж	
2	ВЛ 220 кВ НПС-2 – Нерген	ПП 220 кВ Нерген РУ 220 кВ - Четырёхугольник
	ВЛ 220 кВ НПС-3 – Нерген	
	ВЛ 220 кВ Нерген – Малмыж	
	БСК 220 кВ (200 Мвар)	

1	2	3
3	ВЛ 220 кВ НПС-2 – Нерген №1	ПП 220 кВ Нерген РУ 220 кВ – одна секционированная система шин
	ВЛ 220 кВ НПС-2 – Нерген №2	
	ВЛ 220 кВ НПС-3 – Нерген	
	ВЛ 220 кВ Нерген - Старт	
	ВЛ 220 кВ Нерген – Малмыж	
	БСК 220 кВ (150 Мвар)	
4	ВЛ 220 кВ Селехино – Нерген №1	ПП 220 кВ Нерген РУ 220 кВ - Четырехугольник
	ВЛ 220 кВ Селехино – Нерген №2	
	ВЛ 220 кВ Нерген – Малмыж	
	БСК 220 кВ (100 Мвар)	

Для последующего сравнения выбираем два варианта. Один с наименьшей длиной ВЛ – 1 вариант 36 км (Два захода длиной 0,5 км от ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская, ошиновка от ПП 500 кВ Нерген до ПС 500 кВ Таёжная и ВЛ 220 кВ Таёжная - Нерген). Второй вариант с наименьшим числом выключателей — это вариант 2 (для схемы четырехугольник – 4 выключателя, ВЛ 220 кВ НПС-2 – Нерген, ВЛ 220 кВ НПС-3 – Нерген, ВЛ 220 кВ Нерген – Малмыж, БСК-220 кВ). Для вариантов 3 и 4 соответственно количество выключателей 6 и 4, длина ВЛ 142 км и 128 км.

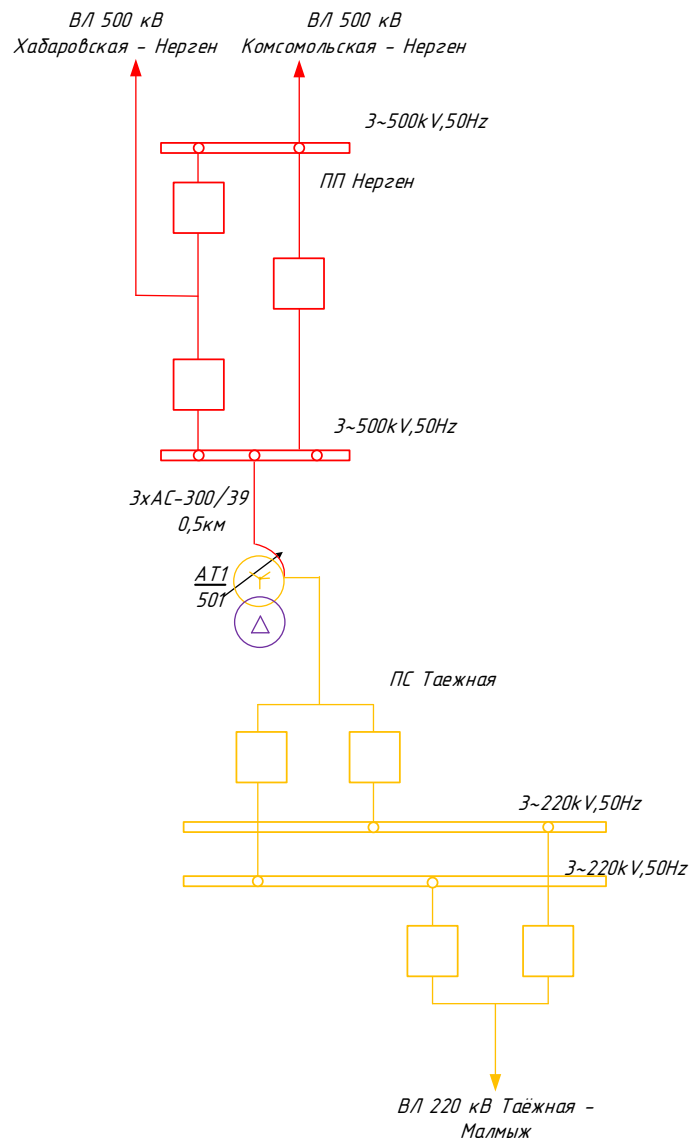


Рисунок 6 – Схема ПП 500 кВ Нерген и ПС 220 кВ Таёжная для варианта №1

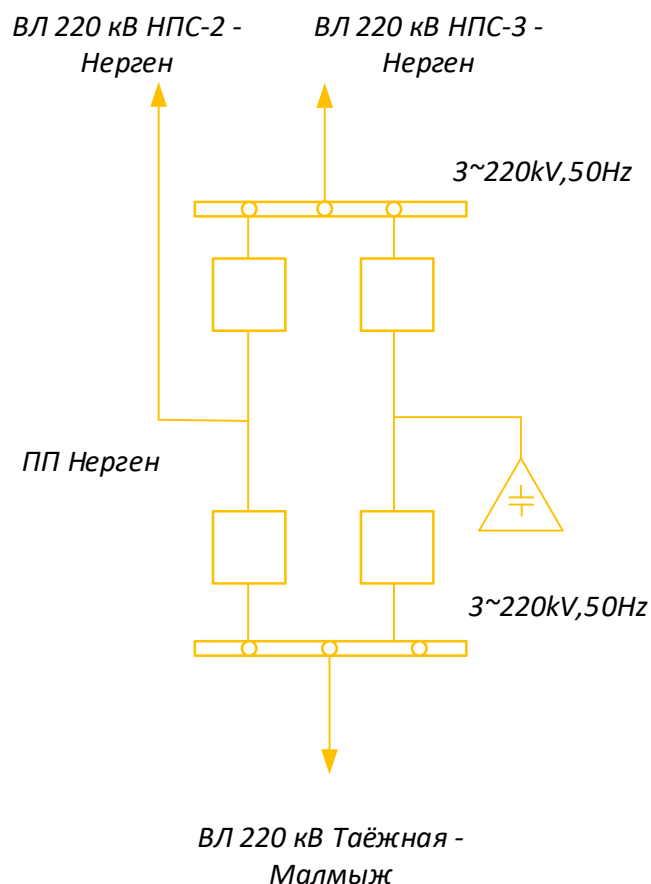


Рисунок 7 – Схема ПП 220 кВ Нерген для варианта №2

3.8 Оценка экономической эффективности сравниваемых вариантов

Планирование инвестиционных решений и оценка экономической эффективности являются важными задачами для обеспечения финансовой устойчивости предприятия. В условиях рыночной экономики ограниченность капитальных вложений и отсроченное получение результатов требуют тщательного планирования и анализа эффективности инвестиционных проектов. В контексте проектирования электрической сети, целью данного раздела является сравнение затрат на реализацию различных вариантов конфигурации сети и оценка их экономической эффективности. Это позволяет принять обоснованные решения о выборе оптимальной конфигурации сети для конечного варианта. Подробный расчет экономического сравнения вариантов представлен в приложении Б, которое, содержит информацию о проведенном анализе затрат и оценке экономической эффективности каждого варианта. Экономическое сравнение вариантов

позволяет предприятию принимать обоснованные решения, основанные на финансовой устойчивости и эффективном использовании капитала.

3.8.1 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП

Расчет затрат на строительство линий электропередачи включает в себя следующие компоненты и этапы: Изыскательные работы, включают в себя исследования и изучение местности для определения оптимальной трассы линии, а также проведение геологических, гидрологических и других необходимых исследований. Подготовка трассы, включает оформление права собственности или аренды земельного участка, который будет использоваться для прокладки линии. Это может включать покупку или аренду земли, согласование с землевладельцами и органами власти. Приобретение компонентов линии включает покупку необходимых материалов и компонентов для линии, таких как опоры, провода, изоляторы, линейная арматура, грозозащитные тросы, заземлители и другие. Затраты на транспортировку компонентов линии до места строительства, а также на их монтаж и установку на опоры. Разрешительные документы включает затраты на получение разрешительной документации и согласования с соответствующими органами и инстанциями. Затраты на разработку проектной документации для строительства линии, включая технические расчеты, чертежи и другие необходимые материалы. Затраты на оплату труда рабочих, инженеров, специалистов и других сотрудников, занятых строительством и установкой линии. Затраты на земельные участки и право на проход линии: Если требуется приобретение земельных участков или права прохода линии через частные или государственные земли, такие затраты также учитываются. Затраты, связанные с техническим обслуживанием и поддержанием работы линии в эксплуатации, такие как ремонт, замена компонентов, обслуживание трансформаторов и другое. Оценка стоимости проекта строительства линии электропередачи требует учета всех этих компонентов и расходов, чтобы получить полную и точную картину затрат на проект. [36].

Базовые показатели стоимости ВЛ 35 – 1150 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства и расчетному напору ветра до 0,6 кПа.

Стоимость сооружения 1 км ВЛ зависит от вида промежуточных опор, от сечения провода, от числа цепей на опоре и от материала опор.

Капитальные затраты в сооружение ВЛЭП будут складываться из следующих составляющих: [36]

1. Базисная стоимость ВЛ;
2. Затраты на вырубку и подготовку просеки;
3. Затраты на устройство лежневых дорог;
4. Стоимость постоянного отвода земельного участка под опоры ВЛ.

Базисные показатели ВЛ сооружаемой для 1 и 2 варианта приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Базисные показатели ВЛ

Наименование участка сети	Марка и сечение провода	Длина, км	Базисная стоимость ВЛ в ценах 01.01.2000, тыс.руб/км
1 вариант подключения			
Заходы ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская на ПП Нерген; ПП Нерген – ПС Таёжная	3хАС-300/39	1,5	3560
ВЛ 220 кВ Таёжная – Малмыж	АС-400/51	35	1470
2 вариант подключения			
ВЛ 220 кВ НПС-2 - Нерген	АС-400/51	53,5	2420
ВЛ 220 кВ НПС-3 - Нерген	АС-400/51		
Замена провода АС-300/39 на АС-400/51 на ВЛ 220 кВ Старт – НПС-3	АС-400/51	121,04	375
ВЛ 220 кВ Таёжная – Малмыж	АС-400/51	35	1470

Затраты на вырубку просеки и устройство лежневых дорог для соответствующего класса напряжения представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Затраты на вырубку просеки и устройство лежневых дорог

Наименование работ	Класс напряжения, кВ	Базисная стоимость в ценах 01.01.2000, тыс.руб/км
Вырубка просеки	220	110
Устройство лежневых дорог	220	370
Вырубка просеки	500	150
Устройство лежневых дорог	500	370

Суммарные капиталовложения в сооружение ВЛЭП с учетом прочих затрат находится используя формулу, млн.руб: [36]

$$K_{\Sigma \text{ВЛЭП}} = (K_{\text{ВЛЭП}} + K_{\text{прос}} + K_{\text{леж.дор}} + K_{\text{пост.отв.зем}}) \cdot K_{\text{инф}} \cdot K_{\text{зон.повыш}} \quad (36)$$

где $K_{\text{прос}}$ – стоимость вырубки просеки;

$K_{\text{леж.дор}}$ – суммарные вложения на устройство лежневых дорог;

$K_{\text{пост.отв.зем}}$ – стоимость постоянного отвода земли при строительстве воздушной линии;

$K_{\text{инфл}}$ – прогнозный индекс на оборудование к уровню цен по состоянию на 01.01.2000, равный 10,18;

$K_{\text{зон.повыш}}$ – зональный повышающий коэффициент к базисной стоимости электросетевых объектов для Дальнего Востока.

Прогнозный индекс изменения сметной стоимости оборудования на II квартал 2023 года принят согласно письму Министра России от 30.03.2023 №17106-ИФ/09. Размер площади постоянного отвода земли на 1 км ВЛ – 220 кВ принят равным 100 м², для ВЛ – 500 кВ 520 м²

Затраты на сооружение ВЛЭП для 1 и 2 варианта отображены ниже.

Таблица 24 – Затраты на сооружение ВЛЭП

Вариант подключения	Капитальные вложение в сооружение ВЛЭП, млрд.руб.
1 вариант	1,135
2 вариант	3,712

3.8.2 Расчет капиталовложений на сооружение ПС

При расширении и реконструкции ПС, капиталовложения могут быть определены набором отдельных основных элементов, к которым относятся: [36]

1. Отдельные ячейки выключателей.
2. Трансформаторы.
3. Компенсирующие и регулирующие устройства.
4. Постоянная часть затрат.
5. Противоаварийная автоматика.
6. Затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Для получения полной стоимости подстанции (ПС) учитываются затраты, связанные с различными элементами ее строительства. Дополнительные затраты, которые добавляются к стоимости основных элементов, включают:

1. Временные здания и сооружения: Обычно составляют 1-1,3% от суммы стоимости основных элементов. Минимальный показатель применяется для объектов, где стоимость основных элементов превышает 100 млн. рублей в базовом уровне цен 2000 года. При комплексной реконструкции, техническом перевооружении или расширении действующих зданий и сооружений коэффициент 0,8 применяется к данной норме.

2. Прочие работы и затраты: Обычно составляют 8,5-9,0% от суммы стоимости основных элементов. Минимальный показатель применяется для объектов, где стоимость основных элементов превышает 100 млн. рублей в базовом уровне цен 2000 года.

3. Содержание службы заказчика-застройщика и строительный контроль: Величина процентной нормы определяется в зависимости от стоимости строительства в соответствии с Методическими рекомендациями по расчету норматива затрат на содержание службы заказчика-застройщика ОАО "ФСК ЕЭС".

4. Проектно-изыскательские работы и авторский надзор: Обычно составляют 7,5-8,5% от суммы стоимости основных элементов. При новом строи-

тельстве коэффициент 8% используется в соответствии с методическими указаниями по применению справочников базовых цен на проектные работы в строительстве, утвержденными приказом Министерства регионального развития Российской Федерации.

Стоимость ячейки одного комплекта выключателя и примерная площадь постоянного отвода земли под ячейку выключателя представлены в таблице 23. Таблица 25 – Стоимость комплекта выключателя и примерная площадь постоянного отвода

Класс напряжения, кВ	Стоимость ячейки одного комплекта выключателя с элегазовой изоляцией, тыс.руб		Количество выключателей	Примерная площадь постоянного отвода земли под ячейку выключателя, тыс.м ²
	ОРУ	КРУЭ		
1 Вариант				
ПП 500 кВ Нерген				
500		25000	3	14
ПС 220 кВ Таёжная				
220		24000	4	1,6
ПС 220 кВ Малмыж				
220	12500		7	1,6
2 Вариант				
ПП 220 кВ Нерген				
220		24000	4	1,6
ПС 220 кВ Малмыж				
220	12500		7	1,6

Показатели стоимости ячейки трансформатора (АТ) учитывают установленное оборудование (трансформатор, кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ, а также панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к ячейке, гибкие связи трансформаторов и др.), материалы, строительные и монтажные работы. Стоимости ячейки трансформаторов типа АТДЦТН 3х167 500/220 и ТРДЦН 100 220/10/10 составляет 73000 тыс.руб. и 18700 тыс.руб. соответственно.

Таблица 26 – Постоянная часть затрат на ПС

Схема РУ на стороне ВН	Стоимость в ценах 01.01.2000г, тыс. руб	
	Открытая ПС	Закрытая ПС (КРУЭ)
1 вариант		
Треугольник		69375
Два выключателя на присоединение		26000
Одна рабочая секционированная выключателем, система шин	47500	
2 вариант		
Четырехугольник		26000
Одна рабочая секционированная выключателем, система шин	47500	

При расчете определении стоимости ПП 220 кВ Нерген для варианта два необходимо учесть наличие БСК мощностью 200 МВар для регулирования напряжения в сети 220 кВ.

Суммарные капиталовложения на сооружение ПС вычисляются по следующей формуле: [36]

$$K_{ПС} = (K_{яч.выкл} + K_{пост} + K_{пост.отв.зем}) \cdot K_{инф} \cdot K_{зон.повыш} \quad (37)$$

где $K_{яч.выкл}$ – стоимости ячейки одного комплекта выключателя;

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат;

$K_{пост.отв.зем}$ – постоянная площадь земли под ячейку выключателя.

Вычисляем суммарные капиталовложения в сооружение ПС для двух вариантов:

Результаты расчетов сведены в таблицу 27.

Таблица 27 - Сводная таблица капиталовложений в проектируемую сеть в ценах приведенных к II кварталу 2023 г.

Вариант подключения	Капиталовложения в строительство ЛЭП, млрд.руб	Капиталовложения в строительство ПС, млрд руб.	Суммарные капиталовложения, млрд.руб
1 вариант	1,135	7,492	8,628
2 вариант	3,712	5,334	9,046

3.8.3 Расчет амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле: [36].

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{СЛ}} \quad (38)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{СЛ}$ - срок службы соответствующего оборудования (для ВЛ - 15 лет для оборудования ПС – 20 лет).

3.8.4 Расчет эксплуатационных затрат

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

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

мощности произведён в ПВК RastrWin 3.

Износ и старение элементов электротехнических устройств приводят к изменению их параметров и технического состояния, а также увеличивают вероятность отказа. Аварии и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств могут вызвать прерывания в электроснабжении, что может привести к серьезным экономическим и социальным последствиям для потребителей.

Для расчета эксплуатационных издержек на потери электрической энергии необходимо учесть следующие факторы: потери электроэнергии в трансформаторах, потери сети на корону в линиях электропередачи (ЛЭП), при передаче электроэнергии по ЛЭП возникают потери мощности из-за эффекта короны. удельные потери в батареях конденсаторов, в случае использования батарей конденсаторов для компенсации реактивной мощности, то необходимо учесть удельные потери, связанные с этими батареями, потери в линиях. Для выполнения расчетов потерь мощности в указанных элементах системы электроснабжения используется программное обеспечение ПВК RastrWin 3. Расчет потерь мощности позволяет определить энергетическую эффективность системы, выявить проблемные участки и принять меры по их оптимизации. [17].

Таблица 28 – Результаты расчёта потерь мощности в сети

Вариант подключения	$P_{ген}, \text{МВт}$	$P_{наг}, \text{МВт}$	$D_p, \text{МВт}$	$P_{потр}, \text{МВт}$
1 вариант	976	946	29,79	976
2 вариант	978	946	31,95	978

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{СЛ}}, \quad (39)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери мощности в схеме, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 964 руб/МВт·ч.

Определяются эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ЭКС}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}}, \quad (40)$$

где $K_{\text{ПС}}$ – суммарные капиталовложения на сооружение подстанций;
 $K_{\text{ВЛ}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ЛЭП;
 $\alpha_{\text{ПС}}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС;
 $\alpha_{\text{ВЛ}}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС;
 Рассчитываются затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования.
 Рассчитываются суммарные издержки:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta W} \quad (41)$$

Эквивалентные годовые расходы рассчитываются по формуле:

$$З = E \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma}, \quad (42)$$

где E – норматив дисконтирования, меняющийся в зависимости от ставки рефинансирования Центрального Банка РФ; принимается равным 0,1.

Все результаты, полученные в результате экономического расчёта сводим в таблицу 29.

Таблица 29 – Экономическое сравнение вариантов

Параметр сравнения	1 вариант	2 вариант
Суммарные капиталовложения, K_{Σ} , млрд. руб	8,628	9,046
Суммарные издержки, I_{Σ} , млрд.руб	0,969	1,117
Эквивалентные годовые расходы, $З$, млрд.руб	1,832	2,021

В результате технико-экономического сравнения двух вариантов, процентная разница между приведенными затратами первого и второго вариантов

подключения составила 9,38%, для дальнейшего рассмотрения выбираем первый вариант.

3.9 Расчет ЧДД

Простой срок окупаемости является важным показателем экономической эффективности проекта. Он представляет собой период времени, необходимый для того, чтобы сумма чистых доходов (разница между доходами и затратами) покрыла капитальные вложения, то есть инвестиции, сделанные в проект. Определение простого срока окупаемости производится путем последовательного суммирования чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, когда полученная сумма равняется или превышает величину суммарных капитальных вложений. Простой срок окупаемости позволяет оценить, через сколько лет проект начнет приносить положительную прибыль, и является одним из критериев принятия решения о финансовой целесообразности инвестиций. Чем короче срок окупаемости, тем быстрее инвестиции начнут приносить доходы, что обычно является предпочтительным сценарием для предприятия. Однако следует учитывать, что простой срок окупаемости является лишь одним из факторов, и при оценке проекта также необходимо учитывать другие экономические показатели, риски и факторы.

$$\sum_{t=0}^{t=t_c} K_t = \sum_{t=T_{\text{п}}}^{T_{\text{п}}} [O_{pt} - (I'_t + H_t)] = \sum_{t=T_{\text{п}}}^{T_{\text{ок.п}}} (\Pi_{\text{ч}t} + I_{\text{ам}t}), \quad (43)$$

где t_c – срок завершения инвестиций;

$T_{\text{п}}$ – момент начала производства;

$I_{\text{ам}}$ – амортизационные отчисления;

H – ежегодные отчисления налога на прибыль;

I'_t – суммарные эксплуатационные издержки, без учёта амортизационных отчислений;

$\Pi_{\text{ч}}$ – чистая прибыль от реализации;

O_{pt} – объем продаж;

T_p – расчетный период;

$T_{окП}$ – простой срок окупаемости.

Ниже по формуле находим величину $T_{окП}$, обеспечивающую равенство левой и правой частей формулы. При равномерном поступлении чистого дохода срок окупаемости можно определить по формуле.

$$K_2 = 1106468.64 + 91239 = 1197707,64 \text{ тыс.руб.}$$

$$T_{окП} = \frac{K}{\Pi_ч + I_{ам}}$$

(44)

$$T_{окП} = \frac{1824795,081}{1106468,64 + 91239} = 1,52 \text{ года}$$

Существенным недостатком метода простого срока окупаемости, является отсутствие учета деятельности проекта за пределами срока окупаемости и невозможность применения для сравнения вариантов с различными длительностями длительного цикла. Для учета фактора времени и оценки экономической эффективности проектов на протяжении всего расчетного периода используется метод чистого дисконтированного дохода. Метод чистого дисконтированного дохода является интегральным критерием оценки экономической эффективности инвестиций. Он учитывает время и дисконтирует (приводит к базовой дате) расходы и доходы, разнесенные во времени. Для этого используется ставка дисконта, которая отражает стоимость капитала или стоимость возможности инвестирования денег в альтернативные проекты. Процедура дисконтирования позволяет привести все денежные потоки, получаемые от проекта в разные годы, к их эквивалентной стоимости в базовой дате. Таким образом, все денежные потоки становятся сопоставимыми и могут быть сложены для получения чистого дисконтированного дохода (ЧДД). ЧДД представляет собой разницу

между дисконтированными доходами и дисконтированными расходами проекта.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированным чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования):

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I'_t - H_t - K_t = P_{чt} + I_{amt} - K_t, \quad (45)$$

где K_t – величина инвестиций в год t ;

$$\mathcal{E}_2 = 1106468,64 + 91239 - 4561198,77 = 741508,869 \text{ тыс.руб.}$$

В формулы (21), (22), (23) входит такое слагаемое, как чистая прибыль $P_{ч}$, которая определяется по формуле:

$$P_{чt} = P_{ct} - H_t, \quad (46)$$

$$P_{ч2} = 1455879,79 - 349411,149 = 1106468,64 \text{ тыс.руб.}$$

где P_{ct} – прибыль от реализации.

Размер налога на прибыль равна 24% от суммы, полученной в результате реализации электроэнергии :

$$H_t = 0,24 \cdot P_{ct}, \quad (47)$$

$$H_2 = 0,24 \cdot 1455879,79 = 349411,149 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации в свою очередь определяется как:

$$P_{ct} = O_{pt} - I'_t - I_{amt} \quad (48)$$

$$\begin{aligned} \Pi_{c2} = & 2261273,69 - 50270,796 - 435621,45 - 33611,76 - \\ & -11427,998 - 183222,902 - 912339 = 1455879,79 \text{ тыс.руб.} \end{aligned}$$

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД), или чистая текущая стоимость, определяемая следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=T_n}^{T_p} \Delta_t \cdot (1 + E)^{-t}, \quad (49)$$

где E – норматив дисконтирования, о.е.

Норматив дисконтирования рекомендовано принимать равным 13%. В норматив дисконтирования входит ставка рефинансирования ЦБ и риски.

Критерием финансовой эффективности инвестиций в ИП является условие: $\text{ЧДД} > 0$; тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала).

Доходность (рентабельность, прибыльность) инвестиций – отношение чистого дисконтированного дохода (ЧДД) к дисконтированной величине инвестиций (K_d):

$$R_{et} = \frac{\text{ЧДД}}{K_d} \quad (50)$$

$$R_{ent} = \frac{21014752,11}{22570319,1} = 0,931$$

$$K_d = \sum_{t=T_n}^{T_p} K_t \cdot (1 + E)^{-t} \quad (51)$$

$$K_d = 1197707,64 \cdot (1 + 0,13)^{-2} = 937980,766 \text{ тыс.руб.}$$

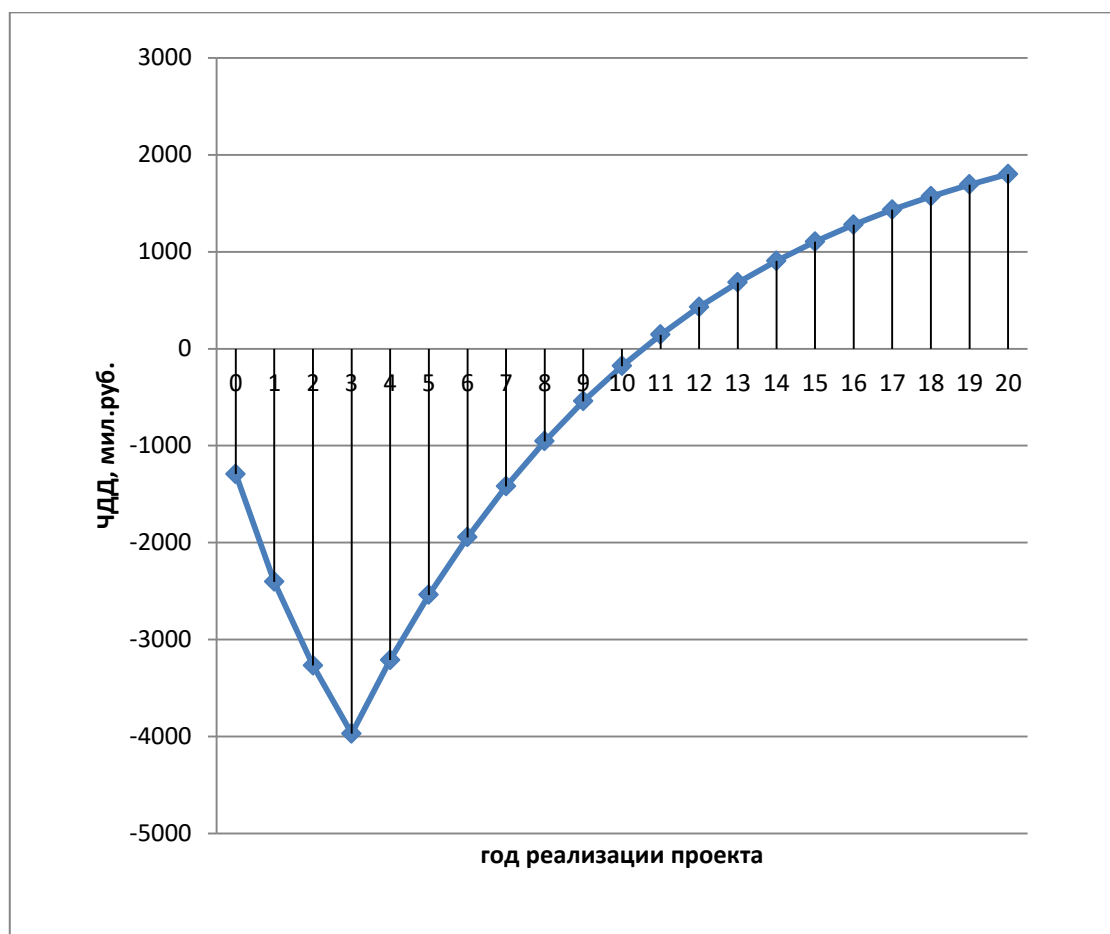


Рисунок 8 – Расчёт ЧДД

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети 10,5 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно–привлекательным и рекомендуется к реализации.

По результатам раздела были разработаны варианты подключения ПП Нерген к сети 500 кВ и 220 кВ, для рассматриваемых вариантов были проведены: расчеты компенсации реактивной мощности, вырано число и мощность трансформаторов, выбрано сечение проводников ЛЭП и проверены по длительно–допустимым токовым нагрузкам, разработаны однолинейные схемы подстанций, выполнена оценка экономической эффективности сравниваемых вариантов.

4 ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИМЕНЯЕМОГО НА ЭНЕРГООБЪЕКТАХ 500 КВ

В магистерской диссертации поставлена цель проектирование инновационной схемы электрических сетей 500 кВ с центрами питания ПС 500 кВ Хабаровская и ПС 500 кВ Комсомольская при вводе ПП 500 Нерген. После проведения мероприятий по повышению эффективности и надежности электроснабжения ожидается увеличение надежности электроснабжения в Хабаровском крае, и возможность подключения новых крупных потребителей. Для реализации вышеописанных мероприятий, необходимо применение современного оборудования. В этом разделе приведем инновационное оборудование, необходимое для подстанции.

