

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 оптимальной схемы подключения Малмыжского месторождения к электрической сети с применением инновационного оборудования

Исполнитель

студент группы 942-ом

подпись, дата

И.А. Ходунов

Руководитель

профессор, доктор
техн.наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель

научного содержания
программы магистратуры
профессор, доктор
техн.наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль
ассистент

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Рецензент

подпись, дата

Благовещенск 2021

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 Ходунова Ильи Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование оптимальной схемы подключения Малмыжского месторождения к электрической сети с применением инновационного оборудования

(утверждено приказом от 20.02.2021 № 378-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 01.06.2021

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.) _____

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

7. Дата выдачи задания 10.03.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 130 с., 72 формул, 14 рисунков, 51 таблицу, 44 источника, 4 приложения.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РЕЖИМ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР, ПОДСТАНЦИЯ, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ ГОДОВЫЕ РАСХОДЫ, ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ.

В данной магистерской диссертации было необходимо разработать оптимальную схему подключения Малмыжского месторождения к электрической сети с применением инновационных разработок в области электросетевого комплекса.

В ходе работы определён эквивалент рассматриваемого района проектирования электрической сети, осуществлён его структурный анализ. Произведены расчёты существующих нормальных и послеаварийных электрических режимов, на основе которых выполнен анализ и выявлены узкие места электрической сети в районе проектирования. Расчёты электрических режимов проводились с использованием программно-вычислительного комплекса RastrWin 3. Произведена разработка конкурентоспособных вариантов подключения Малмыжского месторождения. Проведена технико-экономическая проработка предложенных конфигураций. В рамках данного сравнения выполнены расчёты нормальных и послеаварийных режимов с использованием прогнозных нагрузок с перспективой до 2025 года. Определен оптимальный вариант подключения Малмыжского месторождения к электрической сети с использованием инновационного оборудования

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Оценка современного состояния инновационного развития электро- сетевого комплекса	11
2 Анализ схемно-режимной ситуации электрических сетей в районе размещения горно-обогатительного комбината	15
2.1 Оценка текущего состояния освоения Малмыжского месторож- дения	18
2.2 Описание природно-климатических условий территории, в отно- шении которой производится проектирование	21
2.3 Структурный анализ электроэнергетической системы района	24
2.3.1 Характеристика источников питания	24
2.3.2 Анализ существующего баланса электрической энергии и мощности	26
2.3.3 Структурный анализ ЛЭП в районе размещения проектиру- емых объектов	28
2.3.4 Структурный анализ ПС в районе размещения проектируе- мых объектов	29
2.4 Формирование эквивалента электрической сети и анализ его кор- ректности	33
2.4.1 Характеристика ПВК Rastr Win 3	33
2.4.2 Способы задания исходных данных для расчёта электриче- ских режимов	36
2.4.3 Расчёт электрического режима заданного эквивалента сети	39
2.5 Анализ существующей схемно-режимной ситуации	41
2.6 Прогнозные нагрузки с перспективой до 2025 года	46

3	Разработка схемы подключения Малмыжского месторождения к электрической сети	51
3.1	Разработка вариантов подключения Малмыжского месторождения к электрической сети	51
3.1.1	Анализ возможности использования транзита 220 кВ ПС Хабаровская – ПС Старт для реализации разрабатываемых вариантов подключения	56
3.2	Технико-экономическое сравнение вариантов подключения Малмыжского месторождения к электрической сети	60
3.3	Выбор сечения проводов для проектируемых линий и проверка существующих сечений	68
3.4	Выбор силовых трансформаторов	73
4	Выбор оптимального варианта подключения Малмыжского месторождения к электрической сети	75
4.1	Оценка показателей надежности сравниваемых вариантов	75
4.1.1	Расчёт показателей надежности для первого варианта проектирования	76
4.1.2	Расчёт ущерба от перерыва электроснабжения	82
4.1.3	Расчёт показателей надежности для первого варианта проектирования	83
4.2	Оценка экономической эффективности сравниваемых вариантов	84
4.2.1	Расчёт капиталовложений на сооружение ВЛЭП	84
4.2.2	Расчёт капиталовложений на сооружение ПС	83
4.2.3	Расчёт амортизационных отчислений	89
4.2.4	Расчёт эксплуатационных затрат	89
5	Проектирование ПП Нерген, ПС Таёжная, ПС Малмыж и ВЛ 220 кВ Таёжная-Малмыж	93
5.1	Расчёт токов короткого замыкания	93
5.2	Разработка однолинейных схемы проектируемых энергообъектов	100

5.3 Выбор и проверка ошиновки 500 кВ	102
5.3.1 Проверка шин по температурным удлинениям.	103
5.3.2 Проверка шин по нагреву в рабочих режимах	104
5.3.3 Термическая стойкость шин	105
5.3.4 Проверка шин по допустимым прогибам от собственного веса	105
5.4 Выбор и проверка ошиновки 220 кВ	107
5.4.1 Проверка шин по температурным удлинениям.	108
5.4.2 Проверка шин по нагреву в рабочих режимах	109
5.4.3 Термическая стойкость шин	109
5.4.4 Проверка шин по допустимым прогибам от собственного веса	110
5.5 Выбор и проверка выключателей 220 кВ и 500 кВ	112
5.6 Выбор и проверка выключателей 10 кВ	120
5.7 Конструктивное исполнение ВЛ 220 кВ Таёжная–Малмыж	124
5.7.1 Выбор типов опор	124
5.7.2 Выбор типов изоляторов и арматуры	125
Заключение	129
Библиографический список	131
ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет параметров схемы замещения ЛЭП	136
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Экономическое сравнение вариантов	140
ПРИЛОЖЕНИЕ В Расчёт чистого дисконтированного дохода	148
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Расчёт показателей надежности конкурентоспособ- ных вариантов подключения	149

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АТ – автотрансформатор;

ПП – переключательный пункт;

ВКР – выпускная квалификационная работа;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ГРЭС – государственная районная электростанция;

ГЭС – гидроэлектростанция

ГОСТ – государственный стандарт;

ЕЭС – единая энергетическая система;

КРМ – компенсация реактивной мощности;

КЗ – короткое замыкание;

ЛЭП – линия электропередачи;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

НН – низкое напряжение;

ОЭС – объединённая энергетическая система;

РДУ – региональное диспетчерское управление;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС – подстанция;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

СН – среднее напряжение;

УШР – управляемый шунтирующий реактор.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время исследуются вопросы применения инновационных технологий и материалов в электроэнергетике. Данное направление ориентировано на реализацию стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденную распоряжением Правительства РФ от 3 апреля 2013 г. № 511-р, а также распоряжения Правительства РФ от 24.07.2013 №1307-р «Развитие отрасли производства композитных материалов» в части повышения результативности и снижения удельной стоимости инвестиций и соблюдение требований единой технической политики на всех стадиях жизненного цикла энергообъектов путем разработки новых технических решений с более широким применением новых конструкционных материалов, создание производственной базы и соответствующих типовых решений, отраслевых стандартов и стандартов организации [44].

По результатам проведенного ПАО «Россети» технологического аудита были определены следующие ключевые технологические задачи инновационного развития холдинга, на реализацию которых будет направлена актуализируемая «Программа инновационного развития на период 2016- 2020 гг. с перспективой до 2025 г.» [44]:

- переход к цифровым подстанциям различного класса напряжения;
- применение новых технологий и материалов в электроэнергетике;
- переход к цифровым активно-адаптивным сетям с распределенной интеллектуальной системой автоматизации и управления;
- переход к комплексной эффективности бизнес-процессов и автоматизации систем управления.

Объект исследования – электрические сети в районе размещения Малмыжского месторождения.

Предмет исследования – инновационные разработки в области электросетевого комплекса.

Цель исследования – проектирование оптимальной схемы подключения энергообъекта к электрической сети с использованием инновационных разработок в области оборудования электросетевого комплекса с соблюдением актуальных требований и стандартов.

Для достижения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

- анализ существующей сети рассматриваемой энергосистемы, включающей её рассмотрение с точки зрения загрузки, условий регулирования напряжения, выявления узких мест в работе;

- электрические расчёты различных режимов работы сети, включая нормальные и послеаварийные, а также обоснование схемы построения сети на рассматриваемые расчётные уровни;

- расчёты токов короткого замыкания в проектируемой сети и установление требований к отключающей способности коммутационной аппаратуры, разработка предложений по ограничению токов короткого замыкания;

- выбор и проверка основного оборудования в соответствии с полученными расчётными данными.

Научная новизна проведенного исследования заключается в реализации инновационных технологий электросетевого комплекса применительно к схеме подключения Малмыжского рудника.

Практическая значимость решений, используемых в магистерской диссертации заключается в достижении следующих эффектов.

Применение новых типов проводов обеспечит повышение пропускной способности, снимет ограничения по перегрузке, позволит оптимизировать экономические расчеты на технологически сложные участки ВЛ – переходы, снизит операционные издержки на обслуживание и ремонтно-восстановительные работы на ВЛ.

Применение выключателей-разъединителей значительно сокращает техническое обслуживание распределительного устройства подстанции с воздушной изоляцией и снижает риск аварии из-за загрязнения, так как все первичные контакты находятся в элегазе, также встроенная конструкция трансформатора тока

позволяет значительно сократить площадь по сравнению с классическим вариантом исполнения.

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 ПК 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. Наименования 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
XXII региональная научно-практическая конференция «Молодежь XXI века: шаг в будущее»	22.05.2021	заочная	Повышение управляемости электрических сетей на основе системы «SCHNEIDER ELECTRIC ADVANCED DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEM»
XXIX научная конференция «День науки 2020»	23.11.2020-25.11.2020	заочная	Повышение управляемости электрических сетей на новой технологической платформе

Таблица 2 – Подготовка публикаций

Название публикаций	Издательство, журнал, номер, год, страницы	Фамилия соавторов
Повышение управляемости электрических сетей на основе системы «SCHNEIDER ELECTRIC ADVANCED DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEM»	Молодёжь XXI века: шаг в будущее: материалы XXII региональной научнопрактической конференции (20 мая 2021 года) – Благовещенск: Изд-во БГПУ, 2021. – 964 с. стр.	Научный руководитель: Савина Н.В
Повышение управляемости электрических сетей на новой технологической платформе	«День науки»: материалы XXIX научной конференции Амурского государственного университета (23-25 ноября 2020 г., Благовещенск). – Благовещенск: типография АмГУ, 2020. – 304 с.	Научный руководитель: Савина Н.В

1 ОЦЕНКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА

Оценка современного состояния рассматриваемого вопроса производится на основании программы инновационного развития ПАО «Россети» на период 2016–2020 гг. с перспективой до 2025 г.

Настоящая Программа представляет собой ключевой основополагающий документ в сфере инновационного развития. Программа обязательна для исполнения структурными подразделениями Исполнительного аппарата ПАО «Россети». Для дочерних и зависимых обществ (далее — ДЗО) ПАО «Россети» Программа определяет общие подходы, цели, задачи, приоритеты, индикаторы, структуру, контрольные точки реализации инновационной деятельности, показатели эффективности инновационной деятельности, отражающие конечную эффективность и результативность инновационных проектов и мероприятий по внедрению услуг, технологий, процессов, а также отражающие эффективность деятельности в части обеспечивающих проектов и мероприятий преимущественно организационного характера, направленных на развитие системы управления инновациями и инновационной инфраструктуры, взаимодействия со сторонними организациями, требования к целевым значениям показателей эффективности, к параметрам финансирования и к составу инновационных мероприятий [44].

Целью Программы является переход к электрической сети нового технологического уклада с качественно новыми характеристиками надежности, эффективности, доступности, управляемости и клиентоориентированности электросетевого комплекса России в целом.

Базовые стратегические документы ПАО «Россети» [44]:

– стратегия развития ПАО «Россети», утверждена советом директоров Общества (протокол Совета директоров от 07.06.2013 №122);

– политика инновационного развития, энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «Россети» (утверждена Советом директоров ПАО «Россети», протокол от 23.04.2014 №150);

– положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе (утверждено Советом директоров ПАО «Россети», протокол от 23.10.2013 №138);

– концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС), одобрена Правлением ОАО «ФСК ЕЭС» от 28.04.2012;

– долгосрочная программа развития ПАО «Россети» (утверждена Советом директоров ПАО «Россети», протокол от 19.12.2014 №174).

Ключевые направления инновационного развития в программе инновационного развития Общества зафиксированы следующие ключевые направления:

– новые технологии и решения — деятельность в области создания новых видов материалов, оборудования, участвующего в основных бизнес-процессах компании (токоограничители, управляемые устройства, изоляторы-разрядники, оборудование на высокотемпературной сверхпроводимости, новые среды дугогашения и изоляции, силовая электроника и т.д.) [44].

– оцифровка процессов управления и технологических процессов – переход от аналогового к цифровому принципу управления автоматике релейной защиты и противоаварийной автоматики, автоматизированной системы управления технологическими процессами, учета электроэнергии и связи (применение цифровых измерительных трансформаторов, векторных регистраторов режима, оборудования цифровых сетей, переход к цифровой подстанции и т.д.); цифровое моделирование и проектирование; цифровизация управления производственными активами; внедрение цифровых систем наблюдения технологических процессов в электрических сетях и на подстанциях.

В рамках первого направления разработан инфраструктурный проект: «Новые технологии строительства воздушных линий (ВЛ) электропередачи с применением опор из композитных материалов»

Целью данного проекта является развитие производства и внедрение отечественной высокотехнологичной композитной продукции для воздушных линий электропередачи за счет обеспечения высокоэффективными технологиями, необходимыми нормативно-техническими и методическими документами, научно-техническими и инновационными решениями.

Для достижения указанной цели решаются следующие задачи [44]:

- разработка решений, ориентированных на труднодоступные районы и сложные климатические и природные условия;
- создание технологий сооружения ЛЭП, основанных на новых принципах;
- создание инжинирингового центра по проектированию и монтажу высоковольтных линий электропередач из композитных материалов;
- создание кадровых компетенций;
- реализация пилотных проектов по использованию новых технологий сооружения ЛЭП;
- создание производственной базы;
- организация системы продвижения;
- внедрение продукта в энергетических компаниях.

Основная область применения композитных опор — распределительные сети 0,4-110 кВ и магистральные сети 220 кВ. По оценке потребности опор ВЛ 0,4-220 кВ только в электросетевом комплексе ПАО «Россети» на период 2015-2019 гг. имеется ежегодная потребность в объеме более 200 тыс. опор при текущих сценарных условиях развития с учетом строительства новых ВЛ и проведения комплексной модернизации существующих ВЛ, а также при реализации ремонтных программ.

Потребность других потенциальных крупных потребителей композитных опор — ПАО «РАО Энергетические системы Востока», ПАО «РЖД» — в совокупности оценивается в объеме 250-300 тыс. опор в год.

Целесообразность проведенного исследования подтверждается фигурированием рассматриваемых направлений в актуальных программах инновационного развития.

На современном этапе развития инновационных технологий в области электросетевого комплекса время все большую популярность набирают опоры ЛЭП из композитных материалов. Подобный выбор материала, обусловлен тем, что опоры из композита, в сравнении с традиционными опорами из дерева, металла и железобетона, обладают наилучшими физико-механическими и эксплуатационными свойствами.

Композитные опоры используют для сооружения линий электропередачи (ЛЭП) переменного тока напряжением от 10 до 220 кВ. Опоры из композитных материалов чаще применяются для организации сетей наружного освещения, однако все больше сетевых компаний, как мировых, так и отечественных начинают использовать стеклопластиковые стойки при сооружении ВЛ среднего и высокого напряжения.

Основными материалами для изготовления композитных опор являются стеклопластик и базальтопластик, обладающие диэлектрическими свойствами.

Стеклопластик обладает высоким удельным электрическим сопротивлением, сравнимым с аналогичным показателем стекла, высокой механической прочностью, которая не уступает металлам, а также низким тангенсом угла диэлектрических потерь. Благодаря данным свойствам он получил широкое применение в несущих элементах изоляции, опорных изоляторах, а также в корпусах разнообразной высоковольтной аппаратуры.

Эксплуатация композитных опор во многом определена их физико-механическими свойствами. Как стеклопластик, так и базальтопластик характеризуются высоким отношением предела прочности к модулю упругости. При получении композитных оболочек методом перекрестно-спиральной намотки это отношение составляет 10-12 МПа/ГПа. Конструкционные стали, а также железобетон уступают по таким показателям. Для них это отношение составляет 4,5 МПа/ГПа и 3 МПа/ГПа соответственно. Это отношение определяет максимальное значение прогиба опоры полного разрушения опоры. Из этого следует, что композитные опоры, в отличие от стальных и железобетонных допускают большие прогибы без необратимых деформаций.

Современным лидером в создании композитных опор является канадская фирма RStechnologie inc., производящая модульные стойки RStandart из стеклопластика. Основной областью применения этих стоек являются линии электропередачи среднего класса напряжения, а также сети уличного освещения. Опоры данного типа установлены по всему миру, в том числе данный тип опор находит свое применение в республике Саха (Якутия).

На основе канадских стоек опор RStandart были разработаны Российские аналоги опоры серии PIRS и ППРС на 110-500 кВ. Также компанией «Феникс-88» были созданы опоры ПК 110 и ПК 220, которые оборудованы изолирующими консольными траверсами современного образца. В 2013 году, в качестве опытного образца, одна из таких опор была построена на ЛЭП 110 кВ на юге Тюменской области (АО «Тюменьэнерго»)

Необходимо отметить, что довольно сложным вопросом является обустройство фундаментов. Необходимо привести все решения по фундаментам, закреплению опор к единому стандарту. Для восстановления упавшей опоры есть возможность использования уже имеющихся фундаментов, а при быстром монтаже временной опоры фундамент должен быть еще и простым, позволяющим провести ремонтные работы в срок.

Вдобавок ко всему, необходимо исследовать возможность использования в качестве передового материала для производства опор – базальтопластик, который является конкурентом стеклопластика по механической прочности, собственной долговечности, а также химической стойкости.

Изучение различных характеристик конструкций из базальтопластика может определить перспективы применения его в изготовлении изоляторов, траверс и других конструкций для сооружения ВЛ. В России существуют производства, которые имеют возможность изготавливать сложные конструкции из базальтового композита. Этот факт значительно повышает актуальность данного вопроса в нынешнем этапе развития технологий.

Необходимо отметить развитие технологий производства высоковольтных выключателей привело к существенному снижению необходимости в их техническом обслуживании и росту надежности. Это сделало возможным использовать на открытых подстанциях выключатели-разъединители, и обеспечило максимальный коэффициент готовности с минимумом занимаемой подстанцией площади.

Развитие технологии производства выключателей привело к существенному снижению необходимости в техническом обслуживании и росту надежности. Эксплуатационные интервалы современных выключателей, требующие обесточивания первичной схемы, находятся на уровне 15 и более лет. При этом, никаких существенных усовершенствований по обслуживанию и надежности для открытых подстанций с разъединителями не произошло. Эксплуатационный интервал для главных контактов открытого разъединителя находится на уровне двух - шести лет, в зависимости от интенсивности эксплуатации, и уровня загрязнения (например, промышленные выбросы загрязняющих веществ и / или природные загрязнители, например, песок и соль).

Надежность выключателей увеличилась вследствие развития технологий отключения контактов. В то же время количество прерывателей сократилось и сегодня доступны колонковые выключатели на напряжение до 300 кВ с одним прерывателем на полюс. Отказ от выравнивающих конденсаторов для колонковых выключателей с двумя прерывателями еще более упростил первичную схему и таким образом увеличил коэффициент готовности. Сегодня доступны высоковольтные выключатели на напряжение до 550 кВ, без выравнивающих конденсаторов, делая возможным развитие выключателей-разъединителей до этого уровня напряжения. Привод выключателя также совершенствовался от пневматического или гидравлического до двигательного-пружинного, что приводит к более надежной конструкции и снижает затраты на техническое обслуживание.

Другим направлением использования композитных материалов в энергетике является производство алюминиевого композитного провода.

АССР – алюминиевый композитный усиленный провод. Помимо улучшенной пропускной способности, АССР обладает меньшей массой, большей прочностью, более высокой температурной стойкостью и устойчивостью к провисанию по сравнению с существующими аналогами. Композитный провод более устойчив к коррозии, обладает повышенным сопротивлением усталости и безвреден для окружающей среды (отсутствие экологической деградации). Это изобретение является поистине революционным и считается первым важным прорывом в области проводов воздушных ЛЭП с тех пор, как в начале XX в. появился широко распространенный сталеалюминевый провод.

АССР – витой многожильный провод, который состоит из сердечника и внешних токоведущих жил. Композитный сердечник образуют несколько проволок диаметром от 1,9 до 2,9 мм. Каждая проволока представляет собой алюминий высокой чистоты, в который внедрены более 25000 микрометровых непрерывных продольных волокон оксида алюминия (Al_2O_3). Эти волокна придают материалу сверхвысокую прочность.

Что же касается недостатков применения нового провода, то они имеют финансовый характер – новый материал более дорог, нежели его предшественники. Однако и здесь не стоит забывать об экономической эффективности. АССР сокращает срок выполнения работ по проекту и бюджетные риски. Исключая необходимость в дорогостоящих новых опорах, землеотвод и прочие затратные факторы, реконструкция с помощью АССР обеспечивает значительное сокращение расходов даже при более высокой цене провода за километр. Во многих случаях АССР является наиболее высокоэффективным и экономичным решением.

В рассматриваемом районе проектирования применение композитного провода осуществлено в рамках реконструкции двухцепного перехода ВЛ 220 кВ «РЦ – Волочаевка» и «РЦ – Левобережная» протяженностью 4,5 км через реку Амур.

2 АНАЛИЗ СХЕМНО-РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ В РАЙОНЕ РАЗМЕЩЕНИЯ ГОРНО-ОБОГАТИТЕЛЬНОГО КОМБИНАТА

2.1 Оценка текущего состояния освоения Малмыжского месторождения

Золото-медно-порфировое месторождение Малмыж расположено на территории Нанайского района Хабаровского края в 220 км от Хабаровска и в 80 км юго-западнее Комсомольска-на-Амуре. Рядом проходят автомобильная и железная дороги, газопровод Сахалин — Хабаровск — Владивосток, а также ЛЭП-110 Комсомольск-на-Амуре — Троицкое. Связь с крупными портами обеспечивается через реку Амур, которая протекает в двух километрах от месторождения. Вдоль южной границы района работ до посёлков Малмыж и Верхний Нерген проложена грунтовая дорога. [41]

Лицензией на геологическое изучение, разведку и добычу полезных ископаемых в пределах Малмыжского рудного поля (ХАБ 02018 БР) владеет компания ООО «Амур Минералс» (Khabarovsk Minerals LLC). В 2010 году компания получила лицензию на участок «Северный Малмыж» (ХАБ 02334 БР), а в 2015 году — поисковую лицензию на фланги Малмыжского рудного поля (ХАБ 02746 БП). [34]

Мажоритарным участником оператора проекта ООО «Амур Минералс» (Khabarovsk Minerals LLC) является IG Copper LLC, миноритарным — Freeport-McMoRan Copper & Gold Corporation (49 %), ведущий в мире производитель золота, меди и молибдена.

В результате геологоразведочных работ, проведённых с 2006 по 2014 год компанией «Амур Минералс», на лицензионной площади было выявлено крупное месторождение золото-медно-порфирового типа.

В мае 2015 года «Амур Минералс» утвердила в ГКЗ Роснедра балансовые запасы (C_1+C_2) в количестве 1 261 млн тонн руды, 5 156 тыс. тонн меди и 278

тонн золота. Прогнозные ресурсы по категории Р₁ месторождения оценены в 920 млн тонн руды, 3 309 тыс. тонн меди, 151 тонна золота. Утверждённые ГКЗ запасы подтверждены международным аудитом запасов, проведённым в 2015 году по канадскому стандарту NI 43-101. [41]

В августе 2015 года компания «Амур Минералс» получила свидетельство об установлении факта открытия месторождения меди и золота Малмыжское в Хабаровском крае. [34]

По объёму балансовых запасов золота (более 50 тонн) месторождение было отнесено к участкам федерального значения и для его освоения потребовалось разрешение Правительства РФ, которое было получено 21 июля 2016 года.

Проект освоения Малмыжского месторождения предусматривает создание горнодобывающего предприятия мощностью переработки 30 млн тонн руды в год. IG Corper оценивает инвестиции в Малмыжское в 1,5 млрд долларов, NPV может составить 1,7 млрд долларов, IRR — 30 %. [41]

В 2016 году на Малмыжском месторождении начались геологоразведочные работы с целью подтверждения и прироста запасов, которые будут продолжаться до 2019 года. По сведениям главного инженера ООО «Амур Минералс», на эти работы компания планирует потратить 1,5 млрд рублей.

С 2019 по 2021 год компания «Амур Минералс» планирует подготовить проект освоения месторождения Малмыжское. Примерная стоимость работ составляет 10 млрд рублей.

С 2021 по 2024 год предприятие планирует построить ГОК, который будет производить 113 тыс. тонн меди в концентрате и 2,2 тонны золота в год. Стоимость строительства ГОКа оценивается в 100 млрд рублей. [35]

На сегодняшний день это один из самых крупных инвестиционных проектов, реализуемых в Хабаровском крае. Заявленный объем инвестиций 115 млрд рублей. В рамках него на месторождении РМК планирует построить горно-обогатительный комбинат мощностью переработки 35 млн тонн руды в год. На предприятии будет создано 1,4 тысяч высокотехнологичных рабочих мест. Приоритет при наборе персонала при этом будет отдаваться жителям Амурского и

Нанайского районов Хабаровского края. Общий объем отчислений в бюджеты разного уровня и внебюджетные фонды за время работы предприятия превысит 118 млрд рублей. [41]

В настоящее время на Малмыжском месторождении идет геологическая разведка для уточнения запасов полезных ископаемых и подготовка к проектированию объектов производственной площадки. В районе расположения объекта находятся магистральные сети классами номинального напряжения 220-500 кВ.

В ходе работы над МД определена оптимальная конфигурация подключения потребителя и приведены соответствующие обоснования.

К строительно-монтажным работам планируется приступить в 2021 году, запуск производства намечен на 2024 год. [34]

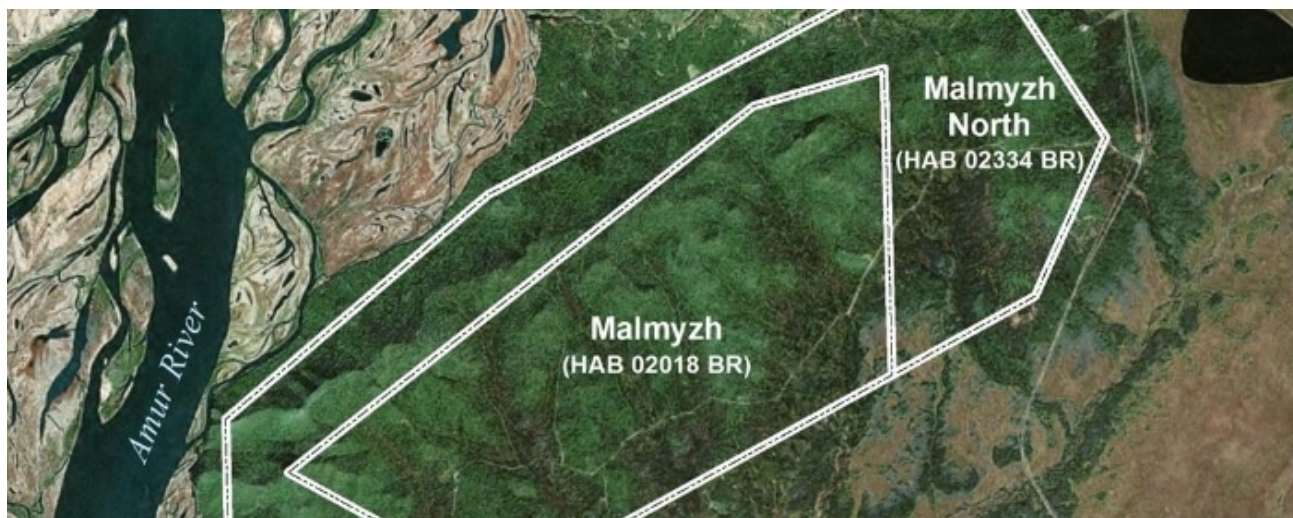


Рисунок 1 – Район проектирования

Продукция комбината будет ориентирована на экспорт в Японию, Китай, Южную Корею и другие страны.

Сделка может быть реализована с коммерческими банками на принципах фабрики проектного финансирования, оператором которой выступает ВЭБ.РФ. Данный механизм предусматривает предоставление государственной субсидии на компенсацию роста ключевой ставки по всем траншам банков-партнеров на всем сроке кредитования. Кроме того, 7 млрд рублей в виде льготного и долгосрочного заемного финансирования предоставляет Фонд развития Дальнего Востока (входит в группу ВЭБ.РФ).

2.2 Описание природно-климатических условий территории, в отношении которой производится проектирование

Энергообъекты, проектируемые с целью обеспечения электроэнергией строящегося горно-обогатительного комбината, территориально располагаются в Амурском и Нанайском муниципальных районах Хабаровского края.

Климат Нанайского муниципального района и Амурского муниципального района является характерным для центральных районов Хабаровского края. Решающую роль в формировании термического режима на территории поселения играет циркуляция атмосферы. Климатические условия в целом имеют муссонный характер. Он создается под влиянием азиатского континента и Тихого океана. Влияние материка проявляется главным образом зимой, когда сухой и сильно охлажденный континентальный воздух проникает на территорию Хабаровского края.

Зима – продолжительная, малоснежная. Средняя температура января составляет $-23,3^{\circ}\text{C}$. Абсолютный минимум температур составляет -47°C . Зима малоснежная, самые малоснежные месяцы – январь, февраль. В течении всего зимнего периода преобладает ясная погода, вероятность ясного неба составляет 77-96% [30].

Весна и осень являются переходными сезонами. В весеннее время преобладает неустойчивая, ветреная погода, приводящая к быстрому разрушению маломощного снежного покрова и к иссушению почвы в начальный вегетативный период растений, увеличивает вероятность пожаров. Средняя дата последних весенних заморозков 9 мая. Безморозный период длится в среднем 136 дней. Осень, как правило, теплая, средняя дата первых осенних заморозков 6 октября. Влияние Тихого океана проявляется в основном летом, когда на территорию Хабаровского края проникают с моря воздушные потоки.

Лето жаркое и влажное. Самые теплые месяцы - июль, август. Средняя температура июля составляет около $+20,5^{\circ}\text{C}$. Абсолютный максимум равен $+39^{\circ}\text{C}$. Таким образом, следует отметить большие колебания температуры в течение

года, разница между среднемесячными температурами января и июля составляет более 40 градусов.

Расчётная температура самой холодной пятидневки -31°C . Продолжительность отопительного периода составляет 214 дней.

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.

Как указывалось, выше, циркуляция воздушных масс на данной территории носит муссонный характер, что обуславливается влиянием Тихого океана и Азиатского континента и характеризуется хорошо выраженной периодичностью. Зимой ветровой режим определяется наличием обширного холодного антициклона, расположенного своей центральной частью в Забайкалье. Благодаря этому на территории Хабаровского края до больших высот устанавливается западный перенос воздушных масс [30].

Скорость ветра на территории сельского поселения в среднем равна 2,5 м/сек. В течение года преобладают слабые и умеренные ветры. Направление ветра летом менее устойчиво. Неустойчивость направления ветра можно объяснить влиянием местных условий – главным образом, направление речных долин.

По характеру и видовому составу территория прохождения линии электропередач относится к лесной зоне растительности. Территория прохождения линии электропередачи залесена. Основная растительность – дуб, береза, осина,

тальник, лиственница. Реже встречаются кедр, сосна, пихта. Имеется кустарниковый подлесок в основном в виде багульника, орешника. Луговая растительность однообразна и представлена преимущественно пойменными злаковыми лугами

Основные климатические характеристики района проектирования приведены в таблице 3 [30].

Таблица 3 – Основные климатические характеристики района проектирования

Климатический параметр	Расчетная величина
1	2
Район по гололёду/по ветру	IV/III
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	25
Максимальное нормативное ветровое давление, Па	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	II
Расчетная температура воздуха, °С:	
– максимальная;	+ 39
– минимальная;	- 47
– среднегодовая;	- 0,7
– самой холодной пятидневки	- 31
Среднегодовая продолжительность гроз, час	40-60
Осадки и снежный покров:	
– количество осадков за ноябрь – март, мм;	93
– количество осадков за апрель – октябрь, мм;	484
– нормативная снеговая нагрузка, кгс/м ² ;	240

2.3 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

- характеристику источников питания;
- структурный анализ ЛЭП;
- структурный анализ ПС.

2.3.1 Характеристика источников питания

Основным источником питания является Бурейская ГЭС – это плотинная гидроэлектростанция, расположенная на реке Бурее, в Амурской области у посёлка Талакан. Крупнейшая электростанция на Дальнем Востоке России. Водохранилище ГЭС расположено на территории двух субъектов федерации — Амурской области и Хабаровского края. Является верхней ступенью Бурейского каскада ГЭС [45].

Имея установленную мощность 2010 МВт, Бурейская ГЭС входит в десятку крупнейших гидроэлектростанций России. В 2011 году Бурейская ГЭС была выведена на полную мощность, а в декабре 2014 года станция была полностью сдана в постоянную эксплуатацию. Собственником Бурейской ГЭС является ПАО «РусГидро» [45].

Связь с рассматриваемым районом проектирования осуществляется по двум цепям ВЛ-500 кВ Бурейская ГЭС — ПС Хабаровская.

Основные технические характеристики Бурейской ГЭС:

- годовая выработка электроэнергии – 7100 млн кВт·ч;
- расчётный напор – 103 м;
- электрическая мощность – 2010 МВт;

Характеристики установленного оборудования:

- тип турбин – радиально-осевые;
- количество и марка турбин – 6 × PO140/0942-B-625
- расход через турбины – 6×359,7м³/с;
- количество и марка генераторов – 6 × СВ 1313/265-48УХЛ4;
- мощность генераторов – 6×335 МВт.

Касаемо непосредственно Хабаровского края, то на территории его энергосистемы основной генерирующей компанией является филиал АО «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК») «Хабаровская генерация». Филиал АО «Дальневосточная генерирующая компания» «Хабаровская генерация» эксплуатирует следующие электрические станции: Хабаровскую ТЭЦ-1, Хабаровскую ТЭЦ-3, Комсомольскую ТЭЦ-2, Комсомольскую ТЭЦ-1 (входит в состав Комсомольской ТЭЦ-2 на правах подразделения), Комсомольскую ТЭЦ-3, Амурскую ТЭЦ-1, Майскую ГРЭС, Совгаванскую ТЭЦ (введена в эксплуатацию в 2020 году) [34].

Электроснабжение потребителей на территории Николаевского энергорайона осуществляет Николаевская ТЭЦ (филиал АО «Дальневосточная генерирующая компания» «Хабаровская генерация»).

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].

Оперативно-диспетчерское управление объектами электроэнергетики на территории Хабаровского края осуществляет Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области» [34].

Таблица 4 – Состав генерирующего оборудования соответствующих электростанций

Наименование	№ агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Место расположения	Установленная мощность на 01.04.2021, Мвт
Электростанции филиала АО «ДГК» Хабаровская генерация					
Хабаровская ТЭЦ-1	ТГ-1	ПР-25/30-90/10/0.9	1974	г.Хабаровск	25
	ТГ-2	ПР-25/30-90/10	1954		30
	ТГ-3	ПР-25/30-90/10/0.9	1976		25
	ТГ-6	ПТ-50/-90/30	1964		50
	ТГ-7	Т-100-130-1	1967		100
	ТГ-8	Т-100-130-1	1969		100
	ТГ-9	Т-100/120-130-2	1972		105
Хабаровская ТЭЦ-3	ТГ-1	Т-180/210-130-1	1987	г.Хабаровск	180
	ТГ-2	Т-180/210-130-1	2007		180
Комсомольская ТЭЦ-1	ТГ-2	Р-15-29/1.2	1953	г.Хабаровск	15
Комсомольская ТЭЦ-2	ТГ-5	Т-27.5-90	1963		27,5
	ТГ-6	ПТ-60-90/13	1964		60
	ТГ-7	Т-55-130	1970		55
	ТГ-8	Т-55-130	1970		55
Комсомольская ТЭЦ-3	ТГ-1	Т-180/210-130-1	1988		260
	ТГ-2	Т-180/210-130-1	1990		260
Амурская ТЭЦ-1	ТГ-1	ПР-25-90/8.5/1.2	1980	г.Амурск	25
	ТГ-2	ПТ-60-90/13	1967		60
	ТГ-3	ПТ-60-90/13	1968		
	ТГ-4	ПТ-60-90/13	1987		

2.3.2 Анализ существующего баланса электрической энергии и мощности

Баланс мощности энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) представлен в таблице 5.

Таблица 5 –Баланс мощности энергосистемы Хабаровского края

	2020 год
ПОТРЕБНОСТЬ	
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
Ремонт	180

Баланс мощности энергосистемы Хабаровского края на час прохождения совмещенного с ОЭС Востока максимума электрической нагрузки складывался с избытком мощности. Фактический резерв мощности составил 546,8 МВт (26,4% от располагаемой мощности электростанций энергосистемы) [34].

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

Таблица 6 – Баланс электроэнергии энергосистемы Хабаровского края

	Ед.измер.	2020 год
ПОТРЕБНОСТЬ		
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	3814

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

2.3.3 Структурный анализ ЛЭП в районе размещения проектируемых объектов

Структурный анализ ЛЭП 220-500 кВ приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Структурный анализ ЛЭП 220-500 кВ

Наименование линии	Эксплуатирующие предприятия	Количество цепей	Марка и сечение провода	Общая длина ЛЭП по цепям, км
1	2	3	4	5
500 кВ				
ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская	Магистральная с двухсторонним питанием	двухцепная	3хАС-330/43	853,34
ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская	Магистральная с двухсторонним питанием	одноцепная	3хАС-300/66	364,269
ВЛ 500 кВ Хабаровская – Хехцир 2	Магистральная с двухсторонним питанием	одноцепная	3хАС-300/66 2хАС-500/336	122,3
ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Хехцир 2	Магистральная с двухсторонним питанием	одноцепная	3хАС-300/66	240
220 кВ				
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино	Магистральная с двухсторонним питанием	двухцепная	АС-300/39	55,98
ВЛ 220 кВ Восток – Хехцир 2	Магистральная с двухсторонним питанием	одноцепная	АС-300/39	37,46
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №2 с отпайкой на ГПП-4	Магистральная с двухсторонним питанием	двухцепная	АС-400/51 АС-300/39	35,26
ВЛ-220 кВ Комсомольская – ГПП-4	Радиальная	одноцепная	АС-400/51 АС-300/39	24,78
ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС-1 с отпайкой на ПС Литовко	Магистральная с двухсторонним питанием	одноцепная	АС-400/51 АС-300/39	78,73
ВЛ 220 кВ ВЛ Старт – НПС-3	Магистральная с двухсторонним питанием	одноцепная	АС-300/39	143,2

1	2	3	4	5
ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-1	Магистральная с двухсторонним пи- танием	одноцепная	АС-300/39	97,63
ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	Магистральная с двухсторонним пи- танием	одноцепная	АС-300/39	175,29
отп. на ПС Литовко от ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2	Радиальная	двухцепная	АС-240/32	11,46
ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Восток	Магистральная с двухсторонним пи- танием	одноцепная	АС-400/51	48
ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – РЦ	Магистральная с двухсторонним пи- танием	одноцепная	АС-400/51	13,3
ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Хехцир 2 I цепь с отпайкой на ПС Князе-Волконка	Магистральная с двухсторонним пи- танием	одноцепная	АС-400/51	16,94
ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Хехцир 2 IV цепь с отпайкой на ПС НПС-34	Магистральная с двухсторонним пи- танием	двухцепная	АС-240/32	8,2
КВЛ 220 кВ Хабаро- вская ТЭЦ-3 – Амур	Магистральная с двухсторонним пи- танием	одноцепная	АС-400/51	13,809
КВЛ 220 кВ РЦ – Амур	Магистральная с двухсторонним пи- танием	одноцепная	АС-400/51 СПЭ1х1000/1 85	5,52
ВЛ-220 кВ Хабаровская – НПС-32	Радиальная	двухцепная	АС-300/39	10
ВЛ-220 кВ Хабаровская – Икура/т	Радиальная	двухцепная	АС-300/39	131,7

2.3.4 Структурный анализ ПС в районе размещения проектируемых объек-

ТОВ

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

Таблица 8 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Схема РУ ВН	Количество и марки трансформаторов
1	2	3	4
500 кВ			
ПС Хабаровская	Транзитная	Трансформаторы шины с присоединением линий через два выключателя (15)	6хАОДЦТН-167000/500/220
ПС Комсомольская	Транзитная	Трансформаторы шины с присоединением линий через два выключателя (15)	3хАОДЦТН-167000/500/220;
ПС Хехцир	Транзитная	Трансформаторы шины с присоединением линий через два выключателя (15)	3хАОДЦТН-167000/500/220
220 кВ			
ПС Хабаровская	Узловая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)	–
ПС Комсомольская	Узловая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)	АТДЦТН-125000/220/110; АТДЦТН-63000/220/110
ПС Хехцир	Узловая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)	АТДЦТН-125000/220/110; АТДЦТН-63000/220/110
ХТЭЦ-3	Узловая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)	–
Амур	Транзитная	Четырёхугольник (7)	АТДЦТН-125000/220/110
РЦ	Транзитная	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)	АТДЦТН-125000/220/110
Восток	Транзитная	Мостик (5АН)	2 х ТДН-63000/220/10
Князе-Волконка	Тупиковая	Блок с выключателем (3 Н)	АТДЦТН-125000/220/110
Левобережная	Транзитная	Мостик (5АН)	2 х ТДТН-25000/220/35/10
Литовко	Отпаечная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)	ТДН-25000/220/10

1	2	3	4
НПС-36	Транзитная	Мостик (5АН)	2 х ТДН-25000/220/10
ПС Хехцир 2	Транзитная	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)	2 х ТДН-25000/220/10
НПС-1	Отпаечная	Мостик (5АН)	2 х ТДН-25000/220/10
НПС-2	Узловая	Две рабочие системы шин (13)	2 х ТДН-10000/220/10
НПС-3	Транзитная	Мостик (5АН)	2 х ТДН-10000/220/10
Старт	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)	2хАТДЦТН-125000/220/110

С целью компенсации избыточной реактивной мощности в сети 35 кВ и выше в энергосистеме Хабаровского края имеются ШР и УШР. Данные по номинальным параметрам мощности ШР и УШР представлены в таблице 9 [34].

Таблица 9 – Установленные устройства КРМ

Энергообъект	Наименование	Тип	Место установки	Число ступеней при дискретном регулировании	Реактивная мощность ступени, Мвар
1	2	3	4	5	6
ПС 500 кВ Хабаровская	P-511	3хРОМБСМ-60000/500	Секция 500 кВ 3Е	1	180
	P-512	3хРОДЦ-60000/500	Секция 500 кВ 6Е	1	180
	P-513	3хРОМ-60000/500	Секция 500 кВ 5Е	1	180
	P-514	3хРОДЦ-60000/500	Секция 500 кВ 4Е	1	180
	P-515	3хРОДЦ-60000/500	Секция 500 кВ 2Е	1	180

1	2	3	4	5	6
ПС 500 кВ Комсомоль- ская	Р-512	3хРОДЦ- 60000/500	Секция 500 кВ КЗ	1	180
ПС 220 кВ Князе-Вол- конка	РТД-35	РТД-20000/35	1С 35 кВ	1	20
ПС 220 кВ Ли- товко	РШ	3хРКОС6600/35- УХЛ1	1С 35 кВ	1	19,8
ПС 220 кВ Лондоко	РШ-1	РТД-20000/35	Т-1 обмотка 35 кВ	1	20
ПС 220 кВ Этеркан	БР-1	3хРКОС6600/35- УХЛ1	1С 35 кВ	1	19,8

Таблица 10– Регулировочный диапазон УШР в энергосистеме Хабаровского края

Энергообъект	Наименование	Тип	Место установки	Диапазон регулирования реактивной мощности	
				Q _{min} , Мвар	Q _{max} , Мвар
1	2	3	4	5	6
ПС 500 кВ Хабаровская	УШР- 220	РТУ- 100000/220	1 СШ 220 кВ	5	100/130
	УШР- 110	РТДУ- 100000/220	1 С 110 кВ	1,25	25

Перечень контрольных пунктов по напряжению операционной зоны Хабаровского РДУ представлен в таблице 11 [34].

В случае выхода напряжения в контрольных пунктах за границы допустимых значений необходимо применять меры для ввода уровней напряжения в допустимый диапазон прежде всего при помощи технических средств, описанных выше.

Таблица 11 – Перечень контрольных пунктов по напряжению операционной зоны Хабаровского РДУ

Энергообъект	Контрольный пункт, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Минимально допустимое напряжение, кВ	Аварийно допустимое напряжение, кВ
ПС 500 кВ Хабаровская	220	252	205	185
ПС 220 кВ Старт	220	252	205	185
ПС 220 кВ Старт	220	252	205	185
ПС 220 кВ Ванино	220	252	210	190
Амурская ТЭЦ -1	110	126	100	90
Комсомольская ТЭЦ-2	110	126	100	90
Комсомольская ТЭЦ-3	110	126	100	90
Хабаровская ТЭЦ-1	110	126	100	90
Хабаровская ТЭЦ-3	110	126	100	90

В случае выхода напряжения в контрольных пунктах за границы допустимых значений необходимо применять меры для ввода уровней напряжения в допустимый диапазон прежде всего при помощи технических средств, описанных выше.

2.4 Формирование эквивалента электрической сети и анализ его корректности

2.4.1 Характеристика ПВК Rastr Win 3

Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. RastrWin используется более чем в 150 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Беларуси, Молдовы, Монголии, Сербии. В России основными пользователями являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.) [17].

В своем составе комплекс имеет следующие расчетные модули [17]:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- расчет установившихся режимов с учетом частоты;
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положения РПН;
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, проведение серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных ситуаций;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- моделирование генераторов и возможность задания их PQ-диаграмм;
- моделирование зависимостей $Q_{\max}(V)$ генератора с учетом ограничений по токам ротора и статора;
- моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;

- расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров;
- расчет агрегатной информации (потребление, генерация, внешние потоки) по различным территориальным и ведомственным подразделениям;
- сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

Пользовательский интерфейс включает в себя табличный процессор, предназначенный для подготовки, коррекции и отображения расчетной схемы, где вся информация структурирована по типу (Узлы, Ветви, Генераторы и т.д.).

Основные особенности табличного процессора [17]:

- индивидуальная и групповая (по формулам) коррекция и ввод параметров;
- произвольная настройка вида отображения (положение столбцов);
- возможность сортировки по любому столбцу и сортировки по нескольким столбцам;
- выбор точности отображения данных;
- возможность отображения данных в альтернативных единицах (например, в киловаттах вместо мегаватт или в относительных единицах);
- контекстные переходы между таблицами;
- возможность создания пользовательских таблиц;
- «сдвоенные» таблицы, (например, узел и подходящие к нему ветви) с возможностью их создания;
- динамическая «подсветка» данных в зависимости от значения параметра (например, при выходе за допустимое значение);
- динамический обмен данными с MS Excel;
- экспорт и импорт табличной информации в виде CSV-файлов.

Представление электрической сети в виде однолинейной графической схемы обеспечивает наиболее удобное восприятие информации о расчетах режима.

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).

2.4.2 Способы задания исходных данных для расчёта электрических режимов

Ввод схемы рекомендуется начинать с данных по узлам. Минимально необходимой информацией для каждого узла является его номер (Номер) и номинальное напряжение ($U_{\text{ном}}$). Для узлов нагрузки требуется дополнительно ввести активную и реактивную мощность потребления ($P_{\text{н}}$, $Q_{\text{н}}$). Для узлов с генераторами или компенсаторами необходимо дополнительно задать пределы изменения реактивной мощности (Q_{min} , Q_{max}), в графе $V_{\text{зд}}$ для этих узлов указать заданный (фиксированный) модуль напряжения, который будет выдержан, если позволят пределы регулирования реактивной мощности. Один из узлов должен быть назначен базисным (балансирующим), для чего в меню Тип этого узла надо выбрать строку База [17].

При вводе данных по ветвям (пункт меню Ветви) задаются номера узлов, ограничивающих ветвь. Разделение ветвей на ЛЭП и трансформаторы осуществляется программой по значению, проставленному в поле $K_{\text{T/g}}$ (коэффициент трансформации): для ЛЭП это поле может оставаться пустым или заполняться нулем, для трансформаторов – обязательно заполняется значением (даже если это единица). При вводе данных о трансформаторных ветвях важен порядок задания номеров узлов, которые их ограничивают. Первым (поле $N_{\text{нач}}$) должен стоять номер узла, к напряжению которого приведено сопротивление, чаще всего

это узел высшего напряжения, тогда вторым (поле $N_{\text{кон}}$) будет номер узла низшего напряжения.

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:

$$r_l = r_0 \cdot l, \quad (1)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление, Ом/км.

$$x_l = x_0 \cdot l, \quad (2)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

Активная и реактивная проводимости рассчитываются по следующим формулам:

$$b_l = b_0 \cdot l, \quad (3)$$

где b_0 – удельная реактивная проводимость, См/км.

$$g_l = g_0 \cdot l, \quad (4)$$

где g_0 – удельная активная проводимость, См/км.

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

$$Z_{\Pi} = Z_B \cdot \frac{r_0}{2 \cdot x_0} (\lambda \cos \lambda + \sin \lambda) + jZ_B \cdot \sin \lambda, \quad (5)$$

где Z_B – волновое сопротивление линии;

λ – волновая длина линии.

$$Y_{II} = \frac{1}{Z_B} \cdot \left(\frac{r_0}{2x_0} \cdot \frac{\lambda - \sin \lambda}{1 + \cos \lambda} + j \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2} \right), \quad (6)$$

Активное и реактивное сопротивление двухобмоточных трансформаторов определяется:

$$r_m = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \quad (7)$$

где ΔP_{κ} – потери короткого замыкания, кВт;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$x_m = \frac{U_{\kappa\%} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}}, \quad (8)$$

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

Активная и реактивная проводимость двухобмоточных трансформаторов определяется:

$$g_m = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{НОМ}}^2}, \quad (9)$$

где ΔP_x – активные потери холостого хода, кВт.

$$b_m = \frac{\Delta Q_x}{U_{ном}^2}, \quad (10)$$

где ΔQ_x – реактивные потери холостого хода, кВар.

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

$$r_m = 0,5 \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2}, \quad (11)$$

$$x_{mB} = \frac{U_{\kappa B\%} \cdot U_{ном}^2}{100S_{ном}}, \quad (12)$$

$$x_{mB} = \frac{U_{\kappa C\%} \cdot U_{ном}^2}{100S_{ном}}, \quad (13)$$

$$x_{mB} = \frac{U_{\kappa H\%} \cdot U_{ном}^2}{100S_{ном}}, \quad (14)$$

2.4.3 Расчёт электрического режима заданного эквивалента сети

Расчёт проводимостей в данном случае аналогичен расчёту для двухобмоточного трансформатора. Расчёт параметров схем замещения приведен в приложении А.

В качестве основы для дальнейшего выполнения магистерской диссертации произведен расчёт зимнего режима максимальных нагрузок в ПВК Rastr Win 3. Для моделирования режима использованы данные контрольных замеров за 18.12.20 г. Расчёт параметров схем замещения приведен в приложении А.

Произведено сравнение расчётных данных по питающим линиям 220-500 кВ с величинами контрольного замера.

Сравнение перетоков мощности приведены в таблице 12. Сравнение величин напряжений представлено в таблице 12 [21].

Таблица 12 - Сравнение перетоков мощности

Диспетчерское наименование ЛЭП	Переток мощности по данным КЗ (18.12.2020)	Переток мощности согласно расчёту в Rastr Win 3
1	2	3
ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская I цепь	220,7-i188,8	219,4-i181,5
ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская II цепь	218,7-i192	219,9-i195
ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская	116,5+i17,8	114,1+i16,9
ВЛ 500 кВ Хабаровская – Хехцир 2	353-i65,3	352,8-i64,1
ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Хехцир 2	367,1-i146,3	366-i145,6
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №1	21,4+i33	22,1+i32,5
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №2	23,9+i32,4	23,4+i32,8
ВЛ 220 кВ Восток – Хехцир 2	38,7+i8,1	38,2+i8,4
ВЛ 220 кВ Комсомольская – ГПП-4	35,6+i18,3	34,8+i18,1
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №2 с отпайкой на ГПП-4	7,8+i7,9	7,7+i7,2
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №3	11-i1,6	10,4-i1,2
ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС-1 с отпайкой на ПС Литовко	18,5-i24,8	18,5-i24,8
ВЛ 220 кВ ВЛ Старт – НПС-3	19,5-i25,3	18,5-i25,3
ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-1	14,6-i24,1	14,4-i25,1
ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	18,3-i24,9	17,9-i24,5
отп. на ПС Литовко от ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2	2,7+i10,8	2,7+i10,8
отп. на ПС Литовко от ВЛ ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС-1	1,9+i10	1,7+i9,7
ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Восток	44+i5,5	43,7+i5,5
ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – РЦ	28+i12,8	29+i12,1
ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Хехцир 2 I цепь с отпайкой на ПС Князе-Волконка	46,7+i13,9	48,4+i13,8

1	2	3
ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Хехцир 2 IV цепь с отпайкой на ПС НПС-34	50,9+i2,8	50,7+i3
ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Хехцир 2 II цепь с отпайкой на ПС НПС-34	50-i0,1	50,2-i0,4
КВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Амур	23,5+i10,9	23,3+i11
КВЛ 220 кВ РЦ – Амур	23+i13,4	23+i13,9
ВЛ-220 кВ Хабаровская – НПС-32	72,8+i45,6	72,1+i46,1
ВЛ-220 кВ Хабаровская – Икура/т I цепь	57,1+i45,4	57,3+i45
ВЛ-220 кВ Хабаровская – Икура/т II цепь	60+i47,1	59,5+i46,8

Сравнения напряжений произведем в точках согласно перечню контрольных пунктов операционной зоны Хабаровского РДУ, представленного в таблице 13.

Таблица 13 - Сравнение напряжений

Наименование узла	U, кВ по данным КЗ (18.12.2020)	U, кВ согласно расчёту в Rastr Win 3
ПС Хабаровская 500 кВ	503,92	502,06
ПС Хабаровская 220 кВ	230,35	228,67
ПС Хехцир-2 500 кВ	495,44	499,23
ПС Хехцир-2 220 кВ	231,78	233,1
ПС Комсомольская 500 кВ	504,83	503,72
ПС Комсомольская 220 кВ	230,16	232,76

Делаем вывод о корректности ввода параметров схемы замещения и контрольных замеров района электрических сетей в ПВК Rastr Win3.

2.5 Анализ существующей схемно-режимной ситуации

Для анализа режимной ситуации электрических сетей 220-500 кВ использованы данные контрольных зимних и летних замеров 2020 г.

Анализ минимального и максимального режимов сети произведен по данным контрольных замеров за 17.06.2020 (21:00) и 18.12.2020 (18:00).

Плотность токовой нагрузки ЛЭП-220-500 кВ и коэффициенты загрузки СТ в нормальном режиме работы приведены в таблице 14,15

Таблица 14 – Плотность токовой нагрузки ЛЭП-220-500 кВ

Наименование линии	I _{доп.рас} ч, А	Режим максимальных нагрузок		Режим минимальных нагрузок	
		I, А	I _{загр.} , %	I, А	I _{загр.} , %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская I цепь	2000	323	16,5	262	13,1
ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская II цепь	2000	322	16,5	260	13
ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская	2000	134,67	6,7	106,4	5,3
ВЛ 500 кВ Хабаровская – Хехцир 2	2000	411	20,6	297	14,9
ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Хехцир 2	2000	411	20,6	386	19,3
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №1	1000	93,1	9,3	110,2	11
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №2	1000	95,2	9,5	112,9	13,4
ВЛ 220 кВ Восток – Хехцир 2	1000	73,5	7,3	79,8	8
ВЛ 220 кВ Комсомольская – ГПП-4	930	102,4	11	102,4	16,4
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №2 с отпайкой на ГПП-4	1000	21,9	2,2	38,2	4,5
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №3	747	66,6	8,9	13,2	1,8
ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС-1 с отпайкой на ПС Литовко	630	98	14,3	79,4	12,6
ВЛ 220 кВ ВЛ Старт – НПС-3	630	98	14,3	82,4	13,1
ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-1	630	84,3	13,4	73,3	11,6
ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	630	92,7	14,7	79,2	12,6
отп. на ПС Литовко от ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2	630	25,5	4,1	25,1	4
отп. на ПС Литовко от ВЛ ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС-1	630	27,8	4,4	26,3	4,2
ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Восток	630	85,1	8,5	91,9	9,3
ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – РЦ	630	88,1	8,8	21,7	2,2

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Хехцир 2 I цепь с отпайкой на ПС Князе-Волконка	1000	111,8	11,2	68,8	6,9
ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Хехцир 2 IV цепь с отпайкой на ПС НПС-34	1000	97,3	9,8	105,4	10,5
ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Хехцир 2 II цепь с отпайкой на ПС НПС-34	1000	95,8	9,6	103,8	10,4
КВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Амур	1000	74,6	7,5	20,5	2
КВЛ 220 кВ РЦ – Амур	1000	76,3	7,6	17,7	1,8
ВЛ-220 кВ Хабаровская – НПС-32	1000	236	23,6	84	8,4
ВЛ-220 кВ Хабаровская – Икура/т I цепь	1000	198	19,8	84	8,4
ВЛ-220 кВ Хабаровская – Икура/т II цепь	1000	201	20,1	98	9,8

Анализ плотности токовой нагрузки на ЛЭП-220-500 кВ показал, что в период летних, а также зимних нагрузок большинство ЛЭП работает в режиме малой загрузки (менее 20%), что приводит к росту уровня реактивной мощности в сети. Также отметим, что для нормализации уровня напряжений, достаточно пределов регулирования, имеющихся средств КРМ, в рассматриваемом эквиваленте. Дополнительные мероприятия по компенсации не требуются.

Таблица 15 – Коэффициенты загрузки СТ в нормальном режиме работы

Наименование ПС	Установленные СТ	Номинальная мощность СТ, МВА	Нагрузка СТ, МВА		Коэффициент загрузки СТ	
			max	min	max	min
1	2	3	4	5	6	7

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7
Хабаровская	3хАОДЦТН- 167000/500/220	501	114,4	51,2	0,23	0,1
	3хАОДЦТН- 167000/500/220	501	114,3	50,9	0,23	0,1
Хехцир-2	3хАОДЦТН- 167000/500/220	501	95,5	105	0,19	0,21
Комсомольская	3хАОДЦТН- 167000/500/220	501	118,9	94,8	0,24	0,19
	АТДЦТН- 125000/220/110	125	64	43,4	0,51	0,35
	АТДЦТН- 63000/220/110	63	32,2	21,8	0,52	0,35
ХТЭЦ-3	АТДЦТН- 200000/220/110	200	60	18,1	0,3	0,09
Амур	АТДЦТН- 125000/220/110	125	0,5	0,3	0,004	0,002
	АТДЦТН- 125000/220/110	125	0,5	0,3	0,004	0,002
Восток	ТРДН- 63000/220/110	63	4,4	3	0,03	0,05
	ТРДН- 63000/220/110	63	4,4	3	0,03	0,05
Князе-Волконка	АТДЦТН- 63000/220/110	63	33,5	18,5	0,53	0,29
Литовко	ТДТН- 25000/220/110	25	9,1	1,6	0,23	0,06
	ТДТН- 25000/220/110	25	21,7	21,8	0,87	0,87
НПС-36	ТРДН- 25000/220/110	25	5	5	0,21	0,21
	ТРДН- 25000/220/110	25	5	5	0,21	0,21
РЦ	АТДЦТН- 125000/220/110	125	37,6	11,7	0,3	0,09
	АТДЦТН- 125000/220/110	125	39,8	12,3	0,3	0,09
Селихино	АТДЦТН- 63000/220/110	63	10,1	11,4	0,15	0,18
Старт	АТДЦТН- 125000/220/110	125	62,4	34,6	0,49	0,28
	АТДЦТН- 125000/220/110	125	55,3	30,6	0,44	0,24
Хехцир	АТДЦТН- 63000/220/110	63	13,9	35,2	0,22	0,56
	АТДЦТН- 125000/220/110	125	25,1	73,2	0,2	0,59

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7
Волочаевка/г	ТДТН-40000/220	40	10,9	7,43	0,27	0,19
	ТДТН-40000/220	40	10,7	7,42	0,27	0,19
Левобережная	ТДТН-25000/220	25	8,9	5,1	0,22	0,12
	ТДТН-25000/220	25	8,5	5,1	0,21	0,12

Данные о составе оборудования на ПС НПС отсутствуют, т.к данные ПС находится в ведении ПАО «Транснефть». Силовые трансформаторы на остальных ПС рассматриваемого района, в большинстве случаев, работают в условиях недогрузки, что приводит к увеличению потерь холостого хода и росту реактивной мощности в сети.

В таблице 16,17 представлен анализ отклонений напряжений в сети 220 кВ для максимального и минимального режима работы соответственно.

Таблица 16 – Анализ отклонений напряжений в сети 220-500 кВ в режиме максимальных нагрузок

Наименование узла	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4
ПС Хабаровская 500 кВ	500	489,92	2,1
ПС Хабаровская 220 кВ	220	230,35	4,3
ПС Хехцир-2 500 кВ	500	495,44	1
ПС Хехцир-2 220 кВ	220	231,78	5,1
ПС Комсомольская 500 кВ	500	504,83	0,9
ПС Комсомольская 220 кВ	220	230,16	5
ПС Волочаевка/г	220	229,64	4,4
ПС Левобережная	220	229	4
ПС РЦ 220 кВ	220	230,31	4,7
ПС Амур 220 кВ	220	230,47	4,7
ХТЭЦ-3 шины 220 кВ	220	231,63	5,3
ПС Восток 220 кВ	220	231	5
ПС Князе-Волконка 220 кВ	220	231,02	5
ПС Хехцир-2 220 кВ	220	231,77	5,3
ПС НПС-1 220 кВ	220	228,84	4
ПС НПС-2 220 кВ	220	227,62	3,5
ПС НПС-3 220 кВ	220	230,88	4,9
ПС Старт 220 кВ	220	230,22	4,6

Таблица 17 – Анализ отклонений напряжений в сети 220-500 кВ в режиме минимальных нагрузок

Наименование узла	$U_{ном}$, кВ	U, кВ	dU, %
ПС Хабаровская 500 кВ	500	501,96	0,39
ПС Хабаровская 220 кВ	220	235,3	6,9
ПС Хехцир-2 500 кВ	500	508,07	1,6
ПС Хехцир-2 220 кВ	220	235,15	6,9
ПС Комсомольская 500 кВ	500	508,73	1,7
ПС Комсомольская 220 кВ	220	230,52	4,7
ПС Волочаевка/г	220	232,94	5,8
ПС Левобережная	220	231,7	5,3
ПС РЦ 220 кВ	220	231,03	5
ПС Амур 220 кВ	220	231,1	5
ХТЭЦ-3 шины 220 кВ	220	231,74	5,3
ПС Восток 220 кВ	220	233,19	5,9
ПС Князе-Волконка 220 кВ	220	232,31	5,6
ПС Хехцир-2 220 кВ	220	235,15	6,9
ПС НПС-1 220 кВ	220	233,22	5,9
ПС НПС-2 220 кВ	220	230,97	4,9
ПС НПС-3 220 кВ	220	232,79	5,8
ПС Старт 220 кВ	220	230,09	4,5

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 [26]. Следовательно, в результате анализа отклонений напряжений в ходе расчёта режима минимальных и максимальных нагрузок отклонений от нормируемых значений не выявлено.