4.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования энергообъектов

Сегодня, при разработке планов развития различных сетей, участков сети и схемы распределения энергии, важно использование новых инновационных технологий, которые обеспечат надежное и непрерывное электроснабжение для потребителей. Далее мы рассмотрим технологии, которые применяются при проектировании подстанций.

4.1.1 Применение КРУЭ при проектировании распределительных устройств

Применение комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ) является важным при проектировании распределительных сетей. КРУЭ предназначены для приема, распределения и передачи электрической энергии в трехфазных сетях переменного тока. Их использование позволяет существенно сократить площади и объемы, занимаемые распределительными устройствами, а также обеспечивает легкое расширение системы по сравнению с традиционными вариантами. Компактные размеры КРУЭ делают их идеальными для установки в ограниченном пространстве с возможностью быстро-

го монтажа, когда стандартные РУ с заданными параметрами не подходят для данной цели.

Встроенная в шкаф местного управления панель управления приводами разъединителей и заземлителей обеспечивает удобный доступ к управлению аппаратной частью оборудования. Приводы включают индикаторы положения, возможность ручного управления и навесные замки для блокировки управления. Информация о плотности газа может передаваться комбинированным датчиком/монитором плотности и отображаться на лицевой панели шкафа местного управления. Все измерительные трансформаторы подключены к шкафу местного управления без использования дополнительных промежуточных клеммников. Площадка обслуживания обеспечивает удобный доступ к смотровым окнам и штуцерам для подключения газотехнологического оборудования.

Компания АББ активно инвестирует в научные исследования и разработки, стремясь оставаться лидером на рынке. Устройство ELK-3, основанное на новаторской технологии КРУЭ, созданной в 60-х годах XX века, установлено в более чем 100 странах и соответствует современным международным стандартам (IEC/ANSI) или даже превосходит их. Для обеспечения взаимодействия и соответствия будущим требованиям, в устройстве ELK-3 реализованы ключевые параметры стандарта IEC 61850. Этот стандарт определяет строгие правила взаимодействия между функциями и устройствами, используемыми для защиты, мониторинга, управления и автоматизации на подстанциях независимо от производителя. Таким образом, инвестиции в современные КРУЭ напряжением 420 кВ обеспечивают надежность и продолжительный жизненный цикл оборудования.

4.1.2 Применение цифрового переключательного пункта

Специалисты в области систем автоматизации и управления до сих пор различают взгляды на определение цифрового переключательного пункта. Для того чтобы понять, какие технологии и стандарты относятся к цифровой подстанции, давайте рассмотрим историю развития систем автоматизации технологического процесса (АСУ ТП) и релейной защиты (РЗА).

Внедрение систем автоматизации в электроэнергетике началось с использования систем телемеханики. Эти системы позволяли собирать данные измерений и сигналы с помощью устройств учета и измерительных преобразователей. С развитием систем телемеханики стали возможными первые системы автоматизации технологического процесса (АСУ ТП) для электрических подстанций и электростанций. Они не только собирали информацию, но и обрабатывали ее, предоставляя пользователю удобный интерфейс. С развитием микропроцессорных релейных защит появилась возможность интеграции информации от этих устройств в системы АСУ ТП. Количество устройств с цифровыми интерфейсами постепенно увеличивалось, включая противоаварийную автоматику, системы мониторинга силового оборудования, системы мониторинга щита постоянного тока и другие. Тем не менее, даже с широким использованием цифровых технологий, подстанции все еще работают с аналоговыми сигналами. Начальная информация, такая как состояние блок-контактов, напряжения и токи, передается в виде аналоговых сигналов от распределительного устройства в оперативный пункт управления. Здесь каждое устройство нижнего уровня оцифровывает информацию отдельно. Таким образом, хотя цифровые технологии активно применяются в автоматизации электроэнергетических систем, подстанции все еще сочетают в себе как аналоговые, так и цифровые компоненты, чтобы обеспечить передачу и обработку информации. Традиционные подстанции используют различные коммуникационные стандарты (протоколы) и информационные модели для различных подсистем, таких как функции защиты, измерения, учета и контроля качества. Это приводит к увеличению сложности реализации системы автоматизации на подстанции и ее стоимости.

Переход к качественно новым системам автоматизации и управления возможен при использовании стандартов и технологий цифровой подстанции, к которым относятся [7]:

1. стандарт МЭК 61850:

- унифицированное описание подстанции;
- протоколы вертикального (MMS) и горизонтального (GOOSE) обмена;

- протоколы передачи мгновенных значений токов и напряжений (SV);
- 2. цифровые (оптические и электронные) трансформаторы тока и напряжения;
- 3. аналоговые мультиплексоры (Merging Units);
- 4. выносные модули УСО (Micro RTU);
- 5. интеллектуальные электронные устройства (IED).

Стандарт МЭК 61850 предоставляет ряд преимуществ, связанных с обеспечением способности микропроцессорных электронных устройств обмениваться технологическими и другими данными. Основные преимущества этого стандарта включают:

➤ Высокоскоростной обмен данными между микропроцессорными электронными устройствами, осуществляемый через одноранговую связь. Это позволяет обмениваться данными с высокой скоростью и эффективностью.

➤ Привязка к подстанционной локальной вычислительной сети (ЛВС). Стандарт МЭК 61850 предусматривает возможность интеграции оборудования и устройств внутри подстанции через ЛВС.

➤ Высокая надежность. Стандарт предоставляет требования и рекомендации для обеспечения надежной передачи данных и функционирования системы.

➤ Гарантированное время доставки данных. Стандарт устанавливает механизмы и протоколы, которые обеспечивают гарантированное время доставки данных, что особенно важно для критических приложений и систем.

➤ Функциональная совместимость оборудования различных производителей. МЭК 61850 предоставляет стандартизированные форматы данных и протоколы обмена, что обеспечивает совместимость между различными производителями оборудования.

➤ Средства поддержки чтения осциллограмм и передачи файлов. Стандарт предоставляет возможность записи и чтения осциллограмм (графиков изменения параметров) для анализа и диагностики системы. Также он предусматривает средства передачи файлов между устройствами.

➤ Конфигурирование / автоматическое конфигурирование. Стандарт поддерживает гибкое конфигурирование и автоматическое обнаружение устройств, что облегчает установку и настройку системы.

➤ Поддержка функций безопасности. МЭК 61850 предоставляет механизмы защиты и шифрования данных, обеспечивая безопасность передачи и доступа к информации.

Стандарт МЭК 61850 (IEC 61850) является объектно-ориентированным протоколом, который разработан специально для автоматизации подстанций в электроэнергетике. Этот стандарт представляет собой комплексный набор спецификаций и протоколов для передачи данных и обмена информацией в электроэнергетической системе. Стандарт МЭК 61850 включает в себя различные стандарты и протоколы, такие как MMS (Manufacturing Message Specification) ISO 9506, стек протоколов ISO, GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Event) и GSSE (Generic Substation State Events). Эти стандарты и протоколы значительно расширяют возможности предыдущих стандартов МЭК и позволяют эффективно передавать данные и информацию между устройствами в подстанции. Однако, реализация стандарта МЭК 61850 в программном обеспечении может быть сложной из-за необходимости учета всех этих различных стандартов и протоколов. Программные системы, основанные на МЭК 61850, должны быть способны обрабатывать и передавать данные, поддерживать взаимодействие между устройствами и обеспечивать надежную коммуникацию в автоматизированной системе управления подстанцией. Таким образом, МЭК 61850 является важным стандартом для автоматизации подстанций, но требует тщательной реализации и соответствия различным спецификациям и протоколам для эффективного функционирования системы управления подстанцией.

Структура цифровой подстанции.

Рассмотрим подробнее структуру цифровой подстанции, выполненную в соответствии со стандартом МЭК 61850. Система автоматизации энергообъекта, построенного по технологии «Цифровая подстанция», делится на три уровня:

- 1) Полевой уровень (уровень процесса).
- 2) Уровень присоединения.
- 3) Станционный уровень.

Полевой уровень автоматизации состоит из нескольких компонентов, включая первичные датчики для сбора дискретной и аналоговой информации, устройства передачи команд управления на коммутационные аппараты, а также шину процесса для обмена данными. В данном случае, для сбора дискретной информации и передачи команд управления используются выносные устройства сопряжения с объектом - NPT microRTU. Они выполняют функцию сбора и передачи данных между объектом и системой автоматизации. Для сбора аналоговой информации используются блоки оцифровки электромагнитных токовых и напряженностных трансформаторов (ТТ и ТН) - NPT MU. Эти блоки оцифровки основаны на контроллере NPT и включают модули ввода аналоговых сигналов от ТТ и ТН для подключения к трансформаторам тока и напряжения, а также модуль передачи цифровых сигналов для передачи оцифрованных данных в шину процесса. Оптические трансформаторы тока и напряжения также могут использоваться в качестве первичных преобразователей. Шина процесса, предназначенная для обмена данными, создается с использованием промышленных коммутаторов, соответствующих требованиям стандарта МЭК 61850-3 и поддерживающих технологию VLAN (виртуальные локальные сети). Для обеспечения резервирования передачи данных на полевом уровне и уровне присоединения применяется протокол резервирования PRP (Parallel Redundancy Protocol). Этот протокол обеспечивает двойную избыточность сети, что повышает надежность передачи данных и устойчивость к отказам.

Полевой уровень автоматизации включает следующие компоненты:

Первичные датчики для сбора дискретной информации: Эти датчики используются для сбора дискретных (цифровых) сигналов, которые представляют состояние объектов или устройств в системе. В данном случае, выносные устройства сопряжения с объектом NPT microRTU выполняют роль первичных датчиков для сбора дискретной информации.

Устройства передачи команд управления на коммутационные аппараты: Эти устройства позволяют передавать команды управления на коммутационные аппараты, такие как выключатели, реле и прочие. В данном случае, также используются выносные устройства сопряжения с объектом NPT microRTU для передачи команд управления.

Первичные датчики для сбора аналоговой информации: Эти датчики используются для сбора аналоговых сигналов, таких как значения тока, напряжения и других параметров. В данном случае, блоки оцифровки электромагнитных токовых и напряженностных трансформаторов (ТТ и ТН) - NPT MU выполняют функцию первичных датчиков для сбора аналоговой информации.

Шина процесса: Это коммуникационная система, которая обеспечивает передачу данных между различными компонентами на полевом уровне. Для создания шины процесса используются промышленные коммутаторы, соответствующие требованиям стандарта МЭК 61850-3 и поддерживающие технологию VLAN.

Для обеспечения резервирования передачи данных на полевом уровне и уровне присоединения используется протокол резервирования PRP (Parallel Redundancy Protocol). Этот протокол обеспечивает повышенную надежность передачи данных путем использования двух независимых сетей и переключения между ними в случае отказа одной из них.

Уровень присоединения в автоматизированной системе состоит из следующих компонентов:

Устройства управления и мониторинга: Эти устройства выполняют функции управления и мониторинга на уровне присоединения. Они могут включать контроллеры присоединения и многофункциональные измерительные приборы, которые обеспечивают контроль и управление процессами на уровне присоединения.

Терминалы релейной защиты и локальной противоаварийной автоматики: Эти терминалы предназначены для обеспечения защиты и автоматического реагирования на аварийные ситуации на уровне присоединения.

В качестве контроллера присоединения может быть использован контроллер присоединения NPT ВАУ(9.2) с поддержкой протоколов МЭК 61850-8-1 и МЭК 61850-9-2. Этот контроллер позволяет осуществлять управление и обмен данными с другими компонентами системы.

Устройства уровня присоединения поддерживают протокол резервирования PRP для подключения к шине процесса и имеют два резервируемых порта для подключения к стационарной шине с поддержкой RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol).

Для регистрации и архивирования информации, передаваемой с использованием протоколов GOOSE и SV, на программной платформе NPT создан централизованный регистратор сообщений для ВАПС (вспомогательной автоматики подстанции).

Регистратор сообщений поддерживает протоколы MMS (МЭК 61850-8-1, ISO 9506), GOOSE (МЭК 61850-8-1) и SV (МЭК 61850-9-2LE). Подсистема логической обработки информации позволяет настраивать регистратор по критериям, заданным пользователем, для определения и сохранения необходимых сообщений.

Особенности построения системы автоматизации с использованием нового "полевого" уровня и цифровых измерительных трансформаторов включают:

Новый "полевой" уровень: В системе внедряется новый уровень, который включает инновационные устройства первичного сбора информации. Эти устройства могут включать выносные устройства сопряжения с объектом (УСО), цифровые измерительные трансформаторы и микропроцессорные системы диагностики силового оборудования. Это позволяет более эффективно собирать информацию о состоянии и параметрах оборудования на полевом уровне. Цифровые измерительные трансформаторы: Они передают мгновенные значения напряжения и токов с использованием протокола МЭК 61850-9-2 устройствам уровня присоединения. Существуют два типа цифровых измерительных трансформаторов: оптические и электронные. Оптические измерительные трансформаторы являются предпочтительными, так как они использу-

ют инновационный принцип измерений, основанный на оптической технологии. Они исключают влияние электромагнитных помех, что повышает точность и надежность измерений. Электронные измерительные трансформаторы основаны на традиционных трансформаторах и используют специализированные аналогово-цифровые преобразователи. Они могут быть более доступными с точки зрения стоимости и могут быть использованы в системах, где нет строгих требований к подавлению электромагнитных помех. Внедрение цифровых измерительных трансформаторов позволяет получать точные и надежные данные о состоянии и параметрах электроэнергетической системы, что является важным элементом для систем управления и автоматизации цифровых подстанций. [7].

Данные от цифровых измерительных трансформаторов, как оптических, так и электронных, преобразуются в широковещательные Ethernet-пакеты с использованием мультиплексоров, которые соответствуют стандарту МЭК 61850-9. Эти мультиплексоры, также называемые "Merging Units", собирают данные от различных цифровых измерительных трансформаторов и формируют пакеты для передачи. Сформированные пакеты данных от мультиплексоров передаются по сети Ethernet, которая является шиной процесса, к устройствам на уровне присоединения. Эти устройства могут включать контроллеры АСУ ТП (автоматизированной системы управления технологическими процессами), системы релейной защиты и автоматики (РЗА), системы процессного автоматического регулирования (ПА) и другие. Частота дискретизации передаваемых данных зависит от требований конкретной системы. Для устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) и систем процессного автоматического регулирования (ПА) частота дискретизации должна быть не хуже 80 точек на период, а для систем автоматизации технологического процесса (АСУ ТП), автоматизированных информационно-измерительных систем контроля учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и других систем частота дискретизации должна быть не хуже 256 точек на период. [45].

Для сбора данных о положении коммутационных аппаратов и другой дискретной информации, такой как положение ключей режима управления и состояние цепей обогрева приводов, используются выносные модули УСО (устройства сопряжения с объектом). Эти модули устанавливаются непосредственно рядом с коммутационными аппаратами. Выносные модули УСО оснащены релейными выходами, которые позволяют управлять коммутационными аппаратами. Они синхронизируются с точностью не ниже 1 мс для обеспечения согласованности операций. Передача данных от выносных модулей УСО осуществляется по оптоволоконной связи, которая является частью шины процесса, используя протокол МЭК 61850-8-1 (GOOSE). GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) - это протокол, который позволяет передавать сообщения событий и состояний между различными устройствами в подстанции. [45].

В силовом оборудовании используются цифровые датчики для мониторинга различных параметров. Существуют специализированные системы для мониторинга трансформаторного и элегазового оборудования, которые имеют цифровой интерфейс для интеграции в АСУ ТП без использования дискретных входов и датчиков 4-20 мА. Это позволяет упростить процесс проектирования и монтажные работы, так как цифровые датчики устанавливаются на заводе-изготовителе. Также отмечается объединение среднего и верхнего уровня в один стационарный уровень. Это связано с единством протокола передачи данных МЭК 61850-8-1, который обеспечивает интеграцию и обмен информацией между устройствами различных уровней системы. Такое объединение упрощает процесс обработки информации и передачи управляющих воздействий. Уровень присоединения играет важную роль в системе. Он включает в себя контроллеры присоединения, терминалы МПРЗА и другие многофункциональные микропроцессорные устройства. Эти устройства получают информацию от устройств полевого уровня, выполняют логическую обработку данных, управляют первичным оборудованием и осуществляют передачу информации на стационарный уровень.

Гибкость в структуре цифровых подстанций является еще одним отличием. Устройства для цифровой подстанции могут быть выполнены по модульному принципу, что позволяет комбинировать различные функции в одном устройстве. Такая гибкость позволяет предлагать различные решения, учитывая особенности конкретного энергообъекта. В случае модернизации существующей подстанции без замены силового оборудования, можно установить шкафы выносных УСО. Эти шкафы, помимо плат дискретного ввода/вывода, также содержат платы прямого аналогового ввода, которые позволяют собирать, оцифровывать и передавать данные от традиционных трансформаторов тока и напряжения по протоколу МЭК 61850-9-2. Таким образом, можно осуществить сбор и оцифровку первичной информации без необходимости полной замены силового оборудования. Дальнейшая замена первичного оборудования, включая замену электромагнитных трансформаторов на оптические, не приведет к изменению уровней присоединения и подстанционного уровня. Такое изменение возможно без изменения структуры и конфигурации цифровой подстанции. При использовании КРУЭ существует возможность объединения функций выносного УСО, Merging Unit и контроллера присоединения в одном устройстве. Это устройство устанавливается в шкаф управления КРУЭ и позволяет оцифровывать всю исходную информацию, включая аналоговую и дискретную, а также выполнять функции контроллера присоединения и функции резервного местного управления. [29].

С появлением стандарта МЭК 61850 множество производителей разработали и выпустили продукты, соответствующие этому стандарту, для применения в цифровых подстанциях. И уже сегодня во всем мире реализовано множество проектов, демонстрирующих преимущества технологии МЭК 61850. Однако, существует некоторая свободная трактовка требований стандарта, которая может привести к несогласованности и проблемам в интеграции различных современных решений в области автоматизации. Это может быть вызвано различными факторами, такими как разнообразие интерпретации стандарта со стороны разных производителей, недостаточным уровнем стандартизации и обще-

го понимания требований, а также быстрым темпом развития технологий, которые могут превышать текущий стандарт. Для обеспечения согласованности и успешной интеграции различных решений в области автоматизации в цифровых подстанциях, важно продолжать развивать и совершенствовать стандарт МЭК 61850, улучшать процессы стандартизации и нормативного регулирования, а также обеспечивать обмен опытом и знаниями между производителями, интеграторами и пользователями данной технологии. В целом, несмотря на возможные проблемы и неоднозначности, стандарт МЭК 61850 остается важным руководством и основой для развития цифровых подстанций, и дальнейшие усилия в направлении его совершенствования и улучшения стандартизации помогут обеспечить более эффективную и гармоничную интеграцию различных решений в данной области. [29].

В России активно ведется работа по развитию технологии "Цифровая подстанция" и уже запущены пилотные проекты в этой области. Также хорошо, что ведущие российские фирмы занимаются разработкой отечественных продуктов и решений для цифровых подстанций. Важно отметить, что при создании новых технологий, ориентированных на цифровую подстанцию, следование стандарту МЭК 61850 является важным аспектом. Этот стандарт определяет не только протоколы передачи данных, но и идеологию построения системы. Соблюдение требований стандарта МЭК 61850 позволит обеспечить совместимость и согласованность между различными компонентами и устройствами в цифровой подстанции. Следование стандарту МЭК 61850 также имеет долгосрочные выгоды, поскольку обеспечивает упрощение процессов модернизации и обслуживания объектов, основанных на новых технологиях. Когда система соответствует стандарту, замена или обновление компонентов становится более простым и эффективным процессом, а также обеспечивает возможность интеграции с другими системами и устройствами. В 2011 году ведущими российскими компаниями (ООО НПП «ЭКРА», ООО «ЭнергопромАвтоматизация», ЗАО «Профотек» и ОАО «НИИПТ») было подписано генеральное соглашение об организации стратегического сотрудничества с целью объединения научно-

технических, инженерных и коммерческих усилий для создания цифровой подстанции на территории РФ.

Структура системы, соответствующей стандарту МЭК 61850, состоит из трех уровней: уровень шины процесса, уровень присоединения и стационарный уровень. Уровень шины процесса: На этом уровне используются оптические трансформаторы и выносные УСО. Оптические трансформаторы, такие как те, которые предлагает ЗАО "Профотек", преобразуют данные из аналогового формата в цифровой и передают их по оптоволоконной связи. Выносные УСО, например, модель microRTU от ООО "ЭнергопромАвтоматизация", используются для сбора и передачи дискретной информации. Уровень присоединения: На этом уровне применяются микропроцессорные защиты и контроллеры присоединения. Микропроцессорные защиты, такие как те, что разрабатывает ООО НПП "ЭКРА", принимают аналоговую информацию с использованием протокола МЭК 61850-9-2 и дискретную информацию по протоколу МЭК 61850-8-1 (GOOSE). Контроллеры присоединения, например, модель NPT BAY-9-2 от ООО "ЭнергопромАвтоматизация", также принимают аналоговую и дискретную информацию по соответствующим протоколам. Стационарный уровень: На этом уровне используется SCADA-система NPT Expert, которая поддерживает протоколы МЭК 61850-8-1 (MMS) для обмена информацией. SCADA-система выполняет функции мониторинга, управления и визуализации данных, полученных от уровня присоединения, и предоставляет пользователю интерфейс для взаимодействия с системой цифровой подстанции. [45].

В рамках совместного проекта была разработана также система автоматизированного проектирования ЦПС — SCADA Studio, проработана структура сети Ethernet для различных вариантов построения, собран макет цифровой подстанции и проведены совместные испытания, в том числе на испытательном стенде в ОАО «НИИПТ».

Действующий прототип цифровой подстанции был представлен на выставке «Электрические сети России-2011». Внедрение пилотного проекта и выход на полномасштабное производство оборудования цифровой подстанции за-

планирован на 2012 год. Российское оборудование для «Цифровой подстанции» прошло полномасштабное тестирование, подтверждена также его совместимость по стандарту МЭК 61850 с оборудованием различных зарубежных (Omicron, SEL, GE, Siemens и др.) и отечественных (ООО «Прософт-Системы», НПП «Динамика» и др.) компаний.

Разработка собственного российского решения по цифровой подстанции имеет ряд преимуществ и позитивные эффекты. Некоторые из них включают:

Развитие отечественного производства и науки: Создание собственного решения позволяет развивать технологические компетенции и экспертизу в области цифровой подстанции в России. Это способствует стимулированию инноваций, созданию новых рабочих мест и поддержке отечественных производителей.

Повышение энергобезопасности: Разработка собственного решения позволяет внедрять передовые технологии и решения для повышения надежности, эффективности и безопасности энергосистем. Цифровая подстанция может обладать расширенными возможностями мониторинга, диагностики и управления, что способствует более эффективной и безопасной работе энергетических объектов.

Технические преимущества: Российское решение может предоставить ряд технических преимуществ, таких как сокращение кабельных связей, повышение точности измерений, унифицированная платформа обмена данными (МЭК 61850), помехозащищённость, пожаро-взрывобезопасность, экологичность и снижение стоимости устройств.

Экономические преимущества: Разработка собственного решения может способствовать сокращению затрат на устройства автоматизации и обслуживание. Это может быть обусловлено сокращением количества модулей ввода/вывода, упрощением проектирования и эксплуатации, а также использованием более эффективных и надежных технологий. Ещё ряд вопросов требует дополнительных проверок и решений. Это относится к надёжности цифровых систем, к вопросам конфигурирования устройств на уровне подстанции и энергообъединения, к созданию общедоступных инструментальных средств проектирования, ориентированных на разных производителей микропроцессорного и основного оборудования [7]. Для обеспечения

требуемого уровня надёжности в рамках пилотных проектов должны быть решены следующие задачи [7].

1. Определение оптимальной структуры цифровой подстанции в целом и её отдельных систем.

2. Гармонизация международных стандартов и разработка отечественной нормативной документации.

3. Метрологическая аттестация систем автоматизации, в том числе и системы АИИСКУЭ, с поддержкой МЭК 61850-9-2.

4. Накопление статистики по надёжности оборудования цифровой подстанции.

5. Накопление опыта внедрения и эксплуатации, обучение персонала, создание центров компетенции.

Исходя из вышеперечисленного, для проектирования схемы выдачи мощности ПП 500 кВ Нерген потребуются следующие инновационные технологии:

– КРУЭ;

– Применение технологий цифровой ПС для ПП 500 кВ Нерген.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткое замыкание - это всякое непредусмотренное нормальными режимами работы замыкание между фазами, а также замыкание одной или нескольких фаз на землю.

Расчет токов трехфазного короткого замыкания и ударных токов является важной процедурой при проектировании и эксплуатации электрооборудования.

Расчет токов трехфазного короткого замыкания выполняется для определения амплитуды тока, который будет протекать в системе при коротком замыкании. Этот расчет необходим для выбора электрооборудования, такого как высоковольтные аппараты, провода, кабели и трансформаторы, с целью обеспечения их термической и динамической стойкости. Также расчет токов трехфазного короткого замыкания позволяет определить уставки и параметры релейной защиты. Расчет токов однофазного короткого замыкания проводится для настройки защиты от замыканий на землю. В системах с заземленной нейтралью расчет токов однофазного короткого замыкания позволяет определить амплитуду тока, протекающего при замыкании фазы на землю.

Расчет тока КЗ аналитическим способом обычно включает несколько шагов:

1. Составление эквивалентной схемы замещения: В этом шаге проводится замена реальной сети на эквивалентную схему, которая упрощает расчеты. Эта схема состоит из элементов, таких как источники напряжения, сопротивления, реактивности и другие элементы, которые аппроксимируют поведение реальной сети.

2. Преобразование схемы: Это дополнительный шаг, который может потребоваться для приведения эквивалентной схемы к более простому виду. Преобразование может включать замену и объединение элементов с целью упрощения расчетов.

3. Определение искомого тока КЗ: После составления эквивалентной схемы и ее преобразования можно перейти к определению тока КЗ. Это делает-

ся путем применения законов Кирхгофа и Ома, а также других соответствующих законов и формул. Расчеты могут включать использование формул для определения силы тока, напряжения, сопротивления, реактивности и других параметров, в зависимости от конкретной ситуации.

Важно отметить, что точность и сложность расчетов могут варьироваться в зависимости от конкретных условий сети и требуемого уровня детализации. Для более сложных систем и точных расчетов может потребоваться использование специализированного программного обеспечения или проведение дополнительных аналитических методов. Расчет токов КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и ПС, весьма сложен. Вместе с тем можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

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

Расчеты токов КЗ проведем в программе RastrWin3

Схема замещения для расчета токов короткого замыкания для выбранного варианта подключения ПС 500 кВ Нерген и ПС 220 кВ Таежная приведена на рисунке.

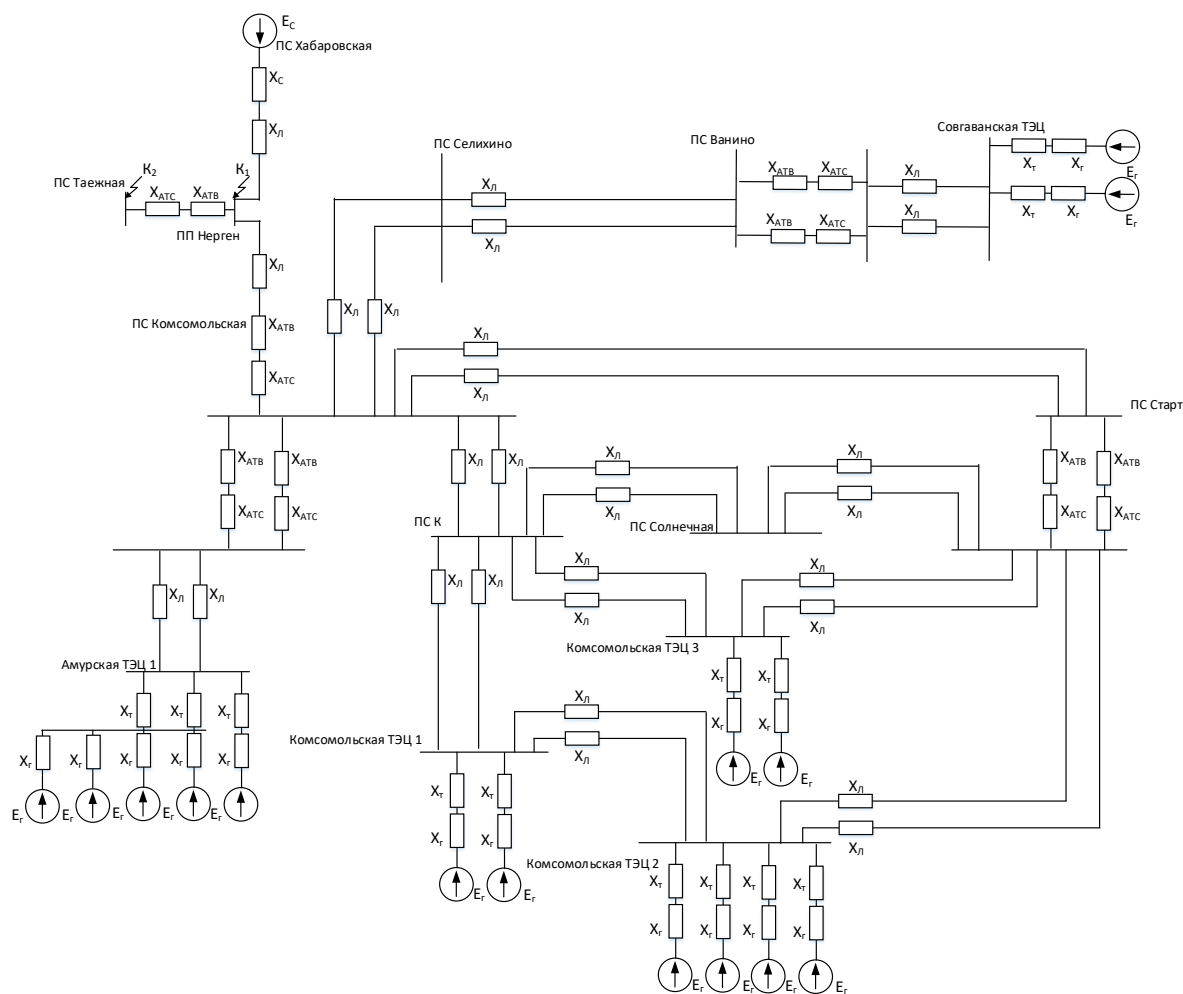


Рисунок 9- Схема замещения

5.1 Определение параметров элементов схем замещения

Составление схемы замещения электрической сети прямой последовательности выполняется посредством ввода данных по узлам и ветвям рассматриваемой электрической сети.

Вводится следующая необходимая информация об узлах:

- номер узла;
- название узла;
- номинальное напряжение узла.

В таблице 30 продемонстрированы расчетные данные параметров схемы замещения кВ рассматриваемой электрической сети.

Таблица 30 – Расчетные данные параметров узлов для расчета ТКЗ

Тип0	Номер	Название	U_ном
1	2	3	4
у	1	средняя точка АТ1	500
у	2	средняя точка АТ2	242
у	3	средняя точка АТ1	242
у	4	средняя точка АТ2	220
у	5	средняя точка АТ1	242
у	6	средняя точка АТ2	242
у	7	средняя точка АТ1	242
у	8	средняя точка АТ2	242
у	9	средняя точка АТ1	242
у	10	средняя точка АТ2	242
у	1000	ПП 500 кВ Нерген	500
у	1001	ПС 500 кВ Таежная	220
у	1002	средняя точка АТ1	500
зак	1003	Таежная НН1	10
зак	1004	Таежная НН2	10
зак	1005	Таежная НН3	10
зак	1006	Таежная НН4	10
зак	1007	Таежная НН5	10
зак	1008	Таежная НН6	10
зак	1009	Таежная НН7	10
зак	1010	Таежная НН8	10
у	1101	средняя точка Т1	220
у	1102	средняя точка Т2	220
у	1103	средняя точка Т3	220
у	1104	средняя точка Т4	220
зак	2152	ПС 220 кВ Ванино ЗРУ-10 кВ	10
зак	2162	ПС 220 кВ Ванино БР-(1-2)	10
зак	2167	ПС 220 кВ Ванино БК-(1-6)	10
у	2201	ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ	110
у	2203	ПС 110 кВ НПЗ	110
у	2204	ПС 110 кВ Байкальская 2с-110	110
у	2205	ПС 220 кВ Парус ОРУ-110 кВ	110
у	2206	ПС 110 кВ БАМ ПТФ	110
у	2207	ПС 110 кВ Т	110
у	2209	ПС 110 кВ КСК 1с-110	110
у	2210	ПС 110 кВ Северная 2с 110	110
у	2211	ПС 110 кВ Северная 1с 110	110
у	2212	ПС 110 кВ Солнечная	110

1	2	3	4
у	2213	ПС 220 кВ Селихино ОРУ-110 кВ	110
у	2216	ПС 110 кВ Картель 2с-110	110
у	2217	ПС 110 кВ Гайтер 1с-110	110
у	2220	ПС 110 кВ ГПП-5	110
у	2221	ПС 110 кВ К	110
у	2223	ПС 110 кВ Кедровая 1с-110	110
у	2225	ПС 110 кВ Привокзальная 2с-110	110
у	2227	ПС 110 кВ Ручей	110
у	2230	ПС 110 кВ Хурба	110
у	2251	ПС 220 кВ Ванино ОРУ-110 кВ	110
у	2276	ПС 110 кВ КСК 2с-110	110
у	2277	ПС 110 кВ Байкальская 1с-110	110
зак	2278	Амурская ТЭЦ-1 1 секция 35кВ	35
зак	2279	Амурская ТЭЦ-1 2 секция 35кВ	35
зак	2321	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 1	6,3
зак	2322	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 2	6,3
зак	2323	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 3	6,3
зак	2324	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 4	6,3
зак	2325	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 5	10
у	2327	Амурская ТЭЦ-1 с.т.1Т	110
у	2328	Амурская ТЭЦ-1 с.т.2Т	110
у	2329	Амурская ТЭЦ-1 ЗРУ 110кВ	110
зак	2331	Комсомольская ТЭЦ-3 Блок 1	15,75
зак	2332	Комсомольская ТЭЦ-3 Блок 2	16
у	2335	Комсомольская ТЭЦ-3 ЗРУ 110кВ	110
зак	2341	Комсомольская ТЭЦ-1 ТГ № 1	6,3
зак	2342	Комсомольская ТЭЦ-1 ТГ № 2	6,3
зак	2343	Комсомольская ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ	6,3
зак	2345	Комсомольская ТЭЦ-1 ОРУ 35 кВ	35
у	2347	Комсомольская ТЭЦ-1 ЗРУ 110 кВ	110
у	2348	Комсомольская ТЭЦ-1 с.т.СЗТ	110
зак	2350	Комсомольская ТЭЦ-2 35 кВ	35
у	2351	Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ	110
у	2352	Комсомольская ТЭЦ-2 с.т.2Т	110
зак	2353	Комсомольская ТЭЦ-2 ГРУ 6 кВ 1сек	6,3
зак	2354	Комсомольская ТЭЦ-2 ГРУ 6 кВ	6,3
зак	2355	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 5	6,3
зак	2356	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 6	6,3
зак	2357	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 7	6,3
зак	2358	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 8	6,3
у	2370	Согаванская ТЭЦ	110

1	2	3	4
зак	2371	СВТЭЦ	10
зак	2501	ПС 500 кВ Хабаровская ОРУ-500 кВ Е1	500
у	2503	ПС 500 кВ Хабаровская с.т.1АТ	500
у	2504	ПС 500 кВ Хабаровская с.т.2АТ	500
у	2521	ПС 500 кВ Хабаровская 1СШ 220 кВ	220
зак	2523	ПС 500 кВ Хабаровская 1С-10 кВ	10
зак	2524	ПС 500 кВ Хабаровская 2С-10 кВ	10
у	2530	ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-500 кВ	500
у	2541	ПС 500 кВ Комсомольская 1СШ 220 кВ	220
у	2551	ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-110 кВ	110
у	2601	ПС 220 кВ Старт 1С 220 кВ	220
у	2605	ПС 220 кВ Парус ОРУ-220 кВ	220
у	2607	ПС 220 кВ НПС-1	220
у	2608	ПС 220 кВ НПС-2 1С 220 кВ	220
у	2609	ПС 220 кВ НПС-3	220
у	2611	ПС 220 кВ ГПП-4 2сек.220	220
у	2613	ПС 220 кВ Селихино ОРУ-220 кВ	220
у	2617	ПС 220 кВ Уктур	220
у	2621	ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-220 кВ	220
у	2625	ПС 220 кВ Ванино ОРУ-220 кВ	242
у	2645	ПС 220 кВ Литовко ОРУ-220 кВ	220
у	2652	ПС 220 кВ НПС-2 2С 220 кВ	220
зак	2821	ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-35 кВ	35
зак	2843	ПС 220 кВ Литовко ОРУ-35 кВ	35

Вводится следующая требуемая информация о ЛЭП и трансформаторах для расчетов токов КЗ:

- тип ветви;
- номер узла начала;
- название узла конца;
- название ветви;
- активное сопротивление ветви;
- индуктивное сопротивление ветви;
- емкостная проводимость на землю;
- активное сопротивление ветви нулевой последовательности;
- индуктивное сопротивление ветви нулевой последовательности;

- емкостная проводимость на землю нулевой последовательности;

Таблица 31 - Расчетные данные параметров узлов для расчета ТКЗ

Название	R	X	G	B	r0	x0	g0	b0
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ - Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 7	0,85	19,77	7,80	54,60	0,85	19,77	7,80	54,60
Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ - Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 8	0,84	19,95	5,70	36,20	0,84	19,95	5,70	36,20
Комсомольская ТЭЦ-1 ЗРУ 110 кВ - Комсомольская ТЭЦ-1 ОРУ 35 кВ	4,35	70,25	5,80	76,50	4,35	70,25	5,80	76,50
ПС 110 кВ Т - отп. Парус	1,18	2,87	0,00	-18,44	3,53	8,62	0,00	-32,09
ПС 220 кВ Ванино ОРУ-220 кВ - ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-220 кВ	18,72	79,59	0,00	-526,40	56,16	238,77	0,00	-915,94
ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-110 кВ - Амурская ТЭЦ-1 ЗРУ 110кВ	6,75	13,89	0,00	-89,50	20,25	41,67	0,00	-155,73
ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-110 кВ - ПС 110 кВ Хурба	2,44	5,02	0,00	-32,40	7,32	15,06	0,00	-56,38
ПС 500 кВ Хабаровская с.т.1АТ - ПС 500 кВ Хабаровская 1СШ 220 кВ	0,48	-6,19	0,00	0,00	0,48	-6,19	0,00	0,00
ПС 500 кВ Хабаровская с.т.1АТ - ПС 500 кВ Хабаровская 1С-10 кВ	0,48	112,99	0,00	0,00	0,48	112,99	0,00	0,00
ПС 500 кВ Хабаровская с.т.2АТ - ПС 500 кВ Хабаровская 1СШ 220 кВ	0,48	-6,19	0,00	0,00	0,48	-6,19	0,00	0,00
ПС 500 кВ Хабаровская с.т.2АТ - ПС 500 кВ Хабаровская 2С-10 кВ	0,48	112,99	0,00	0,00	0,48	112,99	0,00	0,00
ПС 110 кВ К - ПС 110 кВ Привокзальная 2с-110	0,38	0,94	0,00	-6,01	1,15	2,81	0,00	-10,46
Комсомольская ТЭЦ-1 ЗРУ 110 кВ - ПС 110 кВ К	0,52	1,27	0,00	-8,20	1,56	3,81	0,00	-14,27
Комсомольская ТЭЦ-1 ЗРУ 110 кВ - Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ	1,33	3,24	0,00	-20,80	3,99	9,72	0,00	-36,19
Комсомольская ТЭЦ-1 ЗРУ 110 кВ - Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ	1,33	3,24	0,00	-20,80	3,99	9,72	0,00	-36,19
Комсомольская ТЭЦ-1 ЗРУ 110 кВ - Комсомольская ТЭЦ-1 с.т.С3Т	2,12	45,13	4,30	26,20	2,12	45,13	4,30	26,20
ПС 110 кВ Картель 2с-110 - ПС 110 кВ К	10,47	19,04	0,00	-118,68	31,41	57,12	0,00	-206,50
ПС 110 кВ Картель 2с-110 - ПС 110 кВ Гайтер 1с-110	1,69	4,12	0,00	-26,43	5,06	12,36	0,00	-45,99
ПС 220 кВ Селихино ОРУ-110 кВ - ПС 110 кВ Картель 2с-110	6,79	11,89	0,00	-74,00	20,37	35,67	0,00	-128,76
ПС 110 кВ Гайтер 1с-110 - ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-110 кВ	3,61	13,88	0,00	-95,30	10,83	41,64	0,00	-165,82
ПС 220 кВ Селихино ОРУ-220 кВ - ПС 220 кВ Ванино ОРУ-220 кВ	32,88	136,52	0,00	-903,74	98,64	409,56	0,00	-1572,51
ПС 220 кВ Селихино ОРУ-220 кВ - ПС 500 кВ Комсомольская 1СШ 220 кВ	4,20	24,25	0,00	-160,73	12,59	72,75	0,00	-279,67
ПС 220 кВ НПС-2 1С 220 кВ - ПС 220 кВ НПС-2 2С 220 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
отп.2 ПС 220 кВ Литовко - ПС 220 кВ НПС-2 1С 220 кВ	3,79	16,13	0,00	-106,65	11,38	48,38	0,00	-185,57
отп.1 ПС 220 кВ Литовко - ПС 220 кВ НПС-2 2С 220 кВ	3,78	16,05	0,00	-106,17	11,33	48,16	0,00	-184,73
ПС 220 кВ НПС-2 1С 220 кВ - ПС 220 кВ НПС-3	12,25	52,05	0,00	-344,28	36,74	156,16	0,00	-599,04
ПС 220 кВ НПС-1 - отп.1 ПС 220 кВ Литовко	3,90	16,57	0,00	-109,60	11,69	49,71	0,00	-190,70

Продолжение таблицы 31

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Комсомольская ТЭЦ-1 с.т.СЗТ - Комсомольская ТЭЦ-1 ОРУ 35 кВ	1,46	27,92	0,00	0,00	1,46	27,92	0,00	0,00
Амурская ТЭЦ-1 с.т.2Т - Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 3	0,72	-0,11	0,00	0,00	0,72	-0,11	0,00	0,00
Амурская ТЭЦ-1 с.т.1Т - Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 2	0,48	-0,11	0,00	0,00	0,48	-0,11	0,00	0,00
Амурская ТЭЦ-1 с.т.2Т - Амурская ТЭЦ-1 2 секция 35кВ	0,69	15,10	0,00	0,00	0,69	15,10	0,00	0,00
Амурская ТЭЦ-1 ЗРУ 110кВ - Амурская ТЭЦ-1 с.т.2Т	0,89	23,69	8,90	108,90	0,89	23,69	8,90	108,90
Амурская ТЭЦ-1 с.т.1Т - Амурская ТЭЦ-1 1 секция 35кВ	0,49	15,10	0,00	0,00	0,49	15,10	0,00	0,00
Амурская ТЭЦ-1 ЗРУ 110кВ - Амурская ТЭЦ-1 с.т.1Т	0,68	23,69	10,7 0	72,60	0,68	23,69	10,7 0	72,60
- ПС 220 кВ Ванино ЗРУ-10 кВ	0,49	82,52	0,00	0,00	0,49	82,52	0,00	0,00
ПС 220 кВ Ванино ОРУ-220 кВ -	0,49	48,67	1,61	11,70	0,49	48,67	1,61	11,70
Комсомольская ТЭЦ-3 ЗРУ 110кВ - ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ	1,50	6,71	0,00	-41,40	4,50	20,13	0,00	-72,04
ПС 110 кВ БАМ ПТФ - ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ	1,11	4,96	0,00	-30,55	3,33	14,87	0,00	-53,16
Комсомольская ТЭЦ-3 ЗРУ 110кВ - Комсомольская ТЭЦ-3 Блок 1	0,19	6,15	13,6 6	84,28	0,19	6,15	13,6 6	84,28
Комсомольская ТЭЦ-3 ЗРУ 110кВ - Комсомольская ТЭЦ-3 Блок 2	0,19	6,15	13,6 6	84,28	0,19	6,15	13,6 6	84,28
Комсомольская ТЭЦ-3 ЗРУ 110кВ - ПС 110 кВ ГПП-5	0,45	1,99	0,00	-12,28	1,34	5,97	0,00	-21,37
Комсомольская ТЭЦ-3 ЗРУ 110кВ - ПС 110 кВ ГПП-5	0,45	1,99	0,00	-12,28	1,34	5,97	0,00	-21,37
ПС 110 кВ Т - ПС 110 кВ Байкальская 2с-110	0,44	1,07	0,00	-6,84	1,31	3,20	0,00	-11,90
Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ - отп. Парус	0,55	1,35	0,00	-8,66	1,66	4,05	0,00	-15,08
Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ - ПС 110 кВ Т	1,73	4,22	0,00	-27,10	5,19	12,67	0,00	-47,15
ПС 220 кВ Парус ОРУ-220 кВ - ПС 220 кВ Старт 1С 220 кВ	2,46	8,79	0,00	-56,30	7,38	26,37	0,00	-97,96
ПС 220 кВ Старт 1С 220 кВ - ПС 500 кВ Комсомольская 1СШ 220 кВ	2,72	9,58	0,00	-61,40	8,17	28,73	0,00	-106,84
ПС 220 кВ Селихино ОРУ-220 кВ - ПС 220 кВ Уктур	7,27	30,89	0,00	-204,30	21,8 1	92,67	0,00	-355,48
ПС 220 кВ Селихино ОРУ-220 кВ - ПС 500 кВ Комсомольская 1СШ 220 кВ	5,46	23,19	0,00	-153,40	16,3 8	69,57	0,00	-266,92
ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-220 кВ - ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-35 кВ	10,83	264,5 0	0,90	4,00	10,8 3	264,5 0	0,90	4,00
ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-220 кВ - ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-35 кВ	9,56	283,5 4	0,87	3,40	9,56	283,5 4	0,87	3,40
ПС 220 кВ Уктур - ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-220 кВ	6,47	27,52	0,00	-182,00	19,4 1	82,56	0,00	-316,68
ПС 220 кВ ГПП-4 1сек.220 - ПС 220 кВ Старт 1С 220 кВ	1,38	5,85	0,00	-38,66	4,13	17,54	0,00	-67,27
ПС 500 кВ Комсомольская 1СШ 220 кВ - ПС 220 кВ ГПП-4 2сек.220	1,68	8,65	0,00	-59,17	5,04	25,94	0,00	-102,96
ПС 500 кВ Комсомольская 1СШ 220 кВ - ПС 220 кВ ГПП-4 1сек.220	1,28	6,92	0,00	-47,76	3,83	20,77	0,00	-83,10
ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-110 кВ - ПС 110 кВ К	2,02	4,17	0,00	-26,90	6,06	12,51	0,00	-46,81

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-110 кВ - ПС 110 кВ К	2,02	4,17	0,00	-26,90	6,06	12,51	0,00	-46,81
- ПС 220 кВ Ванино ОРУ-110 кВ	0,49	-2,06	0,00	0,00	0,49	-2,06	0,00	0,00
ПС 110 кВ Кедровая 1с-110 - ПС 110 кВ Кедровая 2с-110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110 кВ Кедровая 1с-110 - ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ	5,55	9,72	0,00	-60,51	16,66	29,16	0,00	-105,29
ПП 500 кВ Нерген - ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-500 кВ	7,72	77,24	9,17	-973,10	23,16	231,71	9,17	-1693,19
ПС 500 кВ Хабаровская ОРУ-500 кВ Е1 - ПП 500 кВ Нерген	3,31	33,10	3,93	-417,00	9,93	99,31	3,93	-725,58
ПС 220 кВ Парус ОРУ-110 кВ - отп. Парус	0,03	0,07	0,00	-0,42	0,08	0,20	0,00	-0,73
ПС 110 кВ НПЗ - ПС 110 кВ Байкальская 2с-110	0,42	1,03	0,00	-6,58	1,26	3,08	0,00	-11,45
Амурская ТЭЦ-1 ЗРУ 110кВ - ПС 110 кВ Хурба	4,31	8,87	0,00	-57,20	12,93	26,61	0,00	-99,53
Амурская ТЭЦ-1 ЗРУ 110кВ - Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 5	0,39	12,36	7,80	47,00	0,39	12,36	7,80	47,00
ПС 500 кВ Хабаровская 1СШ 220 кВ - ПС 220 кВ НПС-1	9,65	41,04	0,00	-271,40	28,96	123,11	0,00	-472,23
ПС 500 кВ Хабаровская 1СШ 220 кВ - отп.2 ПС 220 кВ Литовко	13,29	56,50	0,00	-373,70	39,87	169,50	0,00	-650,24
ПС 500 кВ Хабаровская ОРУ-500 кВ Е1 - ПС 500 кВ Хабаровская с.т.1АТ	0,48	60,84	1,51	7,91	0,48	60,84	1,51	7,91
ПС 500 кВ Хабаровская ОРУ-500 кВ Е1 - ПС 500 кВ Хабаровская с.т.2АТ	0,48	60,84	1,51	7,91	0,48	60,84	1,51	7,91
ПС 220 кВ Литовко ОРУ-220 кВ - ПС 220 кВ Литовко ОРУ-35 кВ	11,00	264,50	0,85	4,25	11,00	264,50	0,85	4,25
ПС 220 кВ Литовко ОРУ-220 кВ - ПС 220 кВ Литовко ОРУ-35 кВ	11,09	264,50	0,85	4,25	11,09	264,50	0,85	4,25
ПС 220 кВ НПС-3 - ПС 220 кВ Старт 1С 220 кВ	13,96	59,36	0,00	-392,59	41,89	178,08	0,00	-683,10
ПС 110 кВ Северная 2с 110 - ПС 110 кВ Северная 1с 110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110 кВ Кедровая 2с-110 - ПС 110 кВ К	10,05	17,59	0,00	-109,50	30,15	52,77	0,00	-190,53
ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ - ПС 110 кВ КСК 2с-110	3,59	7,39	0,00	-47,60	10,77	22,17	0,00	-82,82
ПС 110 кВ КСК 2с-110 - ПС 110 кВ НПЗ	0,18	0,38	0,00	-2,44	0,55	1,13	0,00	-4,24
ПС 110 кВ Байкальская 1с-110 - ПС 110 кВ Т	0,44	1,07	0,00	-6,84	1,31	3,20	0,00	-11,90
ПС 110 кВ Северная 1с 110 - ПС 110 кВ К	2,83	4,95	0,00	-30,83	8,49	14,86	0,00	-53,65
ПС 110 кВ КСК 1с-110 - ПС 110 кВ Байкальская 1с-110	0,60	1,40	0,00	-9,01	1,81	4,21	0,00	-15,68
ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ - ПС 110 кВ КСК 1с-110	3,59	7,39	0,00	-47,64	10,77	22,18	0,00	-82,89
ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ - ПС 110 кВ Северная 2с 110	10,19	16,23	0,00	-100,53	30,58	48,69	0,00	-174,92
ПС 110 кВ Привокзальная 2с-110 - Комсомольская ТЭЦ-1 ЗРУ 110 кВ	0,32	0,78	0,00	-5,00	0,96	2,34	0,00	-8,70
ПС 110 кВ Ручей - ПС 110 кВ К	6,52	11,41	0,00	-71,04	19,56	34,23	0,00	-123,61
ПС 110 кВ Солнечная - ПС 110 кВ Ручей	2,29	4,00	0,00	-24,90	6,87	12,00	0,00	-43,33

Продолжение таблицы 31

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ - ПС 110 кВ Солнечная	4,65	11,35	0,00	-72,80	13,95	34,05	0,00	-126,67
ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ - ПС 110 кВ Солнечная	4,65	11,35	0,00	-72,80	13,95	34,05	0,00	-126,67
ПС 110 кВ БАМ ПТФ - Комсомольская ТЭЦ-3 ЗРУ 110кВ	0,39	1,76	0,00	-10,84	1,18	5,28	0,00	-18,86
ПС 220 кВ ГПП-4 2сек.220 - ПС 220 кВ ГПП-4 1сек.220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 220 кВ НПС-2 2С 220 кВ - ПС 220 кВ Старт 1С 220 кВ	21,89	93,06	0,00	-615,47	65,68	279,18	0,00	-1070,92
отп.1 ПС 220 кВ Литовко - ПС 220 кВ Литовко ОРУ-220 кВ	0,71	2,41	0,00	-15,40	2,13	7,23	0,00	-26,80
отп.2 ПС 220 кВ Литовко - ПС 220 кВ Литовко ОРУ-220 кВ	0,71	2,41	0,00	-15,40	2,13	7,23	0,00	-26,80
ПС 220 кВ Ванино ЗРУ-10 кВ - ПС 220 кВ Ванино БК-(1-6)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 220 кВ Ванино ЗРУ-10 кВ - ПС 220 кВ Ванино БР-(1-2)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 220 кВ Ванино ОРУ-220 кВ -	0,49	48,67	1,61	11,70	0,49	48,67	1,61	11,70
- ПС 220 кВ Ванино ЗРУ-10 кВ	0,49	82,52	0,00	0,00	0,49	82,52	0,00	0,00
- ПС 220 кВ Ванино ОРУ-110 кВ	0,49	-2,06	0,00	0,00	0,49	-2,06	0,00	0,00
- ПС 220 кВ Селихино ОРУ-110 кВ	1,43	-11,67	0,00	0,00	1,43	-11,67	0,00	0,00
ПС 220 кВ Ванино ОРУ-110 кВ - Сога-ванская ТЭЦ	4,42	14,97	0,00	-105,13	13,26	44,90	0,00	-182,93
ПС 220 кВ Ванино ОРУ-110 кВ - Сога-ванская ТЭЦ	4,42	14,97	0,00	-105,13	13,26	44,90	0,00	-182,93
Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 3 - Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 4	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	0,00
Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 2 - Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 4	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	0,00
Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 1 - Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 3	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	0,00
Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 1 - Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 2	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	0,00
Комсомольская ТЭЦ-1 ТГ № 1 - Комсо-мольская ТЭЦ-1 ТГ № 2	0,00	0,18	0,00	0,00	0,00	0,54	0,00	0,00
Комсомольская ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ - Ком-сомольская ТЭЦ-1 ТГ № 2	0,00	0,18	0,00	0,00	0,00	0,54	0,00	0,00
Комсомольская ТЭЦ-2 ГРУ 6 кВ - Ком-сомольская ТЭЦ-2 ТГ № 5	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00	1,08	0,00	0,00
Комсомольская ТЭЦ-2 ГРУ 6 кВ 1сек - Комсомольская ТЭЦ-2 ГРУ 6 кВ	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00
ПС 110 кВ К - ПС 110 кВ ГПП-5	0,20	0,90	0,00	-5,55	0,60	2,70	0,00	-9,66
Комсомольская ТЭЦ-1 с.т.СЗТ - Комсо-мольская ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ	1,46	-0,63	0,00	0,00	1,46	-0,63	0,00	0,00
Комсомольская ТЭЦ-1 ОРУ 35 кВ - Комсомольская ТЭЦ-1 ТГ № 2	0,55	5,93	32,38	337,33	0,55	5,93	32,38	337,33
Комсомольская ТЭЦ-1 ОРУ 35 кВ - Комсомольская ТЭЦ-1 ТГ № 1	0,27	3,76	49,20	425,00	0,27	3,76	49,20	425,00
Комсомольская ТЭЦ-2 с.т.2Т - Комсо-мольская ТЭЦ-2 35 кВ	1,20	21,20	0,00	0,00	1,20	21,20	0,00	0,00
Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ - Комсомольская ТЭЦ-2 с.т.2Т	1,50	31,14	9,40	109,80	1,50	31,14	9,40	109,80

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ - Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 6	0,71	19,66	5,80	32,80	0,71	19,66	5,80	32,80
ПС 220 кВ Селихино ОРУ-220 кВ -	1,43	104,11	0,85	5,89	4,30	312,33	0,85	10,25
Согаванская ТЭЦ - СВТЭЦ	0,71	19,20	4,78	32,43	0,71	19,20	4,78	32,43
Согаванская ТЭЦ - СВТЭЦ	0,71	19,20	4,78	32,43	0,71	19,20	4,78	32,43
- ПС 500 кВ Комсомольская 1СШ 220 кВ	0,48	-6,19	0,00	0,00	0,48	-6,19	0,00	0,00
ПС 500 кВ Комсомольская 1СШ 220 кВ -	0,49	48,67	1,61	11,70	1,47	146,0	1,61	20,37
- ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-110 кВ	0,49	-2,06	0,00	0,00	0,49	-2,06	0,00	0,00
ПС 500 кВ Комсомольская 1СШ 220 кВ -	1,43	104,11	0,85	5,89	4,30	312,33	0,85	10,25
- ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-110 кВ	1,43	-11,67	0,00	0,00	1,43	-11,67	0,00	0,00
ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-500 кВ -	0,48	60,84	1,51	7,91	1,45	182,52	1,51	13,77
ПС 220 кВ Старт 1С 220 кВ -	0,49	48,67	1,61	11,70	1,47	146,00	1,61	20,37
- ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ	0,49	-2,06	0,00	0,00	0,49	-2,06	0,00	0,00
ПС 220 кВ Старт 1С 220 кВ -	0,49	48,67	1,61	11,70	1,47	146,00	1,61	20,37
- ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ	0,49	-2,06	0,00	0,00	0,49	-2,06	0,00	0,00
ПС 220 кВ Парус ОРУ-220 кВ -	1,43	104,11	0,85	5,89	4,30	312,33	0,85	10,25
- ПС 220 кВ Парус ОРУ-110 кВ	1,43	-11,67	0,00	0,00	1,43	-11,67	0,00	0,00
ПС 220 кВ Парус ОРУ-220 кВ -	1,43	104,11	0,85	5,89	4,30	312,33	0,85	10,25
- ПС 220 кВ Парус ОРУ-110 кВ	1,43	-11,67	0,00	0,00	1,43	-11,67	0,00	0,00
ПП 500 кВ Нерген -	0,48	60,84	1,51	7,91	1,45	182,52	1,51	13,77
- ПС 500 кВ Таежная	0,48	-6,19	0,00	0,00	0,48	-6,19	0,00	0,00
ПС 500 кВ Таежная -	1,22	15,16	1,32	9,36	1,22	15,16	1,32	9,36
-	2,43	212,91	0,00	0,00	2,43	212,91	0,00	0,00
-	2,43	212,91	0,00	0,00	2,43	212,91	0,00	0,00
ПС 500 кВ Таежная -	1,22	15,16	1,32	9,36	1,22	15,16	1,32	9,36
-	2,43	212,91	0,00	0,00	2,43	212,91	0,00	0,00
-	2,43	212,91	0,00	0,00	2,43	212,91	0,00	0,00
ПС 500 кВ Таежная -	1,22	15,16	1,32	9,36	1,22	15,16	1,32	9,36
-	2,43	212,91	0,00	0,00	2,43	212,91	0,00	0,00
-	2,43	212,91	0,00	0,00	2,43	212,91	0,00	0,00
ПС 500 кВ Таежная -	1,22	15,16	1,32	9,36	1,22	15,16	1,32	9,36
-	2,43	212,91	0,00	0,00	2,43	212,91	0,00	0,00

В рассматриваемой энергосистеме имеются пять электростанции: Совгаванская ТЭЦ, Комсомольская ТЭЦ-1, Комсомольская ТЭЦ-2, Комсомольская ТЭЦ-3, Амурская ТЭЦ-1.