2.6 Прогнозные нагрузки с перспективой до 2025 года

Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Хабаровского края на 2021 – 2025 годы на основе СиПР Хабаровского края на 2021-2025 годы, разрабатываемой АО «СО ЕЭС», и представлен в таблице 18 [34].

Значения, соответствующих нагрузок подстанций по шинам 220 кВ на рассматриваемый период времени представлены в таблице 20.

Целевой вариант (стратегический) основан на достижении целевых значений показателей социально-экономического развития края, учитывающих в полном объёме решение стратегических задач социально-экономического развития

края. Целевой сценарий ориентирован на масштабную активизацию инвестиционной деятельности в Хабаровском крае, рост числа реализуемых проектов как в производственном, так и в непроизводственном секторах экономики. Темпы прироста ВРП прогнозируются на уровне 4,2%, промышленного производства – 5,5%, инвестиций в основной капитал – 6,8%.

Основными драйверами роста станут следующие отрасли: обрабатывающая промышленность (машиностроение, нефтепереработка), транспортно-логистический комплекс, лесопромышленный комплекс, добыча угля, строительный комплекс и торговля. Важнейшим условием ускорения роста экономики региона является эффективная организация структуры экономики, что предполагает развитие высокоэффективных пространственных центров экономического роста, ядро которых определяют крупные проекты с участием российских компаний (Хабаровская агломерация, агломерация Комсомольск-на-Амуре – Амурск – Солнечный, Ванино – Советско-Гаванский транспортно-промышленный узел).

В соответствии с базовым и целевым вариантами прогноза в 2025 году ожидается рост промышленного производства к уровню 2020 года на 14,6% и 31,0% соответственно. Основными драйверами роста выступают: производство транспортных средств и оборудования, нефтепродуктов, добыча угля, производство пищевых продуктов и напитков, металлургия, деревообработка и др.

В сфере добычи рудных полезных ископаемых в крае реализуются следующие инвестиционные проекты:

- строительство ГОК на золото-медно-порфировом месторождении «Малмыж» в Нанайском муниципальном районе края (ООО «Амур Минералс» (АО «Русская медная компания»));

- создание на территории края центра оловянной металлургии (строительство ГОК на базе «Правоурмийского» оловорудного месторождения в Верхнебуреинском муниципальном районе края; модернизация Солнечной обогатительной фабрики (ПАО «Русолово»));

– строительство ГОК на золоторудном месторождении «Чульбаткан» в муниципальном районе края им. Полины Осипенко (ООО «Третья ГТК» – децентрализованное электроснабжение).

Перспективные балансы мощности энергосистемы Хабаровского края и Еврейской АО (без учета Николаевского энергорайона) сформированы на час прохождения собственного максимума потребления мощности. Баланс мощности энергосистемы Хабаровского края и Еврейской АО (без учета Николаевского энергорайона) приведён в таблице 18, баланс электроэнергии – в таблице 19 [34].
Таблица 18 – Баланс мощности энергосистемы Хабаровского края и Еврейской АО на период до 2025 года

	Ед.измер.	2021	2022	2023	2024	2025
СПРОС						
Собственный максимум	тыс.кВт	1850	1890	2392	2491	2677
СПРОС на мощность	тыс.кВт	1850	1890	2392	2491	2677
ПОКРЫТИЕ						
Установленная мощность на конец года	МВт	2168,7	2168,7	2168,7	2168,7	2489,5
ТЭС	МВт	2168,7	2168,7	2168,7	2168,7	2489,5
Ограничения мощности на максимум нагрузки	МВт	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	0	0	0	0	320,8
Располагаемая мощность на конец года	МВт	2160,6	2160,6	2160,6	2160,6	2160,6
ТЭС	МВт	2160,6	2160,6	2160,6	2160,6	2160,6
ПОКРЫТИЕ спроса	МВт	2160,6	2160,6	2160,6	2160,6	2160,6
Избыток (+)/Дефицит (-)	МВт	310,6	270,6	-231,4	-330,4	-516,4

Без учета нормативного резерва мощности баланс мощности энергосистемы Хабаровского края и Еврейской АО в 2021-2022 гг. складывается удовлетворительно, в 2023-2025 гг. – с дефицитом мощности 231-516 МВт, покрытие которого будет осуществляться из соседних энергосистем [34].

Баланс электроэнергии энергосистемы Хабаровского края и Еврейской АО на период до 2025 года приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Баланс мощности энергосистемы Хабаровского края и Еврейской АО на период до 2025 года

	Ед.измер.	2021	2022	2023	2024	2025
Потребление электроэнергии	млн.кВт·ч	10842	11281	13786	14402	15351
Производство электроэнергии	млн.кВт·ч	8919	8658	10891	11586	11876
ТЭС	млн.кВт·ч	8919	8658	10891	11586	11876
ПОКРЫТИЕ						
Установленная мощность	МВт	2168,7	2168,7	2168,7	2168,7	2489,5
ТЭС	МВт	2168,7	2168,7	2168,7	2168,7	2489,5
Располагаемая мощность	МВт	2160,6	2160,6	2160,6	2160,6	2160,6
ТЭС	МВт	2160,6	2160,6	2160,6	2160,6	2160,6
Число часов использования установленной мощности ТЭС	час/год	4113	3992	5022	5342	4770
Число часов использования располагаемой мощности ТЭС	час/год	4128	4007	5041	5362	5497
Сальдо перетоков: получение (-)/выдача (+)	млн.кВт·ч	-1923	-2623	-2895	-2816	-3475

Баланс электроэнергии энергосистемы Хабаровского края и Еврейской АО в оптимистичном варианте в рассматриваемый период складывается с превышением потребности в электроэнергии над ее производством, которое покрывается за счет получения из соседних энергосистем [34].

Таблица 20 – Прогнозные нагрузки подстанций по шинам 220 кВ

Наименование подстанции	Зимний максимум		Зимний минимум		Летний максимум		Летний минимум	
	P _н	Q _н	P _н	Q _н	P _н	Q _н	P _н	Q _н
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Волочаевка/т	10,9	10,1	14,1	10,1	13	5,2	10,4	4,3
Левобережная	16,6	6,3	14,9	6,6	8,8	4,2	5,9	3,5

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7	8	9
НПС-32	2,7	1,1	3	1,3	2,4	1	1,6	0,7
Икура/т	6	5,4	8,2	5	4,5	3,3	5,2	1,8
Биробиджан	57,3	20	80,6	25,6	48,1	10,7	24,6	2,8
НПС-34	5,6	1,4	11,4	2,1	13	1,4	11,8	1,2
РЦ	123	20,6	59,4	47,3	109,8	48,4	59,4	8,4
Амур	62,6	21,4	26,6	16,4	35,8	14,4	20,2	9,2
Восток	38,7	16,3	32,1	13,6	24,6	10,5	16,2	7,2
НПС-1	3,1	1,3	2,6	1,1	2	0,8	1,3	0,6
НПС-2	3	1,2	2,6	1	2	0,8	1,2	0,6
НПС-3	3,4	1,4	2,8	1,2	0,9	0,3	1,4	0,6
Литовко	4,4	0,6	3,4	0,5	1,5	0,2	1,3	0,3
Старт	2,4	0,6	1,6	0,4	0,9	0,3	0,7	0,3
Селихино	14,6	5,9	10,8	4,4	6,9	2,8	4,9	2,1

В оптимистичном варианте потребление электроэнергии по энергосистеме Хабаровского края и ЕАО к 2025 году оценивается на уровне 15351 млн кВт.ч (на 45,6% выше уровня 2020 года) при среднегодовых темпах прироста 7,8%.

По Хабаровскому краю потребление электроэнергии может увеличиться до 13256 млн кВт.ч (рост на 51,0%) при среднегодовых темпах прироста 8,6% [34].

Высокие темпы прироста обусловлены в первую очередь планируемой реализацией комплексного проекта по увеличению провозной способности восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД», а также планами по созданию горно-обогатительного комбината на базе Малмыжского месторождения. Баланс мощности энергосистемы Хабаровского края начиная с 2024 года складывается с дефицитом мощности, который покрывается из соседних энергосистем.

Разработка вариантов подключения Малмыжского месторождения к электрической сети производится на основе прогнозных нагрузок и с учётом крупных инвестиционных проектов, реализуемых в Хабаровском крае.

3 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ МАЛМЫЖСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ К ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1 Разработка вариантов подключения Малмыжского месторождения к электрической сети

На сегодняшний день это один из самых крупных инвестиционных проектов, реализуемых в Хабаровском крае. Заявленный объем инвестиций 115 млрд рублей. В рамках него на месторождении РМК планирует построить горно-обогатительный комбинат мощностью переработки 35 млн. тонн руды в год. На предприятии будет создано 1,4 тысяч высокотехнологичных рабочих мест. Приоритет при наборе персонала при этом будет отдаваться жителям Амурского и Нанайского районов Хабаровского края.

Согласно Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026 годы заявления мощность подключения составляет 250 МВт [3].

Современный горно-обогатительный комбинат – это сложный комплекс производственных сооружений – объектов добычи и транспортирования, дробления, сортировки, и обогащения руды, окускования концентрата.

К основным потребителям электроэнергии горно-обогатительного комплекса относятся [4]:

- на напряжение до 1000 В (0,4/0,23 кВ) переменного тока – электродвигатели производственных механизмов мощностью до 250 кВт (дробилки, питатели, конвейеры, магнитные сепараторы, насосы, вентиляторы, освещение);

- на напряжение 6 –10 кВ переменного тока – электродвигатели мощностью свыше 250 кВт (мельницы, конвейеры, насосы, эксгаустеры, дымососы, приводы обжиговых печей, экскаваторы).

По степени надежности электроснабжения в соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) электроприёмники горно-обогатительного

комплекса в основном относятся к категории II. Электрические нагрузки электроприёмников категории I обычно незначительны. К ним относятся механизмы, перерыв в электроснабжении которых приводит к порче дорогостоящего оборудования, например, обжиговые печи.

Внешнее электроснабжение горно-обогатительных комбинатов осуществляется обычно на напряжении 35 – 220 кВ с использованием системы глубокого ввода напряжения 35 – 220 кВ и распределения электроэнергии внутри производственных объектов с помощью токопроводов и кабельных сетей 6 – 10 кВ.

Горно-обогатительный комбинат включает следующие основные производственные подразделения [5]:

1. подразделения по добыче полезных ископаемых;
2. транспортное подразделение для доставки добытой руды на обогатительную фабрику. Доставка руды на обогатительную фабрику может осуществляться с использованием различных транспортных систем и видов транспорта – автомобильного, железнодорожного, конвейерного и др.;
3. подразделение по переработке добытого полезного ископаемого, которое обычно представлено обогатительной фабрикой;
4. общепроизводственные подразделения: энергохозяйство, ремонтно-механический цех, другие необходимые подразделения; На горно-обогатительном комбинате добывается и перерабатывается чаще один вид полезного ископаемого, однако могут добывать и несколько видов руды.

Произведем разработку и технический анализ вариантов подключения Малмыжского месторождения к электрической сети. В проектируемом районе располагаются сети класса номинального напряжения 220 кВ и 500 кВ. Рассмотрим возможность подключения потребителя применительно к указанным сетям, разработав 4 варианта электроснабжения.

Итогом проведения технического анализа станет определение двух конкурентоспособных конфигураций сети, подлежащих подробному технико-экономическому сравнению.

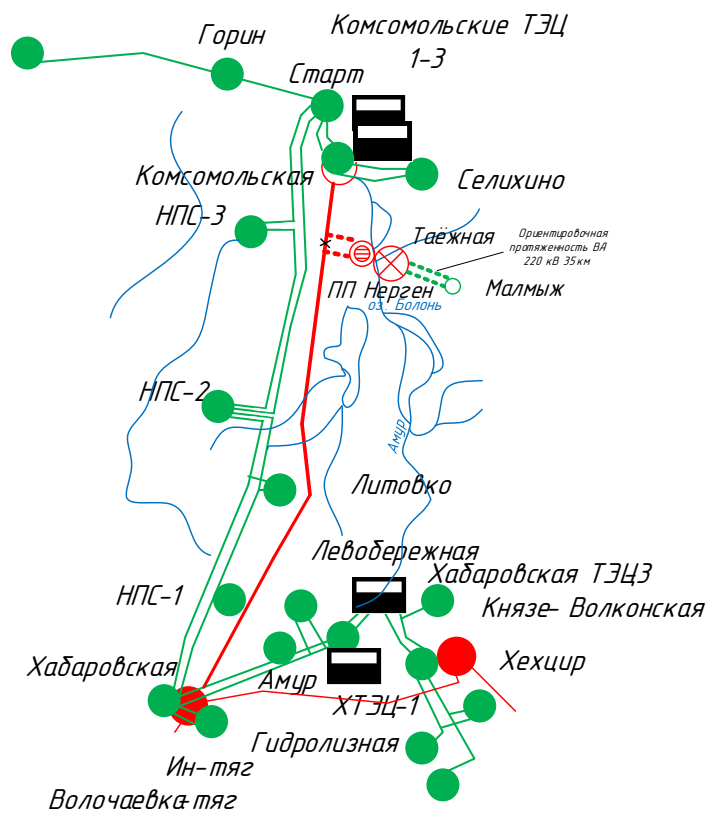


Рисунок 2 – 1 вариант конфигурации подключения потребителя

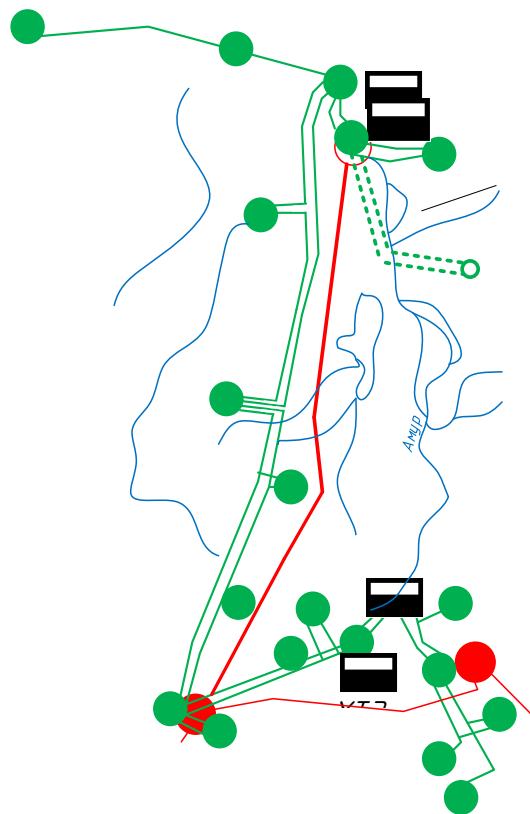


Рисунок 3 – 2 вариант конфигурации подключения потребителя

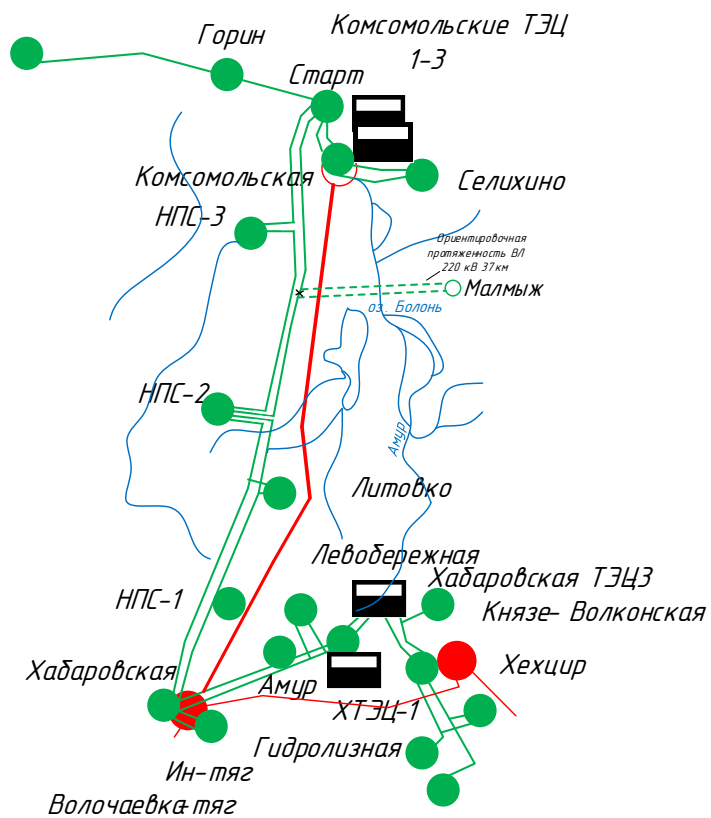


Рисунок 4 – 3 вариант конфигурации подключения потребителя

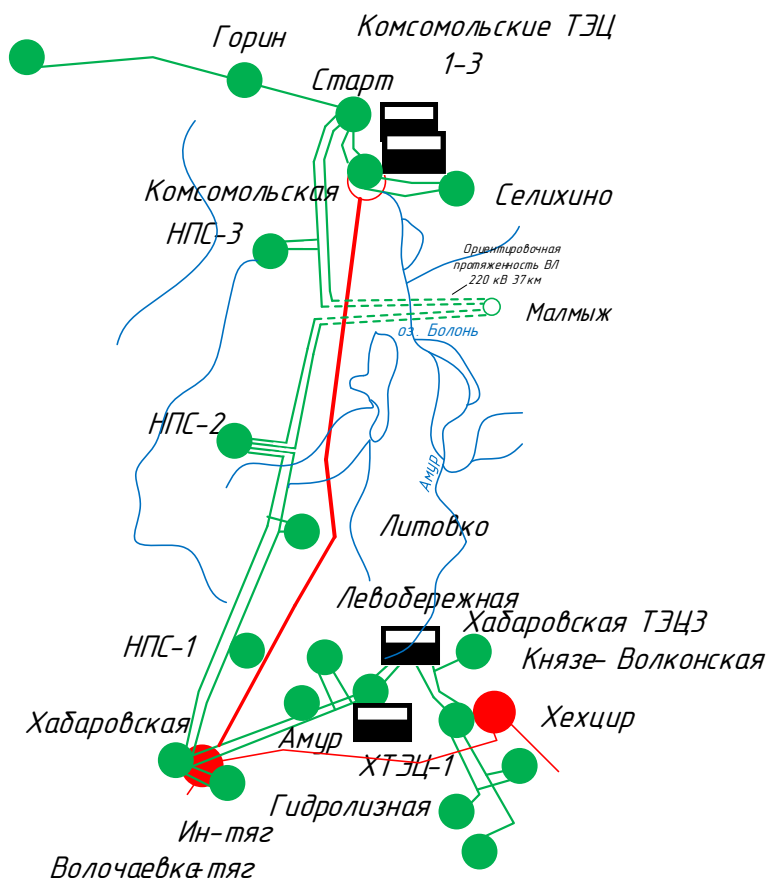


Рисунок 5 – 4 вариант конфигурации подключения потребителя

Таблица 21 – Перечень основных мероприятий необходимых для реализации

№	U _{ном} , кВ	Перечень основных мероприятий необходимых для реализации
1	500	демонтаж участка ВЛ 500 кВ «Хабаровская – Комсомольская»
		строительство ПП 500 «Нерген»;
		строительство заходов от ВЛ 500 кВ «Хабаровская – Комсомольская» до ПП 500 кВ «Нерген» ориентировочной протяженностью 1 км (2x0,5 км);
		строительство шлейфового захода от ПП 500 кВ «Нерген» до ПС 500 кВ «Таежная» ориентировочной протяженностью 0,5 км;
		строительство ПС 500 кВ «Таежная» с установкой 2 АТ 500/220/10 кВ.
		– строительство ПС 220 кВ «Малмыж» трансформаторной мощностью 400 МВА.
2	220	строительство ВЛ 220 кВ «Комсомольская – Малмыж» ориентировочной протяженностью 80 км;
		строительство ПС 220 кВ «Малмыж» трансформаторной мощностью 400 МВА.
3	220	демонтаж участка ВЛ 220 кВ «НПС-2 – Старт»
		строительство заходов от ВЛ 220 кВ «НПС-2 – Старт» до ПС 220 кВ «Малмыж» ориентировочной протяженностью 74 км (2x37)
		строительство ПС 220 кВ «Малмыж» трансформаторной мощностью 400 МВА.
4	220	демонтаж участков ВЛ 220 кВ «НПС-2 – Старт»
		строительство заходов от ВЛ 220 кВ «НПС-2 – Старт» до ПС 220 кВ «Малмыж» ориентировочной протяженностью 148 км (4x37)
		строительство ПС 220 кВ «Малмыж» трансформаторной мощностью 400 МВА.

3.1.1 Анализ возможности использования транзита 220 кВ ПС Хабаровская – ПС Старт для реализации разрабатываемых вариантов подключения

На данном этапе рассмотрим вопрос, связанный с электрификацией участка ДВЖД Волочаевка II – Комсомольск на Амуре – Ванино (Токи).

Необходимо отметить, что в последние годы появилось большое количество проектов по освоению месторождений полезных ископаемых в зоне Байкало-Амурской магистрали (БАМ) и по строительству новых перегрузочных мощностей в портах Ванино и Советская Гавань [34].

Возрастающий грузопоток побуждает компанию Российские железные дороги уделять пристальное внимание снятию инфраструктурных ограничений на подходах к портам Дальнего Востока. С момента образования холдинга объемы переработки грузов только через Ванино – Советскогаванский промышленно-транспортный узел (ВСПТУ) выросли в 3,7 раза. Экспертами прогнозируется и дальнейший рост. Увеличение объемов грузовых перевозок на рассматриваемом полигоне в перспективе главным образом будет зависеть от следующих факторов [34]:

- интенсивности развития горнодобывающей отрасли в зоне БАМ и наращивания портовых мощностей в ВСПТУ;
- реализации проектов строительства новых предприятий (крупнейшим из которых является Тайшетский алюминиевый завод);
- планируемого роста мощностей существующих заводов (ОАО «Комсомольский металлургический завод», ООО «Комсомольский НПЗ» и ряда других).

По данным ОАО «РЖД» к 2020 году объем перевозок в направлении Ванино – Советскогаванского промышленно-транспортного узла составит около 92,8 млн.т/год.

Протяженность участка Волочаевка II – Комсомольск на Амуре – Ванино составляет 821км. Линия однопутная, оборудована автоблокировкой и диспетчерской централизацией. Парк Токи и парк Ванино дополнительно соединены вторым соединительным путем. протяженностью 5,5 км.

Направление Комсомольск – Высокогорная – Токи характеризуется максимальными уклонами до 27% как четном, так и в нечетном направлении.

Наличие участков подталкивания грузовых поездов из-за сложного профиля пути и наличие перегонов протяженностью от 27 км до 35,4 км значительно влияют на пропускную и перевозную способность однопутной линии. В настоящее время пропускная способность направления составляет 20 пар поездов в сутки. Ограничивающим является перегон Токи – Ландыши, протяженностью 20,2 км. Дефицит пропускной способности рассматриваемого направления Комсомольск на Амуре – Ванино составляет 2 пары поездов в сутки [34].

Для обеспечения перевозок прогнозируемых объёмов грузов и, как следствие, повышение грузооборота на рассматриваемом полигоне ОАО «РЖД» разработаны мероприятия по увеличению пропускной способности Байкало-Амурской магистрали, к которым относится: [34]

- строительство 9 разъездов на направлении Комсомольск на Амуре Ванино;
- удлинение приемоотправочных путей на 26 отдельных пунктах на направлении Комсомольск на Амуре Ванино;
- строительство вторых сплошных путей на направлении Комсомольск на Амуре Ванино;
- удлинение приемоотправочных путей на 20 станциях на участке Комсомольск на Амуре – Волочаевка.

Электрификация также является одним из действенных способов повышения провозной и пропускной способности перевозок железнодорожного участка.

В ДВГУПС был произведен расчёт стоимости электрификации участка Волочаевка II – Комсомольск на Амуре – Ванино на переменном токе тягового электроснабжения (СТЭ) 2х25 кВ. Выбор СТЭ обусловлен большими токами электровозов, вызванными сложным профилем пути и большой массой составов. При расчёте особое внимание уделялось выбору местоположения тяговых подстан-

ций, как важному фактору, определяющему параметры устройств электроснабжения. При выборе места расположения и расстояния между ТП учитывались следующие факторы:

- удельное потребление электроэнергии на участке;
- расположение вблизи железной дороги существующих подстанций;
- приближение питающей линии электропередачи к железной дороге.

Предлагаемое размещение ТП электрифицируемого участка Волочаевка II – Комсомольск на Амуре – Ванино представлено на рисунке 6.



Рисунок 6 – Местоположения тяговых подстанций при электрификации участка

По результатам расчёта для обеспечения объемов запланированных перевозок необходимо строительство 12 тяговых подстанций (4 опорных, 5 транзитных, 3 транзитных на отпайках) мощностью по 40 МВА, 26 автотрансформаторных пунктов, 30 км заходов ЛЭП 220 кВ [34].

Электрификация участка позволит повысить наличную пропускную способность до 55 пар поездов в сутки и обеспечить объёмы перевозок 126,5 млн.т/год.

Помимо увеличения пропускной способности электрификация также несёт с собой следующие положительные факторы:

- уменьшение использования горюче-смазочных материалов;
- обеспечение электроэнергией населенных пунктов, расположенных в полигоне БАМ;

– улучшение экологической обстановки в регионе.

Таким образом электрификация, помимо развития технического комплекса способствует улучшению социально-экономического климата Дальневосточного региона в целом.

В связи с вышеизложенным, делаем вывод о невозможности использования транзита 220 кВ ПС Хабаровская – ПС Старт в целях электроснабжения Малмыжского месторождения. Соответственно, для дальнейшего технико-экономического сравнения вариантов принимаем 1 и 2 конфигурацию подключения потребителя.

Ниже, на рисунках 7 и 8 приведены однолинейные схемы соответствующих вариантов подключения.

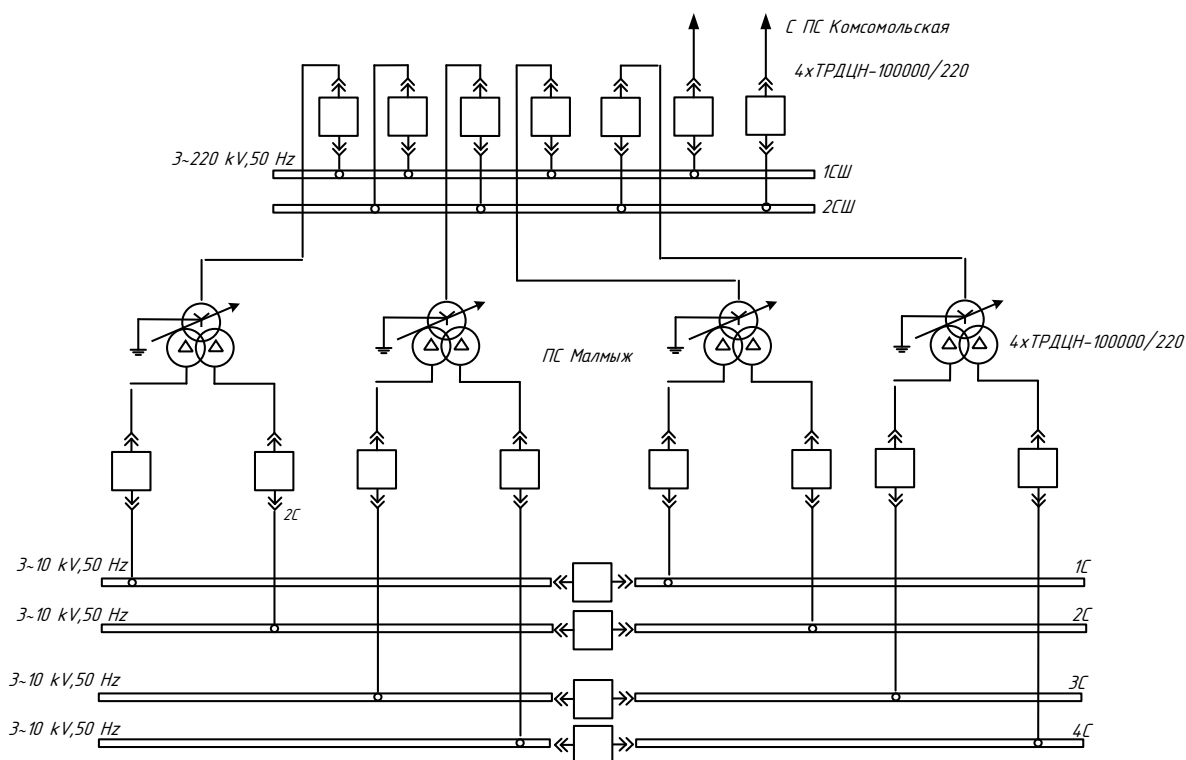


Рисунок 7 – Однолинейная схема 2 варианта подключения

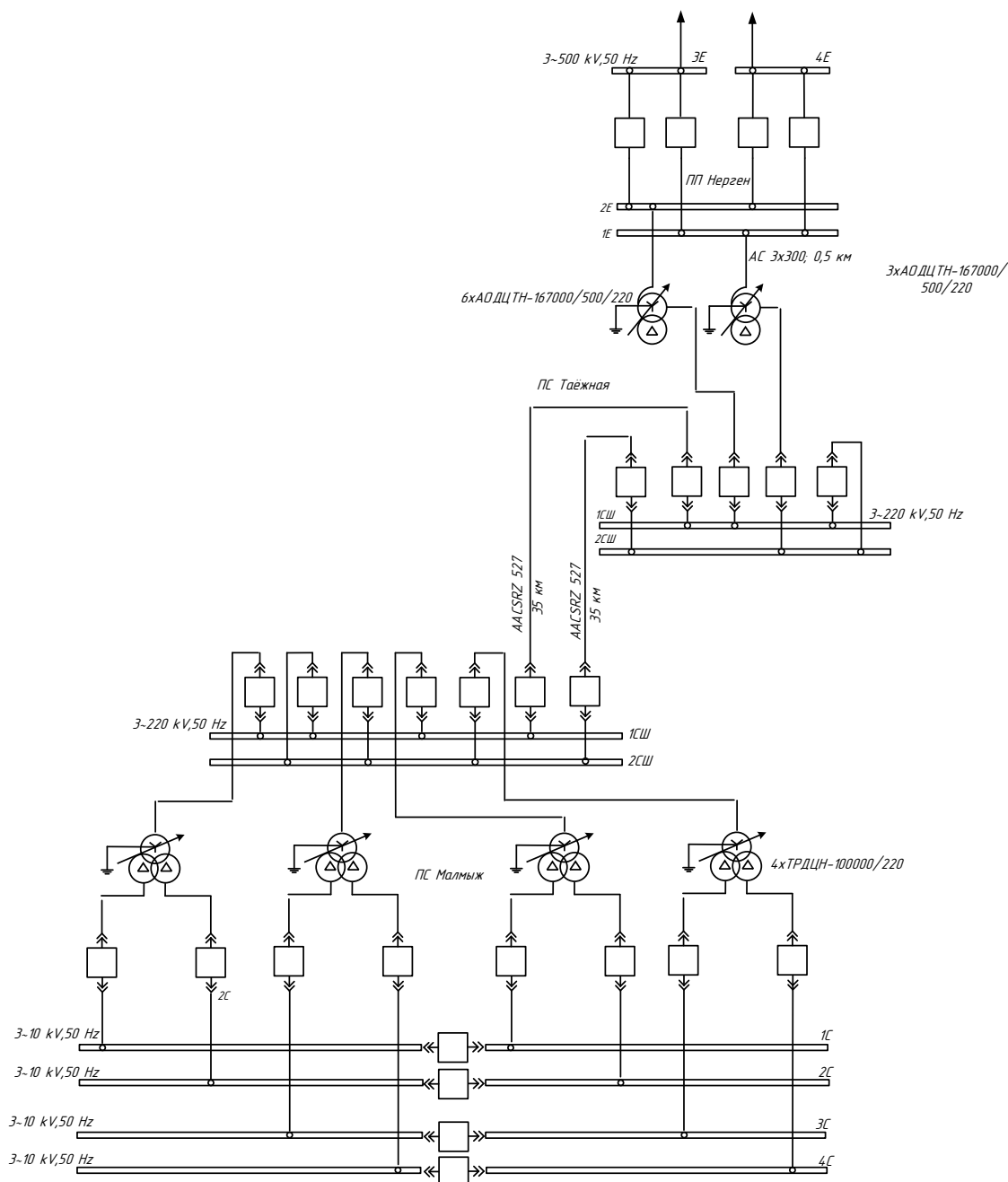


Рисунок 8 – Однолинейная схема 1 варианта подключения

3.2 Техничко-экономическое сравнение вариантов подключения Малмыжского месторождения к электрической сети

Проведём технико-экономический анализ сопоставляемых вариантов. Для этого необходимо оценить уровень напряжения в сети, получившийся в результате расчёта.