В таблице 32 приведены основные необходимые параметры для данных генераторов и эквивалента для ПС 500 кВ Хабаровская для составления схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Таблица 32 – Параметры генераторов и системы.

Название	№ узла	x	X2	X0	E
Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 1	2321	0,306	0,306	0,306	6,3
Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 2	2322	0,306	0,306	0,306	6,3
Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 3	2323	0,306	0,306	0,306	6,3
Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 4	2324	0,306	0,306	0,306	6,3
Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 5	2325	0,306	0,306	0,306	10,5
Комсомольская ТЭЦ-3 Блок 1	2331	0,306	0,306	0,306	15,8
Комсомольская ТЭЦ-3 Блок 2	2332	0,306	0,306	0,306	15,8
Комсомольская ТЭЦ-1 ТГ № 1	2341	0,306	0,306	0,306	6,3
Комсомольская ТЭЦ-1 ТГ № 2	2342	0,306	0,306	0,306	6,3
Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 5	2355	0,306	0,306	0,306	6,3
Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 6	2356	0,306	0,306	0,306	6,3
Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 7	2357	0,306	0,306	0,306	6,3
Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 8	2358	0,306	0,306	0,306	6,3
Совгаванская ТЭЦ ТГ-2	2372	0,306	0,306	0,306	10
Совгаванская ТЭЦ ТГ-1	2371	0,306	0,306	0,306	10
Хабаровская	2501	65,311	62,311	142,908	506

Результаты расчётов токов короткого замыкания приведены в таблице 33.

Таблица 33– Результаты расчетов токов короткого замыкания

Точка КЗ	Объект	Ток трехфазного КЗ, кА	Ток двухфазного КЗ, кА	Ток однофазного, КЗ, кА
К1	ПП Нерген	3,99	2,02	1,35
К2	ПС Таежная	5,08	2,56	1,89

5.2 Расчет токов КЗ

Рассчитаем апериодические составляющие тока КЗ в начальный момент времени по формуле:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{IIO}^{(3)} \text{ кА} \quad (50)$$

Апериодическая составляющая для шин 500 кВ ПП Нерген:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{IIO\Sigma}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 3,99 = 5,643 \text{ кА,}$$

Апериодическая составляющая для шин 220 кВ ПС Таежная:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 01 \Sigma}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 5,08 = 7,184 \text{ кА},$$

Рассчитаем ударные токи по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} \text{ кА}, \quad (51)$$

где $k_{y\partial}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a , которая определяется в зависимости от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ.

Расчёт ударного тока для шин 500 кВ ПП Нерген:

$$i_{y\partial C} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\Pi 0 C}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 3,99 = 10,439 \text{ кА},$$

Расчёт ударного тока для шин ПС 220 кВ ПС Таёжная:

$$i_{y\partial C} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\Pi 0 C}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 5,08 = 13,291 \text{ кА}.$$

По результатам раздела была составлена схема замещения рассматриваемой сети, найдены параметры ее элементов и рассчитаны токи короткого замыкания на ПП 500 кВ Нерген и ПС 220 кВ Таёжная.

6 ВЫБОР ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

6.1 Общие положения

При выборе токоведущих частей и аппаратов для электрической части ПШ 500 кВ Нерген и ПС 500 кВ Таёжная следует учитывать требования и нормы, а также особенности конкретной энергосистемы. Вот некоторые основные компоненты, которые могут быть выбраны:

Высоковольтные выключатели, разъединители и коммутационная аппаратура: В зависимости от требований к надежности, рабочим характеристикам и конфигурации электрической схемы, могут быть выбраны соответствующие высоковольтные выключатели, разъединители и другие коммутационные аппараты.

Измерительные трансформаторы тока и напряжения: Измерительные трансформаторы используются для измерения токов и напряжений в системе. Выбор трансформаторов зависит от требуемых измерительных характеристик, номинальных токов и напряжений, точности измерений и других факторов.

Сборные шины: Сборные шины используются для соединения основного оборудования и распределительных устройств. Выбор сборных шин включает определение номинальных токов и напряжений, типа и конфигурации шины, а также учет требований безопасности и надежности.

Токоведущие части (шины): Токоведущие части связывают основное оборудование с распределительными устройствами и основными аппаратами. Они могут включать кабели, провода, шины и другие компоненты, которые обеспечивают передачу тока и связь между различными устройствами.

Контрольные кабели: Контрольные кабели используются для передачи сигналов управления и мониторинга между различными устройствами и системами. Выбор контрольных кабелей зависит от типа сигналов, расстояния передачи, требуемой помехозащищенности и других факторов.

Устройства для защиты от перенапряжений: Устройства для защиты от перенапряжений (молниезащита, предохранители, разрядники и т.д.) использу-

ются для защиты электрооборудования от повышенных напряжений и токов, вызванных молнией или другими перенапряжениями. Выбор таких устройств зависит от требуемого уровня защиты и характеристик системы.

При выборе токоведущих частей и электрических аппаратов для надежной работы электроустановок как в нормальном, так и в аварийном режиме, следует учитывать ряд факторов, включая климатические условия и род установки. Климатические условия, такие как температура, влажность, соленость воздуха и наличие агрессивных атмосферных условий, могут влиять на выбор материалов и типов защитных покрытий для токоведущих частей, и аппаратов. Например, в суровых климатических условиях может потребоваться использование специальных защитных покрытий или оборудования, устойчивого к низким температурам или коррозии. В зависимости от того, является ли установка наружной или внутренней, требования к защите от воздействия окружающей среды и механических нагрузок могут отличаться. Для наружных установок может потребоваться оборудование, обладающее высокой степенью защиты от пыли, влаги и механических повреждений. В случае РУ 220 кВ и выше часто целесообразно использовать однотипное оборудование для обеспечения единых стандартов и совместимости. Это может облегчить обслуживание, обучение персонала и упрощение запасных частей. Однако, необходимо учесть, что некоторые аппараты могут отличаться своими параметрами в зависимости от конкретных требований.

При выборе токоведущих частей и электрических аппаратов рекомендуется также руководствоваться нормативными требованиями и стандартами, определенными соответствующими организациями и регулирующими органами. Это поможет обеспечить соответствие системы требованиям безопасности, надежности и эффективности. Необходимые для выбора оборудования максимальные рабочие токи находятся по формулам из которых в последствии выбирается наибольший:

$$I_{\max.\text{тр}} = \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (52)$$

$$I_{\max.\text{ВЛ}} = I_{\text{ддтн.ВЛ}}, \quad (53)$$

Находим максимальные рабочие токи для выключателей 500 кВ:

$$I_{\max.\text{тр}500} = \frac{501}{\sqrt{3} \cdot 500} = 579 \text{ A};$$

$$I_{\max.\text{ВЛ}500} = 2070 \text{ A, для провода марки } 3 \times 300/49$$

Для выключателей ПП 500 кВ Нерген принимаем максимальный рабочий ток равный длительно допустимому току провода ВЛ 500 кВ Хабаровская – Нерген и ВЛ 500 кВ Комсомольская – Нерген – 2070 А.

Находим максимальные рабочие токи для выключателей 220 кВ:

$$I_{\max.\text{тр}220} = \frac{501}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1316 \text{ A};$$

$$I_{\max.\text{ВЛ}220} = 825 \text{ A, для провода АС-400/51}$$

6.2 Выбор и проверка выключателей

Выбор выключателей производится в соответствии с ГОСТ Р 52565-2006 и СТО 56947007- 29.130.10.095-2011. Выключатель в КРУЭ выбираем по номинальному напряжению, длительному (расчетному) току, отключающей способности. Проверяется на термическую и динамическую стойкость. Принимаем к установке КРУЭ ЕКЛ-3 500 кВ. Выбор выключателей производится:

- по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном.вык}}, \quad (54)$$

где $U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение установки, кВ;

$U_{\text{НОМ.ВЫК}}$ - номинальное напряжение выключателя, кВ.

$$500 \text{ кВ} \leq 500 \text{ кВ}$$

- по длительному току:

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{НОМ.ВЫК}}, \quad (55)$$

где $I_{\text{раб.макс}}$ - расчетный ток продолжительного режима, А;

$I_{\text{НОМ.ВЫК}}$ - номинальный ток выключателя, А.

$$2070 \text{ А} \leq 2500 \text{ А}$$

- по коммутационной способности:

Для выбора аппаратов по коммутационной способности в качестве расчетного вида КЗ следует принимать большее из значений, получаемых для случаев трехфазного и однофазного КЗ на землю;

- по отключающей способности:

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{\text{п.т}} = 3,99 \text{ кА} \leq I_{\text{н.откл}} = 31,5 \text{ кА} \quad (56)$$

где $I_{\text{п.т}}$ - периодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя, кА;

$I_{\text{н.откл}}$ - номинальный ток отключения выключателя.

Допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе КЗ определяем по формуле:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н.откл}} \cdot \frac{\beta_{\text{н}}}{100} = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \frac{47}{100} = 20,87 \text{ кА}$$

где $\beta_{\text{н}}$ - нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключающем токе КЗ;

$I_{\text{н.отк.}}$ - номинальный ток отключения выключателя, кА.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени τ определяется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \times I_{n,0} \times e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \times 3,99 \times e^{-\frac{0,051}{0,05}} = 2,029 \text{ кА} \quad (57)$$

где $I_{n,0}$ – действующее значение начального периодического тока трехфазного КЗ, кА;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с;

τ – время, с, от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов, определяется по формуле:

$$\tau = t_{p.z.min} + t_{c.v.o} = 0,01 + 0,041 = 0,051 \text{ с} \quad (58)$$

где $t_{p.z.min} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{c.v.o} = 0,041$ с – собственное время отключения выключателя.

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ по условию:

$$i_{a,\tau} = 2,029 \text{ кА} \leq i_{a.ном} = 20,87 \text{ кА} \quad (59)$$

где $i_{a,\tau}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени τ ;

$i_{a.ном}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе КЗ, кА, рассчитывается по следующей формуле:

- по включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{дин} = 100 \text{ кА} > i_{уд} = 10,39 \text{ кА} \quad (60)$$

где $i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости;

$i_{уд}$ – значение ударного тока КЗ.

$$I_{п.0} = \text{кА} > I_{\text{вкл.ном}} = 10,39 \text{ кА} \quad (61)$$

где $I_{п.0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя, кА;

$I_{\text{вкл.ном}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА.

- на термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ. Условие проверки:

$$B_{\text{к.доп}} = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\text{к.расч}} = 3,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (62)$$

Тепловой импульс тока КЗ определяем по формуле:

$$B_{\text{к.расч}} = I_{п.0}^2 \times [t_{\text{откл}} + T_{a.c}] = 3,99^2 \times [0,16 + 0,05] = 3,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (63)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время действия релейной защиты, с;

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз основ}} + t_{\text{п.в.о}} = 0,1 + 0,06 = 0,16 \text{ с} \quad (64)$$

где $t_{\text{рз основ}}$ - время действия основной релейной защиты равно $t_{\text{рз основ}} = 0,1$ с;

$t_{\text{п.в.о}}$ – полное время отключения выключателя равно $t_{\text{п.в.о}} = 0,06$ с.

Допустимый тепловой импульс рассчитывается по формуле:

$$B_{\text{к.доп}} = I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер}} = 31,5^2 \times 3 = 2976 \text{ кА}^2 \quad (65)$$

где $I_{\text{тер}}$ - ток термической стойкости выключателя равен $I_{\text{тер}} = 31,5$ кА;

$t_{\text{тер}}$ - время термической стойкости выключателя равно $t_{\text{тер}} = 3$ с.

Все расчетные данные сведены в таблицу 34.

Таблица 34 - Выбор выключателей ПП 500 кВ Нерген

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
500 кВ	500 кВ	$U_H \geq U_P$
2500 А	2070 А	$I_H \geq I_{pmax}$
100 кА	10,39 кА	$i_{скв} \geq i_{уд}$
2976 кА ² с	3,34 кА ² с	$B_{к.ном} \geq B_k$
31,5 кА	3,99 кА	$I_{вкл} \geq I_{п0}$
31,5 кА	3,99 кА	$I_{откл} \geq I_{п0}$
20,87 кА	2,029 кА	$i_{а.ном}$

Выбор выключателей 220 кВ для КРУЭ 220 кВ на ПС 500 кВ Таёжная приведен в таблице 35.

Таблица 35 - Выбор выключателей 220 кВ на ПС 500 кВ Таёжная

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
Вводной выключатель АТ		
252 кВ	220 кВ	$U_H \geq U_P$
3150 А	1610 А	$I_H \geq I_{pmax}$
100 кА	13,291 кА	$i_{скв} \geq i_{уд}$
4800 кА ² с	5,419 кА ² с	$B_{к.ном} \geq B_k$
31,5 кА	5,08 кА	$I_{вкл} \geq I_{п0}$
31,5 кА	5,08 кА	$I_{откл} \geq I_{п0}$
22,627 кА	7,184 кА	$i_{а.ном}$
Линейный выключатель		
252 кВ	220 кВ	$U_H \geq U_P$
3150 А	825 А	$I_H \geq I_{pmax}$
100 кА	13,291 кА	$i_{скв} \geq i_{уд}$
4800 кА ² с	5,419 кА ² с	$B_{к.ном} \geq B_k$
31,5 кА	5,08 кА	$I_{вкл} \geq I_{п0}$
31,5 кА	5,08 кА	$I_{откл} \geq I_{п0}$
22,627 кА	7,184 кА	$i_{а.ном}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

6.3 Выбор и проверка разъединителей

Проверка на термическую стойкость к токам КЗ разъединители, заземлители в КРУЭ 500 кВ:

$$B_k = I_{n.o.}^2 \cdot (t_{отк} + T_{a.c.}), \quad (66)$$

$$B_K = 3,99^2 \cdot (0,16 + 0,05) = 3,43 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{кном}} = I_T^2 \cdot t_T, \quad (67)$$

$$B_{\text{кном}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Сопоставление приведено в таблице 36.

Таблица 36 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе разъединителей 500 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_H = 525 \text{ кВ}$	$U_P = 500 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{P\text{max}} = 2070 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\text{max}}$
$i_{\text{скв}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,439 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к.ном}} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.}} = 3,34 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$

Проверим разъединители и заземлители в КРУЭ 220 кВ на ПС 500 кВ Таёжная.

Проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_K = I_{\text{н.о.}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{а.с.}}), \quad (68)$$

$$B_K = 5,08^2 \cdot (0,16 + 0,05) = 5,419 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{кном}} = I_T^2 \cdot t_T, \quad (69)$$

$$B_{\text{кном}} = 125^2 \cdot 3 = 46875 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Сопоставление приведено в таблице 37.

Таблица 37 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе разъединителей 220 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_H = 252 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 1610 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$i_{скв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 13,291 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 46875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 5,419 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$

6.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Проверим трансформаторы тока 500 кВ на ПП Нерген:

по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (70)$$

по току:

$$I_{норм} (I_{\max}) \leq I_{1ном} . \quad (71)$$

При этом номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

по конструкции и классу точности;

по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} = K_{эд} \sqrt{2} I_{по}, \quad (72)$$

где $K_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{по}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

по термической стойкости:

$$B_k \leq (K_T \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_T,$$

где K_T – кратность термической стойкости, величина справочная,

t_T – время термической стойкости, величина справочная.

по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (73)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}} \quad (74)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 500 кВ показывается в таблице 38.

Таблица 38 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 500 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА–3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР–3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ–3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ на шинах 500 кВ ПС.

$$B_k = I_{н.о.К1}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}), \quad (75)$$

$$B_k = 3,99^2 \cdot (0,16 + 0,05) = 3,43 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T, \quad (76)$$

$$B_{кном} = 86^2 \cdot 3 = 22188 \text{ кА}^2\text{с кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки $S_{2H}=20$ ВА.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (77)$$

$$Z_{2H} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (78)$$

$$r_{приб} = \frac{1,7}{25} = 0,068 \text{ Ом},$$

где $S_{ПРИБ}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечение $q=4$ мм² АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=100$ м.

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} \quad (79)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,708 \text{ Ом},$$

где $r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов ($r_{\text{конт}} = 0,01 \text{ Ом}$).

$$z_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}}, \quad (80)$$

$$z_2 = 0,01 + 0,708 + 0,068 = 0,788 \text{ Ом}.$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 39.

Таблица 39 – Выбор трансформатора тока 500 кВ на ПП

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 500 \text{ кВ}$	$U_H = 500 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 3000 \text{ А}$	$I_P = 2070 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\text{max}}$
$Z_{2H} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.2S)	$Z_{HP} = 0,788 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$V_{KH} = 22188 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KP} = 3,43 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KH} \geq V_{KP}$
$I_{дин} = 127 \text{ кА}$	$I_{уд} = 10,439 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Выбираются трансформаторы тока на вводе и отходящих линиях 220 кВ ПС 500 кВ Таёжная.

Таблица 40 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока

КЗ на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Таёжная:

$$B_K = I_{н.о.}^2 \cdot (t_{отк} + T_{a.c.}),$$

(75)

$$B_K = 5,08^2 \cdot (0,16 + 0,05) = 5,419 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{кном} = I_T^2 \cdot t_T, \tag{76}$$

$$B_{кном} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки $S_{2H}=100$ ВА.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}$$

(77)

$$Z_{2H} = \frac{100}{5^2} = 4 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2},$$

(78)

$$r_{приб} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом},$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=80 \text{ м}$.

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (79)$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 80}{4} = 0,566 \text{ Ом},$$

$$z_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}}, \quad (80)$$

$$z_2 = 0,01 + 0,566 + 0,068 = 0,644 \text{ Ом}.$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 41.

Таблица 41 – Выбор трансформатора тока на шинах 220 кВ ПС 500 кВ Таёжная

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 252 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{H \text{ ввoд}} = 2000 \text{ А}$ $I_{H \text{ лин}} = 1000 \text{ А}$	$I_{P \text{ ввoд}} = 1610 \text{ А}$ $I_{P \text{ лин}} = 825 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P \text{ max}}$
$Z_{2H} = 4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.2S)	$Z_{HP} = 0,644 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$V_{KH} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KP} = 5,419 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KH} \geq V_{KP}$
$I_{ДИН} = 102 \text{ кА}$	$I_{УД} = 13,291 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq I_{УД}$

6.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. На ПП 500 кВ Нерген проверяем трансформаторы напряжения, установленные в КРУЭ 500 кВ.

Трансформаторы напряжения выбираются:

по напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;

по конструкции и схеме соединения;

по классу точности;

по вторичной нагрузке;

$$S_{2у} \leq S_{ном}, \tag{81}$$

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

– нагрузка всех приборов и реле, присоединенных к ТН.

Условия выбора:

1) По напряжению установки [9]:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$500кВ \leq 500 \text{ кВ}$$

2) По конструкции и схеме соединения обмоток [9]:

Трёхобмоточный трансформатор, выполненный по схеме «У/У0–0»;

3) По классу точности: 0,2;

4) По вторичной нагрузке:

По аналогии с выбором трансформаторов тока для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок (таблица 42).

Таблица 42 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 500 кВ

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР–3021	5	6	60
Варметр	СТ–3021	5	6	60
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	6	90
Частотомер	СР–3021	5	1	5
Итого				227

Таблица 43 – Выбор трансформатора напряжения 500 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 500$ кВ $S_P = 227$ ВА	$U_{HT} = 525$ кВ $S_H = 300$ ВА	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_P$

Проверяем трансформаторы напряжения установленные в КРУЭ 220 кВ

Вторичная нагрузка трансформатора приведена в таблице 44.

Таблица 44 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 220 кВ

Тип	Прибор	$S_{потр.}$ В*А/Вт	Число приборов	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
Э-350 М	Вольтметр	2	2	1	0	4	-
Д 8002	Ватметр	1,5	2	1	0	3	-
СЭТ-4ТМ.03М	Счетчик АЭ и РЭ	2	13	0,38	0,925	26	63,3
		2	13	0,38	0,925	26	63,3
-	Итого	-	-	-	-	59	127

Таблица 45 – Выбор трансформатора напряжения 220 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 220$ кВ $S_P = 127$ ВА	$U_{HT} = 252$ кВ $S_H = 200$ ВА	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_P$

6.6 Выбор и проверка ошиновки

Принимаем, что ошиновка между ПП 500 кВ Нерген и ПС 500 кВ Таёжная выполняется гибкими сталеалюминевыми проводами.

Сечение ошиновки во всех цепях выбрано по максимальным значениям перетоков мощности и проверено по условию короны.

Согласно пунктам 7.15, 7.16 СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (далее НТП ПС) выбор ошиновки по нагреву производится по следующим критериям:

- Для ВН и СН автотрансформаторных присоединений по току АТ, с учетом его допустимой перегрузки; - для линейных присоединений

- как максимальный ток ВЛ по условиям нагрева проводов в послеаварийном режиме, А.

Расчёт допустимого длительного тока для выбора ошиновки 500 кВ по номинальному расчётному току силовых автотрансформаторов:

$$I_{\text{МАК}(500\text{кВ})} = \frac{S_{\text{Н.АТ}} \times K_{\text{З.АВ.}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{Н.АТГ}(ВН)}} = \frac{167000 \times 3 \times 1,6}{\sqrt{3} \times 500} = 926 \text{ А}$$

где $I_{\text{МАК}(500\text{кВ})}$ –наибольший ток с учетом перегрузки трансформатора СН

$S_{\text{Н.АТ}}$ – номинальная мощность автотрансформаторной группы, кВА.

$U_{\text{Н.АТ}(ВН)}$ – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения (ВН) автотрансформатора трансформатора.

$K_{\text{З.АВ.}}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки автотрансформатора, выбран для системы охлаждения типа ДЦ (масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла) из таблицы 4 Приказа Министерства энергетики РФ от 8 февраля 2019 г. № 81 “Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. N 229”. $K_{\text{З.АВ.}} = 1,6$ для температуры ОЗМ (-37 °С).

В соответствии с требованиями той же таблицы 1 Приказа Министерства энергетики РФ от 8 февраля 2019 г. № 81 “Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. N 229” максимально допустимый коэффициент допустимой длительной пере-

грузки для температуры (0 и до 20 °С) без ограничения длительности, $K_{3.АВ.} = 1,25$, при возможном повышенном износе изоляции. И тогда расчётный допустимый длительный ток для выбора ошиновки 500 кВ по номинальному расчётному току силовых автотрансформаторов:

$$I_{\text{МАК}(500\text{кВ})(+20)} = \frac{S_{\text{Н.АТ}} \times K_{3.АВ.}}{\sqrt{3} \times U_{\text{Н.АТГ}}(\text{ВН})} = \frac{167000 \times 3 \times 1,25}{\sqrt{3} \times 500} = 723 \text{ А}$$

В соответствии с требованиями таблицы 4 Приказа Министерства энергетики РФ от 8 февраля 2019 г. № 81 “Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. N 229” коэффициент допустимой аварийной перегрузки для температуры (0 и до 20 °С) на время 20 минут , $K_{3.АВ.} = 1,4$. И тогда расчётный допустимый длительный ток для выбора ошиновки 500 кВ по номинальному расчётному току силовых автотрансформаторов при данных условиях составит:

$$I_{\text{МАК}(500\text{кВ})(+20)} = \frac{S_{\text{Н.АТ}} \times K_{3.АВ.}}{\sqrt{3} \times U_{\text{Н.АТГ}}(\text{ВН})} = \frac{167000 \times 3 \times 1,4}{\sqrt{3} \times 500} = 809 \text{ А}$$

Таким образом диапазон значений длительно допустимого тока и аварийно допустимого длительного тока для ВН АТ-1 составит:

$$I_{\text{ДД.АТ}} = 723 - 926 \text{ А}$$

Проектируемая линии ВЛ 500 кВ Хабаровская – Нерген и ВЛ 500 кВ Комсомольская - Нерген выполнены 3-мя проводами АС-300/49. Значение максимального тока ВЛ по условию нагрева проводов в послеаварийном режиме

для этих линий, в соответствии СТО 56947007-29.240.55.143 (Приложение 3), при температуре воздуха +25°С, для диапазона широт 50-60° с. ш., составит:

$$I_{\max\text{ВЛ}(3\times\text{АС } 300)} = 3 \times 825 = 2475 \text{ А}$$

Значение длительно допустимого максимального тока ВЛ для этих линий, в соответствии СТО 56947007-29.240.55.143 (Приложение 3), при тех же условиях составит:

$$I_{\max\text{ВЛ}(3\times\text{АС } 330)\text{АД}} = 3 \times 857 = 2571 \text{ А}$$

Минимальный диаметр проводов ВЛ 500 кВ по условию короны составляет 3хАС 300/39, однако в пределах ОРУ 500 кВ минимальное сечение ошиновки увеличивается с учетом влияния скрещивающихся участков ошиновки, минимальное допустимое при этом сечение и количество проводов в фазе приняты 3хАС 500/27. Для унификации решений по количеству проводов в фазе ВЛ и на заходе ПС, для ОРУ 500 кВ принимается минимальное сечение фазы 3хАС 500/64.

Длительно допустимый ток для ошиновки, выполненной тремя проводками 3хАС 500/64 по условию нагрева проводов в аварийном режиме составляет.

$$I_{\max\text{ВЛ}(3\times\text{АС } 500)\text{АД}} = 3 \times 1441 = 4323 \text{ А}$$

Соответственно данное сечение ошиновки подходит и для линейных ячеек РУ 500 кВ ПП 500 кВ Нерген, так как не ограничивает пропускную способность линии.

Ошиновка, выполненная 3хАС 500/64 в фазе, проверяется по условию коронирования, на термическую и электродинамическую стойкость.

6.6.1 Проверка ошиновки 3хАС-500/64 на термическую стойкость:

$$q_{\min(500\text{кВ})} = I_{\text{кз}} \times \frac{\sqrt{t_{\text{р.з}} + t_{\text{о.в}} + T_{\text{а}}}}{C_{\text{терм}}} = 3920 \times \frac{\sqrt{0,01 + 0,021 + 0,07}}{90} = 13,84 \text{мм}^2$$

ГДЕ $q_{\min(500\text{кВ})}$ - минимальное сечение провода по условию термической стойкости;

$I_{\text{кз}}$ – максимальный ток КЗ, А;

$t_{\text{р.з.}}$ – время срабатывания релейной защиты, с;

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

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени, в зависимости от места КЗ, с.

$C_{\text{терм}} = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ (согласно ГОСТ Р 52736-2007, табл. 9 для сталеалюминевых проводов)

Выполняется условие:

$$q_{\min(500\text{кВ})} = 13,84 \text{ мм}^2 \leq q_{\text{провода}} = 500 \text{ мм}^2$$

Сечение провода удовлетворяет требованиям по воздействию токов КЗ.

6.6.2 Проверка на электродинамическую стойкость

При больших токах короткого замыкания провода в фазах в результате динамического взаимодействия могут настолько сблизиться, что произойдет схлестывание или пробой между фазами. Сближение токопроводов может быть определено следующим методом.

Определяем усилие от длительного протекания тока однофазного (максимального короткого замыкания), Н/м:

$$f = \frac{1,5 \times I_{\text{п,0}}^{(3)2}}{D} \times 10^{-7} = \frac{1,5 \times 4600^2}{6} \times 10^{-7} = 0384 \text{ Н/м}$$

где D – расстояние между фазами, м. $D=6$ м для ОРУ 500 кВ. Определяем силу тяжести 1 м токопровода, Н:

$$g = 9,8 \text{ м} = 9,8 \times 3 \times 1,852 = 54,45 \text{ Н}$$

где m – масса 1 м токопровода, 1,852 кг, количество проводов фазе – 3.

$$\frac{f}{g} = \frac{0,384}{54,45} = 7,05 \times 10^{-3}$$

Задаваясь стрелой провеса – h (по типовым проектам для данной компоновки ОРУ 500 кВ), определяем параметр $\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{эк}}}$

где $t_{\text{эк}}$ – эквивалентное по импульсу время действия быстродействующей защиты, с:

$$t_{\text{эк}} = t_3 + 0,05$$

где t_3 – действительная выдержка времени защиты от токов к.з.,

0,05 с – учитывает влияние апериодической составляющей.

Вывод: ошиновка в пределах всего ОРУ 500 кВ принимается тремя сталеалюминиевыми проводами марки ЗхАС 500/64 кВ.

По результатам раздела на основании данных о токах короткого замыкания, токовых нагрузкой и выбранного номинального напряжения распределительных устройств было выбрано основное оборудование ПП 500 кВ Нерген и ПС 220 кВ Таёжная: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения.

7 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПРИСОЕДИНЕНИЙ ПП 500 КВ НЕРГЕН

Надежность – это свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки (ГОСТ 27.002-83).

Под надежностью любого технического объекта, в том числе и ЭЭС, понимается свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования; применительно к ЭЭС – бесперебойное снабжение электрической энергией в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

Вопросы надежности в данном проекте связаны с включением нового объекта 500 кВ ПП Нерген. Необходимо оценить показатели надежности схемы треугольник.