Расчёт электрических режимов производится с использованием прогнозных нагрузок на момент 2025 года, приведённых в предыдущем разделе.

Необходимо выполнить расчёты нормальных режимов максимальных и минимальных нагрузок; в режиме максимальных нагрузок выполнить расчёты послеаварийных режимов с отключением одной линии на каждом из проектируемых участков ЛЭП (режимы N-1) в режимах минимальных нагрузок выполнить расчёт отключения ЛЭП с одной стороны и оценить напряжения на свободном конце отключаемой линии [13].

После расчета каждого установившегося режима загрузка элементов сети и уровни напряжений сопоставляются с допустимыми значениями.

Допустимые отклонения напряжений определяются условиями качества электрической энергии и условиями изоляции [8]. Допустимые диапазоны напряжений приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Допустимые диапазоны напряжений

Номинальное напряжение, кВ	10	110	220	500
Допустимое отклонение напряжения, %	$\pm 10\%$	$\pm 10\%$	$\pm 10\%$	$0,9 \cdot U_{ном}$ $1,05 \cdot U_{ном}$

Если полученные значения напряжений в узлах не выходят за допустимые пределы, то дополнительных устройств регулирования напряжения не требуется.

Если полученные значения напряжений в узлах не соответствуют допустимым или установившийся режим не сходится из-за недопустимого снижения (увеличения) напряжений - необходимо выбрать оптимальные мощности и места установок устройств КРМ [13].

Разумеется, в дальнейшем для выбранной конфигурации подключения потребителя необходимо выбрать и проверить всё оборудование, входящее в состав РУ ВН, СН, НН.

Расчётные напряжения нормального и послеаварийного режима в сети для первого варианта приведены в таблице 23. Потокораспределение в нормальном и послеаварийном режиме для первого варианта подключения представлены в таблице 24.

Таблица 23 – Расчётные напряжения нормального и послеаварийного режима в сети для первого варианта

Наименование узла	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, %	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, %
	Нормальный режим			Послеаварийный режим		
ПС Хабаровская 500 кВ	500	510	1,9	500	522,15	4,2
ПС Хабаровская 220 кВ	220	237	6,65	220	241,13	9,61
ПС Хехцир-2 500 кВ	500	503,06	0,61	500	521,42	4,10
ПС Хехцир-2 220 кВ	220	514,46	5,64	220	238,24	8,29
ПС Комсомольская 500 кВ	500	499,18	2,18	500	471,97	5,90
ПС Комсомольская 220 кВ	220	233,67	7,4	220	213,35	3,10
ПС Волочаевка/т	220	235,54	6,38	220	237,88	7,50
ПС Левобережная	220	234,36	6,53	220	236,93	7,10
ПС РЦ 220 кВ	220	234,63	6,65	220	236,49	6,97
ПС Амур 220 кВ	220	234,77	6,71	220	236,46	6,97
ХТЭЦ-3 шины 220 кВ	220	235,85	7,21	220	237,13	7,22
ПС Восток 220 кВ	220	233,15	5,9	220	237,44	7,31
ПС Князе-Волконка 220 кВ	220	234,65	6,6	220	236,9	7,10
ПС НПС-1 220 кВ	220	238,81	8,55	220	222,58	1,16
ПС НПС-2 220 кВ	220	240,5	9,32	220	217,37	1,21
ПС НПС-3 220 кВ	220	240,78	9,45	220	212,63	3,47
ПС Старт 220 кВ	220	236,49	7,5	220	214,37	2,62
ПП Нерген	500	511,13	2,18	500	466,25	7,3
ПС Таёжная	500	511,11	2,18	500	466,22	7,3
ПС Таёжная	220	234,22	6,46	220	209,59	5,05
ПС Малмыж	220	230,62	4,6	220	203,49	8,11
ПС Малмыж	10	10,98	9,9	10	9,72	2,88

Таблица 24 – Потокораспределение в нормальном и послеаварийном режиме для первого варианта подключения

Наименование ЛЭП	Поток мощности, МВА		Токовая нагрузка ЛЭП, А		Длительно допустимый ток, А
	Нормальный режим	Послеаварийный режим	Нормальный режим	Послеаварийный режим	
1	2	4	5	6	7
1. ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская №1	316,9+j100,7	325,9+j128,1	475	480	2040
2. ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская №2	312,9+j104,7	321,5+j132	472	478	
3. ВЛ 500 кВ Хабаровская – Хехцир 2	114,4-j126,9	129,5-j68,9	198	162	
4. ВЛ 500 кВ Хабаровская – Нерген	320,5-j118,4	–	402	–	
4. ВЛ 500 кВ Нерген – Комсомольская	48,4-j66,7	357,7+j111,9	95	469	
4. ВЛ 500 кВ Нерген – Таёжная №1	177,8+j74	177,6+j75,5	223	235	
4. ВЛ 500 кВ Нерген – Таёжная №2	177,8+j74	177,6+j75,5	223	235	
5. ВЛ 220 кВ Хабаровская – Волочаевка/т	32,1-j25,3	39,9-j38,8	100	135	680
6. ВЛ 220 кВ Хабаровская – Левобережная	41,1-j12,2	48,8-j25,8	119	151	
7. ВЛ 220 кВ Волочаевка/т – РЦ	60,5-j17,5	68,4-j30,6	154	182	
8. ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ	63,5-j16,3	71,4-j29,5	163	190	
9. ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-1	59,4+j4	238,4-j13,3	150	611	
10. ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2	47,9+j1,3	241,4-j36,3	127	504	
11. ВЛ 220 кВ РЦ – Амур	65,2-j5,1	71,7-j15,9	161	179	815
12. ВЛ 220 кВ Амур – ХТЭЦ-3	65,2-j5,1	71,8-j16,5	161	180	
13. ВЛ 220 кВ РЦ – ХТЭЦ-3	35,1-j57,5	103,2-i24,8	169	258	
14. ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3 – Хехцир-2	93,8-j9,5	67,6-i22,5	123	169	
15. ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3 – Восток	75,6-j9,4	71,8-j15,1	190	183	

1	2	3	4	5	6
16. ВЛ 220 кВ Во-сток – Хехцир-2	64,8-j10,3	61,4-j10,3	176	157	815
17. ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3 – Князе-Волконка	71,3-j5,3	67,6-j11,1	175	167	
18. ВЛ 220 кВ Князе-Волконка – Хехцир-2	67,2-j12,5	63,5-j17,7	173	167	
21. ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №1	81,1+j18,4	174,1+i25,1	214	464	
22. ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №2	81,1+j18,4	174,1+i25,1	214	464	
23. ВЛ 220 кВ НПС3-Старт №1	15,4+j16,6	187,3-i70,1	98	545	
24. ВЛ 220 кВ НПС3-Старт №2	17+j35,5	158,1-i53,5	101	453	
25. ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-32	62,2+j61,8	62,2+j61,4	216	212	
26. ВЛ 220 кВ Таёжная – Малмыж №1	176,9+j59,6	175+j54,6	483	510	927
27. ВЛ 220 кВ Таёжная – Малмыж №2	175,1+j54,5	177+j62,3	483	510	927

Таблица 25 – Расчётные напряжения нормального и послеаварийного режима в сети для второго варианта

Наименование узла	Нормальный режим			Послеаварийный режим		
	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, %	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4	5	6	7
ПС Хабаровская 500 кВ	500	510	1,9	500	522,56	4,23
ПС Хабаровская 220 кВ	220	237	6,65	220	241,15	9,61
ПС Хехцир-2 500 кВ	500	503,06	0,61	500	521,64	4,17
ПС Хехцир-2 220 кВ	220	514,46	5,64	220	238,54	8,32
ПС Комсомольская 220 кВ	220	233,67	7,4	220	212,35	2,94
ПС Волочаевка/т	220	235,54	6,38	220	237,84	7,50
ПС Левобережная	220	234,36	6,53	220	236,87	7,12

1	2	3	4	5	6	7
ПС РЦ 220 кВ	220	234,63	6,65	220	236,59	6,98
ПС Амур 220 кВ	220	234,77	6,71	220	236,46	6,97
ХТЭЦ-3 шины 220 кВ	220	235,85	7,21	220	237,39	7,32
ПС Восток 220 кВ	220	233,15	5,9	220	237,44	7,31
ПС Князе-Волконка 220 кВ	220	234,65	6,6	220	236,9	7,10
ПС НПС-1 220 кВ	220	238,81	8,55	220	223,7	1,12
ПС НПС-2 220 кВ	220	240,5	9,32	220	218,37	1,17
ПС НПС-3 220 кВ	220	240,78	9,45	220	213,5	3,1
ПС Старт 220 кВ	220	236,49	7,5	220	214,37	2,62
ПС Малмыж	220	230,62	4,6	220	203,61	8,05
ПС Малмыж	10	10,98	9,9	10	9,73	2,7

Таблица 26 – Потокораспределение в нормальном и послеаварийном режиме для первого варианта подключения

Наименование ЛЭП	Поток мощности, МВА		Токовая нагрузка ЛЭП, А		Длительно допустимый ток, А
	Нормальный режим	Послеаварийный режим	Нормальный режим	Послеаварийный режим	
1	2	4	5	6	7
1. ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская №1	316,9+j100,7	327,1+j139,2	475	474	2040
2. ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская №2	312,9+j104,7	322,7+j143	472	472	
3. ВЛ 500 кВ Хабаровская – Хехцир 2	114,4-j126,9	129,4-j66,9	198	161	
5. ВЛ 220 кВ Хабаровская – Волочаевка/т	32,1-j25,3	39,9-j38,8	100	135	680
6. ВЛ 220 кВ Хабаровская – Левобережная	41,1-j12,2	48,8-j25,8	119	151	

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6
7. ВЛ 220 кВ Воло- чаевка/Т – РЦ	60,5-j17,5	68,4-j30,6	154	182	
8. ВЛ 220 кВ Левобе- режная – РЦ	63,5-j16,3	71,4-j29,5	163	190	
9. ВЛ 220 кВ Хаба- ровская – НПС-1	59,4+j4	251,3+j56,5	150	620	
10. ВЛ 220 кВ Хаба- ровская – НПС-2	47,9+j1,3	242+j46,3	127	592	
11. ВЛ 220 кВ РЦ – Амур	65,2-j5,1	71,7-j15,9	161	179	
12. ВЛ 220 кВ Амур – ХТЭЦ-3	65,2-j5,1	71,8-j16,5	161	180	
13. ВЛ 220 кВ РЦ – ХТЭЦ-3	94,3-j11,4	103,2-i24,8	233	258	815
14. ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3 – Хехцир-2	69,1-j17,3	67,6-i22,5	123	169	
15. ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3 – Восток	76,1-j15,1	71,8-j15,1	190	183	
16. ВЛ 220 кВ Во- сток – Хехцир-2	65-j15,2	61,4-j20,6	164	157	
17. ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3 – Князе- Волконка	71-j5,9	67,6-j11,4	175	167	
18. ВЛ 220 кВ Князе- Волконка – Хехцир- 2	67,2-j12,5	63,5-j18	173	168	
19. ВЛ 220 кВ Ком- сомольская – Старт №1	87,7+j23,5	174,1+i19,3	235	475	815
20. ВЛ 220 кВ Комсо- мольская – Старт №2	87,7+j23,5	174,1+i19,3	235	475	
21. ВЛ 220 кВ НПС3-Старт №1	24,5+j34,4	158,3-i50,6	109	461	
22. ВЛ 220 кВ НПС3-Старт №2	29,4+j34,2	187,5-i66,3	109	553	
23. ВЛ 220 кВ Хаба- ровская – НПС-32	62,2+j61,8	62,2+j61,4	216	211	
24. ВЛ 220 кВ Ком- сомольская – Мал- мыж №1	178,5+j22,5	178,7+j64,3	496	521	927
25. ВЛ 220 кВ Ком- сомольская – Мал- мыж №2	178,5+j22,5	178,7+j64,3	496	521	927

Анализируя полученные результаты, отметим, что в нормальном режиме максимальных нагрузок выполняется закон встречного регулирования, а в послеаварийном режиме диапазон отклонений напряжений не превышает 10%.

Расчётные уровни напряжений находятся в допустимых пределах как в нормальном, так и в послеаварийном режимах.

Таблица 27 – Анализ отклонений напряжений в сети 220-500 кВ в режиме минимальных нагрузок

Наименование узла	$U_{ном}$, кВ	U , кВ	dU , %
ПС Хабаровская 500 кВ	500	501,96	0,39
ПС Хабаровская 220 кВ	220	235,3	6,9
ПС Хехцир-2 500 кВ	500	508,07	1,6
ПС Хехцир-2 220 кВ	220	235,15	6,9
ПС Комсомольская 500 кВ	500	508,73	1,7
ПС Комсомольская 220 кВ	220	230,52	4,7
ПС Волочаевка/Г	220	232,94	5,8
ПС Левобережная	220	231,7	5,3
ПС РЦ 220 кВ	220	231,03	5
ПС Амур 220 кВ	220	231,1	5
ХТЭЦ-3 шины 220 кВ	220	231,74	5,3
ПС Восток 220 кВ	220	233,19	5,9
ПС Князе-Волконка 220 кВ	220	232,31	5,6
ПС Хехцир-2 220 кВ	220	235,15	6,9
ПС НПС-1 220 кВ	220	233,22	5,9
ПС НПС-2 220 кВ	220	230,97	4,9
ПС НПС-3 220 кВ	220	232,79	5,8
ПС Старт 220 кВ	220	230,09	4,5

Исходя из проведенного технического сравнения двух вариантов подключения электрической сети, делаем вывод, что оба варианта в условиях максимально допустимой нагрузки являются эквивалентными.

Соответственно, для окончательного выбора оптимальной конфигурации необходимо производить оценку их сравнительной эффективности по методу приведённых затрат.

Исходя из полученных результатов, выполним проверку существующих сечений проводов и осуществим выбор для вновь проектируемых линий. В конечном итоге определим наиболее оптимальный вариант подключения к электрической сети.

3.3 Выбор сечения проводов для проектируемых линий и проверка существующих сечений

Далее, исходя из полученных результатов расчёт режима, произведем выбор сечения провода для 3-й цепи, а также проверим существующие.

Выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих.

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

На воздушных линиях предусматривается применение сталеалюминевых проводов марки АС, маркируемых в соответствии с ГОСТ 839—80. Выбор сечения проводников осуществляется по методу экономических токовых интервалов. Суммарное сечение проводников ВЛ принимается в зависимости от расчётного тока, напряжения, материала и цепности опор, района по гололедности и региона страны [28]. Последовательность выбора сечения представлена ниже.

Расчетный ток ЛЭП вычисляется по следующей формуле:

$$I_{\text{расч.макс}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}, \quad (15)$$

где n – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение;

P, Q – потоки активной и реактивной мощности соответственно.

Токи на участках, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам, принимается суммарное сечение проводов ЛЭП:

$$I_p = I_{\text{расч.макс}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (16)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_i – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии [28].

Для воздушных линий 110 – 220 кВ α_i принимается равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Коэффициент α_i – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и ее значения в максимуме ЭЭС (определяется коэффициентом). Значение коэффициента принимается равным отношению нагрузки линии в час максимума нагрузки энергосистемы к собственному максимуму нагрузки линии [28].

Т. к расчёт электрического режима в ПВК Rastr Win3 выполнен по данным прогнозных нагрузок на момент 2023 года, то производим сравнение расчётных токов с экономическими токовыми интервалами. Необходимо проверить существующие ЛЭП, а также определить сечение для вновь проектируемых ЛЭП. Результаты представлены в таблице 28,29 соответственно.

Таблица 28 – Сравнение расчётных токов с экономическими токовыми интервалами для первого варианта

Наименование ЛЭП	Токовая загрузка, А	Нагрузка на одну цепь (одноцепная/ двухцепная)	Марка и сечение провода
1	2	3	4
1. ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская №1	457	до 1180	3хАС-300
2. ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская №2	459		3хАС-300
3. ВЛ 500 кВ Хабаровская – Хехцир 2	224		3хАС-300
4. ВЛ 500 кВ Хабаровская – Нерген	407		3хАС-300
4. ВЛ 500 кВ Нерген – Комсомольская	105		3хАС-300
4. ВЛ 500 кВ Нерген – Таёжная №1	219		3хАС-300
4. ВЛ 500 кВ Нерген – Таёжная №2	219		3хАС-300
5. ВЛ 220 кВ Хабаровская – Волочаевка/т	177		211 – 350 206 – 345
6. ВЛ 220 кВ Хабаровская – Левобережная	176	АС-300	
7. ВЛ 220 кВ Волочаевка/т – РЦ	167	АС-300	

1	2	3	4
8. ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ	176		АС-300
9. ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-1	117		АС-300
10. ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2	101		АС-300
11. ВЛ 220 кВ РЦ – Амур	198	251 – 485 246 – 415	АС-400
12. ВЛ 220 кВ Амур – ХТЭЦ-3	199		АС-400
13. ВЛ 220 кВ РЦ – ХТЭЦ-3	238		АС-400
14. ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3 – Хехцир-2	190		АС-400
15. ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3 – Восток	174		АС-400
16. ВЛ 220 кВ Восток – Хехцир-2	173		АС-400
17. ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3 – Князе-Волконка	163		АС-400
18. ВЛ 220 кВ Князе-Волконка – Хехцир-2	155		АС-400
21. ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №1	97		АС-300
22. ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №2	99		АС-300
23. ВЛ 220 кВ НПС3-Старт №1	65	211 – 350	АС-300
24. ВЛ 220 кВ НПС3-Старт №2	63	206 – 345	АС-300
25. ВЛ 220 кВ Таёжная – Малмыж №1	483	927	ААCSRZ 527
26. ВЛ 220 кВ Таёжная – Малмыж №2	483	927	ААCSRZ 527

Исходя из полученного расчёта делаем вывод о том, что в существующей сети, при первом варианте подключения, сечения проводов соответствуют требованиям экономических токовых интервалов, так же отмечаем, что для вновь проектируемой ЛЭП-220 кВ принимаем марку и сечение провода – ААCSRZ 527.

Провода типа Z обладают повышенной механической прочностью, что снижает вероятность обрыва провода при нанесении ему повреждений в результате внешних воздействий (в том числе в результате удара молнии). Кроме того, они обладают способностью сохранять целостность повивов и возможность эксплуатации даже при повреждении нескольких соседних проволок, при этом раскручивания поврежденных проволок с угрозой КЗ, как в случае проводов с круг-

лыми проволоками, не происходит. Этим проводам не грозит обрыв из-за обледенения и налипания снега за счет их большей крутильной жесткости и меньшего диаметра.

Среди других преимуществ проводов типа Z [44]:

- практически полное отсутствие внутренней коррозии;
- снижение амплитуды и интенсивности пляски проводов, снижение уровня усталости металла в проводе за счет самогашения колебаний;
- снижение механических нагрузок от пляски проводов, прикладываемых к опорам, и, как следствие, увеличение жизненного цикла ВЛ;
- снижение потерь при передаче электроэнергии;
- снижение уровня шума и, следовательно, улучшение эксплуатационных показателей в населенных районах;
- отсутствие дополнительных затрат при монтаже, возможность использования существующей арматуры.

Использование новейших алюминиевых сплавов повышенной проводимости позволяет создавать модификации проводов высокой проводимости (с буквами ВП в названии), применение которых позволяет дополнительно сократить потери при передаче электроэнергии при сохранении высоких механических свойств [44].

Провода нового поколения типа Z появились на энергетическом рынке СНГ несколько лет назад, начиная с реконструкции двухцепного перехода ВЛ 220 кВ «РЦ – Волочаевка» и «РЦ – Левобережная» протяженностью 4,5 км через реку Амур, выполненного в период 2008-2009 годов.

Таблица 29 – Сравнение расчётных токов с экономическими токовыми интервалами для второго варианта

Наименование ЛЭП	Токовая нагрузка, А	Нагрузка на одну цепь (одноцепная/ двухцепная)	Марка и сечение провода
1	2	3	4

Продолжение таблицы 29

1	2	3	4
1. ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская №1	472	до 1180	3хАС-300
2. ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская №2	475		3хАС-300
3. ВЛ 500 кВ Хабаровская – Хехцир 2	193		3хАС-300
4. ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская	400		3хАС-300
5. ВЛ 220 кВ Хабаровская – Волочаевка/т	103	$\frac{211-350}{206-345}$	АС-300
6. ВЛ 220 кВ Хабаровская – Левобережная	121		АС-300
7. ВЛ 220 кВ Волочаевка/т – РЦ	156		АС-300
8. ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ	165		АС-300
9. ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-1	178		АС-300
10. ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2	154		АС-300
11. ВЛ 220 кВ РЦ – Амур	162		$\frac{251-485}{246-415}$
12. ВЛ 220 кВ Амур – ХТЭЦ-3	163	АС-400	
13. ВЛ 220 кВ РЦ – ХТЭЦ-3	233	$\frac{251-485}{246-415}$	АС-400
14. ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3 – Хехцир-2	175		АС-400
15. ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3 – Восток	190		АС-400
16. ВЛ 220 кВ Восток – Хехцир-2	164		АС-400
17. ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3 – Князе-Волконка	173		АС-400
18. ВЛ 220 кВ Князе-Волконка – Хехцир-2	168		АС-400
19. ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №1	235		$\frac{211-350}{206-345}$
20. ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №2	235	АС-300	
21. ВЛ 220 кВ НПС3-Старт №1	117	АС-300	
22. ВЛ 220 кВ НПС3-Старт №2	109	АС-300	
23. ВЛ 220 кВ Комсомольская – Малмыж №1	496	927	ААCSRZ 527
24. ВЛ 220 кВ Комсомольская – Малмыж №2	496		

Проведя сравнение значений токов, отмечаем, что также, как и при первом варианте, для вновь проектируемой ВЛЭП-220 принимаем провод – ААCSRZ 527.

3.4 Выбор силовых трансформаторов

Произведем выбор СТ для первого и второго варианта подключения.

Расчётная мощность СТ определяется следующим образом: [28]

$$S_{m \text{ расч}} = \frac{\sqrt{P_n^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{N_T \cdot K_3}, \quad (17)$$

где $Q_{\text{неск}}$ - реактивная мощность, передаваемая через трансформатор в сеть низкого напряжения (переток реактивной мощности из сети высокого напряжения);

N_T – число трансформаторов на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора (для двухтрансформаторных подстанций $K_3=0,7$; для однострансформаторных $K_3=0,8 \div 0,85$).

$$Q_3 = P_n \cdot \text{tg}\varphi_n, \quad (18)$$

где $\text{tg}\varphi_n$ – нормативный базовый коэффициент мощности, задаваемый энергосистемой потребителям в часы максимальных нагрузок, определяется согласно [11].

Затем по справочным данным выбирается трансформатор с номинальной мощностью, удовлетворяющей условию:

$$S_{T \text{ ном}} \geq S_{T \text{ расч}}.$$

Расчетная мощность трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора равна:

$$S_{m(at) \text{ расч}} \geq \frac{\sqrt{(P_{\text{нн}} + P_{\text{сн}})^2 + (Q_{\text{неск}} + Q_{\text{сн}})^2}}{N_T \cdot K_3} \quad (19)$$

Номинальная мощность трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора выбирается по справочным данным так же, как и двухобмоточного трансформатора [11].

$$S_{m(am) \text{ ном}} \geq S_{m(am) \text{ расч}}$$

$$P_{\text{наг}} = 250 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{с}} = 250 \cdot 0,35 = 87,5 \text{ Мвар}$$

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

$$S_{m(am) \text{ расч}} = \frac{\sqrt{(250)^2 + (87,5)^2}}{0,8} = 331 \text{ МВА}$$

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

$$S_{\text{т.расч}} = \frac{\sqrt{(250)^2 + (87,5)^2}}{4 \cdot 0,7} = 94,6 \text{ МВА}$$

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.

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ПОДКЛЮЧЕНИЯ МАЛМЫЖСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ К ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

4.1 Оценка показателей надежности сравниваемых вариантов

Под надежностью электрической сети (или ее участка) понимают способность осуществлять передачу и распределение требуемого количества электроэнергии от источников к потребителям при нормативных уровнях напряжения и в соответствии с заданным графиком нагрузки. Надежность участка сети определяется надежностью и параметрами входящих в ее состав элементов (трансформаторов, коммутационной аппаратуры, линий электропередачи и др.) и схемой их соединения [27].

Нарушение работоспособности объекта называется отказом. В случае отказа отдельных элементов сети может произойти (в зависимости от схемы соединений) отказ участка сети, приводящий к нарушению электроснабжения потребителей: полному прекращению питания, частичному ограничению нагрузки, отклонению напряжения от допустимых нормами пределов [27].

При разработке вариантов схемы электрической сети должны быть соблюдены требования нормативных и руководящих документов к надежности. Однако в ряде случаев могут дополнительно потребоваться расчеты количественных показателей надежности, в частности, для решения следующих вопросов:

- сопоставления различных мероприятий, предусматриваемых для обеспечения требуемого потребителем уровня надежности;
- обоснования экономической целесообразности повышения надежности (степени резервирования) сверх нормативных требований. При сопоставлении различных мероприятий для обеспечения требуемого потребителем уровня надежности или обосновании экономической целесообразности повышения надежности сверх нормативных требований рекомендуется рассматривать математическое ожидание ущерба от вынужденных простоев (аварийных отключе-

ний). В современных условиях функционирования электроэнергетики математическое ожидание ущерба от плановых простоев должно учитываться при заключении двухстороннего договора купли-продажи электроэнергии.

Надежность рассматриваемых схем определяется по средствам аналитического метода. Данный метод позволяет количественно оценить надежность электрической схемы любой сложности. Он основан на композиции системного анализа и теории вероятностей [27].

В качестве расчётного режима принимается состояние полного отказа (полное погашение схемы). Расчётная схема первого варианта конфигурации электрической сети представлена ниже на рисунке 9.

4.1.1 Расчёт показателей надежности для первого варианта проектирования

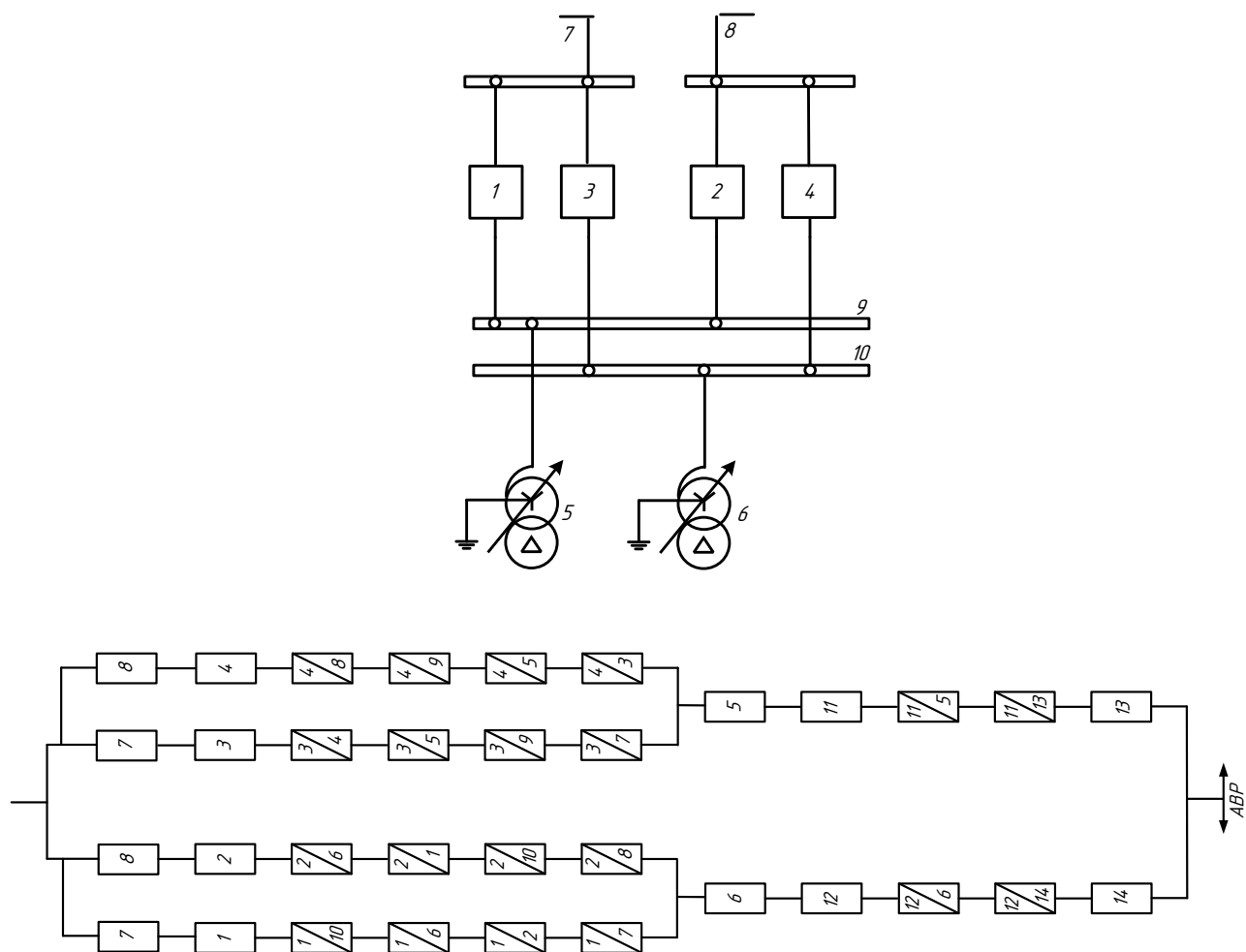


Рисунок 9 – Расчётная схема проектируемой подстанции

В таблице 30 приведены показатели надежности элементов, входящих в состав структурной схемы.