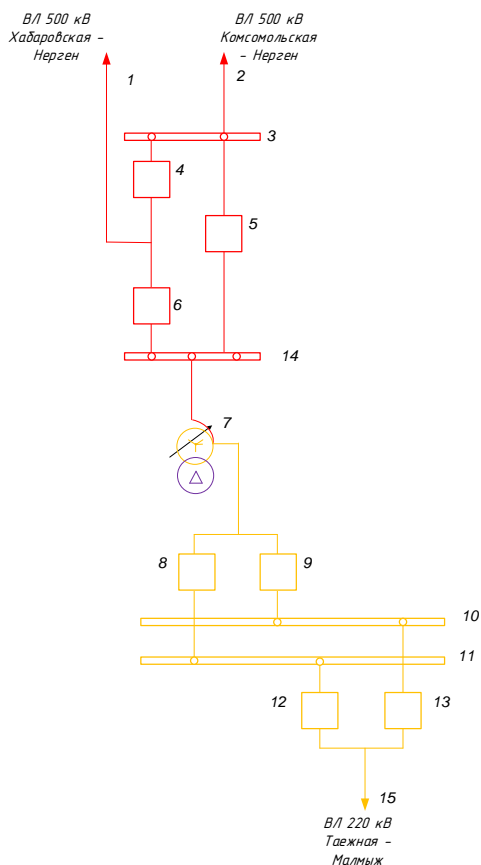


Рисунок 10 – Схема ПП 500 кВ Нерген

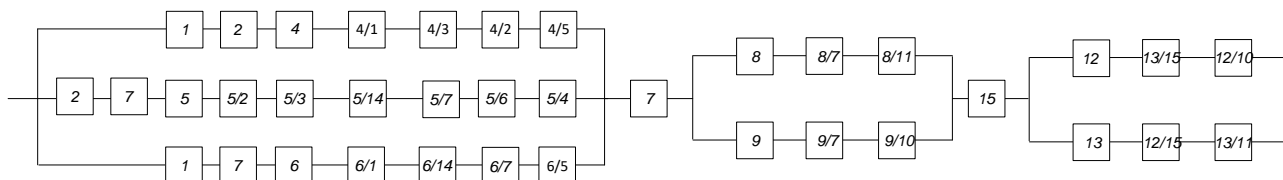


Рисунок 11 –Схема замещения для расчета надежности

В качестве критериев оценки надежности схемы сетей, принимаются следующие технические показатели надежности:

- параметр потока отказов (среднее количество отказов в год) ω , 1/год;
- среднее время восстановления электроснабжения T_v , ч;
- продолжительность ремонтов (планового, текущего, капитального) T_r , ч;

Для выключателей, кроме основных, используются:

- a_{OP} - относительная частота отказов выключателя;
- $a_{KЗ}$ - относительная частота отказов выключателя при КЗ.

Для оценки надежности сети воспользуемся методом минимальных путей и сечений.

Рассмотрим случай полного погашения подстанции. В этом случае учтем все возможные варианты неполучения мощности потребителями.

Теперь для каждого из элементов схемы замещения необходимо определить следующие показатели надежности:

- интенсивность отказа, или параметр потока отказов ω ;
- среднее время восстановления t_g ;
- частота плановых или преднамеренных отключений $\mu_{гв}$;
- время плановых или преднамеренных отключений $t_{пл}$.

Для выключателя дополнительно определяются:

- относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента, $a_{авт}$;
- относительная частота отказов при оперативных переключениях, $a_{оп}$;
- коэффициент неуспешного действия АПВ, $K_{АПВ}$;
- число оперативных переключений, $N_{оп}$;
- длительность оперативных переключений, $T_{оп}$.

Общая формула нахождения вероятности отказа для одного элемента схемы замещения:

$$q = \frac{\omega \cdot t_g}{T_g}, \quad (82)$$

где q – вероятность отказа (отключения) элемента;

ω - параметр потока отказов данного элемента, 1/год;

t_g – время восстановления элемента после отказа, ч;

T_g – количество часов в году, ч/год.

Данная формула используется для всех элементов, кроме выключателей. В модель выключателя включаются вероятности отключения выключателя из-за отказа в смежных элементах и неправильной работы релейной защиты и ав-

томатики. Модель выключателя (вероятность отказа) описывается следующей формулой:

$$q_{\text{в}} = q_{\text{ст}} + a_{\text{КЗ}} \cdot (1 + a \cdot K_{\text{АПВ}}) \cdot \left(1 - \prod_k (1 - q_{\text{РЗ}_k})\right) \cdot \left(1 - \prod_i (1 - q_{\text{СМ}_i})\right) + a_{\text{ОП}} \cdot N_{\text{ОП}} \cdot t_{\text{ОП}}, \quad (83)$$

где $q_{\text{ст}}$ – вероятность отказа выключателя в статическом состоянии;

$K_{\text{АПВ}}$ – коэффициент учитывающий вероятность несрабатывания АПВ;

i, k – количество смежных элементов и их РЗиА;

$q_{\text{РЗ}_k}$ – вероятность отказа k -й релейной защиты;

$q_{\text{СМ}_i}$ – вероятность отказа i -го смежного элемента;

Для определения параметра потока отказов воспользуемся следующей формулой:

$$\omega_{\text{в}} = \omega_{\text{ст}} + a_{\text{КЗ}} \cdot (1 + a \cdot K_{\text{АПВ}}) \cdot \left(1 - \prod_k (1 - \omega_{\text{РЗ}_k})\right) \cdot \left(1 - \prod_i (1 - \omega_{\text{СМ}_i})\right) + a_{\text{ОП}} \cdot N_{\text{ОП}}$$

Таким образом, для расчета надежности нам необходимы исходные данные для элементов схемы замещения. Приведем их в таблице 46.

Таблица 46 – Исходные данные для расчета надежности

Элемент схемы	Ном. напря- же- ние	Параметр				
		$\lambda_{0,1} / \text{км} \cdot \text{год}$ $\lambda_{1,1} / \text{год}$	$l, \text{км}$	$t_{\text{в}}, \text{ч}$	$\lambda_{\text{нр}},$ $1 / \text{год}$	$t_{\text{нр}}, \text{ч}$
Вы- клю- ча- тель	220	– / 0,016	–	25	1,0	111
	500	– / 0,125	–	60	1,0	153
ВЛЭП	220	0,005/0,175	35 35	11	2,8	17
	500	0,002/0,73 0,002/0,11	365 55	14	3,1	18
Транс фор-р	500	0,005	–	220	1,166	450
Сбор- ные шины	220	0,013	–	5	1,0	8
	500	0,013	–	5	1,0	8

Рассмотрим расчет модели выключателя на примере элемента 1:

$$q_1 = \left(\frac{\omega_{\epsilon} \cdot t_{\epsilon\epsilon} + n_p \cdot \frac{\omega_p \cdot t_{ep}}{T_{\Gamma}} \right) + a_{K3} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot \left(1 - \prod_k (1 - q_{P3_k}) \right) \times \\ \times \left(1 - \prod_i (1 - q_{CM_i}) \right) + a_{ОП} \cdot N_{ОП} \cdot t_{ОП}$$

$$\omega_1 = (\omega_{\epsilon} + n_p \cdot \omega_p) + a_{K3} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot \left(1 - \prod_k (1 - \omega_{P3_k}) \right) \times \\ \times \left(1 - \prod_i (1 - \omega_{CM_i}) \right) + a_{ОП} \cdot N_{ОП}$$

Результаты расчетов показателей надежности для каждого из элементов покажем в таблице 47.

Таблица 47 – Расчет показателей надежности по элементам схемы замещения

№ элемента схемы	ω , 1/год	q
1	0,025	$3,745 \cdot 10^{-5}$
2	0,025	$3,745 \cdot 10^{-5}$
3	0,026	$4,065 \cdot 10^{-5}$
4	0,018	$8,219 \cdot 10^{-5}$
5	0,018	$8,219 \cdot 10^{-5}$
6	0,018	$3,457 \cdot 10^{-5}$
7	0,012	$3,457 \cdot 10^{-5}$
8	0,156	$5,925 \cdot 10^{-4}$
9	0,156	$5,925 \cdot 10^{-4}$
10	0,022	$1,175 \cdot 10^{-3}$
11	0,022	$1,355 \cdot 10^{-3}$
12	0,156	$1,355 \cdot 10^{-3}$
13	0,156	$1,105 \cdot 10^{-3}$
14	0,026	$1,105 \cdot 10^{-3}$
15	0,011	$1,141 \cdot 10^{-3}$

Далее схему необходимо эквивалентировать для нахождения комплексных показателей надежности всей схемы. При эквивалентировании были использованы следующие формулы:

- для параллельного соединения:

$$q_{\sigma} = \prod_i q_i$$

$$\omega_{\sigma} = \sum_i \omega_i \prod_j q_j$$

- для последовательного соединения:

$$q_{\sigma} = \sum_i q_i$$

$$\omega_{\sigma} = \sum_i \omega_i$$

С помощью данного эквивалентирования получим следующие формулы для нахождения параметра потока отказов и вероятности отказов схемы

$$\begin{aligned} \omega_C = & (\omega_1 \cdot q_2 + \omega_2 \cdot q_1) + [(\omega_4 + \omega_6 + \omega_8) \cdot (q_5 + q_7 + q_9) + \\ & + (\omega_5 + \omega_7 + \omega_9) \cdot (q_4 + q_6 + q_8)] + [\omega_1 \cdot q_3 \cdot (q_5 + q_7 + q_9) + \\ & + q_1 \cdot \omega_3 \cdot (q_5 + q_7 + q_9) + q_1 \cdot q_3 \cdot (\omega_5 + \omega_7 + \omega_9)] + \\ & + \omega_2 \cdot q_3 \cdot (q_4 + q_6 + q_8) + q_2 \cdot \omega_3 \cdot (q_4 + q_6 + q_8) + q_2 \cdot q_3 \cdot (\omega_4 + \omega_6 + \omega_8) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} q_C = & q_1 \cdot q_2 + (q_4 + q_5 + q_6) \cdot (q_7 + q_8 + q_9) + q_1 \cdot q_3 \cdot (q_7 + q_8 + q_9) + \\ & + q_2 \cdot q_3 \cdot (q_4 + q_5 + q_6) \end{aligned}$$

Таким образом, для всей схемы получаем: $\omega_C = 2,664 \cdot 10^{-4}$ 1/ год,
 $q_C = 5,044 \cdot 10^{-7}$.

Среднее время безотказной работы:

$$T = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c} = 394,121 \text{ год}$$

Среднее время восстановления системы:

$$T = \frac{q_c}{\omega_c} \cdot T_r = 16,585 \text{ ч}$$

Полученную вероятность отказа схемы: $q_c = 0,025$

Рассчитанные показатели надежности для подстанции ПП 500 кВ Нерген удовлетворяют нормируемым значениям.

8 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ СЕТИ

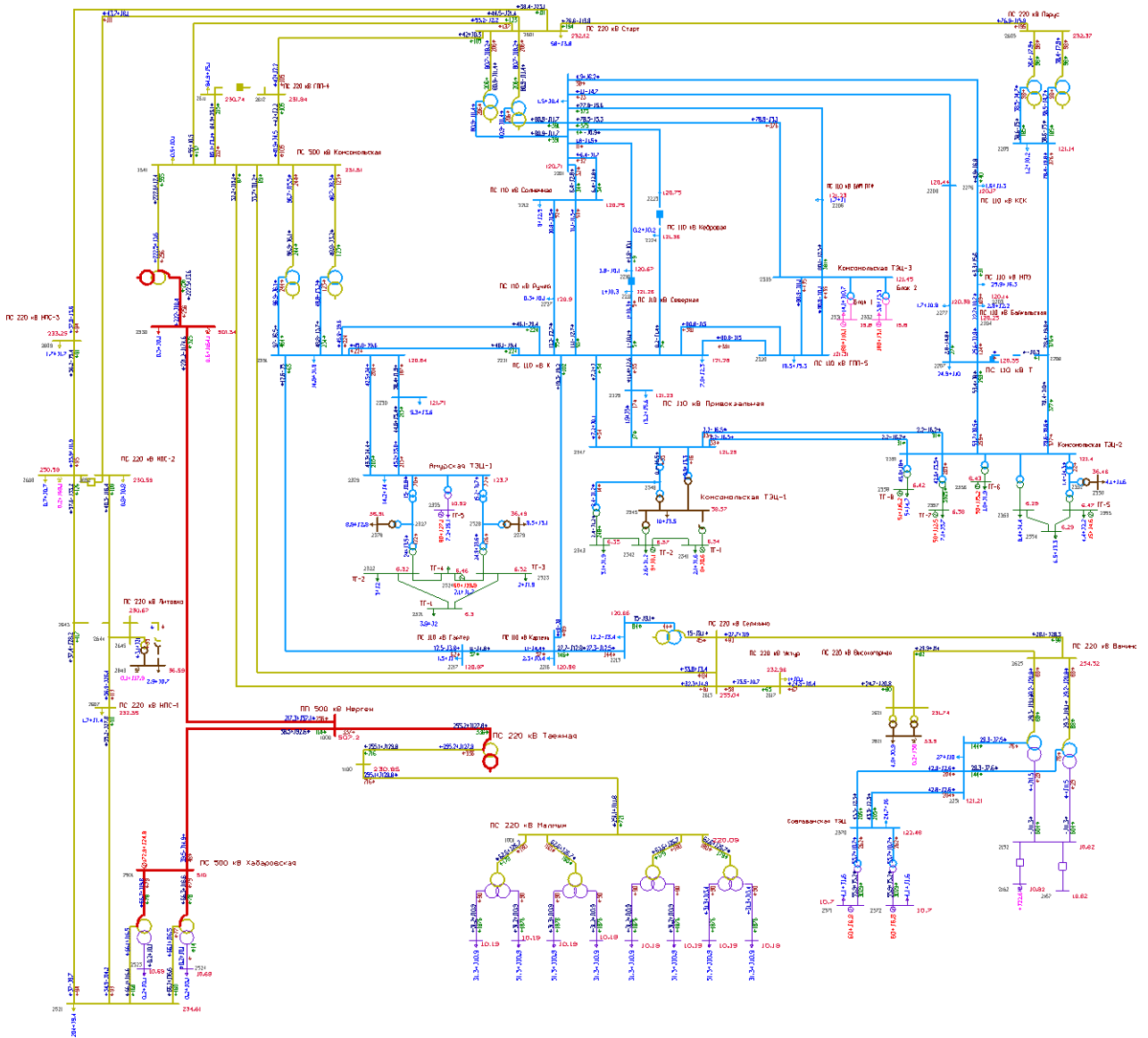


Рисунок 12 – Расчет режима зимний максимум 2028

Таблица 48 – Узлы зимний максимум 2028

Но- мер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	dV
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2551	ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-110 кВ	110	14,8 8	1,92	0,00	0,00	0,00	120,8 4	9,86
2611	ПС 220 кВ ГПП-4 2сек.220	220	84,9 0	5,09	0,00	0,00	0,00	230,7 4	4,88
2324	Амурская ТЭЦ-1 ТТ № 4	6,3	2,07	1,65	60,0 0	19,9 1	6,46	6,46	2,61
2325	Амурская ТЭЦ-1 ТТ № 5	10,5	7,21	5,11	80,0 0	27,1 2	10,9 2	10,92	4,03
2341	Комсомольская ТЭЦ-1 ТТ № 1	6,3	2,07	1,65	8,00	0,60	6,34	6,34	0,63

Продолжение таблицы 48

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2278	Амурская ТЭЦ-1 1 секция 35кВ	35	8,87	2,81	0,00	0,00	0,00	36,51	4,33
2345	Комсомольская ТЭЦ-1 ОРУ 35 кВ	35	9,99	3,47	0,00	0,00	0,00	38,37	9,62
2350	Комсомольская ТЭЦ-2 35 кВ	35	4,07	1,61	0,00	0,00	0,00	36,46	4,16
2617	ПС 220 кВ Уктур	220	0,99	0,11	0,00	0,00	0,00	232,96	5,89
2652	ПС 220 кВ НПС-2 2С 220 кВ	220	0,78	0,78	0,00	0,00	0,00	230,59	4,81
2609	ПС 220 кВ НПС-3	220	1,74	1,74	0,00	0,00	0,00	233,25	6,02
2321	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 1	6,3	3,91	1,97	0,00	0,00	6,30	6,30	-0,01
2608	ПС 220 кВ НПС-2 1С 220 кВ	220	0,70	0,70	0,00	0,00	0,00	230,59	4,81
2607	ПС 220 кВ НПС-1	220	1,74	1,39	0,00	0,00	0,00	232,35	5,61
2612	ПС 220 кВ ГПП-4 1сек.220	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	231,84	5,38
2322	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 2	6,3	3,05	2,03	0,00	0,00	6,30	6,32	0,28
2352	Комсомольская ТЭЦ-2 с.т.2Т	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,97	4,52
2348	Комсомольская ТЭЦ-1 с.т.С3Т	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,90	5,36
2328	Амурская ТЭЦ-1 с.т.2Т	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,19	4,72
2327	Амурская ТЭЦ-1 с.т.1Т	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,22	4,75
2225	ПС 110 кВ Привокзальная 2с-110	110	13,2 4	5,60	0,00	0,00	0,00	121,23	10,21
2230	ПС 110 кВ Хурба	110	5,28	3,57	0,00	0,00	0,00	121,71	10,65
2203	ПС 110 кВ НПЗ	110	25,9 4	6,26	0,00	0,00	0,00	120,14	9,22
2323	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 3	6,3	2,02	1,85	0,00	0,00	6,33	6,32	0,30
2201	ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ	110	1,50	0,40	0,00	0,00	0,00	120,71	9,74
2204	ПС 110 кВ Байкальская 2с-110	110	2,91	2,19	0,00	0,00	0,00	120,23	9,30
2205	ПС 220 кВ Парус ОРУ-110 кВ	110	1,25	0,17	0,00	0,00	0,00	121,14	10,13
2208	отп. Парус	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,15	10,14
2625	ПС 220 кВ Ванино ОРУ-220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	234,32	6,51
2335	Комсомольская ТЭЦ-3 ЗРУ 110кВ	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,45	10,41
2331	Комсомольская ТЭЦ-3 Блок 1	15,8	14,1 0	10,7 3	180, 00	10,14	15,8 0	15,80	0,00
2332	Комсомольская ТЭЦ-3 Блок 2	15,8	3,91	3,26	180, 00	3,09	15,8 0	15,80	0,00
2220	ПС 110 кВ ГПП-5	110	19,5 3	5,31	0,00	0,00	0,00	121,31	10,28
2605	ПС 220 кВ Парус ОРУ-220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,37	5,62
2601	ПС 220 кВ Старт 1С 220 кВ	220	58,0 0	- 3,80	0,00	0,00	0,00	232,12	5,51
2613	ПС 220 кВ Селихино ОРУ-220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	233,04	5,93
2621	ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	231,74	5,34
2821	ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-35 кВ	35	4,84	0,91	0,00	0,00	0,00	33,50	-4,29
2329	Амурская ТЭЦ-1 ЗРУ 110кВ	110	14,1 8	4,00	0,00	0,00	0,00	123,70	12,45
2221	ПС 110 кВ К	110	7,80	2,31	0,00	0,00	0,00	121,28	10,26
2347	Комсомольская ТЭЦ-1 ЗРУ 110 кВ	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,25	10,23
2251	ПС 220 кВ Ванино ОРУ-110 кВ	110	27,0 2	10,0 0	0,00	0,00	0,00	121,21	10,19
2152	ПС 220 кВ Ванино ЗРУ-10 кВ	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,82	8,16
2		220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	229,44	4,29
1		500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	501,14	0,23

Продолжение таблицы 48

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2530	ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-500 кВ	500	0,25	0,10	0,00	0,00	0,00	501,34	0,27
2541	ПС 500 кВ Комсомольская 1СШ 220 кВ	220	0,52	0,10	0,00	0,00	0,00	231,51	5,23
2521	ПС 500 кВ Хабаровская 1СШ 220 кВ	220	204,00	9,40	0,00	0,00	0,00	234,61	6,64
2501	ПС 500 кВ Хабаровская ОРУ-500 кВ Е1	500	0,00	0,00	172,94	24,76	510,00	510,00	2,00
2207	ПС 110 кВ Т	110	24,92	10,01	0,00	0,00	0,00	120,35	9,41
2351	Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,40	10,36
2643	отп.2 ПС 220 кВ Литовко	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,12	5,51
2843	ПС 220 кВ Литовко ОРУ-35 кВ	35	2,87	0,73	0,00	0,00	0,00	36,59	4,55
2224	ПС 110 кВ Кедровая 2с-110	110	0,21	0,17	0,00	0,00	0,00	121,36	10,33
2223	ПС 110 кВ Кедровая 1с-110	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	120,75	9,77
2211	ПС 110 кВ Северная 1с 110	110	1,02	0,35	0,00	0,00	0,00	121,26	10,23
2210	ПС 110 кВ Северная 2с 110	110	1,79	0,08	0,00	0,00	0,00	120,67	9,70
2209	ПС 110 кВ КСК 1с-110	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	120,44	9,49
2277	ПС 110 кВ Байкальская 1с-110	110	1,74	0,84	0,00	0,00	0,00	120,38	9,43
2276	ПС 110 кВ КСК 2с-110	110	1,63	1,28	0,00	0,00	0,00	120,17	9,24
2227	ПС 110 кВ Ручей	110	0,28	0,09	0,00	0,00	0,00	120,90	9,91
2212	ПС 110 кВ Солнечная	110	9,02	2,53	0,00	0,00	0,00	120,75	9,77
2206	ПС 110 кВ БАМ ПТФ	110	1,67	1,04	0,00	0,00	0,00	121,23	10,21
2645	ПС 220 кВ Литовко ОРУ-220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	230,67	4,85
2644	отп.1 ПС 220 кВ Литовко	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	230,90	4,95
2167	ПС 220 кВ Ванино БК-(1-6)	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,82	8,16
2162	ПС 220 кВ Ванино БР-(1-2)	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,82	8,15
6		220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	230,27	4,67
5		220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	230,27	4,67
4		220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	228,83	4,02
3		220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	229,22	4,19
2370	Согаванская ТЭЦ	110	24,67	6,00	0,00	0,00	0,00	122,48	11,34
2279	Амурская ТЭЦ-1 2 секция 35кВ	35	9,46	3,12	0,00	0,00	0,00	36,49	4,25
2353	Комсомольская ТЭЦ-2 ГРУ 6 кВ 1сек	6	8,39	4,44	0,00	0,00	0,00	6,29	4,82
2354	Комсомольская ТЭЦ-2 ГРУ 6 кВ	6	6,53	3,34	0,00	0,00	0,00	6,29	4,76
2355	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 5	6,3	4,35	2,23	15,00	4,61	6,47	6,47	2,71
2356	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 6	6,3	1,76	1,92	50,00	15,16	6,43	6,43	2,10
2357	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 7	6,3	7,14	5,75	50,00	12,51	6,38	6,38	1,32
2358	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 8	6,3	4,96	4,70	51,00	16,16	6,42	6,42	1,94

Продолжение таблицы 48

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2343	Комсомольская ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ	6	3,08	1,87	0,00	0,00	0,00	6,35	5,85
2217	ПС 110 кВ Гайтер 1с-110	110	1,50	1,00	0,00	0,00	0,00	120,97	9,98
2216	ПС 110 кВ Картель 2с-110	110	2,35	0,40	0,00	0,00	0,00	120,98	9,98
2213	ПС 220 кВ Селихино ОРУ-110 кВ	110	12,2 4	- 3,38	0,00	0,00	0,00	120,68	9,71
2342	Комсомольская ТЭЦ-1 ТГ № 2	6,3	2,55	1,16	9,00	0,07	6,37	6,37	1,14
2524	ПС 500 кВ Хабаровская 2С-10 кВ	10	0,23	0,12	0,00	0,00	0,00	10,69	6,90
2523	ПС 500 кВ Хабаровская 1С-10 кВ	10	0,23	0,12	0,00	0,00	0,00	10,69	6,90
2504	ПС 500 кВ Хабаровская с.т.2АТ	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	507,88	1,58
2503	ПС 500 кВ Хабаровская с.т.1АТ	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	507,88	1,58
2371	СВТЭЦ	10	4,10	1,60	60,0 0	6,81	10,7 0	10,70	7,00
2372	СВТЭЦ	10	4,10	1,60	60,0 0	6,81	10,7 0	10,70	7,00
1000	ПП 500 кВ Нерген	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	507,20	1,44
1001	ПС 500 кВ Тажная	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	220,09	0,04
1002		500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	490,57	-1,89
1006	Малмыж 1С-10	10	31,2 5	10,9 0	0,00	0,00	0,00	10,19	1,87
1005	Малмыж 2С-10	10	31,3 0	10,9 0	0,00	0,00	0,00	10,19	1,87
1004	Малмыж 3С-10	10	31,2 5	10,9 0	0,00	0,00	0,00	10,19	1,87
1003	Малмыж 4С-10	10	31,2 5	10,9 0	0,00	0,00	0,00	10,19	1,87
1007	Малмыж 5С-10	10	31,2 5	10,9 0	0,00	0,00	0,00	10,19	1,87
1008	Малмыж 6С-10	10	31,2 5	10,9 0	0,00	0,00	0,00	10,19	1,87
1009	Малмыж 7С-10	10	31,2 5	10,9 0	0,00	0,00	0,00	10,19	1,87
1010	Малмыж 8С-10	10	31,2 5	10,9 0	0,00	0,00	0,00	10,19	1,87

Таблица 49 – Токовая нагрузка ЛЭП зимний максимум 2028

N_нач	N_кон	Наименование ВЛ	I_нач	I_кон	Iдоп_расч	I/I_доп_ДДТН
1	2	3	4	5	6	7
2207	2208	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т с отпайкой на ПС Парус №2 (С-86)	0,00	1,29	510	0,25
2625	2621	ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванино (Л-263)	81,30	82,20	320	25,69
2551	2329	ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – Комсомольская (С-71)	203,91	203,29	450	45,31
2551	2230	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Хурба (С-94)	187,09	186,98	450	41,58
2221	2225	ВЛ 110 кВ К – Привокзальная (С-93)	55,37	55,46	510	10,87

Продолжение таблицы 49

1	2	3	4	5	6	7
2347	2221	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – К (С-76)	34,34	34,34	510	6,73
2347	2351	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Комсомольская ТЭЦ-2 №1 (С-83)	32,79	31,42	510	6,43
2347	2351	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Комсомольская ТЭЦ-2 №2 (С-84)	32,79	31,42	510	6,43
2216	2221	ВЛ 110 кВ К – Картель с отпайкой на ПС Пивань (С-74)	98,54	101,93	380	26,82
2216	2217	ВЛ 110 кВ Гайтер – Картель (С-121)	56,71	57,42	510	11,26
2213	2216	ВЛ 110 кВ Картель – Селихино (С-99)	143,58	145,74	390	37,37
2217	2551	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Гайтер (С-123)	62,49	64,69	605	10,69
2613	2625	ВЛ 220 кВ Селихино – Ванино	83,19	98,38	791	12,44
2613	2541	ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №1 (Л-255)	80,88	86,65	970	8,93
2643	2608	ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	116,59	125,61	630	19,94
2644	2652	ВЛ 220 кВ НПС-1 – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	104,43	109,04	630	17,31
2608	2609	ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС-3	94,69	90,60	630	15,03
2607	2644	ВЛ 220 кВ НПС-1 – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	112,75	121,79	630	19,33
2335	2201	ВЛ 110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС БАМ-ПТФ (С-116)	375,59	375,43	630	59,62
2206	2201	ВЛ 110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС БАМ-ПТФ (С-115)	373,30	373,17	630	59,25
2335	2220	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-118)	435,27	435,16	690	63,08
2335	2220	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-117)	435,27	435,16	690	63,08
2207	2204	ВЛ 110 кВ Т – НПЗ с отпайкой на ПС Байкальскую (С-98)	123,60	123,65	510	24,24
2351	2208	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т с отпайкой на ПС Парус №2 (С-86)	376,71	376,63	510	73,86
2351	2207	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т №1 (С-85)	258,60	258,89	510	50,76
2605	2601	ВЛ 220 кВ Старт – Парус (Л-258)	195,04	193,61	630	30,96
2601	2541	ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №3 (Л-253)	137,29	137,18	630	21,79
2613	2617	ВЛ 220 кВ Селихино – Уктур (Л-259)	58,21	64,94	320	20,29
2613	2541	ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №2 (Л-254)	84,29	88,62	801	11,06
2617	2621	ВЛ 220 кВ Уктур – Высокогорная (Л-261)	67,04	80,27	320	25,08