Таблица 30 – Показатели надежности элементов, входящих в состав структурной схемы

Элемент схемы	Ном. напря- жение	№ эле- мента в схеме	Параметр					
			$\lambda_0, 1/км \cdot год$ $\lambda, 1/год$	$l, км$	$t_6, ч$	$\lambda_{np},$ $1/год$	$t_{np}, ч$	
Вы- клю- чатель	220	11;12;15 16;17	– /0,016		–	25	1,0	111
	500	1;2;3;4	– /0,125		–	60	1,0	153
ВЛЭП	220	18 19	0,005/0,175	0,005/0,175	35 35	11	2,8	17
	500	7 8	0,002/0,73	0,002/0,11	365 55	14	3,1	18
Транс фор-р	500	5;6	0,005		–	22 0	1,166	450
Сбор- ные шины	220	13;14	0,013		–	5	1,0	8
	500	9;10	0,013		–	5	1,0	8

Для проведения расчёта составляем расчётные схемы относительно каждого трансформатора, изображенных на рисунке 10. Далее для каждой из них определим необходимые параметры.

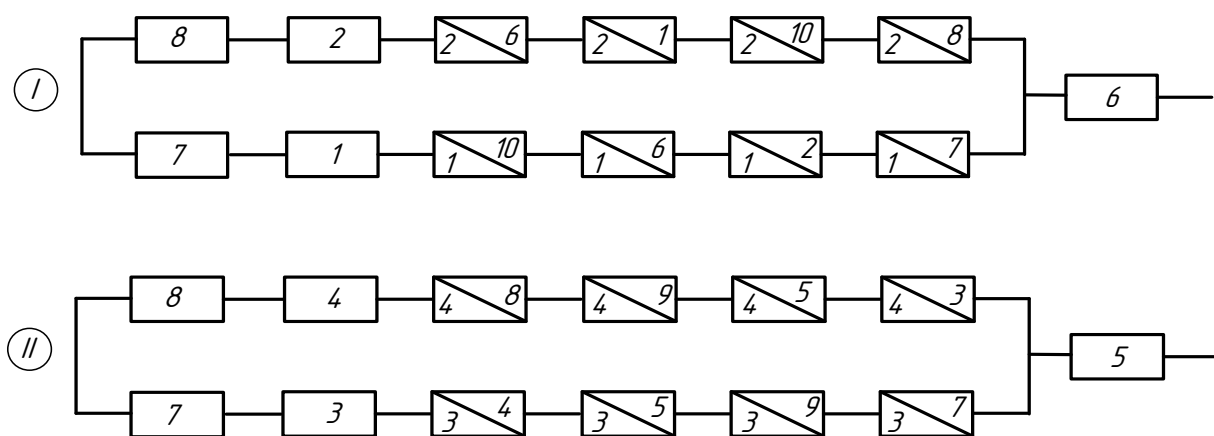


Рисунок 10 – Расчётная схема относительно трансформатора 5 и 6.

Определяем вероятность отказа системы с учётом преднамеренных отключений:

$$q_c = q_I \cdot q_{II} + K_{npI} \cdot q_{npI} \cdot q_{II} + K_{npII} \cdot q_{npII} \cdot q_I \quad (20)$$

В свою очередь коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого определяется следующим образом: [27]

$$K_{np} = 1 - e^{\frac{-\bar{t}_{np,i}}{\bar{t}_{B,экв}}} \quad (21)$$

Согласно формуле б определяем:

$$q_{1.1} = \lambda_7 \cdot t_{B7} + \lambda_1 \cdot t_{B1} + a_{B.авт1} \cdot (\lambda_{10} \cdot t_{B10} + \lambda_6 \cdot t_{B6} + \lambda_2 \cdot t_{B2} + \lambda_7 \cdot t_{B7}) = 1.403 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{1.2} = \lambda_8 \cdot t_{B8} + \lambda_2 \cdot t_{B2} + a_{B.авт2} \cdot (\lambda_{10} \cdot t_{B10} + \lambda_6 \cdot t_{B6} + \lambda_1 \cdot t_{B1} + \lambda_8 \cdot t_{B8}) = 3.873 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{2.1} = \lambda_7 \cdot t_{B7} + \lambda_3 \cdot t_{B3} + a_{B.авт3} \cdot (\lambda_4 \cdot t_{B4} + \lambda_5 \cdot t_{B5} + \lambda_9 \cdot t_{B9} + \lambda_7 \cdot t_{B7}) = 1.403 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{2.2} = \lambda_8 \cdot t_{B8} + \lambda_4 \cdot t_{B4} + a_{B.авт4} \cdot (\lambda_8 \cdot t_{B8} + \lambda_5 \cdot t_{B5} + \lambda_9 \cdot t_{B9} + \lambda_7 \cdot t_{B7}) = 3.873 \cdot 10^{-4}$$

На следующем этапе определяем среднее время восстановления каждой цепи: [27]

$$\bar{t}_{г.и} = \frac{q_i}{\lambda_i^* - \lambda_{npi}} \quad (22)$$

$$\bar{t}_{г.1.1} = \frac{1.403 \cdot 10^{-3}}{0.223} = 55 \text{ часов}$$

$$\bar{t}_{6.1.2} = \frac{3.873 \cdot 10^{-}}{0.843} = 4 \text{ часа}$$

$$\bar{t}_{6.2.1} = \bar{t}_{6.1.1}$$

$$\bar{t}_{6.2.2} = \bar{t}_{6.1.2}$$

Далее по формуле 7 определяем соответствующие коэффициенты:

$$K_{np1.1} = 1 - e^{\frac{-60}{4}} = 0.998$$

$$K_{np1.2} = 1 - e^{\frac{-60}{55}} = 0.663$$

$$K_{np2.1} = K_{np1.1}$$

$$K_{np2.2} = K_{np1.2}$$

Производим расчёт интенсивности отказа первой и второй цепи:

$$\lambda_I = 2\lambda_3 \cdot [\lambda_4 \cdot t_{B4} + a_{B.aem4} (\lambda_8 \cdot t_{B8} + \lambda_5 \cdot t_{B5} + \lambda_9 \cdot t_{B9} + \lambda_3 \cdot t_{B3})], \quad (23)$$

$$\lambda_I = 2 \cdot 0.025 \cdot [0.025 \cdot 60 + 0.025(0.11 \cdot 14 + 0.05 \cdot 220 + 0.013 \cdot 5 + 0.025 \cdot 60)]$$

$$\lambda_I = 1.266 \cdot 10^{-3} \text{ 1 / год}$$

$$\lambda_{II} = 2\lambda_1 \cdot [\lambda_2 \cdot t_{B2} + a_{B.aem2} (\lambda_{10} \cdot t_{B10} + \lambda_6 \cdot t_{B6} + \lambda_1 \cdot t_{B1} + \lambda_8 \cdot t_{B8})]$$

$$\lambda_{II} = 2 \cdot 0.025 \cdot [0.025 \cdot 60 + 0.025(0.11 \cdot 14 + 0.05 \cdot 220 + 0.013 \cdot 5 + 0.025 \cdot 60)]$$

$$\lambda_{II} = 1.266 \cdot 10^{-3} \text{ 1/год}$$

Определим параметр потока отказов системы, состоящей из двух параллельных элементов:

$$\lambda_c = \sum_{i=1}^n \lambda_i \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n (\lambda_i \cdot \bar{t}_{Bj} + \lambda_{npj} \cdot \bar{t}_{npj}), \quad (24)$$

В преобразованном виде формула примет следующий вид:

$$\lambda_c = \lambda_I \cdot q_{II} + \lambda_{II} \cdot q_I + \lambda_{Inp} \cdot q_{IImp} + \lambda_{IImp} \cdot q_{Inp}$$

$$\lambda_c = 1.266 \cdot 10^{-3} \cdot 1.256 \cdot 10^{-3} + 1.266 \cdot 10^{-3} \cdot 1.256 \cdot 10^{-3} + 1 \cdot 0.014 + 1 \cdot 0.014 = 0.027 \text{ 1/год}$$

Производим расчёт средней вероятности состояния отказа системы:

$$q_c = \prod_{i=1}^n \lambda_i \cdot \bar{t}_{Bi} + \prod_{i=1}^n K_{npi} \cdot \lambda_{npi} \cdot \bar{t}_{npi} \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_j \cdot \bar{t}_{Bj}, \quad (25)$$

$$q_I = (q_{1.1} \cdot q_{1.2} + K_{np1.1} \cdot q_{np1.1} \cdot q_{1.2} + K_{np1.2} \cdot q_{np1.2} \cdot q_{1.1}) + q_5$$

$$q_I = (1,403 \cdot 10^{-3} \cdot 3,873 \cdot 10^{-4} + 0,998 \cdot 6,37 \cdot 10^{-3} \cdot 3,873 \cdot 10^{-4} + 0,663 \cdot 6,37 \cdot 10^{-3} \cdot 1,403 \cdot 10^{-3}) + 1,256 \cdot 10^{-3} = 1,265 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{II} = (q_{2.1} \cdot q_{2.2} + K_{np2.1} \cdot q_{np2.1} \cdot q_{2.2} + K_{np2.2} \cdot q_{np2.2} \cdot q_{2.1}) + q_6$$

$$q_{II} = (1,403 \cdot 10^{-3} \cdot 3,873 \cdot 10^{-4} + 0,998 \cdot 6,37 \cdot 10^{-3} \cdot 3,873 \cdot 10^{-4} + 0,663 \cdot 6,37 \cdot 10^{-3} \cdot 1,403 \cdot 10^{-3}) + 1,256 \cdot 10^{-3} = 1,265 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{cx} = q_I \cdot q_{II} + K_{npI} \cdot q_{npI} \cdot q_{II} + K_{npII} \cdot q_{npII} \cdot q_I$$

$$q_{cx} = 1,6 \cdot 10^{-6} + 0,976 \cdot 6,37 \cdot 10^{-3} \cdot 1,265 \cdot 10^{-3} + 0,976 \cdot 6,37 \cdot 10^{-3} \cdot 1,265 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{cx} = 1,732 \cdot 10^{-5}$$

Далее определяем среднее время безотказной работы системы:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c}, \quad (26)$$

$$\bar{T}_c = \frac{1}{2,7 \cdot 10^{-2}} = 37,5 \text{ лет}$$

Определяем расчётное время безотказной работы при $\alpha = 0.1$:

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - \alpha) \bar{T}_c$$

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - 0.1) \cdot 37,5 = 3,84 \text{ года}$$

Производим расчёт среднего времени восстановления системы:

$$\bar{t}_{вс} = \frac{q_c}{\lambda_c}$$

$$\bar{t}_{вс} = \frac{1,732 \cdot 10^{-5}}{2,7 \cdot 10^{-2}} = 55,37 \text{ часов}$$

4.1.2 Расчёт ущерба от перерыва электроснабжения [27].

Недоотпуск электроэнергии определим по следующей формуле:

$$W_{нед} = \Sigma P_{дефи} \cdot K_{ПСi} \cdot T, \quad (27)$$

где $P_{дефи}$ – дефицит мощности для i -го расчётного случая;

T – анализируемый период по надежности.

$$W_{нед} = 250 \cdot 10^3 \cdot 1,732 \cdot 10^{-5} \cdot 8760 = 37,93 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Перейдем к расчёту ущерба. Суммарный ущерб от перерывов электроснабжения состоит из внезапного и основного ущербов. Ущерб, связанный с самим фактом внезапного перерыва электроснабжения – фактом внезапности отключения УВН, приводит к повреждению основного оборудования и инструментов, порче сырья и материалов, браку продукции, расстройству сложного технологического процесса. Основной ущерб $У_0$ определяется величиной недоданной потребителю электроэнергии, в результате чего наблюдается невыпуск продукции, простой рабочей силы. [12]

$$У_{осн} = У_0 \cdot W_{нед}, \quad (28)$$

где $У_0$ – средняя величина удельного основного ущерба, руб./кВт·ч, значения которого приведены в [18].

$$У_{осн} = 11,25 \cdot 37,93 \cdot 10^3 = 426,728 \text{ тыс.руб}$$

$$Y_{вн} = Y_0 \cdot P_{mp}$$

$$Y_{вн} = 11,25 \cdot 250 \cdot 10^3 = 2,813 \text{ млн.руб}$$

Определим суммарный ущерб:

$$Y_{\Sigma} = Y_{осн} + Y_{вн}, \quad (29)$$

$$Y_{\Sigma} = 0,4267 + 2,813 = 3,24 \text{ млн.руб}$$

4.1.3 Расчёт показателей надежности для второго варианта проектирования

В таблице 31 приведены показатели надежности элементов, входящих в состав структурной схемы для второго варианта проектирования.

Таблица 31 – Показатели надежности элементов для второго варианта

Элемент схемы	Ном. напря- жение	№ эле- мента в схеме		Параметр						
				$\lambda_0, 1/км \cdot год$ $\lambda, 1/год$		$l, км$		$t_0, ч$	$\lambda_{np},$ $1/год$	$t_{np}, ч$
Вы- клю- чатель	220	1;2;3;4;5		– /0,006		–		60	0,2	111
ВЛЭП	220	6	7	0,005/0,4	0,005/0,4	80	80	15	3,1	18
Транс фор-р	220	8;9		0,0015		–		12 0	0,85	250
Сбор- ные шины	220	13;14		0,013		–		5	1,0	8

Расчёт показателей надежности для второго варианта подключения проводится аналогичным образом, в соответствии с первым вариантом, с использованием идентичного математического аппарата. Таким образом, исключая дублирование информации, результаты расчёта для второго варианта сводим в таблицу 32.

В свою очередь подробный расчёт для обоих вариантов приведен в Приложении Г.

Таблица 32 – Результаты расчёта показателей надежности для второго варианта

Параметр	q_{cx}	$\lambda_{cx}, 1/\text{год}$	$\bar{T}_p, \text{ час}$	$\bar{T}_c, \text{ лет}$	$У_{\Sigma}, \text{ млн.руб}$
Значение	$3,5 \cdot 10^{-5}$	0,022	46	4,85	3,67

4.2 Оценка экономической эффективности сравниваемых вариантов

В условиях рыночной экономики решающее условие финансовой устойчивости предприятия – эффективность вложения капитала в тот или иной инвестиционный проект. Поскольку капитальные вложения всегда ограничены финансовыми возможностями предприятия, а достижение результата отдалено во времени, возникает необходимость планирования инвестиционных решений и оценки экономической эффективности. Поэтому целью данного раздела является сравнение затрат на реализацию предлагаемых вариантов конфигурации электрической сети и оценка экономической эффективности проектируемой сети для конечного варианта [36]. Подробный расчёт экономического сравнения вариантов приведен в приложении Б.

4.2.1 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на изыскательные работы, подготовку трассы (определение собственника, отвод земли и т. д.), затраты на приобретение элементов линии (опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, заземлителей), транспортировку, монтаж [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 33 [36].

Таблица 33 – 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			
1) Заходы ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская на ПП Нерген;	3хАС-300/39	1,5	3560
2) ПП Нерген – ПС Таёжная			
Таёжная – Малмыж	ААCSRZ 527	35	1310
2 вариант подключения			
Комсомольская – Малмыж	ААCSRZ 527	80	2195

Затраты на вырубку просеки и устройство лежневых дорог для соответствующего класса напряжения представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Затраты на вырубку просеки и устройство лежневых дорог

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

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

$$K_{\Sigma ВЛЭП} = (K_{ВЛЭП} + K_{прос} + K_{леж.дор} + K_{пост.отв.зем}) \cdot k_{инфл} \cdot k_{зон.повыш}, \quad (30)$$

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

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

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

$k_{инфл}$ – прогнозный индекс на оборудование к уровню цен по состоянию на 01.01.2000, равный 5,27;

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

Прогнозный индекс изменения сметной стоимости оборудования на II квартал 2021 года принят согласно письму Минстроя России от 04.05.2021 №18410-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 35 – Затраты на сооружение ВЛЭП

Вариант подключения	Капитальные вложение в сооружение ВЛЭП, млрд.руб.
1 вариант	0,507
2 вариант	1,831

4.2.2 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.

Затраты по п.6 составляют значения, равные (в % от суммы по пп.1-5):

- 1,5-2% – временные здания и сооружения;
- 10-11% – проектно-изыскательные работы, авторский надзор. [36]

Стоимость ячейки одного комплекта выключателя и примерная площадь постоянного отвода земли под ячейку выключателя представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Стоимость комплекта выключателя и примерная площадь постоянного отвода

Класс напряжения, кВ	Стоимость ячейки одного комплекта выключателя с элегазовой изоляцией, тыс.руб		Примерная площадь постоянного отвода земли под ячейку выключателя, тыс.м ²
	ОРУ	КРУЭ	
220	12500	24000	1,6
500	25000	40000	14

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 АДЦТН 3х167 500/220 и ТРДЦН 100 220/10/10 составляет 73000 тыс.руб. и 18700 тыс.руб. соответственно.

Постоянная часть затрат при осуществлении реконструкции может быть принята (в % от значений, приведенных в таблице 37:

- 15-20% – при установке второго трансформатора, дополнительного выключателя или другого вида оборудования;
- 40-60% – при переустройстве или замене ОРУ.

Таблица 37 – Постоянная часть затрат на ПС

Схема РУ на стороне ВН	Стоимость в ценах 01.01.2000г, тыс. руб	
	Открытая ПС	Закрытая ПС (КРУЭ)
Трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя 500	153000	99000
Две рабочие системы шин 220	52000	38000

При определении стоимости ПС напряжением 220 кВ и выше должны быть учтены затраты на организацию противоаварийной автоматики, приведенные в таблице 38.

Таблица 38 – Укрупненные показатели стоимости противоаварийной автоматики

Стоимость в ценах 01.01.2000 г, тыс. руб				
ПА подстанции с высшим напряжением 220 кВ при количестве присоединений 220Кв более 2-х:				
Проектирование	Оборудование	Монтаж	Наладка	Итого:
230	580	130	260	1200
ПА подстанции без дозирования управляющих воздействий противоаварийного управления при количестве присоединений 330 кВ и выше до 5:				
610	1530	350	670	3160

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

$$K_{ПС} = (K_{яч.выкл} + K_{пост} + K_{ПА} + K_{пост.отв.зем}) \cdot k_{инфл} \cdot k_{зон.повыш} + K_{пр}, \quad (31)$$

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

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат;

$K_{ПА}$ – укрупнённая стоимость установки противоаварийной автоматики;

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

$K_{пр}$ – затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Вычисляем суммарные капиталовложения в сооружение ПС для двух вариантов:

Результаты расчетов сведены в таблицу 39.

Таблица 39 - Сводная таблица капиталовложений в проектируемую сеть в ценах приведенных к IV кварталу 2020 г.

Вариант подключения	Капиталовложения в строительство ЛЭП, млрд.руб	Капиталовложения в строительство ПС, млрд руб.	Суммарные капиталовложения, млрд.руб
1 вариант	0,507	4,867	5,374
2 вариант	1,831	2,036	3,867

4.2.3 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].

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{cl}}, \quad (32)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

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

4.2.4 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 Rastr Win 3. [17].

Таблица 40 – 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	1867	1744	123,83	1868
2 вариант	1869	1744	125,58	1869

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (33)$$

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

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 0,964 руб/ кВт·ч.

Определяются эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ЭКС}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}}, \quad (34)$$

где $K_{\text{ПС}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ПС;

$K_{\text{ВЛ}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ЛЭП;

$\alpha_{\text{ПС}}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуж. ПС;

$\alpha_{\text{ВЛ}}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуж. ПС;

Рассчитываются затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования.

Для 1 варианта конфигурации сети:

Рассчитываются суммарные издержки:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta W} + Y_{\Sigma}, \quad (35)$$

Эквивалентные годовые расходы рассчитываются по формуле:

$$Z = E \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma}, \quad (36)$$

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

Все результаты полученные в результате экономического расчёт сводим в таблицу 41.

Таблица 41 – Экономическое сравнение вариантов

Параметр сравнения	1 вариант	2 вариант
	Заходы ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская на ПП Нерген; ПП Нерген – ПС Таёжная	
Суммарные капиталовложения, K_{Σ} , млрд. руб	5,374	3,867
Суммарные издержки, I_{Σ} , млрд.руб	1,184	1,009
Эквивалентные годовые расходы, Z , млрд.руб	1,722	1,396

$$\varepsilon = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2} \cdot 100\%, \quad (37)$$

В результате технико-экономического сравнения двух вариантов, процентная разница между приведенными затратами первого и второго вариантов подключения составила 23,35%, что вполне ожидаемо, так как реализация вариантов проводилась в сетях с разным номинальным напряжением – 220 и 500 кВ соответственно.

Необходимо отметить, что в связи с созданием территории опережающего социально-экономического развития "Комсомольск" прогнозируется рост объёмов производства в машиностроительном комплексе планируется, в том числе, за счёт увеличения выпуска продукции на одном из крупнейших предприятий региона – авиационном заводе в г. Комсомольск-на-Амуре.

По завершению реконструкции Комсомольского нефтеперерабатывающего завода (планируемый срок – апрель 2022 года) объём переработки сырой нефти составит 8,0 млн тонн в год. Для повышения надёжности поставок нефти и сокращения транспортных затрат реализован проект строительства нефтепровода-отвода с подключением Комсомольского нефтеперерабатывающего завода к магистральному нефтепроводу «Восточная Сибирь – Тихий океан» [34].

Для обеспечения возможности присоединения объектов ОАО «РЖД» в умеренном варианте в соответствии со Схемой и программой развития ЕЭС России на 2021 – 2027 годы, а также решениями протоколов совещания у Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр и от 28.01.2021 № НШ-21пр учтено сооружение/реконструкция следующих электросетевых объектов [34]:

- строительство ПС 220 кВ Комсомольск-сортировочный/т (с установкой трёх трансформаторов 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый) с заходами ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 1 на ПС 220 кВ Комсомольск-сортировочный/т ориентировочной протяженностью 9 км (2х4,5 км);

- строительство третьей ВЛ 220 кВ ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт (достройка участка ЛЭП от ПС 220 кВ Старт до ПС 220 кВ ГПП-4) ориентировочной протяженностью 21 км (1х21 км);

Соответственно второй вариант подключения с центром питания ПС Комсомольская является нецелесообразным, для дальнейшей разработки принимается вариант с номинальным напряжением 500 кВ.

5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПП НЕРГЕН, ПС ТАЁЖНАЯ, ПС МАЛМЫЖ И ВЛ 220 КВ ТАЁЖНАЯ–МАЛМЫЖ

5.1 Расчёт токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрооборудования по условиям короткого замыкания; для выбора уставок и оценки возможного действия релейной защиты и автоматики; для определения влияния токов нулевой последовательности линий электропередачи на линии связи; для выбора заземляющих устройств. [26]

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это в свою очередь, вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

Допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей: [26]

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают, кроме специальных случаев, ёмкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- считают, что трехфазная система является симметричной;
- влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;
- при вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех.

Схема замещения электроэнергетической системы представляет собой совокупность схем замещения ее отдельных элементов, соединенных между собой в той же последовательности, что и на расчетной схеме.

Для проведения расчётов ТКЗ необходимо иметь расчётную схему электрической сети, рассматриваемой энергосистемы. Расчётная схема относительно шин ПП Нерген приведена на рисунке 11.

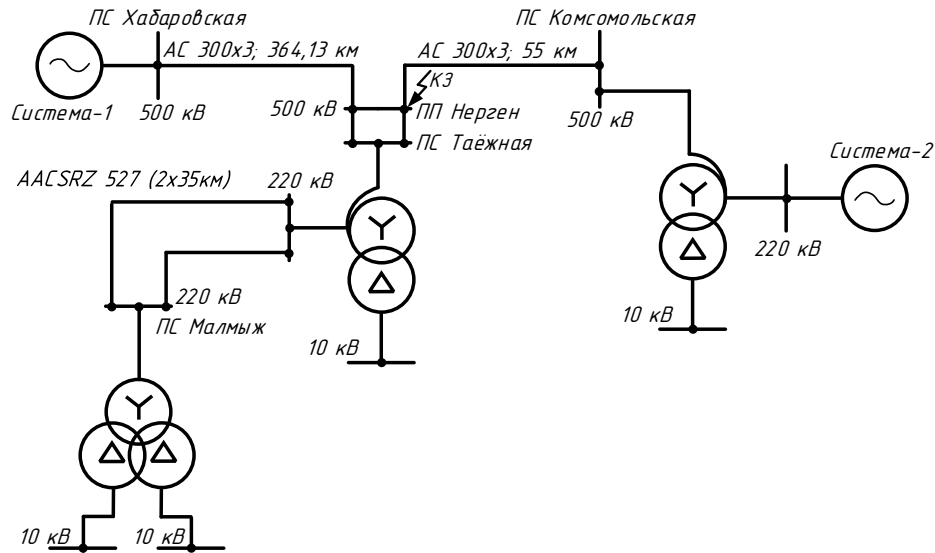


Рисунок 11– Расчётная схема электрической сети

Сопротивление системы определяется по формуле:

$$x_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{K3.c}}$$

где I_{K3} – суммарный ток короткого замыкания на шинах системы

Составление схемы замещения и расчёт её параметров выполняется в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98. Расчёт токов короткого замыкания произведен в программном комплексе RastrKZ (в составе Rastr Win 3), предназначенном для расчета токов коротких замыканий и несимметричных режимов. Для расчета токов при несимметричных КЗ используется метод симметричных составляющих. При этом кроме схемы замещения прямой последовательности для расчета двухфазного КЗ необходимо составить схему замещения обратной последовательности, а для расчета однофазного и двухфазного КЗ на землю - также схему замещения нулевой последовательности. [26]

Схема замещения обратной последовательности по конфигурации аналогична схеме замещения прямой последовательности, т.е. в ней должны быть представлены все элементы исходной расчетной схемы.

Схема замещения нулевой последовательности обычно существенно отличается от схем прямой и обратной последовательностей. Ее конфигурация определяется в основном положением расчетной точки КЗ и схемами соединения обмоток трансформаторов и автотрансформаторов исходной расчетной схемы.

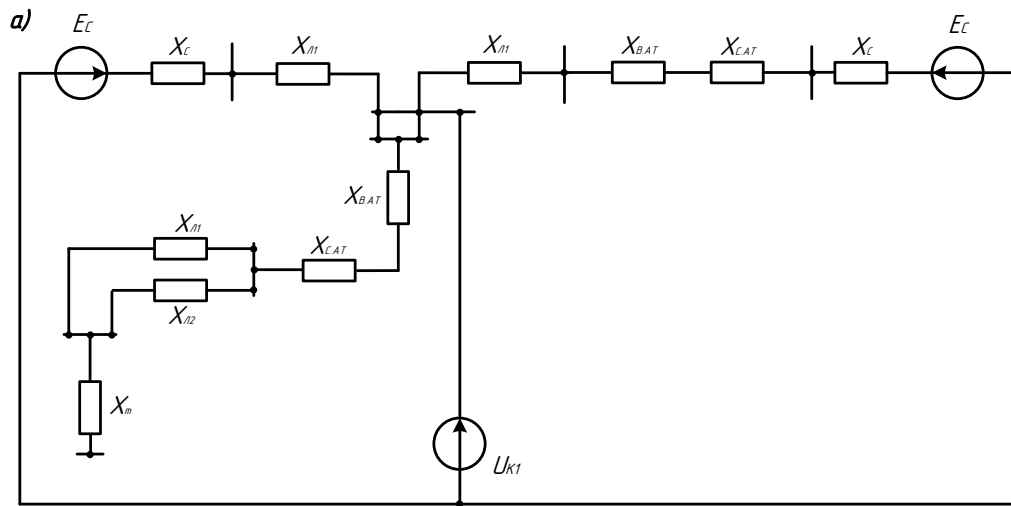
Сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности элементов вводятся в ПВК RastrWin 3 в таблицах «Ветви/Несим/ИД» и «Генератор/Несим». Индуктивное сопротивление нулевой последовательности воздушной линии электропередачи зависит от сечения проводов, расстояний между фазами, наличия или отсутствия заземленных тросов и других линий, проложенных по той же трассе, и многих других факторов. Поэтому его следует определять расчетным путем в соответствии с методикой, приведенной в [17].

Однако, в соответствии с п. 4.2.5.7. [19] при приближенных расчетах токов несимметричных КЗ для ВЛ допускается рассчитывать сопротивления нулевой последовательности по упрощенным выражениям. А именно, по средним значениям отношений сопротивлений нулевой и прямой последовательностей воздушных линий электропередачи, приведенным в таблице 42 [26].

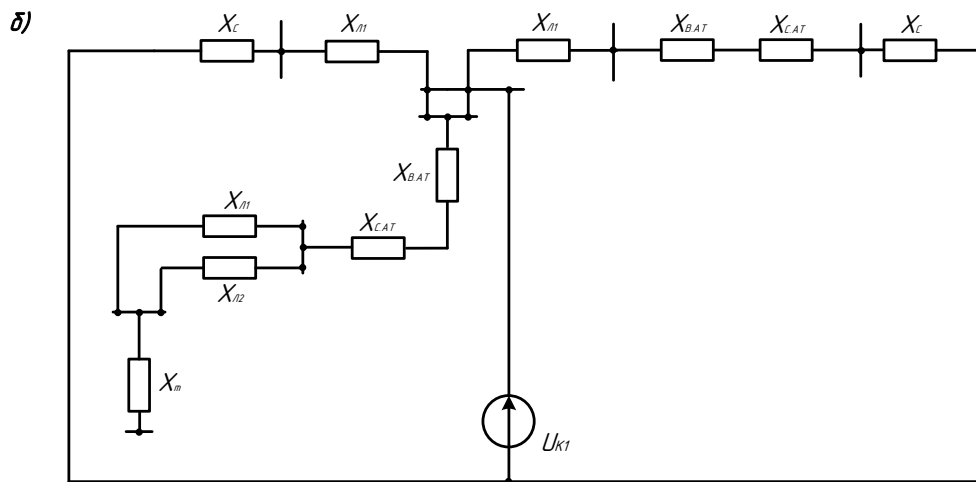
Таблица 42 – Средние значения отношения X_0/X_1 для ВЛЭП

Характеристика линии	X_0/X_1
Одноцепная без заземлённых тросов	3,5
То же, со стальными заземлёнными тросами	3,0
То же, с заземлёнными тросами из хорошо проводящих материалов	2,0
Двухцепная линия без заземленных тросов	5,5
То же, со стальными заземлёнными тросами	4,7
То же, с заземлёнными тросами из хорошо проводящих материалов	3,0

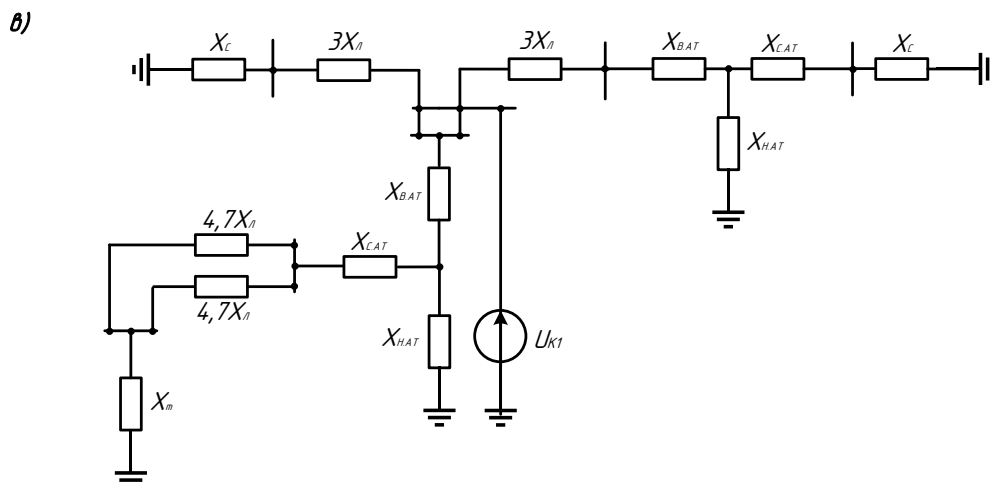
Механизм расчёта токов короткого замыкания подробно описан в руководстве пользователя Rastr Win 3 [17]. Соответственно, все расчётные данные вносим согласно данному руководству.