Продолжение таблицы 49

1	2	3	4	5	6	7
2612	2601	ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №2 с отпайкой на ПС ГПП-4 (Л-252)	104,64	104,48	630	16,61
2541	2611	ВЛ 220 кВ Комсомольская – ГПП-4 (Л-251)	212,46	212,84	600	35,47
2541	2612	ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №2 с отпайкой на ПС ГПП-4 (Л-252)	105,16	104,64	801	13,13
2551	2221	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская №1 (С-119)	223,73	224,11	450	49,80
2551	2221	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская №2 (С-120)	223,73	224,11	450	49,80
2223	2201	ВЛ 110 кВ С-101	0,00	4,22	380	1,11
1000	2530	ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская (Л-512)	255,85	324,35	1708	18,99
2501	1000	ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская (Л-512)	46,83	115,71	1708	6,77
2205	2208	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т с отпайкой на ПС Парус №2 (С-86)	376,47	376,47	510	73,82
2203	2204	ВЛ 110 кВ Т – НПЗ с отпайкой на ПС Байкальскую (С-98)	108,97	108,96	510	21,37
2329	2230	ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – Хурба (С-72)	212,88	213,38	450	47,42
2521	2607	ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-1	92,71	111,37	630	17,68
2521	2643	ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	94,13	116,59	801	14,56
2609	2601	ВЛ 220 кВ Старт – НПС-3	94,36	111,39	630	17,68
2224	2221	ВЛ 110 кВ С-73	1,31	6,92	380	1,82
2201	2276	ВЛ 110 кВ НПЗ – Старт с отпайкой на ПС КСК (С-102)	37,76	40,40	450	8,98
2276	2203	ВЛ 110 кВ НПЗ – Старт с отпайкой на ПС КСК (С-102)	30,96	31,11	450	6,91
2277	2207	ВЛ 110 кВ Т – Старт с отпайками (С-97)	26,16	26,57	450	5,90
2211	2221	ВЛ 110 кВ С-79 и ВЛ 110 кВ С-108	5,14	4,90	380	1,35
2209	2277	ВЛ 110 кВ Т – Старт с отпайками (С-97)	26,29	26,90	450	5,98
2201	2209	ВЛ 110 кВ Т – Старт с отпайками (С-97)	23,05	26,29	450	5,84
2201	2210	ВЛ 110 кВ С-95 и ВЛ 110 кВ С-80	11,30	8,57	380	2,97
2225	2347	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Привокзальная (С-75)	16,91	16,62	510	3,32
2212	2221	ВЛ 110 кВ К – Солнечная №2 (С-82)	53,31	54,56	380	14,36
2227	2221	ВЛ 110 кВ К – Солнечная №1 с отпайкой на ПС Ручей (С-81)	53,88	54,86	380	14,44
2212	2227	ВЛ 110 кВ К – Солнечная №1 с отпайкой на ПС Ручей (С-81)	52,36	52,63	380	13,85
2201	2212	ВЛ 110 кВ Старт – Солнечная №2 (С-104)	31,83	33,51	510	6,57
2201	2212	ВЛ 110 кВ Старт – Солнечная №1 (С-103)	31,83	33,51	510	6,57

1	2	3	4	5	6	7
2206	2335	ВЛ 110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС БАМ- ПТФ (С-115)	381,05	381,07	690	55,23
2652	2601	ВЛ 220 кВ НПС-2 – Старт	111,24	122,87	630	19,50
2644	2645	ВЛ 220 кВ НПС-1 – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	51,22	53,24	630	8,45
2643	2645	ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	0,00	0,00	630	0,00
2251	2370	ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ - Ванино I цепь	204,19	204,60	380	53,84
2251	2370	ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ - Ванино II цепь	204,19	204,60	380	53,84
2221	2220	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-118)	391,13	391,21	690	56,70
2221	2220	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-117)	391,13	391,21	690	56,70

Таблица 50 – Потери активной мощности в рассматриваемом районе и по классам напряжений

Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Район №1	29,45	21,02	17,87	3,15	7,39	4,29	3,1	1,04
U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
500		1,95	1,76	0,18	4,63	3,85	0,78	
35511		0,02		0,02	0,05		0,05	
110		8,66	7,02	1,65	1,58		1,58	
220		10,39	9,1	1,29	1,13	0,44	0,69	

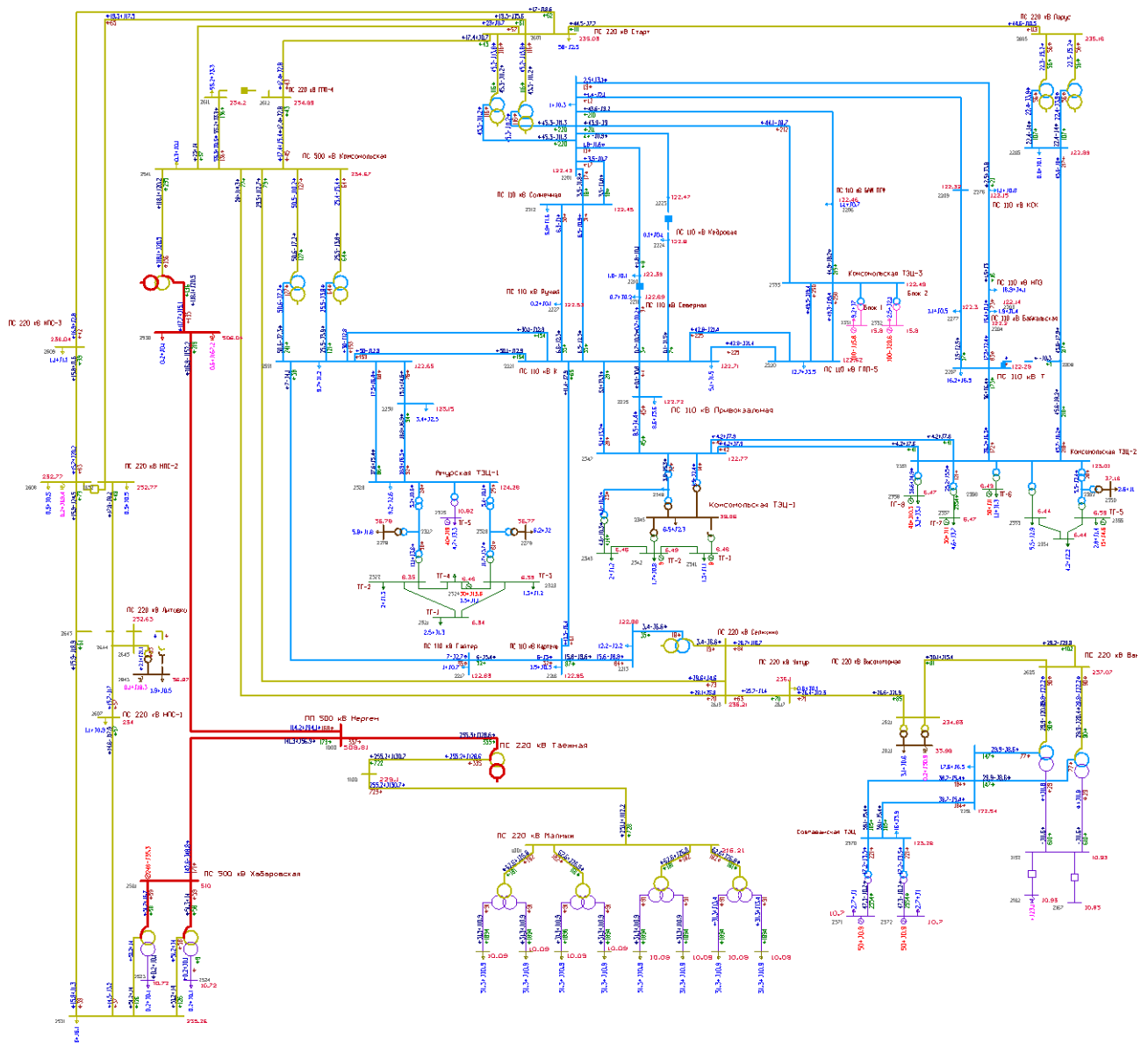


Рисунок 13 – Расчет режима летний минимум 2028

Таблица 51 – Узлы летний минимум 2028

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	dV
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2551	ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-110 кВ	110	9,67	1,25	0,00	0,00	0,00	122,65	11,50
2611	ПС 220 кВ ГПП-4 2сек.220	220	55,20	3,31	0,00	0,00	0,00	234,20	6,46
2324	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 4	6,3	1,35	1,08	30,00	13,59	6,46	6,46	2,61
2325	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 5	10,5	4,69	3,32	40,00	19,01	10,92	10,92	4,03
2341	Комсомольская ТЭЦ-1 ТГ № 1	6,3	1,34	1,07	8,00	0,00	6,34	6,46	2,49
2278	Амурская ТЭЦ-1 1 секция 35кВ	35	5,77	1,83	0,00	0,00	0,00	36,79	5,11
2345	Комсомольская ТЭЦ-1 ОРУ 35 кВ	35	6,50	2,25	0,00	0,00	0,00	39,06	11,60
2350	Комсомольская ТЭЦ-2 35 кВ	35	2,65	1,05	0,00	0,00	0,00	37,16	6,18
2617	ПС 220 кВ Уктур	220	0,64	0,07	0,00	0,00	0,00	236,10	7,32
2652	ПС 220 кВ НПС-2 2С 220 кВ	220	0,51	0,51	0,00	0,00	0,00	232,77	5,80
2609	ПС 220 кВ НПС-3	220	1,13	1,13	0,00	0,00	0,00	236,04	7,29

Продолжение таблицы 51

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2321	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 1	6,3	2,55	1,28	0,00	0,00	6,30	6,34	0,67
2608	ПС 220 кВ НПС-2 1С 220 кВ	220	0,45	0,45	0,00	0,00	0,00	232,77	5,80
2607	ПС 220 кВ НПС-1	220	1,13	0,91	0,00	0,00	0,00	234,00	6,36
2612	ПС 220 кВ ГПП-4 1сек.220	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	234,89	6,77
2322	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 2	6,3	1,98	1,32	0,00	0,00	6,30	6,35	0,85
2352	Комсомольская ТЭЦ-2 с.т.2Т	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	117,06	6,42
2348	Комсомольская ТЭЦ-1 с.т.СЗТ	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	117,88	7,16
2328	Амурская ТЭЦ-1 с.т.2Т	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,92	5,38
2327	Амурская ТЭЦ-1 с.т.1Т	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,94	5,40
2225	ПС 110 кВ Привокзальная 2с-110	110	8,61	3,64	0,00	0,00	0,00	122,72	11,56
2230	ПС 110 кВ Хурба	110	3,43	2,32	0,00	0,00	0,00	123,15	11,95
2203	ПС 110 кВ НПЗ	110	16,87	4,07	0,00	0,00	0,00	122,14	11,04
2323	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 3	6,3	1,31	1,21	0,00	0,00	6,33	6,35	0,86
2201	ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ	110	0,97	0,26	0,00	0,00	0,00	122,43	11,30
2204	ПС 110 кВ Байкальская 2с-110	110	1,89	1,42	0,00	0,00	0,00	122,20	11,09
2205	ПС 220 кВ Парус ОРУ-110 кВ	110	0,81	0,11	0,00	0,00	0,00	122,89	11,72
2208	отп. Парус	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	122,90	11,73
2625	ПС 220 кВ Ванино ОРУ-220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	237,07	7,76
2335	Комсомольская ТЭЦ-3 ЗРУ 110кВ	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	122,49	11,35
2331	Комсомольская ТЭЦ-3 Блок 1	15,8	9,16	6,98	100,00	-15,77	15,80	15,80	0,00
2332	Комсомольская ТЭЦ-3 Блок 2	15,8	2,54	2,12	100,00	-20,57	15,80	15,80	0,00
2220	ПС 110 кВ ГПП-5	110	12,70	3,45	0,00	0,00	0,00	122,62	11,48
2605	ПС 220 кВ Парус ОРУ-220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	235,16	6,89
2601	ПС 220 кВ Старт 1С 220 кВ	220	58,00	-2,47	0,00	0,00	0,00	235,03	6,83
2613	ПС 220 кВ Селихино ОРУ-220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	236,21	7,37
2621	ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	234,83	6,74
2821	ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-35 кВ	35	3,15	0,59	0,00	0,00	0,00	33,98	-2,90
2329	Амурская ТЭЦ-1 ЗРУ 110кВ	110	9,22	2,60	0,00	0,00	0,00	124,28	12,98
2221	ПС 110 кВ К	110	5,07	1,50	0,00	0,00	0,00	122,71	11,55
2347	Комсомольская ТЭЦ-1 ЗРУ 110 кВ	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	122,77	11,60
2251	ПС 220 кВ Ванино ОРУ-110 кВ	110	17,57	6,50	0,00	0,00	0,00	122,54	11,40
2152	ПС 220 кВ Ванино ЗРУ-10 кВ	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,93	9,34
2		220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,97	5,89
1		500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	508,29	1,66
2530	ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-500 кВ	500	0,16	0,07	0,00	0,00	0,00	506,04	1,21
2541	ПС 500 кВ Комсомольская 1СШ 220 кВ	220	0,34	0,06	0,00	0,00	0,00	234,67	6,67
2521	ПС 500 кВ Хабаровская 1СШ 220 кВ	220	132,64	6,11	0,00	0,00	0,00	235,26	6,94
2501	ПС 500 кВ Хабаровская ОРУ-500 кВ Е1	500	0,00	0,00	245,99	-35,31	510,00	510,00	2,00
2207	ПС 110 кВ Т	110	16,20	6,51	0,00	0,00	0,00	122,29	11,17
2351	Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	123,01	11,83
2643	отп.2 ПС 220 кВ Литовко	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	234,01	6,37
2843	ПС 220 кВ Литовко ОРУ-35 кВ	35	1,87	0,48	0,00	0,00	0,00	36,97	5,62
2224	ПС 110 кВ Кедровая 2с-110	110	0,14	0,11	0,00	0,00	0,00	122,80	11,64
2223	ПС 110 кВ Кедровая 1с-110	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	122,47	11,33

Продолжение таблицы 51

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2211	ПС 110 кВ Северная 1с 110	110	0,67	0,23	0,00	0,00	0,00	122,69	11,54
2210	ПС 110 кВ Северная 2с 110	110	1,79	-0,05	0,00	0,00	0,00	122,39	11,26
2209	ПС 110 кВ КСК 1с-110	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	122,32	11,20
2277	ПС 110 кВ Байкальская 1с-110	110	1,13	0,54	0,00	0,00	0,00	122,30	11,18
2276	ПС 110 кВ КСК 2с-110	110	1,06	0,83	0,00	0,00	0,00	122,15	11,05
2227	ПС 110 кВ Ручей	110	0,18	0,06	0,00	0,00	0,00	122,53	11,39
2212	ПС 110 кВ Солнечная	110	5,86	1,65	0,00	0,00	0,00	122,45	11,32
2206	ПС 110 кВ БАМ ПТФ	110	1,09	0,68	0,00	0,00	0,00	122,46	11,33
2645	ПС 220 кВ Литовко ОРУ-220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,63	5,74
2644	отп.1 ПС 220 кВ Литовко	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,85	5,84
2167	ПС 220 кВ Ванино БК-(1-6)	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,93	9,34
2162	ПС 220 кВ Ванино БР-(1-2)	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,93	9,33
6		220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,79	5,81
5		220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,79	5,81
4		220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	233,22	6,01
3		220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,79	5,81
2370	Согаванская ТЭЦ	110	16,04	3,90	0,00	0,00	0,00	123,28	12,07
2279	Амурская ТЭЦ-1 2 секция 35кВ	35	6,15	2,03	0,00	0,00	0,00	36,77	5,06
2353	Комсомольская ТЭЦ-2 ГРУ 6 кВ 1сек	6	5,46	2,89	0,00	0,00	0,00	6,44	7,30
2354	Комсомольская ТЭЦ-2 ГРУ 6 кВ	6	4,25	2,17	0,00	0,00	0,00	6,44	7,39
2355	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 5	6,3	2,83	1,45	15,00	4,61	6,47	6,59	4,59
2356	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 6	6,3	1,14	1,25	30,00	11,00	6,43	6,49	3,00
2357	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 7	6,3	4,64	3,74	30,00	11,00	6,38	6,47	2,71
2358	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 8	6,3	3,23	3,06	40,00	10,33	6,42	6,47	2,72
2343	Комсомольская ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ	6	2,00	1,22	0,00	0,00	0,00	6,46	7,68
2217	ПС 110 кВ Гайтер 1с-110	110	0,97	0,65	0,00	0,00	0,00	122,83	11,66
2216	ПС 110 кВ Картель 2с-110	110	1,53	0,26	0,00	0,00	0,00	122,85	11,69
2213	ПС 220 кВ Селихино ОРУ-110 кВ	110	12,24	-2,20	0,00	0,00	0,00	122,88	11,71
2342	Комсомольская ТЭЦ-1 ТГ № 2	6,3	1,66	0,76	9,00	0,00	6,37	6,49	3,00
2524	ПС 500 кВ Хабаровская 2С-10 кВ	10	0,15	0,08	0,00	0,00	0,00	10,72	7,23
2523	ПС 500 кВ Хабаровская 1С-10 кВ	10	0,15	0,08	0,00	0,00	0,00	10,72	7,23
2504	ПС 500 кВ Хабаровская с.т.2АТ	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	509,43	1,89
2503	ПС 500 кВ Хабаровская с.т.1АТ	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	509,43	1,89
2371	СВТЭЦ	10	2,67	1,04	50,00	0,86	10,70	10,70	7,00
2372	СВТЭЦ	10	2,67	1,04	50,00	0,86	10,70	10,70	7,00
1000	ПП 500 кВ Нерген	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	508,81	1,76
1001	ПС 500 кВ Таежная	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	218,21	-0,81
1002		500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	491,93	-1,61
1006	Малмыж 1С-10	10	31,26	10,90	0,00	0,00	0,00	10,09	0,93
1005	Малмыж 2С-10	10	31,31	10,90	0,00	0,00	0,00	10,09	0,93
1004	Малмыж 3С-10	10	31,26	10,90	0,00	0,00	0,00	10,09	0,93
1003	Малмыж 4С-10	10	31,26	10,90	0,00	0,00	0,00	10,09	0,93
1007	Малмыж 5С-10	10	31,26	10,90	0,00	0,00	0,00	10,09	0,93
1008	Малмыж 6С-10	10	31,26	10,90	0,00	0,00	0,00	10,09	0,93

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1009	Малмыж 7С-10	10	31,26	10,90	0,00	0,00	0,00	10,09	0,93
1010	Малмыж 8С-10	10	31,26	10,90	0,00	0,00	0,00	10,09	0,93

Таблица 52 – Токовая нагрузка ЛЭП зимний максимум 2028

№ нач	№ кон	Наименование ВЛ	И нач	И кон	Идоп_расч ДДТН	И/И доп ДДТН
1	2	3	4	5	6	7
2207	2208	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т с отпайкой на ПС Парус №2 (С-86)	0,00	1,31	510	0,26
2625	2621	ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванино (Л-263)	82,18	81,01	320	25,68
2551	2329	ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – Комсомольская (С-71)	87,68	85,64	450	19,48
2551	2230	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Хурба (С-94)	75,69	75,00	450	16,82
2221	2225	ВЛ 110 кВ К – Привокзальная (С-93)	4,02	3,60	510	0,79
2347	2221	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – К (С-76)	28,32	28,63	510	5,61
2347	2351	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Комсомольская ТЭЦ-2 №1 (С-83)	41,85	40,55	510	8,21
2347	2351	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Комсомольская ТЭЦ-2 №2 (С-84)	41,85	40,55	510	8,21
2216	2221	ВЛ 110 кВ К – Картель с отпайкой на ПС Пивань (С-74)	60,94	65,43	380	17,22
2216	2217	ВЛ 110 кВ Гайтер – Картель (С-121)	31,53	32,41	510	6,35
2213	2216	ВЛ 110 кВ Картель – Селихино (С-99)	84,17	86,83	390	22,26
2217	2551	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Гайтер (С-123)	35,25	38,20	605	6,31
2613	2625	ВЛ 220 кВ Селихино – Ванино	83,62	101,55	791	12,84
2613	2541	ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №1 (Л-255)	70,09	77,39	970	7,98
2643	2608	ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	60,97	72,56	630	11,52
2644	2652	ВЛ 220 кВ НПС-1 – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	44,78	48,82	630	7,75
2608	2609	ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС-3	63,40	38,74	630	10,06
2607	2644	ВЛ 220 кВ НПС-1 – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	57,19	68,74	630	10,91
2335	2201	ВЛ 110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС БАМ- ПТФ (С-116)	212,07	211,49	630	33,66

1	2	3	4	5	6	7
2206	2201	ВЛ 110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС БАМ- ПТФ (С-115)	210,64	210,20	630	33,43
2335	2220	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-118)	249,77	249,45	690	36,20
2335	2220	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-117)	249,77	249,45	690	36,20
2207	2204	ВЛ 110 кВ Т – НПЗ с отпайкой на ПС Байкальскую (С-98)	82,51	82,57	510	16,19
2351	2208	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т с отпайкой на ПС Парус №2 (С-86)	217,71	217,60	510	42,69
2351	2207	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т №1 (С-85)	172,37	172,70	510	33,86
2605	2601	ВЛ 220 кВ Старт – Парус (Л-258)	112,53	111,00	630	17,86
2601	2541	ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №3 (Л-253)	56,59	57,43	630	9,12
2613	2617	ВЛ 220 кВ Селихино – Уктур (Л-259)	62,92	69,96	320	21,86
2613	2541	ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №2 (Л-254)	73,19	78,99	801	9,86
2617	2621	ВЛ 220 кВ Уктур – Высокогорная (Л-261)	71,31	84,62	320	26,44
2612	2601	ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №2 с отпайкой на ПС ГПП-4 (Л-252)	43,25	42,72	630	6,87
2541	2611	ВЛ 220 кВ Комсомольская – ГПП-4 (Л-251)	136,05	136,33	600	22,72
2541	2612	ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №2 с отпайкой на ПС ГПП-4 (Л-252)	44,75	43,25	801	5,59
2551	2221	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская №1 (С-119)	153,47	154,22	450	34,27
2551	2221	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская №2 (С-120)	153,47	154,22	450	34,27
2223	2201	ВЛ 110 кВ С-101	0,00	4,28	380	1,13
1000	2530	ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская (Л-512)	167,89	218,95	1708	12,82
2501	1000	ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская (Л-512)	170,56	172,82	1708	10,12
2205	2208	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т с отпайкой на ПС Парус №2 (С-86)	217,37	217,37	510	42,62
2203	2204	ВЛ 110 кВ Т – НПЗ с отпайкой на ПС Байкальскую (С-98)	73,00	72,97	510	14,31
2329	2230	ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – Хурба (С-72)	92,36	93,71	450	20,83

Продолжение таблицы 52

1	2	3	4	5	6	7
2521	2607	ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-1	36,54	57,04	630	9,05
2521	2643	ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	38,87	60,97	801	7,61
2609	2601	ВЛ 220 кВ Старт – НПС-3	41,85	61,94	630	9,83
2224	2221	ВЛ 110 кВ С-73	0,84	7,26	380	1,91
2201	2276	ВЛ 110 кВ НПЗ – Старт с отпайкой на ПС КСК (С-102)	18,70	21,40	450	4,76
2276	2203	ВЛ 110 кВ НПЗ – Старт с отпайкой на ПС КСК (С-102)	15,47	15,62	450	3,47
2277	2207	ВЛ 110 кВ Т – Старт с отпайками (С-97)	16,36	16,70	450	3,71
2211	2221	ВЛ 110 кВ С-79 и ВЛ 110 кВ С-108	3,31	3,32	380	0,87
2209	2277	ВЛ 110 кВ Т – Старт с отпайками (С-97)	14,76	15,33	450	3,41
2201	2209	ВЛ 110 кВ Т – Старт с отпайками (С-97)	11,82	14,76	450	3,28
2201	2210	ВЛ 110 кВ С-95 и ВЛ 110 кВ С-80	11,19	8,45	380	2,94
2225	2347	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Привокзальная (С-75)	44,88	44,72	510	8,80
2212	2221	ВЛ 110 кВ К – Солнечная №2 (С-82)	30,87	32,52	380	8,56
2227	2221	ВЛ 110 кВ К – Солнечная №1 с отпайкой на ПС Ручей (С-81)	31,36	32,70	380	8,60
2206	2335	ВЛ 110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС БАМ- ПТФ (С-115)	215,06	215,20	690	31,19
2652	2601	ВЛ 220 кВ НПС-2 – Старт	64,62	61,23	630	10,26
2644	2645	ВЛ 220 кВ НПС-1 – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	50,60	52,66	630	8,36
2643	2645	ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	0,00	0,00	630	0,00
2251	2370	ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ - Ванино I цепь	184,02	185,05	380	48,70
2251	2370	ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ - Ванино II цепь	184,02	185,05	380	48,70
2221	2220	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-118)	225,29	225,46	690	32,68
2221	2220	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-117)	225,29	225,46	690	32,68

Таблица 53 – Потери активной мощности в рассматриваемом районе и по классам напряжений

Район	D_p	$dP_{нагр}$	$dP_{ЛЭП}$	dP_{Tr}	$dP_{пост}$	Ш ЛЭП	Ш Tr	$dP_{Ш}$
Район №1	20,07	11,52	9,68	1,84	7,49	4,34	3,14	1,07
$U_{ном}$		$dP_{нагр}$	$dP_{ЛЭП}$	dP_{Tr}	$dP_{пост}$	Корона	XX тр-р	
500		0,87	0,76	0,1	4,68	3,89	0,78	
35		0,02		0,02	0,05		0,05	
110		3,45	2,76	0,69	1,61		1,61	
220		7,18	6,15	1,03	1,15	0,45	0,7	

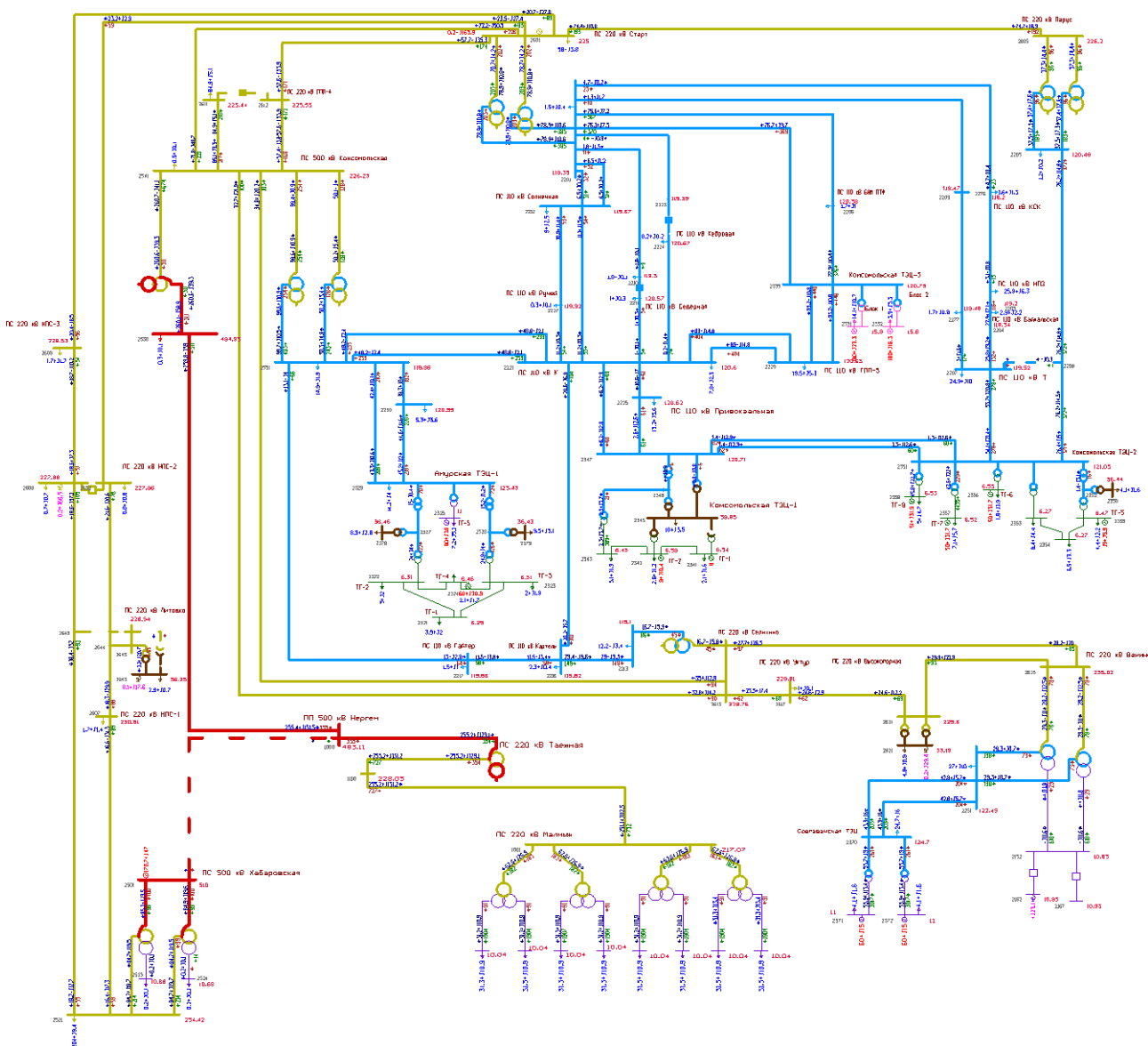


Рисунок 14 – Расчет режима послеаварийный режим при отключении ВЛ 500 кВ Хабаровская – Нерген