Примечание: Обмотка низшего напряжения автотрансформатора не нагружена, поэтому она не вводится в схемы замещения прямой и обратной последовательностей. [РД 153-34.0-20.527-98]



Примечание: Схема обратной последовательности отличается от схемы прямой последовательности только тем, что в ней отсутствуют ЭДС. [РД 153-34.0-20.527-98]



Примечание: В схему замещения нулевой последовательности вводится обмотка низшего напряжения автотрансформатора, соединенная в треугольник [РД 153-34.0-20.527-98]

Рисунок 12 – Схемы замещения прямой (а), обратной (б) и нулевой (в) последовательности

Таблица 43 – Расчётные токи по данным ПАО «ФСК ЕЭС» ХПМЭС

Место короткого замыкания	Значение тока трёхфазного короткого замыкания, $I_{П0}^{(3)}$, кА	Значение тока однофазного короткого замыкания, $I_{П0}^{(1)}$, кА
СШ – 500 кВ ПС Хабаровская	4,42	2,02
СШ – 220 кВ ПС Хабаровская	8,23	4,12
СШ – 500 кВ ПС Комсомольская	3,71	1,16
СШ – 220 кВ ПС Комсомольская	7,91	2,84

Таблица 44 – Вкладка Узлы/Несим.

Тип0	Номер	Название	U ном
у	1	1Е	500
у	92	Система - 2	220
у	91	Система - 1	500
у	7	Нейтраль АТ-1	500
у	8	1 с.ш 220 кВ	220
у	9	НН АТ-1	10
у	10	Нейтраль АТ-2	500
у	12	НН АТ-2	10
у	14	КРУЭ 500	500
у	15	КЗ	500
у	18	Нейтраль АТ-1	500
у	19	1 с.ш 220 кВ	220
у	20	НН АТ-1	10
у	28	3Е	500
у	30	Нейтраль АТ-1	500
у	31	1 с.ш 220 кВ	220
у	32	НН АТ-1	10
у	65	ПП Нерген 500 кВ	500
у	66	ПС Таёжная 500 кВ	500
у	67	Нейтраль АТ-1	500
у	68	ОРУ 220 кВ	220
у	69	НН АТ-1	10
у	70	ПС Малмыж 220 кВ	220
у	71	Нейтраль Т-1	220
у	72	НН-1 Т-1	10
у	73	НН-2 Т-1	10
у	74	Нейтраль Т-2	220
у	75	НН-1 Т-2	10
у	76	НН-2 Т-2	10

Таблица 45 – Вкладка Ветви/Несим.

Тип	N нач	N кон	Название	X	x0
ЛЭП	1	91	1Е - Система - 1	68,515	103,34
ЛЭП	92	19	Система - 2 - 1 с.ш 220 кВ	14,904	140,589
Тр-р	1	7	1Е - Нейтраль АТ-1	20,3666	20,3666
Тр-р	7	8	Нейтраль АТ-1 - 1 с.ш 220 кВ	0	0
Тр-р	7	9	Нейтраль АТ-1 - НН АТ-1	37,83	37,83
Тр-р	1	10	1Е - Нейтраль АТ-2	20,3666	20,3666
Тр-р	10	8	Нейтраль АТ-2 - 1 с.ш 220 кВ	0	0
Тр-р	10	12	Нейтраль АТ-2 - НН АТ-2	37,83	37,83
Тр-р	15	18	КЗ - Нейтраль АТ-1	20,3666	0
Тр-р	18	19	Нейтраль АТ-1 - 1 с.ш 220 кВ	0	0
Тр-р	18	20	Нейтраль АТ-1 - НН АТ-1	37,83	0
ЛЭП	1	28	1Е - 3Е	37,872	113,61
Тр-р	28	30	3Е - Нейтраль АТ-1	20,3666	20,3666
Тр-р	30	31	Нейтраль АТ-1 - 1 с.ш 220 кВ	0	0
Тр-р	30	32	Нейтраль АТ-1 - НН АТ-1	37,83	37,83
ЛЭП	1	65	1Е - ПП Нерген 500 кВ	94,036	289,11
ЛЭП	65	15	ПП Нерген 500 кВ - КЗ	17,04	51,12
ЛЭП	65	66	ПП Нерген 500 кВ - ПС Таёжная 500 кВ	0,155	0,752
ЛЭП	65	66	ПП Нерген 500 кВ - ПС Таёжная 500 кВ	0,155	0,752
Тр-р	66	67	ПС Таёжная 500 кВ - Нейтраль АТ-1	20,3666	20,3666
Тр-р	67	68	Нейтраль АТ-1 - ОРУ 220 кВ	0	0
Тр-р	67	69	Нейтраль АТ-1 - НН АТ-1	37,83	37,83
Тр-р	70	71	ПС Малмыж 220 кВ - Нейтраль Т-1	32	0
Тр-р	71	72	Нейтраль Т-1 - НН-1 Т-1	63,5	0
Тр-р	71	73	Нейтраль Т-1 - НН-2 Т-1	63,5	0
Тр-р	70	74	ПС Малмыж 220 кВ - Нейтраль Т-2	32	0
Тр-р	74	75	Нейтраль Т-2 - НН-1 Т-2	63,5	0
Тр-р	74	76	Нейтраль Т-2 - НН-2 Т-2	63,5	0
ЛЭП	68	70	ОРУ 220 кВ - ПС Малмыж 220 кВ	14	65,8
ЛЭП	68	70	ОРУ 220 кВ - ПС Малмыж 220 кВ	14	65,8

Таблица 46 – Вкладка Генератор/Несим.

№	Название	№ Узла	X	X0	E
1	Система 1	91	68,46	157,2	550
2	Система 2	92	16,78	46,75	230

Результаты расчёта токов короткого замыкания приведен в таблице 47.

Таблица 47 – Расчётные токи однофазного и трёхфазного КЗ

Место короткого замыкания	Значение тока трёхфазного короткого замыкания, $I_{\text{ПЗ}}^{(3)}$, кА	Значение тока однофазного короткого замыкания, $I_{\text{ПЗ}}^{(1)}$, кА
СШ – 500 кВ ПП Нерген	3,27	1,47
СШ – 500 кВ Таёжная	3,26	1,47
СШ – 220 кВ Таёжная	5,89	2,92
СШ – 220 кВ Малмыж	4,46	1,44
СШ – 10 кВ Малмыж	22,2	9,7

Значение ударного тока определяется следующим образом:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПЗ}} \cdot k_{\text{уд}}, \quad (38)$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания цепи КЗ. Принимается в соответствии с таб.3.6 [19].

Для системы, связанной с шинами где рассматривается КЗ, ВЛ напряжением 220 кВ равен 1,717, в свою очередь для ВЛ 500 кВ принимается равным 1,85.

Определим ударный ток на шинах 500 кВ ПП Нерген:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 3,27 \cdot 1,85 = 8,55 \text{ кА}$$

Определим ударный ток на шинах 500 кВ ПС Таёжная:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 3,26 \cdot 1,85 = 8,53 \text{ кА}$$

Определим ударный ток на шинах 220 кВ ПС Таёжная:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 5,89 \cdot 1,717 = 14,3 \text{ кА}$$

Определим ударный ток на шинах 220 кВ ПС Малмыж:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 4,46 \cdot 1,717 = 10,83 \text{ кА}$$

Определим ударный ток на шинах 10 кВ ПС Малмыж:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 22,2 \cdot 1,6 = 50,2 \text{ кА}$$

Таблица 48 – Результаты расчёта ТКЗ

Место короткого замыкания	Значение тока трёхфазного короткого замыкания, $I_{\text{П0}}^{(3)}$, кА	Значение ударного тока короткого замыкания, i_{y0} , кА
СШ – 500 кВ ПП Нерген	3,27	8,55
СШ – 500 кВ Таёжная	3,26	8,53
СШ – 220 кВ Таёжная	5,89	10,51
СШ – 220 кВ Малмыж	4,46	10,83
СШ – 10 кВ Малмыж	22,2	50,2

5.2 Разработка однолинейных схемы проектируемых энергообъектов

При выборе схем распределительных устройств подстанции следует учитывать число присоединений (линий и трансформаторов), требования надежности электроснабжения потребителей и обеспечения транзита мощности через ПС в нормальном, ремонтных и послеаварийных режимах [29].

Схемы ПС должны формироваться таким образом, чтобы была возможность их поэтапного развития. При возникновении аварийных ситуаций должна быть возможность восстановления энергоснабжения потребителей средствами автоматики.

Число и вид коммутационных аппаратов выбираются с учётом возможности проведения поочередного ремонта отдельных элементов ПС без отключения других присоединений [33].

Территория открытых подстанций формируется в основном за счет открытых распределительных устройств (ОРУ) высшего напряжения (ВН), занимающих до 80% от общей площади ПС. Остальные 20% территории ПС занимают здания и сооружения (общеподстанционный пункт управления (ОПУ, закрытое (ЗРУ) или комплектное (КРУ) распредустройство, синхронные компенсаторы, склад масла, башня для ремонта трансформаторов и т.д.).

Рассмотрим схему №7- «Четырехугольник». Данная схема относится к классу схем с двукратным принципом подключения присоединений. В этих схемах каждое присоединение коммутируется двумя выключателями. В тоже время эти схемы очень экономичны [33].

Схема четырехугольника применяется в РУ напряжением 110-750 кВ для двухтрансформаторных подстанций, питаемых по 2-м воздушным линиям, при необходимости секционирования транзитной ВЛ. Может применяться в качестве начального этапа схемы «трансформаторы-шины». Схема является альтернативой схемам «мостиков» и по многим показателям является предпочтительной. Следовательно, на ПП Нерген ОРУ-500 кВ выполняем по схеме 7 [33].

Для ОРУ 220 ПС Таёжная и Малмыж оптимальным вариантом является типовая схема № 220-9 – «Одна рабочая секционированная выключателем и система шин» В настоящее время, ввиду надежности элегазового оборудования от обходной системы шин отказываются в целях экономической выгоды.

Однолинейная схема выбранного варианта подключения изображена на рисунке 13.

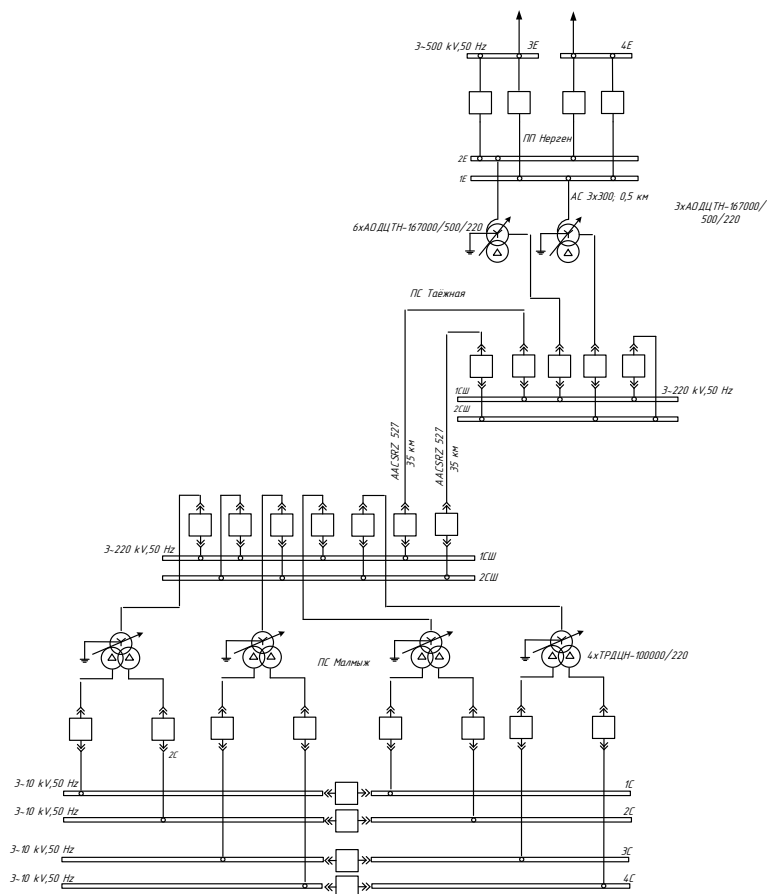


Рисунок 13 – Однолинейная схема варианта подключения

5.3 Выбор и проверка ошиновки 500 кВ

Ошиновку 500 кВ выполним в виде сборных шин производства ЗАО «ЗЭТО» г.Великие Луки, выполненных из сплава 1915, внешний диаметр которых $D = 220$ мм, внутренний 210 мм (толщина стенки $b = 5$ мм), имеют сварной шов на расстоянии от опорного сечения $Z_{св} = 2,5$ м. Длина пролета $l = 15$ м, длина неразрезного отрезка шины $L = 15,5$ м, расстояние между фазами $a = 3,5$ м. Шины закреплены шинодержателями в виде скоб на вертикальных надставках, выполненных из тех же труб, что и шины. Для демпфирования колебаний в шинах проложен стальной пруток диаметром 5 мм. [18]

Ошиновка изготавливается в климатическом исполнении УХЛ, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69 и предназначена для эксплуатации на высоте более 1000 м над уровнем моря при температуре окружающего воздуха минус 60°C до плюс 40°C

Ошиновка расположена в III районе по скоростному напору ветра и IV районе по толщине стенки гололеда. Минимальная зимняя температура в регионе – 45°C , а средняя зимняя температура -15°C . [18]

Определяем значение максимального рабочего тока на шинах 500 кВ. Наибольший рабочий ток будет протекать в режиме зимнего максимума Исходя из проведенного ранее расчёта электрического режима определяем: [18]

$$I_{\text{max.p}} = \frac{S_{\text{max.зим}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (39)$$

$$I_{\text{max.p}} = \frac{317}{\sqrt{3} \cdot 500} = 365 \text{ A}$$

Ударный ток КЗ на шинах ПП Нерген $I_{\text{уд}}=8,55$ кА, действующее значение периодической составляющей тока КЗ $I_{\text{п0}}=3,27$ кА, постоянная времени затухания апериодической с оставляющей КЗ $T_{\text{а}}=0,05$ с. Время термической продолжительность КЗ - 4 с. На ПС установлено быстродействующее АПВ с продолжительность бестоковой паузы 0,3 с.

5.3.1 Проверка шин по температурным удлинениям

Здесь и ниже расчеты выполняются согласно настоящим рекомендациям и в соответствии с формулами, коэффициентами и параметрами, приведенными в Методических указаниях по расчету и испытаниям жесткой ошиновки ОРУ и ЗРУ 110-500 кВ [18].

Примем монтажную температуру воздуха, (и, следовательно, начальную температуру шины) равной $t_0 = 20^{\circ}\text{C}$, а длину неразрезного участка шины $L=15.5$ м.

Тогда в соответствии с формулой 1.9 и табл 1.2 [18] длина шины при наименьшей температуре, равной минимальной зимней температуре, составляет:

$$L(v_{\min}) = L_0 \cdot \prod_{i=1}^k (1 + a_{li} \cdot \Delta v_i) \approx L_0 \cdot (1 + a_{lcp} \cdot \Delta v), \quad (40)$$

где L_0 - начальная (монтажная) длина шины при температуре $v_0 = 20^\circ\text{C}$;

$\Delta v_i = \Delta v_i - \Delta v_{i-1}$ - температурный интервал, $^\circ\text{C}$;

a_{li} - коэффициент температурного удлинения на i -ом интервале, град^{-1} ;

a_{lcp} - среднее значение коэффициента температурного удлинения в интервале температур (v_{\min}, v_{\max}), град^{-1} .

$$L(v_{\min}) = 15,5 \cdot [(1 + 25,6 \cdot 10^{-6} \cdot (-45 - 20))] = 15,474 \text{ м}$$

Вычислим длину при наибольшей допустимой температуре шины (200°C):

$$L(v_{\min}) = 15,5 \cdot [(1 + 25,6 \cdot 10^{-6} \cdot (100 - 20)) \cdot [(1 + 27,6 \cdot 10^{-6} \cdot (200 - 100))] = 15,572 \text{ м}$$

Таким образом, при температурных деформациях длина шины изменяется на 60 мм, что следует учитывать при установке температурных компенсаторов.

5.3.2 Проверка шин по нагреву в рабочих режимах

В отношении нагрева, шины должны удовлетворять следующему условию (формула 1.11) [18]:

$$I_{\max.p} \leq I_{дон}, \quad (41)$$

$$365 \text{ А} \leq 3150 \text{ А}$$

Таким образом, шины соответствуют требованиям.

5.3.3 Термическая стойкость шин

На первом этапе определяем интеграл Джоуля:

$$B_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (42)$$

$$B_k = 3,27^2 (4 + 0,05) = 14,74 \text{ кА}^2\text{с}$$

Далее определим площадь сечения шины:

$$S = \pi \cdot \frac{D^2 - d^2}{4}, \quad (43)$$

$$S = 3,14 \cdot \frac{220^2 - 210^2}{4} = 3376 \text{ мм}^2$$

Термически стойкое сечение согласно (1.38 [18]) и указаниям табл. 1.9 [18] составляет:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \quad (44)$$

$$S_T = \frac{\sqrt{14,74 \cdot 10^6}}{51} = 752,8 \text{ мм}^2$$

Требуемое термически стойкое сечение меньше сечения шины, следовательно, необходимое условие выполняется.

5.3.4 Проверка шин по допустимым прогибам от собственного веса

Согласно (2.2) [18] допустимый статический прогиб шины без учета гололеда равен:

$$y_{cm.\partial on1} = \frac{l}{100}, \quad (45)$$

$$y_{cm.\partial on1} = \frac{15}{100} = 0,15 \text{ м}$$

По формуле (2.4) [18] вычисляем момент инерции шины:

$$J = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64}, \quad (46)$$

$$J = \frac{3,14 \cdot (0,22^4 - 0,21^4)}{64} = 0,195 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4$$

В соответствии с указаниями табл. (2.2) [18] модуль упругости материала шины $E=70$ ГПа, плотность $\delta=2770$ кг/м³. По (2.6) [18] находим массу шины на единицу длины:

$$m_{ш} = \delta \cdot S, \quad (47)$$

$$m_{ш} = 2770 \cdot 3376 \cdot 10^{-6} = 9,29 \text{ кг/м}$$

Согласно рекомендациям (п. 2.1.2) [18] ошиновка отвечает расчетной схеме балки с шарнирным опиранием, поэтому жесткость шины в соответствии с формулами, указанными в табл. (2.1) [18], равна:

$$c_{ш} = \frac{384 \cdot E \cdot J}{5 \cdot l^3}, \quad (48)$$

$$c_{ш} = \frac{384 \cdot 7 \cdot 10^{10} \cdot 0,195 \cdot 10^{-6}}{5 \cdot 15^3} = 310 \text{ Н/м}$$

Так как ответвления (спуски) выполнены в конструкции у осей опор, максимальный статический прогиб шины без учета гололедных отложений вычисляем по формуле (2.7) [18]:

$$y_{cm.max} = \frac{m_{ш} \cdot g \cdot l}{c_{ш}}, \quad (49)$$

$$y_{cm.max} = \frac{9,29 \cdot 9,81 \cdot 15}{310} = 44 \text{ мм}$$

Таким образом, условие (2.1) [4] $y_{cm.max} \leq y_{cm.don1}$ выполняется.

5.4 Выбор и проверка ошиновки 220 кВ

Ошиновку 220 кВ выполним аналогичным образом, в виде сборных шин производства ЗАО «ЗЭТО» г.Великие Луки, из сплава 1915, внешний диаметр которых $D=100$ мм, внутренний 90 мм (толщина стенки $b=5$ мм), имеют сварной шов на расстоянии от опорного сечения $Z_{св}=2,5$ м. Длина пролета $l=9$ м, длина неразрезного отрезка шины $L=9,2$ м, расстояние между фазами $a=2,5$ м. Шины закреплены шинодержателями в виде скоб на вертикальных надставках, выполненных из тех же труб, что и шины. Для демпфирования колебаний в шинах проложен стальной пруток диаметром 5 мм. Ошиновка изготавливается в климатическом исполнении УХЛ, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69 и предназначена для эксплуатации на высоте более 1000 м над уровнем моря при температуре окружающего воздуха минус 60°C до плюс 40°C [18].

Ошиновка расположена в III районе по скоростному напору ветра и IV районе по толщине стенки гололеда. Минимальная зимняя температура в регионе -45°C , а средняя зимняя температура -15°C .

Определяем значение максимального рабочего тока на шинах 220 кВ. Наибольший рабочий ток будет протекать в режиме зимнего максимума. Исходя из проведенного ранее расчёта электрического режима определяем:

$$I_{\max.p} = \frac{S_{\max.зим}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (50)$$

$$I_{\max.p} = \frac{316,8}{\sqrt{3} \cdot 220} = 830 \text{ А}$$

Ударный ток КЗ на шинах ПС Таёжная $I_{уд} = 8,53 \text{ кА}$, действующее значение периодической составляющей тока КЗ $I_{п0} = 3,26 \text{ кА}$, постоянная времени затухания апериодической с оставляющей КЗ $T_a = 0,05 \text{ с}$. Время термической продолжительность КЗ - 4 с. На ПС установлено быстродействующее АПВ с продолжительность бестоковой паузы 0,3 с.

5.4.1 Проверка шин по температурным удлинениям

Здесь и ниже расчеты выполняются согласно настоящим рекомендациям и в соответствии с формулами, коэффициентами и параметрами, приведенными в Методических указаниях по расчету и испытаниям жесткой ошиновки ОРУ и ЗРУ 110-500 кВ [18].

Примем монтажную температуру воздуха, (и, следовательно, начальную температуру шины) равной $v_0 = 20^\circ \text{C}$, а длину неразрезного участка шины $L = 9,2 \text{ м}$.

Тогда в соответствии с формулой 1.9 и табл 1.2 [18] длина шины при наименьшей температуре, равной минимальной зимней температуре, составляет:

$$L(v_{\min}) = L_0 \cdot \prod_{i=1}^k (1 + a_{li} \cdot \Delta v_i) \approx L_0 \cdot (1 + a_{lcp} \cdot \Delta v), \quad (51)$$

где L_0 - начальная (монтажная) длина шины при температуре $v_0 = 20^\circ \text{C}$;

$\Delta v_i = \Delta v_i - \Delta v_{i-1}$ - температурный интервал, $^\circ \text{C}$;

a_{li} - коэффициент температурного удлинения на i -ом интервале, град^{-1} ;

a_{lcp} среднее значение коэффициента температурного удлинения в интервале температур (v_{\min}, v_{\max}) , град^{-1} .

$$L(v_{\min}) = 9,2 \cdot [(1 + 25,6 \cdot 10^{-6} \cdot (-45 - 20))] = 9,184 \text{ м}$$

Вычислим длину при наибольшей допустимой температуре шины (200°C):

$$L(v_{\min}) = 9,2 \cdot [(1 + 25,6 \cdot 10^{-6} \cdot (100 - 20))] \cdot [(1 + 27,6 \cdot 10^{-6} \cdot (200 - 100))] = 9,244 \text{ м}$$

Таким образом, при температурных деформациях длина шины изменяется на 60 мм, что следует учитывать при установке температурных компенсаторов.

5.4.2 Проверка шин по нагреву в рабочих режимах

В отношении нагрева, шины должны удовлетворять следующему условию (формула 1.11) [18]:

$$I_{\max, p} \leq I_{\text{дон}}, \quad (52)$$

$$830 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}$$

Таким образом, шины соответствуют требованиям.

5.4.3 Термическая стойкость шин

На первом этапе определяем интеграл Джоуля:

$$W_k = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (53)$$

$$W_k = 5,89^2 (4 + 0,05) = 140,5 \text{ кА}^2\text{с}$$

Далее определим площадь сечения шины:

$$S = \pi \cdot \frac{D^2 - d^2}{4}, \quad (54)$$

$$S = 3,14 \cdot \frac{100^2 - 90^2}{4} = 1349 \text{ мм}^2$$

Термически стойкое сечение согласно (1.38 [18]) и указаниям табл. 1.9 [18] составляет:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \quad (55)$$

$$S_T = \frac{\sqrt{140,5 \cdot 10^6}}{51} = 414,7 \text{ мм}^2$$

Требуемое термически стойкое сечение меньше сечения шины, следовательно, необходимое условие выполняется.

5.4.4 Проверка шин по допустимым прогибам от собственного веса

Согласно (2.2) [18] допустимый статический прогиб шины без учета гололеда равен:

$$y_{ст.доп1} = \frac{l}{100}, \quad (56)$$

$$y_{ст.доп1} = \frac{90}{100} = 0,09 \text{ м}$$

По формуле (2.4) [18] вычисляем момент инерции шины:

$$J = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64} \quad (57)$$

$$J = \frac{3,14 \cdot (0,1^4 - 0,09^4)}{64} = 1,54 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4$$

В соответствии с указаниями табл. (2.2) [18] модуль упругости материала шины $E=70$ ГПа, плотность $\delta=2770$ кг/м³. По (2.6) [18] находим массу шины на единицу длины:

$$m_{ш} = \delta \cdot S, \quad (58)$$

$$m_{ш} = 2770 \cdot 1349 \cdot 10^{-6} = 3,73 \text{ кг/м}$$

Согласно рекомендациям (п. 2.1.2) [18] ошиновка отвечает расчетной схеме балки с шарнирным опиранием, поэтому жесткость шины в соответствии с формулами, указанными в табл. (2.1) [18], равна:

$$c_{ш} = \frac{384 \cdot E \cdot J}{5 \cdot l^3}, \quad (59)$$

$$c_{ш} = \frac{384 \cdot 7 \cdot 10^{10} \cdot 1,54 \cdot 10^{-6}}{5 \cdot 9^3} = 1,136 \cdot 10^4 \text{ Н/м}$$

Так как ответвления (спуски) выполнены в конструкции у осей опор, максимальный статический прогиб шины без учета гололедных отложений вычисляем по формуле (2.7) [18]:

$$y_{ст.макс} = \frac{m_{ш} \cdot g \cdot l}{c_{ш}}, \quad (60)$$

$$y_{ст.макс} = \frac{3,73 \cdot 9,81 \cdot 9}{1,136 \cdot 10^4} = 29 \text{ мм}$$

Таким образом, условие (2.1) [18] $y_{ст.маx} \leq y_{ст.дон1}$ выполняется.

Отметим, что трубчатые шины РУ напряжением до 220 кВ допускается не проверять по условиям короны, так как диаметр шин, выбранный по условиям прогиба от собственного веса, нагрева в рабочих режимах и при КЗ, а также электродинамической и ветровой стойкости, превосходит необходимое минимально допустимое значение и отвечает требованиям по условиям.

5.5 Выбор и проверка выключателей 220 кВ и 500 кВ

Расчётным видом КЗ при проверке электрических аппаратов на коммутационную способность может быть как трёхфазное, так и однофазное, в зависимости от того какой ток при этом имеет большее значение [38]. В данном случае выбор оборудования на ОРУ-500 и ОРУ-220 кВ производится исходя из трёхфазного КЗ.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам: [38]

– номинальному напряжению: $U_{ном} \geq U_{сет.ном}$;

– номинальному току : $I_{ном} \geq I_{норм.расч}$;

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию: $I_{откл.ном} \geq I_{пт}$.

Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ нужно определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 \geq i_{ат}, \quad (61)$$

где $i_{а.ном}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{норм}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_{ат}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{з \text{ min}} + t_{с.в}, \quad (62)$$

где $t_{з \text{ min}}$ – минимальное время действия релейной защиты; $t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}},$$

где $i_{\text{вкл}}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

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

$I_{\text{п0}}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ: [38]

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}};$$

$$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}},$$

где $i_{\text{пр.скв}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{\text{пр.скв}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ: [38]

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (63)$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

$B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету.

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (64)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ, с учетом термической продолжительность равной - 4 с.

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ

Для проектируемого варианта подключения предварительно принимаем к установке элегазовые выключатели марки АВВ НРL DCВ 550 и АВВ LТВ WСВ 245 [38].

LТВ WСВ 245 — однополюсный выкатной (WСВ) элегазовый выключатель. По-сути представляет собой стандартный выключатель типа LТВ, устанавливаемый на передвижной платформе [40].

К шинам подстанции выключатель подсоединяется посредством контактов, которые не требуют технического обслуживания. Выключатель переводится в положение «разъединено» электродвигателем, оперирование которым заблокировано при включенном выключателе.

Ключевой особенностью выключателя АВВ НРL DCВ 550 является наличие встроенного оптического трансформатора тока (FOCS) [40].

Оптический датчик тока АВВ FOCS встраивается в шину процесса МЭК 61850-9-2, предоставляя данные для цифровых систем защиты и управления, а также обеспечивая необходимую точность для счетчиков электрической энергии. Выключатель-разъединитель DCВ обеспечивает выполнение функции выключателя и разъединителя в одном устройстве, совмещая 3 функции: измерение, отключение токов и обеспечение изоляционного разрыва. [40].

Встраивание датчика FOCS в колонковый выключатель предоставляет следующие преимущества: [40].

- один FOCS заменяет множество обмоток ТТ, упрощая проектирование и строительство подстанций;
- снижение воздействия на окружающую среду;
- интеллектуальная защита и управление благодаря «умному» интерфейсу шины процесса.
- компактность.

Для проверки отключающей способности определим значения апериодической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени τ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно [38]:

$$\tau = 0,01 + 0,028 = 0,038 \text{ с}$$

Присвоим всем расчётным параметрам индексы, определяющие место и значение тока короткого замыкания:

- 1- ОРУ 500 кВ ПП Нерген;
- 2 - ОРУ 220 кВ ПС Малмыж
- 3 - КРУ 10 кВ ПС Малмыж

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{\text{ат}1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н}0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,78 \cdot e^{\frac{-0,038}{0,06}} = 1,51 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{ат}2} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н}0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,95 \cdot e^{\frac{-0,038}{0,03}} = 1,97 \text{ Ка}$$

Определим номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя: [38]

$$i_{a.ном1} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 63}{100} = 35,638 \text{ кА}$$

$$i_{a.ном2} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 50}{100} = 28,28 \text{ кА}$$

Расчётная продолжительность КЗ:

$$t_{расч} = t_{откл} = t_{р.з.осн} + t_{в.откл} \quad (65)$$

где $t_{р.з.осн}$ – время действия основной релейной защиты, с учётом ступени селективности;

$t_{в.откл}$ – полное время отключения выключателя.

$$t_{откл} = 0,05 + 0,06 + 0,3 + 4 = 4,41 \text{ с}$$

Тепловой импульс тока КЗ равен: [38]

$$B_{к1} = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 3,27^2 \cdot (4,41 + 0,03) = 47,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к2} = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 5,89^2 \cdot (4,41 + 0,06) = 155,07 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{кном1} = 63^2 \cdot 1 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{кном2} = 50^2 \cdot 1 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 49 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя 500 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/про- верки
$U_{уст} = 550 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{рmax} = 365 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 135 \text{ кА}$	$i_{yd} = 8,55 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{yd}$
$B_{к.ном} = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 47,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 63 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,27 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 635 \text{ кА}$	$I_{пт} = 3,27 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 35,64 \text{ кА}$	$i_{ат} = 1,51 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Таблица 50 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя 220 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/про- верки
$U_{уст} = 245 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{рmax} = 830 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 135 \text{ кА}$	$i_{yd} = 10,51 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{yd}$
$B_{к.ном} = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 155,07 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 5,89 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{пт} = 5,89 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 28,28 \text{ кА}$	$i_{ат} = 1,97 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Эксплуатационная готовность и надежность используемых элегазовых выключателей

Как видно из полученных результатов выключатель соответствует необходимым условиям и может быть принят к установке. [40]

Основной вопрос для компании, владеющей подстанцией, это минимизировать число часов простоя, вызванное запланированным выводом оборудования в ремонт, а также ремонтными работами, после возможных отказов. Один из вариантов решения данной проблемы – применение оборудования, требующего минимум обслуживания и соответствующих конфигураций ПС. [40]

Качественной оценкой ПС служит показатель эксплуатационной готовности (или неготовности). Эксплуатационная готовность (ЭЗ), например, ячейки

отходящей линии, определяется периодом времени, когда электроснабжение возможно в данном участке сети. Под неготовностью подразумевается период времени, когда электроснабжение невозможно, выражается в часах/год.

Другой важной задачей является необходимость уменьшения вероятности непредвиденных отключений электроснабжения потребителей или же вероятности потери связи с энергосистемой. Такие последствия могут быть вызваны непредвиденными отключениями, из-за отказов (все отключения, связанные с обслуживанием оборудования планируются так, что бы избежать данных событий). Надежность, например ячейки отходящей линии, подразумевает вероятность, что электроснабжение этого участка сети не будет прервано в течение определенного периода времени. Ненадежность может быть выражена в количестве отключений в год, или как длительность простоя (часы/год). Развитие выключателей и разъединителей. Совершенствование выключателей привело к значительному снижению потребности в их обслуживании и повышению надежности.

Период между работами по обслуживанию, когда требуется снимать напряжение с первичной цепи, у современных элегазовых выключателей составляет 15 и более лет. В то же время для разъединителей с контактами, расположенными в открытом воздухе, все работы по совершенствованию в основном были сосредоточены на сокращении расходов путем оптимизации использования материалов, а периодичность обслуживания и надежность не подверглись существенному улучшению. Интервалы между обслуживанием главных контактов разъединителей составляют от двух до шести лет, в зависимости от принятой на эксплуатирующем предприятии практики и уровня загрязненности атмосферы (например, промышленные загрязнения и/или естественные загрязнения, такие как песок и соль). [40]

Надежность выключателей повышалась, благодаря совершенствованию технологии гашения дуги: от воздушных и масляных к современным элегазовым выключателям. В то же время число последовательно включенных дугогасительных камер уменьшилось, и сегодня колонковые выключатели на напряжение до 300 кВ могут быть изготовлены всего с одним разрывом на полюс.

Отсутствие выравнивающих конденсаторов для колонковых выключателей с двумя разрывами на полюс еще более упростило первичную цепь, повысив тем самым надежность.

Сейчас выключатели на напряжение до 550 кВ могут быть изготовлены без выравнивающих конденсаторов, что позволяет создавать ВР вплоть до этого напряжения.

Привод выключателя также совершенствовался: от пневматического и гидравлического к пружинному, обеспечивая более надежную конструкцию и уменьшая потребность в обслуживании.

Путь передачи мощности на подстанции можно разделить на 3 основные оставляющие: линия, силовой трансформатор и РУ. Линии и трансформаторы требуют сравнительно больших объемов обслуживания и являются главной причиной простоя на тупиковых и проходных подстанциях с одноцепными схемами.

В таком случае обслуживание оборудования РУ является второстепенной задачей. Однако если мощность подается от нескольких линий и распределяется через параллельные трансформаторы, то их влияние на устойчивость энергоснабжения почти равно нулю, и общая устойчивость ПС определяется надежностью оборудования РУ.

Основной причиной отключения участков подстанции является проведение запланированных работ по обслуживанию. В прошлом сложное техническое устройство выключателей требовало больших затрат на обслуживание, и главное внимание уделялось тому как их отделить, пока остальная часть ПС находится в работе.

Первичные схемы подстанций состояли из выключателей, окруженных разъединителями, чтобы иметь возможность обслуживать эти выключатели. Современные выключатели имеют меньшую потребность в обслуживании, чем разъединители, это дает большие выгоды при использовании ВР.

Отказы оборудования и потребность в обслуживании с течением времени для различного типа оборудования приведены на рисунке 14.

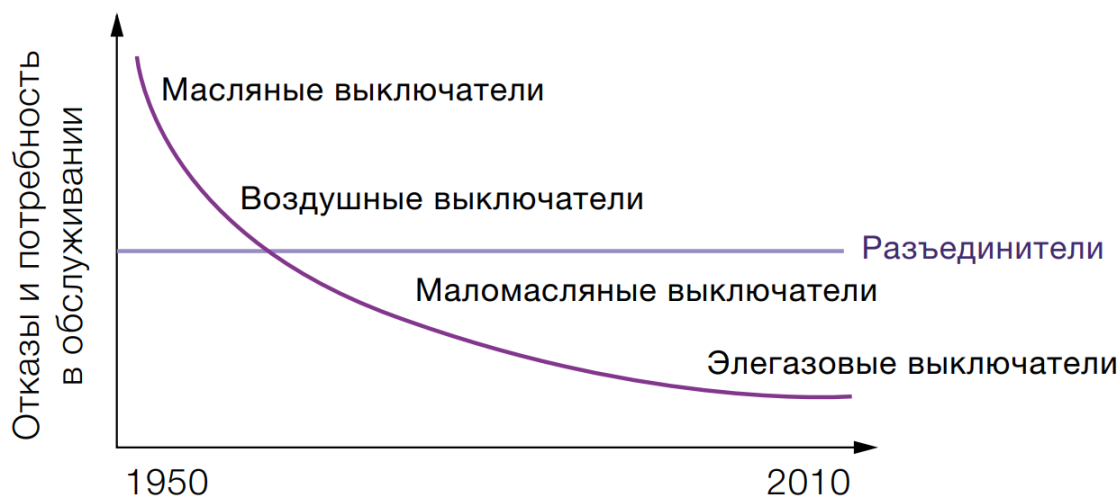


Рисунок 14 – Отказы оборудования и потребность в обслуживании.

Применение выключателей-разъединителей значительно сокращает техническое обслуживание распределительного устройства подстанции с воздушной изоляцией и снижает риск аварии из-за загрязнения, так как все первичные контакты находятся в элегазе [40].

Выключатель-разъединитель должен отвечать стандартам, применяемым как к высоковольтным выключателям, так и разъединителям. Конкретный стандарт для выключателей-разъединителей был выдан IEC в 2005 году [5]. Важная часть этого стандарта отведена испытаниям совмещаемых функций. Эти испытания проверяют, что разъединительные свойства DCB осуществляются в течение его срока службы, несмотря на износ контактов и любых разложений побочных продуктов, возникающих при разрыве дуги. [40].

5.6 Выбор и проверка выключателей 10 кВ

В данной работе основным техническим решением по исполнению РУ-10 кВ является установка КРУ серии NXAIR, производства ООО «Сименс Трансформаторы» (г. Воронеж, Россия). Внешний вид ячейки представлен на рисунке 13. [42]

Для проверки отключающей способности определим значения апериодической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени τ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно: [38]

$$\tau = 0,01 + 0,038 = 0,048 \text{ с}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{\text{атз}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 22,22 \cdot e^{\frac{-0,048}{0,06}} = 14,12 \text{ кА}$$

Определим номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя: [38]

$$i_{\text{а.номз}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,62 \text{ кА}$$

Расчётная продолжительность КЗ:

$$t_{\text{расч}} = t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з.осн}} + t_{\text{в.откл}} \quad (66)$$

где $t_{\text{р.з.осн}}$ – время действия основной релейной защиты;

$t_{\text{в.откл}}$ – полное время отключения выключателя.

$$t_{\text{откл}} = 0,05 + 0,06 = 0,11 \text{ с}$$

Тепловой импульс тока КЗ равен: [38]

$$W_{\text{кз}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = 22,22^2 \cdot (0,11 + 0,06) = 83,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{кном}} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сопоставление каталожных и расчётных данных приведены в таблице 51.

Таблица 51 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/про- верки
$U_{\text{уст}} = \leq 17,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 456 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$i_{\text{скв}} = 104 \text{ кА}$	$i_{\text{yo}} = 50,2 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{yo}}$
$B_{\text{к.ном}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.}} = 89,93 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 22,2 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 22,2 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{а.ном}} = 22,62 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 14,12 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

Как видно из полученных результатов выключатель соответствует необходимым условиям и может быть принят к установке.

КРУ данного исполнения отвечают требованиям по стойкости к внутренней дуге IAC A FLR в соответствии с категорией эксплуатационной готовности LSC 2B, классом секционирования PM. Таким образом, они универсальны в применении, отвечают самым высоким требованиям к безопасности персонала. Такие функции как модульная конструкция, типовые испытания силового выключателя внутри распределительного устройства, локализация дуги внутри соответствующего отсека, дают максимальную эксплуатационную надежность, что обеспечивает бесперебойную эксплуатацию и существенное повышение производительности.

Отличительные особенности [42]:

- металлический корпус, заземленные шторки и перегородки;
- распредустройство с классификацией по стойкости к внутренней дуге согласно IAC A FLR, доступ спереди, сбоку и сзади, на весь диапазон токов короткого замыкания со временем горения дуги 1 с;

категория эксплуатационной готовности LSC 2B (отдельные отсеки сборных шин, подключений и коммутационного аппарата);

– перегородки класса PM (металлические перегородки, стойкие к избыточному давлению);

– однозначное соответствие между индикаторами положения коммутационных аппаратов и контрольными элементами на двери высоковольтного отсека;

– применение вакуумных силовых выключателей или контакторов;

– стандартная степень защиты IP3XD, прочие степени защиты – опционально;

– шторы с принудительным приводом (запираемые отдельно) • Система логических механических блокировок.

КРУ «NIXAIR» может быть укомплектовано различными силовыми вакуумными выключателями серии 3AE SION [42].

Отличительные особенности:

– соответствие стандартам IEC 62271-100, VDE 0671-100, ГОСТ;

– пригодность для всех коммутационных режимов;

– силовой выключатель снабжен электромоторным приводом, также существует возможность ручного взвода пружины;

– силовые выключатели доступны также в комбинации с выдвижными высоковольтными предохранителями в соединительном отсеке в качестве выключателей / предохранителей для особо высоких требований относительно коммутационной способности и частоты коммутации, для NXAIR 24 кВ;

– перемещение выдвижного выключателя осуществляется вручную или по запросу с помощью электромоторного привода

– 64-полюсный низковольтный штепсельный разъем между силовым выключателем и неподвижной частью ячейки;

– приводы силовых выключателей не требуют технического обслуживания при нормальных климатических условиях и максимально допустимом количестве рабочих циклов.

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, динамической и термической устойчивости к токам КЗ, более подробные условия выбора описаны в ранее приведенной главе. Внешний вид выключателя приведен на рисунке 14 [42].

5.7 Конструктивное исполнение ВЛ-220 кВ Таёжная–Малмыж

5.7.1 Выбор типов опор

В магистерской диссертации в качестве промежуточных применим опоры из композитных материалов, производства ЗАО «ФЕНИКС-88», обладающие небольшой удельной массой, кроме возможного общего применения при строительстве ВЛ, так же предназначены для проведения аварийно-восстановительных работ и применения в труднодоступной местности (лесная, болотистая и горная местность), в условиях городской застройки, а также создания быстро-монтируемого аварийного резерва.

ПК 220-1 - промежуточная композитная опора, класс напряжения 220 кВ, исполнение для одноцепной линии, климатическое исполнение УХЛ, категория размещения 1.

Условия эксплуатации:

- минимальная температура – $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- максимальная температура - $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- тип атмосферы – промышленная;
- предельная высота эксплуатации над уровнем моря - 1000 м;
- рабочее значение влажности воздуха (среднегодовое / верхнее) - 75 % / 100 %.;
- интенсивность осадков - 3 мм/мин;
- интегральная поверхностная плотность потока энергии солнечного излучения (верхнее рабочее значение) - 1125 Вт/м^2 [$0,027\text{ кал}/(\text{см}^2 * \text{с})$].

Типа анкерных опор, используемых в КП – «Стальная анкерная угловая одноцепная свободностоящая опора ВЛ-220 кВ с подставкой высотой 5 м (У220-1+5), а также с подставкой высотой 9 м (У220-1+9).

5.7.2 Выбор типов изоляторов и арматуры

Выбор типа изоляторов, поддерживающих гирлянд в нормальном режиме, производится по коэффициенту запаса n_1 при наибольшей нагрузке и n_2 при отсутствии ветра и гололеда [23].

$$n_1 = \frac{P}{p_7 \cdot l_{вес} + G_G} \geq 2,7, \quad (67)$$

$$n_2 = \frac{P}{p_1 \cdot l_{вес} + G_G} \geq 5$$

где P – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора, кг;

p_1, p_7 – единичные нагрузки от собственного веса провода и от веса провода с гололедом при ветре;

$l_{вес}$ – весовой пролет, м;

G_G – вес гирлянды, принимаемый для ВЛ 220 кВ.

При расчётах используются следующие формулы [32]:

$$P \geq 2,7 \cdot (p_7 \cdot l_{вес} + G_G), \quad (68)$$

$$P \geq 5 \cdot (p_1 \cdot l_{вес} + G_G) \quad (69)$$

$$P_1 = 2,7 \cdot (3,664 \cdot 540 + 5,4) = 5356 \text{ кг}$$

$$P_2 = 5 \cdot (1,133 \cdot 540 + 5,4) = 3086 \text{ кг}$$

Выбор изоляторов необходимо производить согласно Р.Д 34.51.101-90 «Инструкции по выбору изоляции электроустановок». Т.о в качестве поддерживающих выбираем линейный подвесной изолятор типа: «Линейный подвесной

стержневой полимерный - ЛКЦ 70-220-5» с минимальной механической разрушающей нагрузкой 70 кН.

Условия выбора:

$$1) 70 \text{ кН} \geq 52,2 \text{ кН}$$

$$2) 70 \text{ кН} \geq 30,3 \text{ кН}$$

Условия выбора соблюдены, изоляторы могут быть приняты к установке.

Произведем расчёт длины пути утечки по следующей формуле [14]:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K \tag{70}$$

где λ_3 – удельная эффективная длина пути утечки тока, равная 1,8 в соответствии с ПУЭ.

U – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

K – коэффициент использования длины пути утечки, принимаемый равным 1,2.

$$L = 1,8 \cdot 252 \cdot 1,2 = 544,32 \text{ см}$$

Длиная пути утечки выбранного изолятора составляет 4400 мм. Соответственно изолятор принимаем к установке.

Выбираем арматуру с гарантированной прочностью 70 кН, для крепления изоляторов:

- Узел крепления – КГП-12-1;
- Скоба – СК-12-1А;
- Промежуточное звено – ПРТ-12-1;
- Промежуточное звено – ПТМ-12-1;
- Серьга – СР-12-16;

- Изолятор ПС-70-Е
- Зажим поддерживающий – ПГН-5-3;
- Гаситель вибрации – ГВН-5-25.

Выбор типа изоляторов натяжных гирлянд, воспринимающих нагрузку от тяжения провода и собственного веса гирлянды, производят по формулам:

$$P_1 \geq 2,7 \cdot \sqrt{(\sigma_{\gamma \max} \cdot F)^2 + \left(\frac{P_7 \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_r \right)^2}, \quad (71)$$

$$P_2 \geq 5 \cdot \sqrt{(\sigma_s \cdot F)^2 + \left(\frac{P_1 \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_r \right)^2}, \quad (72)$$

$$P_1 = 2,7 \cdot \sqrt{(12,857 \cdot 339,6)^2 + \left(\frac{3,664}{2} + 80 \right)^2} = 12140 \text{ кг}$$

$$P_2 = 5 \cdot \sqrt{(8,57 \cdot 339,6)^2 + \left(\frac{1,133}{2} + 80 \right)^2} = 14680 \text{ кг}$$

В качестве натяжных выбираем линейные подвесные изоляторы типа «ПС-160-Д (170)» с минимальной механической разрушающей нагрузкой 160 кН и длиной пути утечки – 3370 мм.

Условия выбора:

$$1) 160 \text{ кН} \geq 119 \text{ кН}$$

$$2) 160 \text{ кН} \geq 143,96 \text{ кН}$$

Условия выбора соблюдены, изоляторы могут быть приняты к установке.

Выбираем арматуру с гарантированной прочностью 160 кН, для крепления изоляторов:

- Скоба – СК-16-1А;
- Промежуточное звено – ПРР-12-1;
- Промежуточное звено – ПТМ-12-1;
- Серьга – СР-12-16;
- Изолятор ПС-160-Д;
- Ушко двухлапчатое – У-2-12-16;
- Зажим натяжной прессуемый – НАС-300.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках магистерской диссертации разработан оптимальный вариант подключения к электрической сети Малмыжского месторождения. Проектирование осуществлялось с использованием инновационных разработок в области оборудования электросетевого комплекса, а также с соблюдением актуальных требований и стандартов.

В ходе работы, на основе материалов, полученных во время прохождения производственных практических подготовок, на начальном этапе произведен анализ режимной ситуации в районе проектирования, дана его климатическая характеристика и описаны территориальные особенности. С учётом вышеизложенного, выполнена разработка и технико-экономическое сравнение двух конкурентно-способных вариантов подключения объекта к электрической сети. В итоге определено, что наиболее целесообразной является конфигурация сети со строительством ПП 500 кВ «Нерген» и ПС 500 кВ «Таёжная».

В основной части магистерской диссертации были решены следующие основополагающие вопросы:

- на основе данных контрольных замеров в программной среде для расчёта электрических режимов «Rastr Win3» сформирован эквивалент электрической сети и произведен анализ его корректности;
- произведено технико-экономическое сравнение конкурентоспособных вариантов, с учётом фактора надежности электроснабжения;
- определена оптимальная конфигурация варианта подключения потребителя к электрической сети;
- выбрано сечение провода для вновь вводимой линии и осуществлена проверка существующих сечений;
- разработано конструктивное исполнение ВЛ, с применением композитных материалов, произведён расчет механической части ВЛ;

– произведено проектирование ОРУ 500 кВ ПП «Нерген», а также ОРУ 220 кВ ПС «Таёжная» и «Малмыж», в ходе которой выбрано и проверено основное оборудование, с применением инновационных технологий;

– произведен расчет максимального, минимального и послеаварийного режимов по прогнозным нагрузкам с перспективой до 2025 года.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева. – М.: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2006. – 52 с.

2 Бочаров, Ю.Н. Техника высоких напряжений [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Бочаров Ю.Н., Дудкин С.М., Титков В.В.— Электрон. текстовые данные.— СПб.: Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, 2013.— 265 с. URL: <http://www.iprbookshop.ru/43976> (дата обращения: 25.04.2021).

3 Веников, В.А. Дальние линии электропередачи переменного и постоянного тока./В.А.Веников, Ю.П. Рыжов –М.: Энергоатомиздат, 1985.с.

4 Герасименко А.А Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие/А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.

5 Грудинский П.Г., Мандрыкин С.А., Улицкий М.С. Техническая эксплуатация основного электротехнического оборудования станций и подстанций / под ред. П.И. Устинова. М.: Энергия, 1974. – 570 с.

6 Гончарюк, Н.В. Методические и программные средства формирования расчетных схем объединенных энергосистем на базе современных технологий / Н.В. Гончарюк, В.И. Фролов. – Электричество, 2003. - № 5. — С. 3-12.

7 ГОСТ 14209 – 85. Силовые трансформаторы. Гос. Ком. СССР по стандартам. – М., 1985.

8 ГОСТ 32144-13. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2013-22-06. - М.: Изд-во стандартов, 2. – IV, 20 с.

9 ГОСТ 17544-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. Технические условия (С Изменением N 1)

10 Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство. / Ю. С. Железко. – М. : НЦ ЭНАС, 2009 – 456 с.

11 Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. / В.И. Идельчик. – М: Энергоатомиздаг, 1989 – 594 с.

12 Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. – Новосибирск: Изд-во НГТУ – 2003. – 256 с.

13 Казакул, Алексей Александрович. Промышленные программно-вычислительные комплексы в электроэнергетике [Электронный ресурс] : метод. указ. для самост. работы студентов / А. А. Казакул ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур.гос. ун-та, 2014. - 109 с. URL: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6851.pdf (дата обращения: 05.05.2021)

14 Киш Л. Нагрев и охлаждение трансформаторов / пер. с венгерского /под ред. Е. Г. Тарле. – М.: Энергия, 1980. – 180 с.

15 Мясоедов, Юрий Викторович. Проектирование электрической части электростанций и подстанций [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина , А. Г. Ротачева ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2002. - 140 с. : табл., рис. - Библиогр.: с.139. URL: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7362.pdf (дата обращения: 21.05.2021).

16 Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочник / Под ред. Ю.Н. Руденко. Том. 1. Общие модели анализа и синтеза надежности систем энергетики. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 480 с.

17 Неуймин, В. Г. Программный комплекс «RastrWin3» : руководство пользователя / В.Г. Неуймин, Е. В. Машалов, А.С. Александров, А.А.Багрянцев. – Екатеринбург : программное обеспечение 2013. – 266 с.

18 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ (НТП ПС), СТО 56947007-29.240.10.028-2009, Энергосетьпроект, 2009 г.

19 Управляемые шунтирующие реакторы // Электрические сети [Электронный ресурс]. URL: <https://leg.co.ua/info/podstancii/upravlyaemye-shuntiruyuschie-reaktory.html> (дата обращения 16.04.2021)

20 Охлаждающие устройства масляных трансформаторов // Энергетика:оборудование. Документация [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/knigi/arhiv/ohlazhdayuschie-ustroystva-maslyanyh-transformatorov-20.html> (дата обращения 22.03.2021).

21 Программные комплексы RastrWin, Bars, Lincor, Rustab, RastrKZ, RastrMDP [Электронный ресурс] URL : <http://www.rastrwin.ru/rastr/RastrHelp.php>. – 20.03.2021.

22 Поспелов, Г.Е., Электрические системы и сети : уч. пособие для вузов / Г.Е. Поспелов. – Мн. : Высш. шк., 2013. - 308 с.

23 Попов Е.Н. Механическая часть воздушных линий электропередачи: Учебно-методическое пособие / Амурский гос. ун-т. г. Благовещенск, 1998 г. – 28с.

24 Правила устройства электроустановок : нормативно-технич. материал. – 7-е изд. – М. : Энергосервис, 2006. – 280с.

25 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений / Под научной редакцией Н.Н Тиходеева.-2-ое издание.-Санкт Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999.– 353 стр.

26 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования, РД 153-34.0-20.527-98, НЦ ЭНАС, 2002 г.

27 Савина Н.В. Надежность систем электроэнергетики: учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2011.

28 Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть первая [Электронный ресурс] : учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 177 с. - URL : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7062.pdf. (дата обращения 12.04.2021).

29 Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. [Электронный ресурс] : учеб. пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2015. — 296 с. URL: <http://e.lanbook.com/book/72327> (дата обращения: 18.05.2021).

30 СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменениями N 1, 2)

31 Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007- 33.040.10.139-2012 Проектирование систем противопожарной защиты на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». Общие технические требования.

32 СТО 56947007-29.240.037-2010 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании.

33 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. URL : <http://www.fskees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения: 02.05.2021).

34 Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на 2021-2025 годы. Том 1. Пояснительная записка. [Электронный ресурс] URL : https://laws.khv.gov.ru/pdf/pr_00220_30042021_001.pdf?v=0,9299968 (дата обращения 21.03.2021).

35 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы. [Электронный ресурс] URL: <https://www.so-ups.ru/index.php?id=551> (дата обращения 22.03.2021).

36 Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели сетей 35 – 1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : НТФ Энергопрогресс, 2006. – 36 с.

37 Хвостов В.С. Электрические машины: Машины постоянного тока: Учеб. Для студ. электром. спец. вузов/Под ред. И. П. Копылова. – М.: Высш. шк., 1988. – 336 с.: ил.

38 Электротехнический справочник. Том 3: Производство, передача и распределение электрической энергии [Электронный ресурс] : справ. — Электрон. дан. — Москва: Издательский дом МЭИ, 2009. — 964 с. — URL: <https://e.lanbook.com/book/72341> (дата обращения: 02.05.2021).

39 Официальный сайт Министерства энергетики [Электронный ресурс]. — URL: <https://minenergo.gov.ru/> (дата обращения: 06.05.2021).

40 Официальный сайт Группы компаний «ABB» [Электронный ресурс]. — URL: <https://new.abb.com/ru> (дата обращения: 08.05.2021).

41 Официальный сайт «Малмыжское месторождение» [Электронный ресурс]. — URL: <https://amurminerals.ru> (дата обращения: 08.05.2021).

42 Официальный сайт Группы компаний «Siemens» [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.siemens.com/global/en.html> (дата обращения: 08.05.2021).

43 Официальный сайт АО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс]. — URL: https://www.so-ups.ru/?id=oes_east (дата обращения: 18.04.2021).

44 Официальный сайт ПАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.fsk-ees.ru/> (дата обращения: 08.05.2021).

45 Официальный сайт ПАО «РусГидро» [Электронный ресурс]. — URL: <http://www.rushydro.ru/> (дата обращения: 08.05.2021).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет параметров схемы замещения ЛЭП

Расчёт параметров схемы замещения

$$U_{\text{НОМ}} := 500 \text{ кВ}$$

$$U_{\Phi} := \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}}$$

Расчётные данные для АС - 300:

$$r_{0.300} := 0.034 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0.300} := 0.310 \text{ Ом/км}$$

$$b_{0.300} := 3.97 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

$$\Delta P_{\text{к.300}} := 8 \text{ кВт/км}$$

$$g_{0.300} := \frac{\Delta P_{\text{к.300}}}{U_{\Phi}^2 \cdot 10^3} = 9.6 \times 10^{-8} \text{ См/км}$$

Хабаровская-Комсомольская (АС-300/364,269)

$$l_{\text{Хабар-Комсом}} := 364.269 \text{ км}$$

Расчёт параметров Хабаровская-Комсомольская производим в соответствии с П-образной схемой замещения для реальной модели ЛЭП

$$Z_{\text{В300}} := \sqrt{\frac{r_{0.300} + ix_{0.300}}{g_{0.300} + ib_{0.300}}} = 279.98 - 11.915i$$

$$\gamma_{0300} := \sqrt{(r_{0.300} + ix_{0.300}) \cdot (g_{0.300} + ib_{0.300})} = 7.418 \times 10^{-5} + 1.11i \times 10^{-3}$$

$$Z_{\text{Л.Хабаровская-комсомольская}} := Z_{\text{В300}} \cdot \sinh \gamma_{0300} \cdot l_{\text{Хабар-Комсом}} = (11.647 + 109.927i \text{ Ом})$$

$$Y_{\text{Л.Хабаровская-Комсомольская}} := \frac{\cosh(\gamma_{0300} \cdot l_{\text{Хабар-Комсом}}) - 1}{Z_{\text{В300}} \cdot \sinh(\gamma_{0300} \cdot l_{\text{Хабар-Комсом}})} = 3.817 \times 10^{-5} + 1.466i \times 10^{-3}$$

Бурейская ГЭС-Хабаровская I цепь (АС-330/429,48)

$$U_{\text{НОМ}} := 500 \text{ кВ}$$

$$U_{\Phi} := \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет параметров схемы замещения ЛЭП

Расчётные данные для АС - 330/43:

$$r_{0.330} := 0.029 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0.330} := 0.308 \text{ Ом/км}$$

$$b_{0.330} := 3.60 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

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

$$g_{0.330} := \frac{\Delta P_{к.330}}{U_{\Phi}^2 \cdot 10^3} = 9.6 \times 10^{-8} \text{ См/км}$$

$$l_{\text{БГЭС-Хаб I цепь}} := 429.48 \text{ км}$$

Расчёт параметров Бурейская ГЭС-Хабаровская производим в соответствии с П-образной схемой замещения для реальной модели ЛЭП

$$Z_{в330} := \sqrt{\frac{r_{0.330} + ix_{0.330}}{g_{0.330} + ib_{0.330}}} = 292.927 - 9.849i$$

$$\gamma_{0330} := \sqrt{(r_{0.330} + ix_{0.330}) \cdot (g_{0.330} + ib_{0.330})} = 6.358 \times 10^{-5} + 1.054i \times 10^{-3}$$

$$Z_{л.БГЭС-Хаб} := Z_{в330} \cdot \sinh(\gamma_{0330} \cdot l_{\text{БГЭС-Хаб I цепь}}) = 11.502 + 127.877i \text{ Ом}$$

$$Y_{л.БГЭС-Хаб} := 2 \frac{\cosh(\gamma_{0330} \cdot l_{\text{БГЭС-Хаб I цепь}}) - 1}{Z_{в330} \cdot \sinh(\gamma_{0330} \cdot l_{\text{БГЭС-Хаб I цепь}})} = 4.526 \times 10^{-5} + 1.573i \times 10^{-3}$$

Бурейская ГЭС-Хабаровская II цепь (АС-330/423,85)

$$U_{\text{НОМ}} := 500 \text{ кВ}$$

$$U_{\Phi} := \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}}$$

Расчётные данные для АС - 330/43:

$$r_{0.330} := 0.029 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0.330} := 0.308 \text{ Ом/км}$$

$$b_{0.330} := 3.60 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

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

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет параметров схемы замещения ЛЭП

$$g_{0.330} := \frac{\Delta P_{к.330}}{U_{\Phi}^2 \cdot 10^3} = 9.6 \times 10^{-8} \text{ См/км}$$

$$l_{\text{БГЭС-Хаб I цепь}} := 423.85 \text{ км}$$

Расчёт параметров Бурейская ГЭС-Хабаровская производим в соответствии с П-образной схемой замещения для реальной модели ЛЭП

$$Z_{в330} := \sqrt{\frac{r_{0.330} + ix_{0.330}}{g_{0.330} + ib_{0.330}}} = 292.927 - 9.849i$$

$$\gamma_{0330} := \sqrt{(r_{0.330} + ix_{0.330}) \cdot (g_{0.330} + ib_{0.330})} = 6.358 \times 10^{-5} + 1.054i \times 10^{-3}$$

$$Z_{л.БГЭС-Хаб} := Z_{в330} \cdot \sinh(\gamma_{0330} \cdot l_{\text{БГЭС-Хаб I цепь}}) = 11.375 + 126.313i \text{ Ом}$$

$$Y_{л.БГЭС-Хаб} := 2 \frac{\cosh(\gamma_{0330} \cdot l_{\text{БГЭС-Хаб I цепь}}) - 1}{Z_{в330} \cdot \sinh(\gamma_{0330} \cdot l_{\text{БГЭС-Хаб I цепь}})} = 4.456 \times 10^{-5} + 1.552i \times 10^{-3}$$

Хабаровская - Хехцир 2

АС-300/115,493

$$l_{\text{Хабар- Хехцир2}} := 115.493 \text{ км}$$

$$r_{л.Хабар-Хехцир2} := r_{0.300} \cdot l_{\text{Хабар- Хехцир2}} = 3.927 \text{ Ом}$$

$$x_{л.Хабар-Хехцир2} := x_{0.300} \cdot l_{\text{Хабар- Хехцир2}} = 35.803 \text{ Ом}$$

$$b_{л.Хабар-Хехцир2} := b_{0.300} \cdot l_{\text{Хабар- Хехцир2}} = 4.585 \times 10^{-4} \text{ См}$$

$$g_{л.Хабар-Хехцир2} := g_{0.300} \cdot l_{\text{Хабар- Хехцир2}} = 1.109 \times 10^{-5} \text{ См}$$