Таблица 54 – Узлы послеаварийный режим зимний максимум 2028

Но- мер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	dV
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2612	ПС 220 кВ ГПП-4 1сек.220	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	225,55	2,52
2352	Комсомольская ТЭЦ-2 с.т.2Т	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,91	4,46
2348	Комсомольская ТЭЦ-1 с.т.С3Т	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	117,44	6,77
2328	Амурская ТЭЦ-1 с.т.2Т	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,03	4,57
2327	Амурская ТЭЦ-1 с.т.1Т	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,06	4,60
2208	отп. Парус	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	120,52	9,56
2625	ПС 220 кВ Ванино ОРУ-220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	235,02	6,83
2335	Комсомольская ТЭЦ-3 ЗРУ 110кВ	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	120,79	9,80
2605	ПС 220 кВ Парус ОРУ-220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	226,20	2,82
2613	ПС 220 кВ Селихино ОРУ-220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	228,76	3,98
2621	ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	229,60	4,36
2347	Комсомольская ТЭЦ-1 ЗРУ 110 кВ	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	120,71	9,73
2152	ПС 220 кВ Ванино ЗРУ-10 кВ	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,93	9,30
2		220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	227,72	3,51
1		500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	489,12	-2,18
2501	ПС 500 кВ Хабаровская ОРУ-500 кВ Е1	500	0,00	0,00	170,66	46,97	510,00	510,00	2,00
2351	Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,03	10,03
2643	отп.2 ПС 220 кВ Литовко	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	229,98	4,54
2223	ПС 110 кВ Кедровая 1с-110	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	119,39	8,53
2209	ПС 110 кВ КСК 1с-110	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	119,47	8,61
2645	ПС 220 кВ Литовко ОРУ-220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	228,54	3,88
2644	отп.1 ПС 220 кВ Литовко	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	228,77	3,98
2167	ПС 220 кВ Ванино БК-(1-6)	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,93	9,30
2162	ПС 220 кВ Ванино БР-(1-2)	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,93	9,29
6		220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,70	5,77
5		220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,70	5,77
4		220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	225,98	2,72
3		220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	227,78	3,54
2504	ПС 500 кВ Хабаровская с.т.2АТ	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	507,46	1,49
2503	ПС 500 кВ Хабаровская с.т.1АТ	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	507,46	1,49
7		220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	226,79	3,09
10		220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	229,18	4,17
9		220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	229,18	4,17
8		220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	226,79	3,09
1000	ПП 500 кВ Нерген	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	483,11	-3,38
1001	ПС 500 кВ Таежная	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	217,07	-1,33
1002		500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	466,89	-6,62
2224	ПС 110 кВ Кедровая 2с-110	110	0,21	0,17	0,00	0,00	0,00	120,67	9,70
2524	ПС 500 кВ Хабаровская 2С-10 кВ	10	0,23	0,12	0,00	0,00	0,00	10,68	6,81
2523	ПС 500 кВ Хабаровская 1С-10 кВ	10	0,23	0,12	0,00	0,00	0,00	10,68	6,81
2530	ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-500 кВ	500	0,25	0,10	0,00	0,00	0,00	494,93	-1,01

Продолжение таблицы 54

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2227	ПС 110 кВ Ручей	110	0,28	0,09	0,00	0,00	0,00	119,92	9,02
2541	ПС 500 кВ Комсомольская 1СШ 220 кВ	220	0,52	0,10	0,00	0,00	0,00	226,23	2,83
2608	ПС 220 кВ НПС-2 1С 220 кВ	220	0,70	0,70	0,00	0,00	0,00	227,86	3,57
2652	ПС 220 кВ НПС-2 2С 220 кВ	220	0,78	0,78	0,00	0,00	0,00	227,86	3,57
2617	ПС 220 кВ Уктур	220	0,99	0,11	0,00	0,00	0,00	229,81	4,46
2211	ПС 110 кВ Северная 1с 110	110	1,02	0,35	0,00	0,00	0,00	120,57	9,61
2205	ПС 220 кВ Парус ОРУ-110 кВ	110	1,25	0,17	0,00	0,00	0,00	120,49	9,54
2201	ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ	110	1,50	0,40	0,00	0,00	0,00	119,35	8,50
2217	ПС 110 кВ Гайтер 1с-110	110	1,50	1,00	0,00	0,00	0,00	119,86	8,96
2276	ПС 110 кВ КСК 2с-110	110	1,63	1,28	0,00	0,00	0,00	119,20	8,37
2206	ПС 110 кВ БАМ ПТФ	110	1,67	1,04	0,00	0,00	0,00	120,38	9,44
2277	ПС 110 кВ Байкальская 1с-110	110	1,74	0,84	0,00	0,00	0,00	119,49	8,63
2609	ПС 220 кВ НПС-3	220	1,74	1,74	0,00	0,00	0,00	228,53	3,88
2607	ПС 220 кВ НПС-1	220	1,74	1,39	0,00	0,00	0,00	230,81	4,91
2356	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 6	6,3	1,76	1,92	50,00	31,67	6,60	6,55	3,91
2210	ПС 110 кВ Северная 2с 110	110	1,79	-0,08	0,00	0,00	0,00	119,30	8,46
2323	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 3	6,3	2,02	1,85	0,00	0,00	6,33	6,31	0,16
2341	Комсомольская ТЭЦ-1 ТГ № 1	6,3	2,07	1,65	8,00	0,00	6,34	6,54	3,88
2324	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 4	6,3	2,07	1,65	60,00	20,89	6,46	6,46	2,61
2216	ПС 110 кВ Картель 2с-110	110	2,35	0,40	0,00	0,00	0,00	119,82	8,93
2342	Комсомольская ТЭЦ-1 ТГ № 2	6,3	2,55	1,16	9,00	10,40	6,60	6,59	4,63
2843	ПС 220 кВ Литовко ОРУ-35 кВ	35	2,87	0,73	0,00	0,00	0,00	36,25	3,57
2204	ПС 110 кВ Байкальская 2с-110	110	2,91	2,19	0,00	0,00	0,00	119,34	8,49
2322	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 2	6,3	3,05	2,03	0,00	0,00	6,30	6,31	0,13
2343	Комсомольская ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ	6	3,08	1,87	0,00	0,00	0,00	6,43	7,24
2332	Комсомольская ТЭЦ-3 Блок 2	15,8	3,91	3,30	180,00	16,26	15,80	15,80	0,00
2321	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 1	6,3	3,91	1,97	0,00	0,00	6,30	6,29	-0,16
2350	Комсомольская ТЭЦ-2 35 кВ	35	4,07	1,61	0,00	0,00	0,00	36,44	4,11
2371	СВТЭЦ	10	4,10	1,60	60,00	15,02	11,00	11,00	10,00
2372	СВТЭЦ	10	4,10	1,60	60,00	15,02	11,00	11,00	10,00
2355	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 5	6,3	4,35	2,23	15,00	5,95	6,47	6,47	2,65
2821	ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-35 кВ	35	4,84	0,91	0,00	0,00	0,00	33,19	-5,18
2358	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 8	6,3	4,96	4,70	51,00	31,50	6,60	6,53	3,63
2230	ПС 110 кВ Хурба	110	5,28	3,57	0,00	0,00	0,00	120,99	9,99
2354	Комсомольская ТЭЦ-2 ГРУ 6 кВ	6	6,53	3,34	0,00	0,00	0,00	6,27	4,54
2357	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 7	6,3	7,14	5,75	50,00	31,67	6,60	6,52	3,50
2325	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 5	10,5	7,21	5,11	80,00	39,04	11,00	11,00	4,76
2221	ПС 110 кВ К	110	7,80	2,31	0,00	0,00	0,00	120,60	9,64
2353	Комсомольская ТЭЦ-2 ГРУ 6 кВ 1сек	6	8,39	4,44	0,00	0,00	0,00	6,27	4,55
2278	Амурская ТЭЦ-1 1 секция 35кВ	35	8,87	2,81	0,00	0,00	0,00	36,46	4,17
2212	ПС 110 кВ Солнечная	110	9,02	2,53	0,00	0,00	0,00	119,67	8,79
2279	Амурская ТЭЦ-1 2 секция 35кВ	35	9,46	3,12	0,00	0,00	0,00	36,43	4,09
2345	Комсомольская ТЭЦ-1 ОРУ 35 кВ	35	9,99	3,47	0,00	0,00	0,00	38,95	11,28

Продолжение таблицы 54

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2213	ПС 220 кВ Селихино ОРУ-110 кВ	110	12,24	-3,38	0,00	0,00	0,00	119,10	8,27
2225	ПС 110 кВ Привокзальная 2с-110	110	13,24	5,60	0,00	0,00	0,00	120,62	9,65
2331	Комсомольская ТЭЦ-3 Блок 1	15,8	14,10	10,73	180,00	23,31	15,80	15,80	0,00
2329	Амурская ТЭЦ-1 ЗРУ 110кВ	110	14,18	4,00	0,00	0,00	0,00	123,43	12,21
2551	ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-110 кВ	110	14,88	1,92	0,00	0,00	0,00	119,86	8,97
2220	ПС 110 кВ ГПП-5	110	19,53	5,31	0,00	0,00	0,00	120,63	9,66
2370	Согаванская ТЭЦ	110	24,67	6,00	0,00	0,00	0,00	124,70	13,36
2207	ПС 110 кВ Т	110	24,92	10,01	0,00	0,00	0,00	119,52	8,65
2203	ПС 110 кВ НПЗ	110	25,94	6,26	0,00	0,00	0,00	119,20	8,36
2251	ПС 220 кВ Ванино ОРУ-110 кВ	110	27,02	10,00	0,00	0,00	0,00	122,45	11,32
1006	Малмыж 1С-10	10	31,25	10,90	0,00	0,00	0,00	10,04	0,36
1004	Малмыж 3С-10	10	31,25	10,90	0,00	0,00	0,00	10,04	0,36
1003	Малмыж 4С-10	10	31,25	10,90	0,00	0,00	0,00	10,04	0,36
1007	Малмыж 5С-10	10	31,25	10,90	0,00	0,00	0,00	10,04	0,36
1008	Малмыж 6С-10	10	31,25	10,90	0,00	0,00	0,00	10,04	0,36
1009	Малмыж 7С-10	10	31,25	10,90	0,00	0,00	0,00	10,04	0,36
1010	Малмыж 8С-10	10	31,25	10,90	0,00	0,00	0,00	10,04	0,36
1005	Малмыж 2С-10	10	31,30	10,90	0,00	0,00	0,00	10,04	0,36
2601	ПС 220 кВ Старт 1С 220 кВ	220	58,00	-3,80	0,23	-163,87	225,0 0	225,00	2,27
2611	ПС 220 кВ ГПП-4 2сек.220	220	84,90	5,09	0,00	0,00	0,00	225,44	2,47
2521	ПС 500 кВ Хабаровская 1СШ 220 кВ	220	204,00	9,40	0,00	0,00	0,00	234,42	6,56

Таблица 55 – Токовая загрузка ЛЭП послеаварийный режим зимний максимум 2028

N нач	N кон	Наименование ВЛ	I нач	I кон	I доп расч	I/I доп ДЦТН
1	2	3	4	5	6	7
2207	2208	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т с отпайкой на ПС Парус №2 (С-86)	0,00	1,28	510	0,25
2625	2621	ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванино (Л-263)	75,22	93,17	320	29,12
2551	2329	ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – Комсомольская (С-71)	210,10	208,62	450	46,69
2551	2230	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Хурба (С-94)	191,99	191,54	450	42,66
2221	2225	ВЛ 110 кВ К – Привокзальная (С-93)	61,04	60,81	510	11,97
2347	2221	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – К (С-76)	68,15	68,66	510	13,46
2347	2351	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Комсомольская ТЭЦ-2 №1 (С-83)	61,93	60,48	510	12,14
2347	2351	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Комсомольская ТЭЦ-2 №2 (С-84)	61,93	60,48	510	12,14
2216	2221	ВЛ 110 кВ К – Картель с отпайкой на ПС Пивань (С-74)	101,41	103,84	380	27,33

Продолжение таблицы 54

1	2	3	4	5	6	7
2216	2217	ВЛ 110 кВ Гайтер – Картель (С-121)	57,92	58,47	510	11,46
2213	2216	ВЛ 110 кВ Картель – Селихино (С-99)	147,50	149,07	390	38,22
2217	2551	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Гайтер (С-123)	64,18	65,82	605	10,88
2613	2625	ВЛ 220 кВ Селихино – Ванино	96,78	84,90	791	12,23
2613	2541	ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №1 (Л-255)	90,28	100,43	970	10,35
2643	2608	ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	92,71	105,13	630	16,69
2644	2652	ВЛ 220 кВ НПС-1 – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	66,75	75,70	630	12,02
2608	2609	ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС-3	50,72	53,89	630	8,55
2607	2644	ВЛ 220 кВ НПС-1 – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	87,70	100,36	630	15,93
2335	2201	ВЛ 110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС БАМ-ПТФ (С-116)	369,41	369,73	630	58,69
2206	2201	ВЛ 110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС БАМ-ПТФ (С-115)	367,04	367,26	630	58,30
2335	2220	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-118)	448,26	448,16	690	64,97
2335	2220	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-117)	448,26	448,16	690	64,97
2207	2204	ВЛ 110 кВ Т – НПС с отпайкой на ПС Байкальскую (С-98)	132,32	132,48	510	25,98
2351	2208	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т с отпайкой на ПС Парус №2 (С-86)	371,40	371,52	510	72,85
2351	2207	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т №1 (С-85)	277,70	278,39	510	54,59
2605	2601	ВЛ 220 кВ Старт – Парус (Л-258)	191,95	192,90	630	30,62
2601	2541	ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №3 (Л-253)	225,90	221,37	630	35,86
2613	2617	ВЛ 220 кВ Селихино – Уктур (Л-259)	62,15	59,69	320	19,42
2613	2541	ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №2 (Л-254)	94,16	102,78	801	12,83
2617	2621	ВЛ 220 кВ Уктур – Высокогорная (Л-261)	62,12	69,10	320	21,59
2612	2601	ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №2 с отпайкой на ПС ГПП-4 (Л-252)	170,95	173,54	630	27,55
2541	2611	ВЛ 220 кВ Комсомольская – ГПП-4 (Л-251)	217,45	217,83	600	36,31
2541	2612	ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №2 с отпайкой на ПС ГПП-4 (Л-252)	167,85	170,95	801	21,34

Продолжение таблицы 54

1	2	3	4	5	6	7
2551	2221	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская №1 (С-119)	232,69	232,77	450	51,73
2551	2221	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская №2 (С-120)	232,69	232,77	450	51,73
2223	2201	ВЛ 110 кВ С-101	0,00	4,17	380	1,10
1000	2530	ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская (Л-512)	354,90	310,80	1708	20,78
2501	1000	ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская (Л-512)	0,00	0,00	1708	0,00
2205	2208	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т с отпайкой на ПС Парус №2 (С-86)	371,76	371,76	510	72,89
2203	2204	ВЛ 110 кВ Т – НПЗ с отпайкой на ПС Байкальскую (С-98)	115,89	115,76	510	22,72
2329	2230	ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – Хурба (С-72)	218,91	219,93	450	48,87
2521	2607	ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-1	58,67	88,57	630	14,06
2521	2643	ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	54,77	92,71	801	11,57
2609	2601	ВЛ 220 кВ Старт – НПС-3	55,96	88,91	630	14,11
2224	2221	ВЛ 110 кВ С-73	1,32	6,87	380	1,81
2201	2276	ВЛ 110 кВ НПЗ – Старт с отпайкой на ПС КСК (С-102)	22,86	22,94	450	5,10
2276	2203	ВЛ 110 кВ НПЗ – Старт с отпайкой на ПС КСК (С-102)	15,47	15,43	450	3,44
2277	2207	ВЛ 110 кВ Т – Старт с отпайками (С-97)	16,77	16,54	450	3,73
2211	2221	ВЛ 110 кВ С-79 и ВЛ 110 кВ С-108	5,17	4,92	380	1,36
2209	2277	ВЛ 110 кВ Т – Старт с отпайками (С-97)	7,90	7,52	450	1,75
2201	2209	ВЛ 110 кВ Т – Старт с отпайками (С-97)	10,28	7,90	450	2,29
2201	2210	ВЛ 110 кВ С-95 и ВЛ 110 кВ С-80	11,33	8,67	380	2,98
2225	2347	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Привокзальная (С-75)	61,41	61,07	510	12,04
2212	2221	ВЛ 110 кВ К – Солнечная №2 (С-82)	54,01	53,48	380	14,21
2227	2221	ВЛ 110 кВ К – Солнечная №1 с отпайкой на ПС Ручей (С-81)	54,15	53,82	380	14,25
2212	2227	ВЛ 110 кВ К – Солнечная №1 с отпайкой на ПС Ручей (С-81)	52,97	52,77	380	13,94
2201	2212	ВЛ 110 кВ Старт – Солнечная №2 (С-104)	31,82	31,27	510	6,24
2201	2212	ВЛ 110 кВ Старт – Солнечная №1 (С-103)	31,82	31,27	510	6,24
2206	2335	ВЛ 110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС БАМ-ПТФ (С-115)	375,61	375,51	690	54,44
2652	2601	ВЛ 220 кВ НПС-2 – Старт	59,23	92,59	630	14,70
2644	2645	ВЛ 220 кВ НПС-1 – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	50,80	52,81	630	8,38

Продолжение таблицы 54

1	2	3	4	5	6	7
2643	2645	ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	0,00	0,00	630	0,00
2251	2370	ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ - Ванино I цепь	203,58	202,57	380	53,57
2251	2370	ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ - Ванино II цепь	203,58	202,57	380	53,57
2221	2220	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-118)	403,76	403,83	690	58,53
2221	2220	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-117)	403,76	403,83	690	58,53

Таблица 56 – Потери активной мощности в рассматриваемом районе и по классам напряжений послеаварийный режим зима 2028

Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Район №1	27,73	21,07	17,77	3,3	6,19	3,09	3,09	0,47
U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
500		2,67	2,42	0,25	3,45	2,67	0,78	
35		0,02		0,02	0,05		0,05	
110		8,99	7,25	1,74	1,57		1,57	
220		9,39	8,1	1,29	1,11	0,42	0,69	

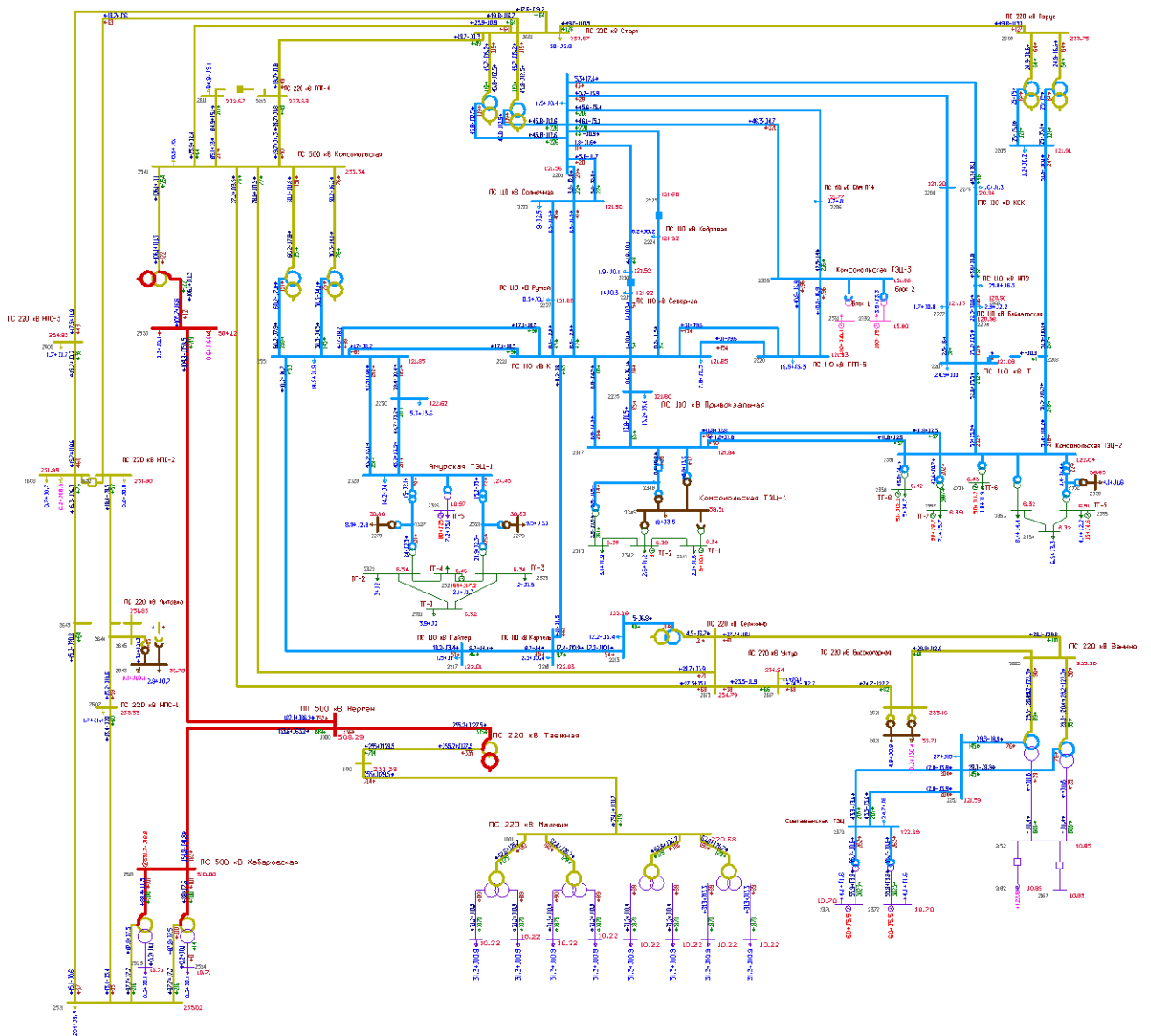


Рисунок 15 – Расчет режима послеаварийный режим при отключении Блока 1 (180 МВт) на Комсомольской ТЭЦ-3

Таблица 57 – Узлы послеаварийный режим зимний максимум 2028 отключение Блока 1 КТЭЦ-3

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	Delta
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2551	ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-110 кВ	110	14,88	1,92	0,00	0,00	0,00	121,85	-5,15
2611	ПС 220 кВ ГПП-4 2сек.220	220	84,90	5,09	0,00	0,00	0,00	232,57	-8,90
2324	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 4	6,3	2,07	1,65	60,00	17,22	6,46	6,46	3,24
2325	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 5	10,5	7,21	5,11	80,00	25,00	10,92	10,97	0,30
2341	Комсомольская ТЭЦ-1 ТГ № 1	6,3	2,07	1,65	8,00	0,05	6,34	6,34	-1,78
2278	Амурская ТЭЦ-1 1 секция 35кВ	35	8,87	2,81	0,00	0,00	0,00	36,66	-2,19
2345	Комсомольская ТЭЦ-1 ОРУ 35 кВ	35	9,99	3,47	0,00	0,00	0,00	38,51	-4,95
2350	Комсомольская ТЭЦ-2 35 кВ	35	4,07	1,61	0,00	0,00	0,00	36,65	-4,79
2617	ПС 220 кВ Уктур	220	0,99	0,11	0,00	0,00	0,00	234,54	-6,67
2652	ПС 220 кВ НПС-2 2С 220 кВ	220	0,78	0,78	0,00	0,00	0,00	231,90	-9,83

Продолжение таблицы 57

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2609	ПС 220 кВ НПС-3	220	1,74	1,74	0,00	0,00	0,00	234,83	-9,09
2321	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 1	6,3	3,91	1,97	0,00	0,00	6,30	6,32	-1,96
2608	ПС 220 кВ НПС-2 1С 220 кВ	220	0,70	0,70	0,00	0,00	0,00	231,89	-9,83
2607	ПС 220 кВ НПС-1	220	1,74	1,39	0,00	0,00	0,00	233,33	-10,52
2612	ПС 220 кВ ГПП-4 1сек.220	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	233,53	-8,00
2322	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 2	6,3	3,05	2,03	0,00	0,00	6,30	6,34	-1,63
2352	Комсомольская ТЭЦ-2 с.т.2Т	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,58	-4,43
2348	Комсомольская ТЭЦ-1 с.т.С3Т	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	116,34	-4,69
2328	Амурская ТЭЦ-1 с.т.2Т	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,65	-1,60
2327	Амурская ТЭЦ-1 с.т.1Т	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,67	-1,62
2225	ПС 110 кВ Привокзальная 2с-110	110	13,24	5,60	0,00	0,00	0,00	121,80	-4,80
2230	ПС 110 кВ Хурба	110	5,28	3,57	0,00	0,00	0,00	122,62	-4,39
2203	ПС 110 кВ НПЗ	110	25,94	6,26	0,00	0,00	0,00	120,91	-5,64
2323	Амурская ТЭЦ-1 ТГ № 3	6,3	2,02	1,85	0,00	0,00	6,33	6,34	-1,61
2201	ПС 220 кВ Старт 1СШ 110 кВ	110	1,50	0,40	0,00	0,00	0,00	121,56	-5,60
2204	ПС 110 кВ Байкальская 2с-110	110	2,91	2,19	0,00	0,00	0,00	120,98	-5,55
2205	ПС 220 кВ Парус ОРУ-110 кВ	110	1,25	0,17	0,00	0,00	0,00	121,91	-4,93
2208	отп. Парус	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,92	-4,91
2625	ПС 220 кВ Ванино ОРУ-220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	235,30	-3,33
2335	Комсомольская ТЭЦ-3 ЗРУ 110кВ	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,86	-4,37
2331	Комсомольская ТЭЦ-3 Блок 1	15,8	14,10	10,73	180,00	10,14	15,80	0,00	6,96
2332	Комсомольская ТЭЦ-3 Блок 2	15,8	3,91	3,26	180,00	-5,04	15,80	15,80	-0,17
2220	ПС 110 кВ ГПП-5	110	19,53	5,31	0,00	0,00	0,00	121,83	-4,70
2605	ПС 220 кВ Парус ОРУ-220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	233,75	-7,39
2601	ПС 220 кВ Старт 1С 220 кВ	220	58,00	-3,80	0,00	0,00	0,00	233,67	-7,88
2613	ПС 220 кВ Селихино ОРУ-220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	234,79	-7,48
2621	ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	233,16	-5,84
2821	ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-35 кВ	35	4,84	0,91	0,00	0,00	0,00	33,71	-6,46
2329	Амурская ТЭЦ-1 ЗРУ 110кВ	110	14,18	4,00	0,00	0,00	0,00	124,43	-2,95
2221	ПС 110 кВ К	110	7,80	2,31	0,00	0,00	0,00	121,85	-4,81
2347	Комсомольская ТЭЦ-1 ЗРУ 110 кВ	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,84	-4,76
2251	ПС 220 кВ Ванино ОРУ-110 кВ	110	27,02	10,00	0,00	0,00	0,00	121,59	-1,88
2152	ПС 220 кВ Ванино ЗРУ-10 кВ	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,85	-1,81
2530	ПС 500 кВ Комсомольская ОРУ-500 кВ	500	0,25	0,10	0,00	0,00	0,00	504,12	-9,43
2541	ПС 500 кВ Комсомольская 1СШ 220 кВ	220	0,52	0,10	0,00	0,00	0,00	233,34	-8,13
2521	ПС 500 кВ Хабаровская 1СШ 220 кВ	220	204,00	9,40	0,00	0,00	0,00	235,02	-11,23
2501	ПС 500 кВ Хабаровская ОРУ-500 кВ Е1	500	0,00	0,00	331,71	-18,76	510,00	510,00	-10,17
2207	ПС 110 кВ Т	110	24,92	10,01	0,00	0,00	0,00	121,09	-5,45
2351	Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ 110 кВ	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	122,04	-4,63
2643	отп.2 ПС 220 кВ Литовко	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	233,28	-10,18
2843	ПС 220 кВ Литовко ОРУ-35 кВ	35	2,87	0,73	0,00	0,00	0,00	36,78	-10,85
2224	ПС 110 кВ Кедровая 2с-110	110	0,21	0,17	0,00	0,00	0,00	121,92	-4,85
2223	ПС 110 кВ Кедровая 1с-110	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,60	-5,61
2211	ПС 110 кВ Северная 1с 110	110	1,02	0,35	0,00	0,00	0,00	121,82	-4,83
2210	ПС 110 кВ Северная 2с 110	110	1,79	-0,08	0,00	0,00	0,00	121,52	-5,75

Продолжение таблицы 57

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2209	ПС 110 кВ КСК 1с-110	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,20	-5,49
2277	ПС 110 кВ Байкальская 1с-110	110	1,74	0,84	0,00	0,00	0,00	121,13	-5,47
2276	ПС 110 кВ КСК 2с-110	110	1,63	1,28	0,00	0,00	0,00	120,94	-5,64
2227	ПС 110 кВ Ручей	110	0,28	0,09	0,00	0,00	0,00	121,60	-5,25
2212	ПС 110 кВ Солнечная	110	9,02	2,53	0,00	0,00	0,00	121,50	-5,39
2206	ПС 110 кВ БАМ ПТФ	110	1,67	1,04	0,00	0,00	0,00	121,77	-4,70
2645	ПС 220 кВ Литовко ОРУ-220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	231,83	-10,16
2644	отп.1 ПС 220 кВ Литовко	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,06	-10,17
2167	ПС 220 кВ Ванино БК-(1-6)	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,85	-1,81
2162	ПС 220 кВ Ванино БР-(1-2)	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,85	-1,81
2370	Согаванская ТЭЦ	110	24,67	6,00	0,00	0,00	0,00	122,69	0,66
2279	Амурская ТЭЦ-1 2 секция 35кВ	35	9,46	3,12	0,00	0,00	0,00	36,63	-2,20
2353	Комсомольская ТЭЦ-2 ГРУ 6 кВ 1сек	6	8,39	4,44	0,00	0,00	0,00	6,32	-6,77
2354	Комсомольская ТЭЦ-2 ГРУ 6 кВ	6	6,53	3,34	0,00	0,00	0,00	6,32	-6,98
2355	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 5	6,3	4,35	2,23	15,00	4,61	6,47	6,51	-4,45
2356	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 6	6,3	1,76	1,92	50,00	11,16	6,43	6,43	-1,04
2357	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 7	6,3	7,14	5,75	50,00	9,67	6,38	6,39	-1,40
2358	Комсомольская ТЭЦ-2 ТГ № 8	6,3	4,96	4,70	51,00	12,23	6,42	6,42	-1,15
2343	Комсомольская ТЭЦ-1 ГРУ-6 кВ	6	3,08	1,87	0,00	0,00	0,00	6,38	-4,69
2217	ПС 110 кВ Гайтер 1с-110	110	1,50	1,00	0,00	0,00	0,00	122,01	-5,75
2216	ПС 110 кВ Картель 2с-110	110	2,35	0,40	0,00	0,00	0,00	122,03	-5,92
2213	ПС 220 кВ Селихино ОРУ-110 кВ	110	12,24	-3,38	0,00	0,00	0,00	122,09	-6,98
2342	Комсомольская ТЭЦ-1 ТГ № 2	6,3	2,55	1,16	9,00	0,00	6,37	6,39	-3,29
2524	ПС 500 кВ Хабаровская 2С-10 кВ	10	0,23	0,12	0,00	0,00	0,00	10,71	-11,35
2523	ПС 500 кВ Хабаровская 1С-10 кВ	10	0,23	0,12	0,00	0,00	0,00	10,71	-11,35
2504	ПС 500 кВ Хабаровская с.т.2АТ	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	508,90	-11,35
2503	ПС 500 кВ Хабаровская с.т.1АТ	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	508,90	-11,35
2371	СВТЭЦ	10	4,10	1,60	60,00	5,46	10,70	10,70	4,72
2372	СВТЭЦ	10	4,10	1,60	60,00	5,46	10,70	10,70	4,72
1000	ПП 500 кВ Нерген	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	508,29	-11,29
1001	ПС 500 кВ Таежная	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	220,68	-18,18
1002	Малмыж 1С-10	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	491,74	-14,72
1006	Малмыж 3С-10	10	31,25	10,90	0,00	0,00	0,00	10,22	-22,56
1005	Малмыж 4С-10	10	31,30	10,90	0,00	0,00	0,00	10,22	-22,56
1004	Малмыж 5С-10	10	31,25	10,90	0,00	0,00	0,00	10,22	-22,55
1003	Малмыж 6С-10	10	31,25	10,90	0,00	0,00	0,00	10,22	-22,55
1007	Малмыж 7С-10	10	31,25	10,90	0,00	0,00	0,00	10,22	-22,55
1008	Малмыж 8С-10	10	31,25	10,90	0,00	0,00	0,00	10,22	-22,55
1009	Малмыж 2С-10	10	31,25	10,90	0,00	0,00	0,00	10,22	-22,55

Таблица 58 – Токовая загрузка ЛЭП послеаварийный режим зимний максимум 2028 отключение Блока 1 КТЭЦ-3

N_нач	N_кон	Наименование ВЛ	I_нач	I_кон	Iдоп_расч	I/I_доп_ДЦТН
1	2	3	4	5	6	7
2329	2230	ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – Хурба (С-72)	210,52	210,82	450	46,85
2347	2351	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Комсомольская ТЭЦ-2 №1 (С-83)	57,53	57,21	510	11,28
2347	2351	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Комсомольская ТЭЦ-2 №2 (С-84)	57,53	57,21	510	11,28
2347	2221	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – К (С-76)	47,83	47,56	510	9,38
2351	2208	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т с отпайкой на ПС Парус №2 (С-86)	247,73	247,61	510	48,57
2351	2207	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т №1 (С-85)	252,10	252,30	510	49,47
2335	2220	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-118)	196,09	195,94	690	28,42
2335	2220	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-117)	196,09	195,94	690	28,42
2335	2201	ВЛ 110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС БАМ- ПТФ (С-116)	220,68	220,37	630	35,03
2644	2645	ВЛ 220 кВ НПС-1 – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	51,44	53,48	630	8,49
2644	2652	ВЛ 220 кВ НПС-1 – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	46,71	51,53	630	8,18
2643	2645	ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	0,00	0,00	630	0,00
2643	2608	ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	63,69	75,69	630	12,02
1000	2530	ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская (Л-512)	151,84	218,58	1708	12,80
2277	2207	ВЛ 110 кВ Т – Старт с отпайками (С-97)	30,54	30,98	450	6,88
2206	2335	ВЛ 110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС БАМ- ПТФ (С-115)	225,95	226,01	690	32,75
2206	2201	ВЛ 110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС БАМ- ПТФ (С-115)	218,53	218,29	630	34,69
2217	2551	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Гайтер (С-123)	50,88	53,34	605	8,82
2221	2220	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-118)	153,66	153,78	690	22,29

1	2	3	4	5	6	7
2221	2220	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-117)	153,66	153,78	690	22,29
2221	2225	ВЛ 110 кВ К – Привокзальная (С-93)	28,39	28,81	510	5,65
2216	2217	ВЛ 110 кВ Гайтер – Картель (С-121)	45,34	46,15	510	9,05
2216	2221	ВЛ 110 кВ К – Картель с отпайкой на ПС Пивань (С-74)	60,57	65,14	380	17,14
2223	2201	ВЛ 110 кВ С-101	0,00	4,25	380	1,12
2224	2221	ВЛ 110 кВ С-73	1,31	6,95	380	1,83
2209	2277	ВЛ 110 кВ Т – Старт с отпайками (С-97)	31,74	32,37	450	7,19
2276	2203	ВЛ 110 кВ НПЗ – Старт с отпайкой на ПС КСК (С-102)	36,82	36,97	450	8,22
2203	2204	ВЛ 110 кВ Т – НПЗ с отпайкой на ПС Байкальскую (С-98)	106,50	106,51	510	20,88
2225	2347	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Привокзальная (С-75)	65,43	65,44	510	12,83
2227	2221	ВЛ 110 кВ К – Солнечная №1 с отпайкой на ПС Ручей (С-81)	41,43	42,72	380	11,24
2211	2221	ВЛ 110 кВ С-79 и ВЛ 110 кВ С-108	5,12	4,87	380	1,35
2212	2221	ВЛ 110 кВ К – Солнечная №2 (С-82)	40,80	42,43	380	11,17
2212	2227	ВЛ 110 кВ К – Солнечная №1 с отпайкой на ПС Ручей (С-81)	39,87	40,23	380	10,59
2207	2208	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т с отпайкой на ПС Парус №2 (С-86)	0,00	1,30	510	0,25
2207	2204	ВЛ 110 кВ Т – НПЗ с отпайкой на ПС Байкальскую (С-98)	120,57	120,60	510	23,65
2251	2370	ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ - Ванино I цепь	204,04	204,68	380	53,86
2251	2370	ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ - Ванино II цепь	204,04	204,68	380	53,86
2625	2621	ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванино (Л-263)	82,38	80,61	320	25,75
2612	2601	ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №2 с отпайкой на ПС ГПП-4 (Л-252)	48,84	48,64	630	7,75
2607	2644	ВЛ 220 кВ НПС-1 – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	59,44	71,44	630	11,34
2608	2609	ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС-3	60,50	38,68	630	9,60
2652	2601	ВЛ 220 кВ НПС-2 – Старт	63,16	64,06	630	10,17
2609	2601	ВЛ 220 кВ Старт – НПС-3	43,21	64,36	630	10,22
2205	2208	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т с отпайкой на ПС Парус №2 (С-86)	247,35	247,36	510	48,50
2605	2601	ВЛ 220 кВ Старт – Парус (Л-258)	127,30	125,55	630	20,21

1	2	3	4	5	6	7
2213	2216	ВЛ 110 кВ Картель – Селихино (С-99)	94,39	97,11	390	24,90
2613	2625	ВЛ 220 кВ Селихино – Ванино	81,25	100,65	791	12,72
2613	2617	ВЛ 220 кВ Селихино – Уктур (Л-259)	57,92	66,05	320	20,64
2613	2541	ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №1 (Л-255)	68,27	75,21	970	7,75
2613	2541	ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №2 (Л-254)	71,30	76,75	801	9,58
2601	2541	ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №3 (Л-253)	64,14	64,38	630	10,22
2201	2209	ВЛ 110 кВ Т – Старт с отпайками (С-97)	28,42	31,74	450	7,05
2201	2276	ВЛ 110 кВ НПЗ – Старт с отпайкой на ПС КСК (С-102)	43,30	46,05	450	10,23
2201	2210	ВЛ 110 кВ С-95 и ВЛ 110 кВ С-80	11,29	8,51	380	2,97
2201	2212	ВЛ 110 кВ Старт – Солнечная №2 (С-104)	19,94	22,49	510	4,41
2201	2212	ВЛ 110 кВ Старт – Солнечная №1 (С-103)	19,94	22,49	510	4,41
2617	2621	ВЛ 220 кВ Уктур – Высокогорная (Л-261)	68,07	82,21	320	25,69
2541	2612	ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №2 с отпайкой на ПС ГПП-4 (Л-252)	49,83	48,84	801	6,22
2541	2611	ВЛ 220 кВ Комсомольская – ГПП-4 (Л-251)	210,77	211,15	600	35,19
2551	2329	ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – Комсомольская (С-71)	201,57	201,28	450	44,79
2551	2221	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская №1 (С-119)	89,44	90,27	450	20,06
2551	2221	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская №2 (С-120)	89,44	90,27	450	20,06
2551	2230	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Хурба (С-94)	185,42	185,44	450	41,21
2521	2643	ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	37,20	63,69	801	7,95
2521	2607	ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-1	35,45	59,64	630	9,47

Таблица 59 – Потери активной мощности в рассматриваемом районе и по классам напряжений послеаварийный режим зима 2028

Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Район №1	22,65	14,08	11,49	2,59	7,51	4,59	2,93	1,06

1	2	3	4	5	6	7	8	9
500		2,67	2,42	0,25	3,45	2,67	0,78	
35		0,02		0,02	0,05		0,05	
110		8,99	7,25	1,74	1,57		1,57	
220		9,39	8,1	1,29	1,11	0,42	0,69	

Как видно из анализа существующей сети, при данной конфигурации электрической сети и при прогнозируемых нагрузках, выполняются требования ГОСТ 32144-2013, согласно котором в нормальном режиме отклонение напряжение не должно составлять более 10%. По результатам расчетов режимов в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 500 кВ Хабаровская – Нерген отклонение напряжения на шинах 500 кВ ПП 500 кВ Нерген составляет 483 кВ что составляет -3,84%. Так же из анализа видим значение потерь составляют от 5,5 до 6,1% в соответствующих режимах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная магистерская диссертация исследует строительство и возможности подключения ПП 500 кВ Нерген для электрификации крупного потребителя в Хабаровском крае и повышения надежности электроснабжения Комсомольского района в Хабаровском крае. В ходе работы был проведен анализ режимной ситуации в районе проектирования, включая климатическую характеристику и территориальные особенности. На основе полученных данных было разработано два конкурентно-способных варианта подключения объекта к электрической сети, которые были подвергнуты технико-экономическому сравнению. В результате исследования было установлено, что наиболее целесообразной является конфигурация сети с построением ПП 500 кВ Нерген. Были рассчитаны установившиеся минимальный и послеаварийный режимы электрической схемы развития, с учетом регулировки напряжения. Также были определены оптимальные экономические затраты и капиталовложения на реализацию предложенных проектов. Вариант с подключением ПП 500 кВ Нерген к существующей сети на напряжение 500 кВ к ЛЭП 500 кВ Хабаровская - Комсомольская оказался наилучшим с точки зрения этих показателей. Это требует строительства ПП 500 кВ Нерген и заходов от ЛЭП 500 кВ Хабаровская - Комсомольская. Реализация данного варианта позволит подключить нового крупного потребителя и расширить сеть 500 кВ. Таким образом, в магистерской диссертации доказана необходимость и предложены конкретные меры по подключению ПП 500 кВ Нерген в Хабаровском крае.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Баглейбтер, О.И. Трансформатор тока в сетях релейной защиты. Противодействие насыщению ТТ апериодической составляющей тока КЗ // Новости ЭлектроТехники. 2008. № 5(53).

2 Овсейчук, В.А. Обеспечение надежности электроснабжения в условиях рыночной экономики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://news.elteh.ru/arh/2011/67/03.php> – (дата обращения: 01.04.2022).

3 Воропай, Н.И. Основные положения концепции обеспечения надежности в электроэнергетике / доклад на отраслевой конференции Торгово-промышленной палаты РФ 25.02.2010 г. «Надежность и безопасность энергетических объектов и оборудования».

4 Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. Пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов н/Д: Феникс, 2006. – 719 с.

5 Гук, Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций. М. / Энергоатомиздат, 2016.

6 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.

7 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»).

8 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.

9 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118–2003 Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.

10 Методические указания по расчету уровня надежности и качества услуг, реализуемых территориальными сетевыми организациями / Приказ Минэнерго РФ от 29.06.2010 № 296.

11 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева – Благовещенск: АмГУ, 2013. – 139 с.

12 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> (дата обращения: 01.04.2022).

13 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.

14 Непомнящий, В.А., Овсейчук В.А. Учет надежности электроснабжения при расчете тарифов // Новости ЭлектроТехники. 2010. № 4(64).

15 Непомнящий, В.А. Проблемы надежности при проектировании и эксплуатации электрических сетей энергосистем. СПб.: ПЭИПК, 2010.

16 Непомнящий, В.А. Проблемы надежности электроснабжения и их влияние на экономику электроэнергетики // Энергорынок. 2009. № 9. С. 22–26.

17 Непомнящий, В.А. Учет надежности при проектировании энергосистем. М.: Энергия, 1978.

18 Непомнящий, В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. М.: Изд. дом МЭИ, 2010.

19 Неуймин, В.Г. Пособия по работе с программой RastrWin/ В.Г. Неуймин [Электронный ресурс] – Екатеринбург: «УПИ–Энерго», 2009.– 93 с. (дата обращения: 01.04.2022).

20 Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Хабаровского РДУ 2021 г;

21 Основы современной энергетики: учебник для вузов в 2 т. / под общ. ред. чл.–корр. РАН Е.А. Аметистова. М.: Изд. дом МЭИ, 2008.

22 Официальный сайт «Малмыжское месторождение» [Электронный ресурс]. – URL: <https://amurminerals.ru> (дата обращения: 08.05.2022).

23 Правила устройства электроустановок седьмое издание: ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.

24 Приказ Минэнерго России От 30.06.2003 № 277 Методические указания по устойчивости энергосистем.

25 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. Серебряникова. М.: Изд. дом МЭИ, 2006. С. 12–18.

26 Распределительное устройство с элегазовой изоляцией ELK-3 С, 500 кВ[Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1HC0029799&LanguageCode=ru&DocumentPartId=&Action=Launch> (дата обращения: 01.04.2022).

27 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд–во АмГУ, 2013. – 98 с.

28 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: 01.04.2022).

29 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.

30 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: 12.03.2023).

31 Сибикин, Ю.Д. Электрические подстанции: учебное пособие для высшего профессионального образования/ Ю.Д. Сибикин. – М.: Директ–Медиа, 2014. – 414 с.

32 Смоленский К.Д. Инновационные технологии в электроэнергетике/ К.Д. Смоленский, Ю.В. Мясоедов/ Международный научный журнал «Научный лидер» № 20 (65), 2022 г. – 167 с.

33 Смоленский К.Д. Исследование методов повышения пропускной способности в электрических сетях/ К.Д. Смоленский, Ю.В. Мясоедов/ «День науки»: материалы XXX научной конференции Амурского государственного университета - издательство АмГУ, 2021. – 273 с.

34 Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4–е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012– 392 с.

35 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро/ – М.: Изд–во МЭИ, 2005, 352 с.

36 СТО 59012820–29.240.30.003–2009. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 132 с.

37 Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на период 2020–2024 годов.

38 Схема нормального зимнего режима электрических соединений Хабаровских электрических сетей, зимний режим 2021 г;

39 Схема потокораспределения Хабаровских электрических сетей за 2021 г;

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

41 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.htm> (дата обращения: 02.06.2022).

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

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

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

45 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.

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

47 Brunner C., Apostolov A. IEC 61850 Brand New World. PAC World Magazine. Summer 2007.

48 IEC 61850–1: Introduction and Overview.

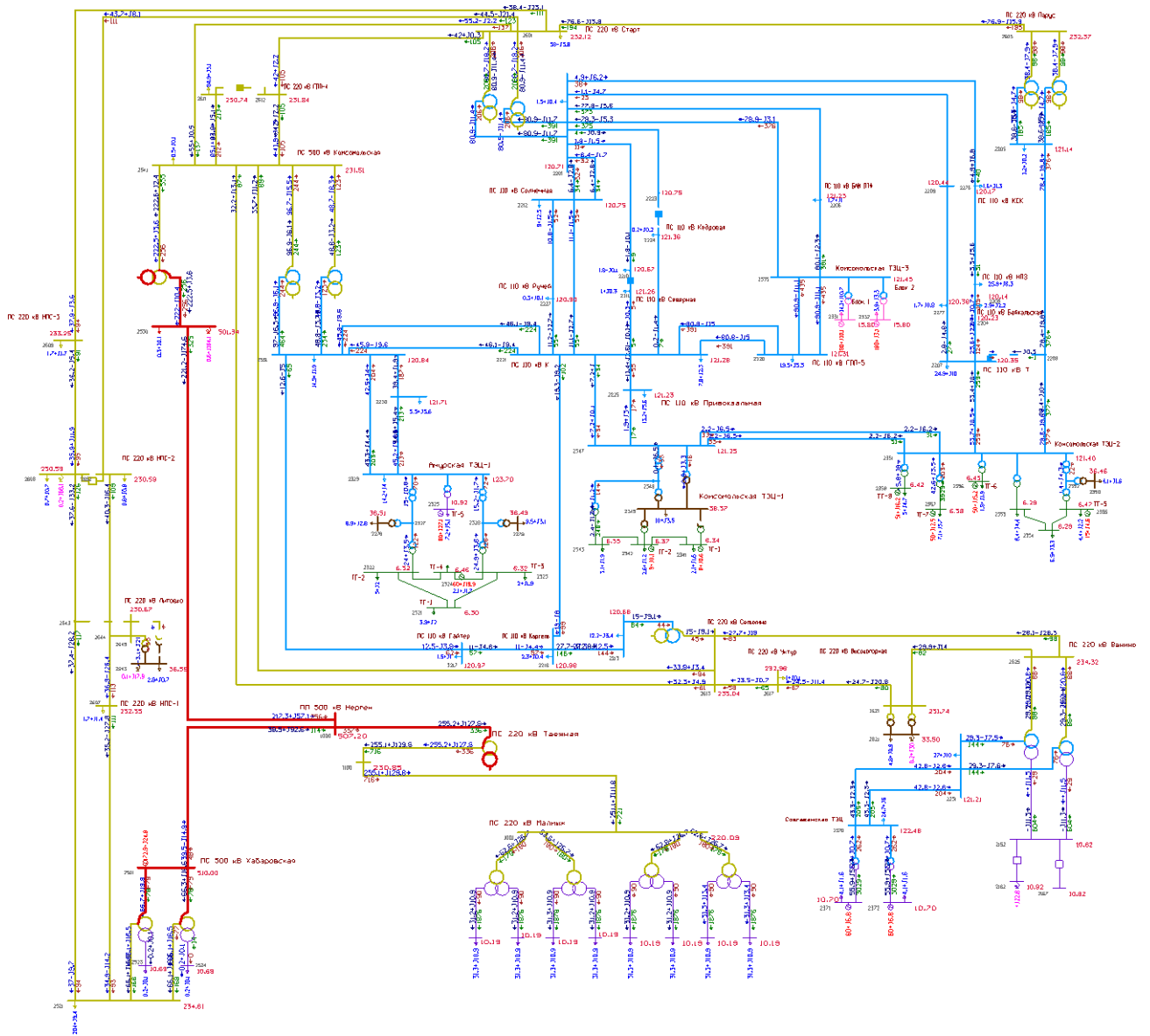
49 Grid 2030. A National Vision for Electricity's Second 100 years. Office of Electric Transmission and Distribution of USA Department of Energy, 2003.

50 Schaub P., Haywood J., Ingram D., Kenwick A., Dusha G. Test and Evaluation of Non Conventional Instrument Transformers and Sampled Value Process Bus on Powerlink's Transmission Network. SEAPAC 2011. CIGRE Australia Panel B5.

51 Schwarz K. Comparison of IEC 60870–5–101/–103/–104, DNP3, and IEC 60870–6–TASE.2 with IEC 61850 (электронный документ: <http://bit.ly/NOHn8L>) (дата обращения: 01.04.2023).

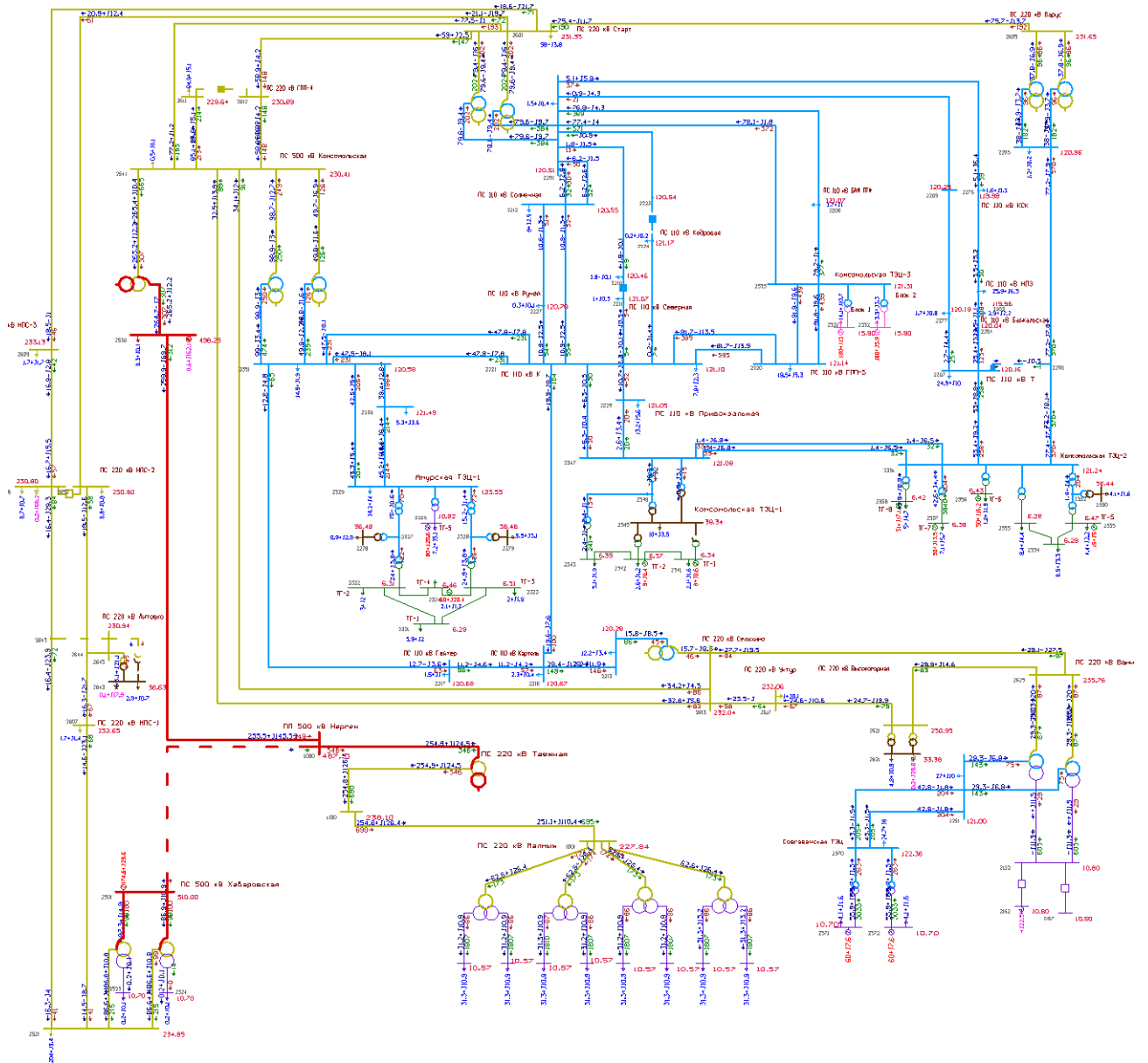
ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет максимального режима зима 2028



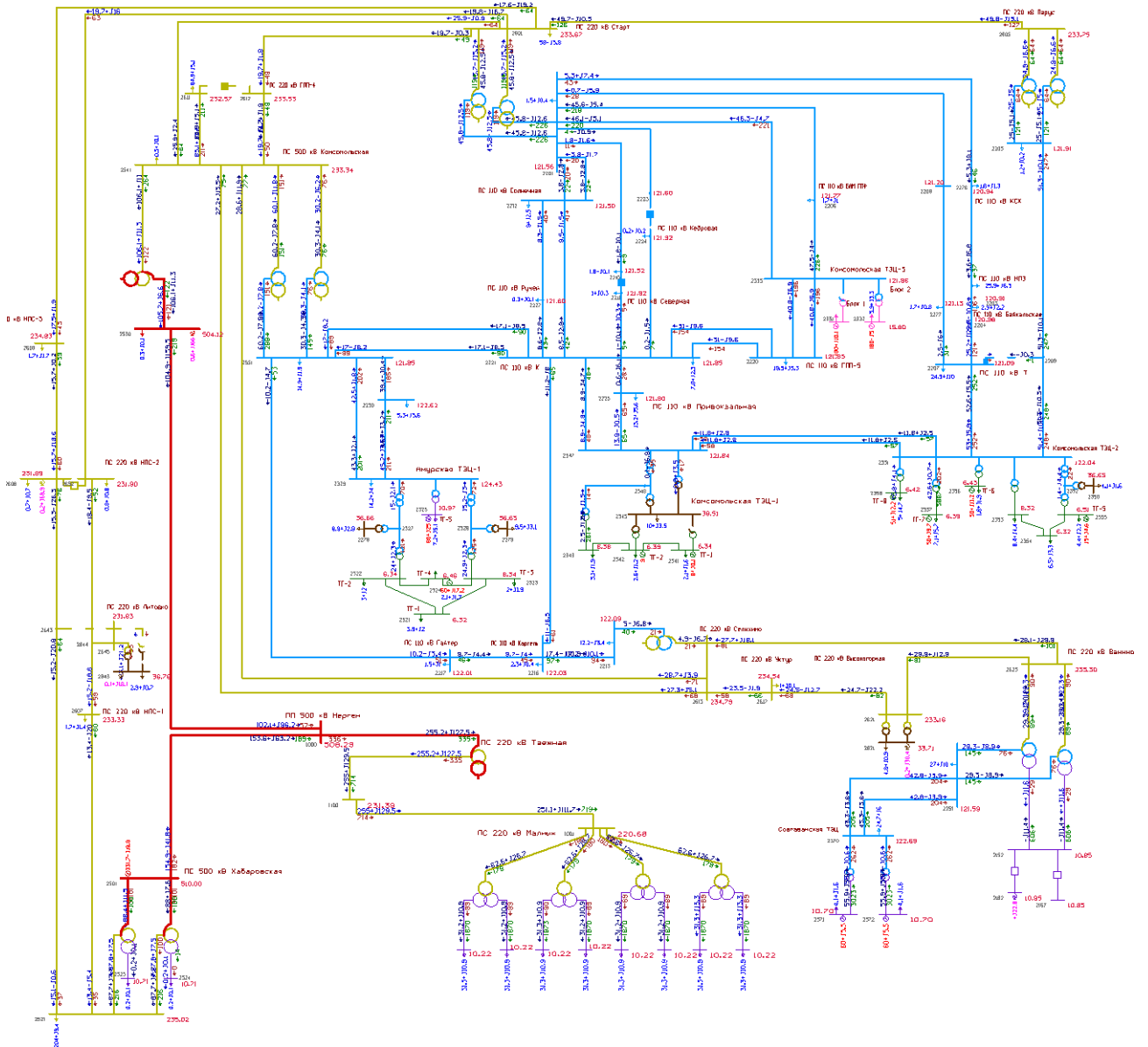
ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет послеаварийного режима зима 2028 отключение ВЛ 500 кВ Хабаровская - Нерген



ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчет послеаварийного режима зима 2028 отключение Блока 1 Комсомольской ТЭЦ-3



ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчет параметров ВЛ 500 кВ Хабаровская – Нерген и ВЛ 500 кВ Комсомольская - Нерген

$$U_{\text{ном}} := 500 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\phi} := \frac{500}{\sqrt{3}} \quad i := \sqrt{-1}$$

Расчетные данные для провода АС-300

$$r_0 := 0.034 \quad \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$x_0 := 0.310 \quad \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$b_0 := 3.97 \cdot 10^{-6} \quad \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$\Delta P_k := 8 \quad \frac{\text{кВт}}{\text{км}}$$

$$g_0 := \frac{\Delta P_k}{U_{\phi}^2 \cdot 10^3} = 9.6 \cdot 10^{-8} \quad \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

Расчетные данные для ВЛ 500 кВ Хабаровская - Нерген

$$l_{X_H} := 287.269 \quad \text{км}$$

$$Z := \sqrt{\frac{r_0 + i \cdot x_0}{g_0 + i \cdot b_0}} = 279.98 - 11.915i$$

$$Y := \sqrt{(r_0 + i \cdot x_0) \cdot (g_0 + i \cdot b_0)} = 7.418 \cdot 10^{-5} + 0.001i$$

$$Z_{X_H} := Z \cdot \sinh(Y \cdot l_{X_H}) = 9.403 + 87.579i$$

$$Y_{X_H} := 2 \cdot \frac{\cosh(Y \cdot l_{X_H})}{Z \cdot \sinh(Y \cdot l_{X_H})} = 0.002 - 0.021i$$

Расчетные данные для ВЛ 500 кВ Комсомольская - Нерген

$$l_{K_H} := 83.647 \quad \text{км}$$

$$Z_{K_H} := Z \cdot \sinh(Y \cdot l_{K_H}) = 2.835 + 25.894i$$

$$Y_{K_H} := 2 \cdot \frac{\cosh(Y \cdot l_{K_H})}{Z \cdot \sinh(Y \cdot l_{K_H})} = 0.008 - 0.076i$$