АС-500/6,806

$$r_{0.500} := 0.03 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0.500} := 0.304 \text{ Ом/км}$$

$$b_{0.500} := 3.64 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

$$\Delta P_{к.500} := 4.9 \text{ кВт/км}$$

$$g_{0.500} := \frac{\Delta P_{к.500}}{U_{\Phi}^2 \cdot 10^3} = 5.88 \times 10^{-8} \text{ См/км}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет параметров схемы замещения ЛЭП

$$l_{\text{Хабар-Хехцир2}} := 6.806 \text{ км}$$

$$r_{\text{л.Хабар-Хехцир2}} := r_{0.500} \cdot l_{\text{Хабар-Хехцир2}} = 0.204 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{л.Хабар-Хехцир2}} := x_{0.500} \cdot l_{\text{Хабар-Хехцир2}} = 2.069 \text{ Ом}$$

$$b_{\text{л.Хабар-Хехцир2}} := b_{0.500} \cdot l_{\text{Хабар-Хехцир2}} = 2.477 \times 10^{-5} \text{ См}$$

$$g_{\text{л.Хабар-Хехцир2}} := g_{0.500} \cdot l_{\text{Хабар-Хехцир2}} = 4.002 \times 10^{-7} \text{ См}$$

$$R_{\text{л}} := 0.204 + 3.927 = 4.131$$

$$X_{\text{л}} := 35.803 + 2.069 = 37.872$$

$$B_{\text{л}} := 4.585 \times 10^{-4} + 2.477 \times 10^{-5} = 4.833 \times 10^{-4}$$

$$G_{\text{л}} := 1.109 \times 10^{-5} + 4.002 \times 10^{-7} = 1.149 \times 10^{-5}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Экономическое сравнение вариантов

Расчет капиталовложений в проектируемую сеть

Коэффициент инфляции по сравнению с 0.1.0.1.2000 г. на IV квартал 2020 г.

$$K_{и} := 5.27$$

Нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений (Ен):

$$E_{н} := 0.1$$

Зональный повышающий коэффициент к базисной стоимости электросетевых объектов для Дальнего Востока.

$$K_{зон.пов} := 1.4$$

Вариант №1 Строительство заходов ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская, а также шинопроводов между ПП 500 кВ Нерген и ПС 500 кВ Таёжная

$$l_{Нерген-Таёжная} := 1.5 \text{ км}$$

Базовый показатель стоимости ВЛ-500 кВ на стальных опорах, в одноцепном исполнении:

$$K_0 := 3560 \text{ тыс.руб/км}$$

Затраты на вырубку просеки и устройство лежневых дорог

$$З_{п} := 150 \text{ тыс.руб/км}$$

$$З_{леж.дор} := 370 \text{ тыс.руб/км}$$

Площадь постоянного отвода земли для типовых опор на 1 км ВЛ:

$$S_{отв} := 520 \text{ м}^2$$

$$S_{отв\Sigma} := S_{отв} \cdot l_{Нерген-Таёжная} = 780 \text{ м}^2$$

$$C_{земл} := \frac{7}{1000} = 7 \times 10^{-3} \text{ тыс.руб/м}^2$$

$$K_{пост.отв.зем} := S_{отв\Sigma} \cdot C_{земл} = 5.46 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma ЛЭП} := \left(K_0 \cdot l_{Нерген-Таёжная} + З_{п} \cdot l_{Нерген-Таёжная} + З_{леж.дор} \cdot l_{Нерген-Таёжная} + K_{пост.отв.зем} \right) \cdot K_{и} \cdot K_{зон.пов} = 4.519 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Экономическое сравнение вариантов

Вариант №1 Строительство ЛЭП 220 кВ Таёжная - Малмыж

$$l_{\text{Таёжная-Малмыж}} := 35 \text{ км}$$

Базовый показатель стоимости ВЛ-220 кВ на стальных опорах, в одноцепном исполнении:

$$K_0 := 1310 \text{ тыс.руб/км}$$

Затраты на вырубку просеки и устройство лежневых дорог

$$З_{\text{п}} := 110 \text{ тыс.руб/км}$$

$$З_{\text{леж.дор}} := 370 \text{ тыс.руб/км}$$

Площадь постоянного отвода земли для типовых опор на 1 км ВЛ:

$$S_{\text{отв}} := 100 \text{ м}^2$$

$$S_{\text{отв}\Sigma} := S_{\text{отв}} \cdot l_{\text{Таёжная-Малмыж}} = 3.5 \times 10^3 \text{ м}^2$$

$$C_{\text{земл}} := \frac{7}{1000} = 7 \times 10^{-3} \text{ тыс.руб/м}^2$$

$$K_{\text{пост.отв.зем}} := S_{\text{отв}\Sigma} \cdot C_{\text{земл}} = 24.5 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma\text{ЛЭП}2} := \left(K_0 \cdot l_{\text{Таёжная-Малмыж}} + З_{\text{п}} \cdot l_{\text{Таёжная-Малмыж}} \dots \right) \cdot K_{\text{и}} \cdot K_{\text{зон.пов}} = 4.624 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$
$$+ З_{\text{леж.дор}} \cdot l_{\text{Таёжная-Малмыж}} + K_{\text{пост.отв.зем}}$$

$$K_{\Sigma\text{ЛЭП}1\text{вар}} := K_{\Sigma\text{ЛЭП}1} + K_{\Sigma\text{ЛЭП}2} = 5.076 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС

Стоимость ячейки одного комплекта выключателя на ОРУ-500 кВ ПП Нерген

$$K_{\text{яч.выклНерген}} := 25000 \text{ тыс.руб}$$

Стоимость ячейки одного комплекта выключателя на ОРУ-220 кВ ПС Малмыж

$$K_{\text{яч.выклМалмыж}} := 12500 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{яч.АТ500}} := 73000 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{яч.Т220}} := 18700 \text{ тыс.руб}$$

Площадь постоянного отвода земли для ячейки ОРУ-500 кВ:

$$S_{\text{отв}} := 4 \cdot 14000 \text{ м}^2$$

$$C_{\text{земл}} := \frac{7}{1000} = 7 \times 10^{-3} \text{ тыс.руб/м}^2$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Экономическое сравнение вариантов

$$K_{\text{пост.отв.земПС1}} := S_{\text{отв}} \cdot C_{\text{земл}} = 392 \text{ тыс.руб}$$

Площадь постоянного отвода земли для ячейки ОРУ-220 кВ:

$$C_{\text{земл}} := \frac{7}{1000} = 7 \times 10^{-3} \text{ тыс.руб/м}^2$$

$$S_{\text{отв}} := 7 \cdot 1600 \text{ м}^2$$

$$K_{\text{пост.отв.земПС2}} := S_{\text{отв}} \cdot C_{\text{земл}} = 78.4 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост.отв.зем}\Sigma} := K_{\text{пост.отв.земПС1}} + K_{\text{пост.отв.земПС2}} = 470.4 \text{ тыс.руб}$$

Постоянная часть затрат ОРУ-500 кВ ПП Нерген (ПС Таёжная)

$$K_{\text{постНерген}} := 153000 \text{ тыс.руб}$$

Постоянная часть затрат ОРУ-220 кВ ПС Малмыж

$$K_{\text{постМалмыж}} := 52000 \text{ тыс.руб}$$

Укрупнённые стоимости установки противоаварийной автоматики

$$K_{\text{па}} := 4360 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma\text{ПС}1} := \left(\begin{array}{l} K_{\text{яч.выклНерген}} \cdot 4 + K_{\text{постНерген}} + K_{\text{постМалмыж}} \dots \\ + K_{\text{яч.выклМалмыж}} \cdot 7 + K_{\text{яч.АТ500}} + 4K_{\text{яч.Т220}} + K_{\text{па}} \dots \\ + K_{\text{пост.отв.зем}} \end{array} \right) \cdot (K_{\text{и}} \cdot K_{\text{зон.пов}}) = 4.019 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{прочие1}} := K_{\Sigma\text{ПС}1} \cdot 0.21 = 8.439 \times 10^5$$

$$K_{\Sigma\text{ПС1вар}} := K_{\Sigma\text{ПС}1} + K_{\text{прочие1}} = 4.863 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$K_1 := (K_{\Sigma\text{ЛЭП1вар}} + K_{\Sigma\text{ПС1вар}}) = 5.37 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Расчёт амортизационный отчислений

$$T_{\text{слПС}} := 20 \quad T_{\text{слВЛ}} := 15$$

$$I_{\text{АМ.ПС1}} := \frac{K_{\Sigma\text{ПС1вар}}}{T_{\text{слПС}}} = 2.431 \times 10^5 \quad I_{\text{АМ.ВЛ1}} := \frac{K_{\Sigma\text{ЛЭП1вар}}}{T_{\text{слВЛ}}} = 3.384 \times 10^4$$

$$I_{\text{АМ1}} := I_{\text{АМ.ПС1}} + I_{\text{АМ.ВЛ1}} = 2.77 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт

$$\alpha_{\text{ПС}} := 0.049 \quad \alpha_{\text{ВЛ}} := 0.008$$

$$I_{\text{Экс1}} := K_{\Sigma\text{ПС1вар}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\Sigma\text{ЛЭП1вар}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}} = 2.423 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Экономическое сравнение вариантов

Расчет капиталовложений в проектируемую сеть

Коэффициент инфляции по сравнению с 0.1.0.1.2000 г. на IV квартал 2020 г.

$$K_{\text{и}} := 5.27$$

Нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений ($E_{\text{н}}$):

$$E_{\text{н}} := 0.1$$

Зональный повышающий коэффициент к базисной стоимости электросетевых объектов для Дальнего Востока.

$$K_{\text{зон.пов}} := 1.4$$

Вариант №2 Строительство ЛЭП 220 кВ Комсомольская-Малмыж

$$l_{\text{Комсом-Малмыж}} := 160 \text{ км}$$

Базовый показатель стоимости ВЛ-220 кВ на стальных опорах, в одноцепном исполнении:

$$K_0 := 1310 \text{ тыс.руб/км}$$

Затраты на вырубку просеки и устройство лежневых дорог

$$З_{\text{п}} := 55 \text{ тыс.руб/км}$$

$$З_{\text{леж.дор}} := 185 \text{ тыс.руб/км}$$

Площадь постоянного отвода земли для типовых опор на 1 км ВЛ:

$$S_{\text{отв}} := 100 \text{ м}^2$$

$$S_{\text{отв}\Sigma} := S_{\text{отв}} \cdot l_{\text{Комсом-Малмыж}} = 1.6 \times 10^4 \text{ м}^2$$

$$C_{\text{земл}} := \frac{7}{1000} = 7 \times 10^{-3} \text{ тыс.руб/м}^2$$

$$K_{\text{пост.отв.зем}} := S_{\text{отв}\Sigma} \cdot C_{\text{земл}} = 112 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma \text{ЛЭП2вар}} := \left(K_0 \cdot l_{\text{Комсом-Малмыж}} + З_{\text{п}} \cdot l_{\text{Комсом-Малмыж}} + \dots \right) \cdot K_{\text{и}} \cdot K_{\text{зон.пов}} = 1.831 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$
$$+ З_{\text{леж.дор}} \cdot l_{\text{Комсом-Малмыж}} + K_{\text{пост.отв.зем}}$$

Суммарные капиталовложения в ПС

Стоимость ячейки одного комплекта выключателя на ОРУ-220 кВ Малмыж

$$K_{\text{яч.выклМалмыж}} := 12500 \text{ тыс.руб}$$

Площадь постоянного отвода земли для ячейки ОРУ-220 кВ:

$$S_{\text{отв}} := 8 \cdot 1600 \text{ м}^2$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Экономическое сравнение вариантов

$$C_{\text{земл}} := \frac{7}{1000} = 7 \times 10^{-3} \text{ тыс.руб/м}^2 \quad K_{\text{яч.Т220}} := 18700 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост.отв.земПС}} := S_{\text{отв}} \cdot C_{\text{земл}} = 89.6 \text{ тыс.руб}$$

Постоянная часть затрат ОРУ-220 кВ Малмыж

$$K_{\text{постМалмыж}} := 52000 \text{ тыс.руб}$$

Укрупнённые стоимости установки противоаварийной автоматики

$$K_{\text{па}} := 1200 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma\text{ПС}2} := \left(8K_{\text{яч.выклМалмыж}} + K_{\text{постМалмыж}} \dots \right) \cdot (K_{\text{и}} \cdot K_{\text{зон.пов}}) = 1.683 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{прочие}2} := K_{\Sigma\text{ПС}2} \cdot 0.21 = 3.534 \times 10^5$$

$$K_{\Sigma\text{ПС}2\text{вар}} := K_{\Sigma\text{ПС}2} + K_{\text{прочие}2} = 2.036 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{2\text{вар}} := (K_{\Sigma\text{ЛЭП}2\text{вар}} + K_{\Sigma\text{ПС}2\text{вар}}) = 3.867 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Расчёт амортизационный отчислений

$$T_{\text{слВЛ}} := 15 \quad T_{\text{слПС}} := 20$$

$$I_{\text{АМ.ПС}2} := \frac{K_{\Sigma\text{ПС}2\text{вар}}}{T_{\text{слПС}}} \quad I_{\text{АМ.ВЛ}2} := \frac{K_{\Sigma\text{ЛЭП}2\text{вар}}}{T_{\text{слВЛ}}}$$

$$I_{\text{АМ}2} := I_{\text{АМ.ПС}2} + I_{\text{АМ.ВЛ}2} = 2.239 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт

$$\alpha_{\text{ПС}} := 0.049 \quad \alpha_{\text{ВЛ}} := 0.008$$

$$I_{\text{экс}2} := K_{\Sigma\text{ПС}2\text{вар}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\Sigma\text{ЛЭП}2\text{вар}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}} = 1.144 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$T_{\text{max}} := 5566 \quad C_{\Delta W} := 0.964$$

Потери электроэнергии в сети

$$\Delta W_2 := 125 \cdot 10^3 \cdot T_{\text{max}} = 6.957 \times 10^8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\Sigma 2} := \Delta W_2 = 6.957 \times 10^8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$I_{\Delta W_2} := \Delta W_{\Sigma 2} \cdot C_{\Delta W} \cdot 10^{-3} = 6.707 \times 10^5$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Экономическое сравнение вариантов

Расчет капиталовложений в проектируемую сеть

Коэффициент инфляции по сравнению с 0.1.0.1.2000 г. на IV квартал 2020 г.

$$K_{и} := 5.27$$

Нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений (E_H):

$$E_H := 0.1$$

Зональный повышающий коэффициент к базисной стоимости электросетевых объектов для Дальнего Востока.

$$K_{зон.пов} := 1.4$$

Вариант №2 Строительство ЛЭП 220 кВ Комсомольская-Малмыж

$$l_{Комсом-Малмыж} := 160 \text{ км}$$

Базовый показатель стоимости ВЛ-220 кВ на стальных опорах, в одноцепном исполнении:

$$K_0 := 1310 \text{ тыс.руб/км}$$

Затраты на вырубку просеки и устройство лежневых дорог

$$З_{п} := 55 \text{ тыс.руб/км}$$

$$З_{леж.дор} := 185 \text{ тыс.руб/км}$$

Площадь постоянного отвода земли для типовых опор на 1 км ВЛ:

$$S_{отв} := 100 \text{ м}^2$$

$$S_{отв\Sigma} := S_{отв} \cdot l_{Комсом-Малмыж} = 1.6 \times 10^4 \text{ м}^2$$

$$C_{земл} := \frac{7}{1000} = 7 \times 10^{-3} \text{ тыс.руб/м}^2$$

$$K_{пост.отв.зем} := S_{отв\Sigma} \cdot C_{земл} = 112 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma ЛЭП2вар} := \left(K_0 \cdot l_{Комсом-Малмыж} + З_{п} \cdot l_{Комсом-Малмыж} + \dots \right) \cdot K_{и} \cdot K_{зон.пов} = 1.831 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$
$$+ З_{леж.дор} \cdot l_{Комсом-Малмыж} + K_{пост.отв.зем}$$

Суммарные капиталовложения в ПС

Стоимость ячейки одного комплекта выключателя на ОРУ-220 кВ Малмыж

$$K_{яч.выклМалмыж} := 12500 \text{ тыс.руб}$$

Площадь постоянного отвода земли для ячейки ОРУ-220 кВ:

$$S_{отв} := 8 \cdot 1600 \text{ м}^2$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Экономическое сравнение вариантов

$$C_{\text{земл}} := \frac{7}{1000} = 7 \times 10^{-3} \text{ тыс.руб/м}^2 \quad K_{\text{яч.Т220}} := 18700 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост.отв.земПС}} := S_{\text{отв}} \cdot C_{\text{земл}} = 89.6 \text{ тыс.руб}$$

Постоянная часть затрат ОРУ-220 кВ Малмыж

$$K_{\text{постМалмыж}} := 52000 \text{ тыс.руб}$$

Укрупнённые стоимости установки противоаварийной автоматики

$$K_{\text{па}} := 1200 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma\text{ПС}2} := \left(8K_{\text{яч.выклМалмыж}} + K_{\text{постМалмыж}} \dots \right) \cdot (K_{\text{и}} \cdot K_{\text{зон.пов}}) = 1.683 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\left(+ 4K_{\text{яч.Т220}} + K_{\text{па}} + K_{\text{пост.отв.земПС}} \right)$$

$$K_{\text{прочие2}} := K_{\Sigma\text{ПС}2} \cdot 0.21 = 3.534 \times 10^5$$

$$K_{\Sigma\text{ПС2вар}} := K_{\Sigma\text{ПС}2} + K_{\text{прочие2}} = 2.036 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{2\text{вар}} := (K_{\Sigma\text{ЛЭП2вар}} + K_{\Sigma\text{ПС2вар}}) = 3.867 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Расчёт амортизационный отчислений

$$T_{\text{слВЛ}} := 15 \quad T_{\text{слПС}} := 20$$

$$I_{\text{АМ.ПС2}} := \frac{K_{\Sigma\text{ПС2вар}}}{T_{\text{слПС}}} \quad I_{\text{АМ.ВЛ2}} := \frac{K_{\Sigma\text{ЛЭП2вар}}}{T_{\text{слВЛ}}}$$

$$I_{\text{АМ2}} := I_{\text{АМ.ПС2}} + I_{\text{АМ.ВЛ2}} = 2.239 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт

$$\alpha_{\text{ПС}} := 0.049 \quad \alpha_{\text{ВЛ}} := 0.008$$

$$I_{\text{экс2}} := K_{\Sigma\text{ПС2вар}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\Sigma\text{ЛЭП2вар}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}} = 1.144 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$T_{\text{max}} := 5566 \quad C_{\Delta W} := 0.964$$

Потери электроэнергии в сети

$$\Delta W_2 := 125 \cdot 10^3 \cdot T_{\text{max}} = 6.957 \times 10^8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\Sigma 2} := \Delta W_2 = 6.957 \times 10^8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$I_{\Delta W_2} := \Delta W_{\Sigma 2} \cdot C_{\Delta W} \cdot 10^{-3} = 6.707 \times 10^5$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Экономическое сравнение вариантов

Затраты на возмещение потерь электроэнергии

$$T_{\max} = 5566 \text{ C} \quad C_{\Delta W} = 0.964$$

Потери в сети

$$\Delta W_1 = 123.83 \cdot 10^3 \cdot T_{\max} = 6.892 \times 10^8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\Sigma 1} = \Delta W_1 = 6.892 \times 10^8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$I_{\Delta W_1} = \Delta W_{\Sigma 1} \cdot C_{\Delta W} \cdot 10^{-3} = 6.644 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные издержки

$$I_{\Sigma 1} = I_{\text{экс1}} + I_{\text{АМ1}} + I_{\Delta W_1} = 1.184 \times 10^6$$

Определение приведенных затрат

$$З_1 := E_{\text{н}} \cdot K_1 + I_{\Sigma 1} = 1.721 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные издержки

$$I_{\Sigma} := I_{\text{экс2}} + I_{\text{АМ2}} + I_{\Delta W_2} = 1.009 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Определение приведенных затрат

$$З_2 := E_{\text{н}} \cdot K_{2\text{вар}} + I_{\Sigma} = 1.396 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\frac{З_2 - З_1}{З_2} \cdot 100 = -23.293$$

Вариант подключения по ВЛ-220 кВ с центром питания ПС Комсомольская дешевле на 23,35.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчёт показателей надежности конкурентоспособных вариантов подключения

Расчёт показателей надежности первого варианта подключения

$\lambda_1 := 0.025$	$t_{B1} := 60 \div 8760$	$\lambda_{пр1} := 0.8$	$t_{пр.В1} := 130 \div 8760$	$a_{В.авт1} := 0.025$
$\lambda_2 := 0.025$	$t_{B2} := 60 \div 8760$	$\lambda_{пр2} := 0.8$	$t_{пр.В2} := 130 \div 8760$	$a_{В.авт2} := 0.025$
$\lambda_3 := 0.025$	$t_{B3} := 60 \div 8760$	$\lambda_{пр3} := 0.8$	$t_{пр.В3} := 130 \div 8760$	$a_{В.авт3} := 0.025$
$\lambda_4 := 0.025$	$t_{B4} := 60 \div 8760$	$\lambda_{пр4} := 0.8$	$t_{пр.В4} := 130 \div 8760$	$a_{В.авт4} := 0.025$
$\lambda_5 := 0.05$	$t_{B5} := 220 \div 8760$	$\lambda_{пр5} := 1$	$t_{пр.В5} := 120 \div 8760$	
$\lambda_6 := 0.05$	$t_{B6} := 220 \div 8760$	$\lambda_{пр6} := 1$	$t_{пр.В6} := 120 \div 8760$	
$\lambda_7 := 0.73$	$t_{B7} := 14 \div 8760$	$\lambda_{пр7} := 3.1$	$t_{пр.В7} := 18 \div 8760$	
$\lambda_8 := 0.11$	$t_{B8} := 14 \div 8760$	$\lambda_{пр8} := 3.1$	$t_{пр.В8} := 18 \div 8760$	
$\lambda_9 := 0.013$	$t_{B9} := 5 \div 8760$	$\lambda_{пр9} := 1$	$t_{пр.В9} := 8 \div 8760$	
$\lambda_{10} := 0.013$	$t_{B10} := 5 \div 8760$	$\lambda_{пр10} := 1$	$t_{пр.В10} := 8 \div 8760$	

Определяем вероятность отказа системы, согласно имеющейся структурной схеме надежности, приведенной в ПЗ

Определяем параметры потока отказов цепей

$$\lambda_{1.1} := \lambda_8 + \lambda_4 + \lambda_9 + \lambda_5 + \lambda_3 + \lambda_{пр8} = 3.3231/\text{год}$$

$$\lambda_{1.2} := \lambda_7 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_9 + \lambda_{пр7} = 3.9431/\text{год}$$

$$\lambda_{2.1} := \lambda_8 + \lambda_2 + \lambda_6 + \lambda_1 + \lambda_{10} + \lambda_{пр8} = 3.3231/\text{год}$$

$$\lambda_{2.2} := \lambda_7 + \lambda_1 + \lambda_6 + \lambda_{10} + \lambda_2 + \lambda_{пр7} = 3.9431/\text{год}$$

Вероятность отказа первой цепи:

$$q_{1.1} := \lambda_7 \cdot t_{B7} + \lambda_1 \cdot t_{B1} + a_{В.авт1} \cdot (\lambda_{10} \cdot t_{B10} + \lambda_6 \cdot t_{B6} + \lambda_2 \cdot t_{B2} + \lambda_7 \cdot t_{B7}) = 1.403 \times 10^{-3}$$

$$q_{1.2} := \lambda_8 \cdot t_{B8} + \lambda_2 \cdot t_{B2} + a_{В.авт2} \cdot (\lambda_{10} \cdot t_{B10} + \lambda_6 \cdot t_{B6} + \lambda_1 \cdot t_{B1} + \lambda_8 \cdot t_{B8}) = 3.873 \times 10^{-4}$$

Вероятность отказа второй цепи:

$$q_{2.1} := \lambda_7 \cdot t_{B7} + \lambda_3 \cdot t_{B3} + a_{В.авт3} \cdot (\lambda_4 \cdot t_{B4} + \lambda_5 \cdot t_{B5} + \lambda_9 \cdot t_{B9} + \lambda_7 \cdot t_{B7}) = 1.403 \times 10^{-3}$$

$$q_{2.2} := \lambda_8 \cdot t_{B8} + \lambda_4 \cdot t_{B4} + a_{В.авт4} \cdot (\lambda_8 \cdot t_{B8} + \lambda_5 \cdot t_{B5} + \lambda_9 \cdot t_{B9} + \lambda_3 \cdot t_{B3}) = 3.873 \times 10^{-4}$$

$$t_{B1.1} := \frac{q_{1.1} \cdot 8760}{\lambda_{1.1} - \lambda_{пр8}} = 55.11 \text{ часа}$$

$$t_{B1.2} := \frac{q_{1.2} \cdot 8760}{\lambda_{1.2} - \lambda_{пр7}} = 4.024 \text{ часа}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчёт показателей надежности конкурентоспособных вариантов подключения

Рассчитываем интенсивность отказа первой и второй цепи:

$$\lambda_I := 2\lambda_3 \cdot [\lambda_4 \cdot t_{B4} + a_{в.авт4} \cdot (\lambda_8 \cdot t_{B8} + \lambda_5 \cdot t_{B5} + \lambda_9 \cdot t_{B9} + \lambda_3 \cdot t_{B3})] + \lambda_5 \cdot t_{B5} = 1.266 \times 10^{-3}$$

$$\lambda_{II} := 2\lambda_1 \cdot [\lambda_2 \cdot t_{B2} + a_{в.авт2} \cdot (\lambda_{10} \cdot t_{B10} + \lambda_6 \cdot t_{B6} + \lambda_1 \cdot t_{B1} + \lambda_8 \cdot t_{B8})] + \lambda_6 \cdot t_{B6} = 1.266 \times 10^{-3}$$

$$\lambda_{сх} := \lambda_I \cdot q_{II} + \lambda_{II} \cdot q_I + \lambda_{пр5} \cdot (\lambda_{пр5} \cdot t_{пр.в5}) + \lambda_{пр6} \cdot (\lambda_{пр6} \cdot t_{пр.в6}) = 0.027$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c := \frac{1}{\lambda_{сх}} = 36.496 \text{ лет}$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_p := -\ln(1 - 0.1) \cdot T_c = 3.845 \text{ лет}$$

Среднее время восстановления системы:

$$T_B := \frac{q_{сх}}{\lambda_{сх}} \cdot 87600 = 55.373 \text{ ч}$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии системы:

$$P_{деф} := 250 \cdot 10^3 \quad P_{треб} := 250 \cdot 10^3$$

$$K_{пс} := q_{сх}$$

$$T := 8760$$

$$W_{нед} := P_{деф} \cdot K_{пс} \cdot T = 3.793 \times 10^4$$

$$Y_0 := 11.25 \text{ руб/кВт}$$

$$Y_{осн} := Y_0 \cdot W_{нед} = 4.267 \times 10^5$$

$$Y_{осн} := \frac{Y_0 \cdot W_{нед}}{1000} = 426.728$$

$$Y_{вн} := \frac{Y_0 \cdot P_{треб}}{1000} = 2.813 \times 10^3$$

$$Y_{\Sigma} := Y_{осн} + Y_{вн} = 3.239 \times 10^3 \text{ тыс.руб} \quad (3,23 \text{ млн руб})$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчёт показателей надежности конкурентоспособных вариантов подключения

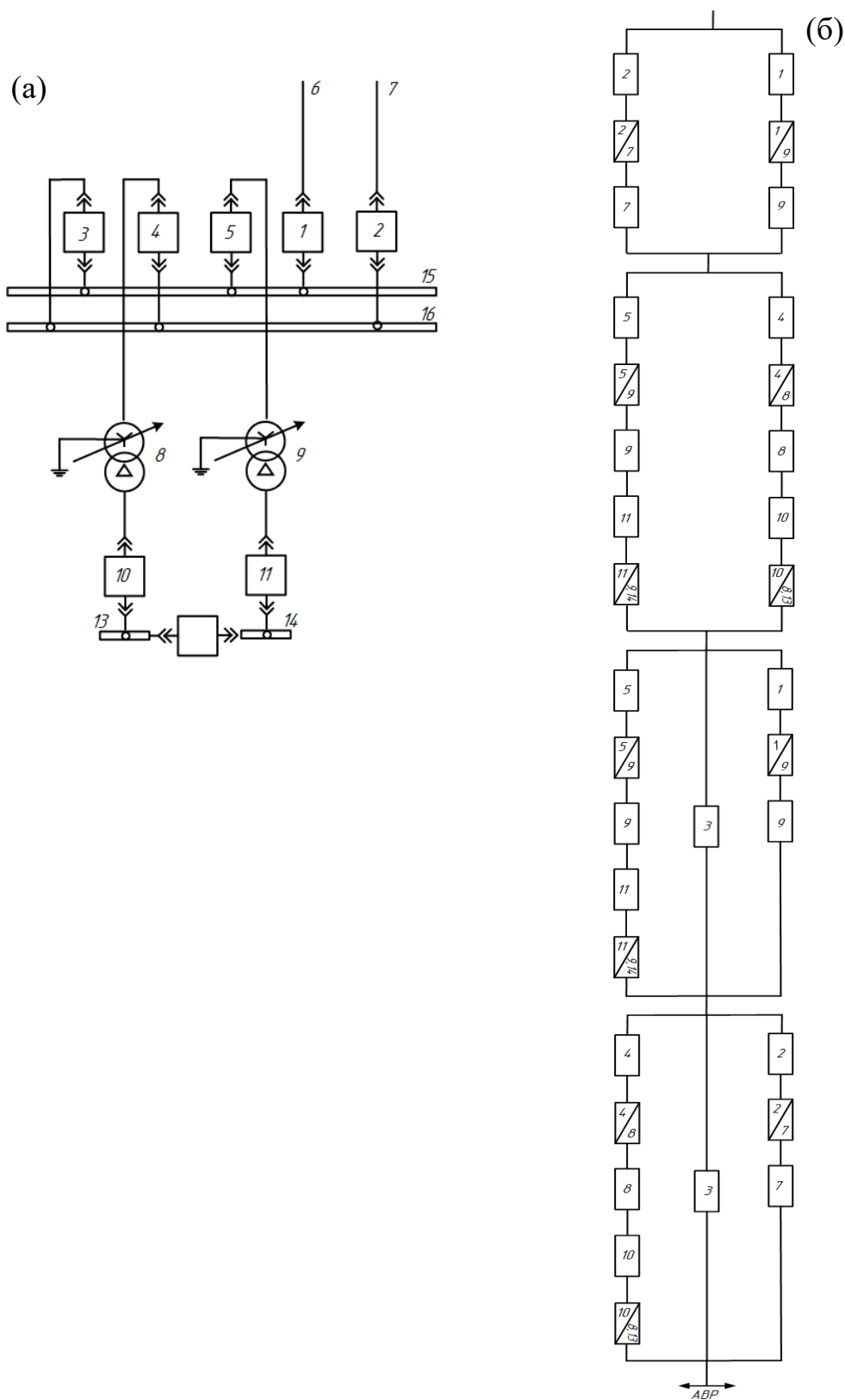


Рисунок 17 - Однолинейная (а) и расчётная (б) схемы проектируемой подстанции

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчёт показателей надежности конкурентоспособных вариантов подключения

Расчёт показателей надежности второго варианта подключения

$\lambda_1 := 0.06$	$t_{B1} := 60 \div 8760$	$\lambda_{пр1} := 0.2$	$t_{пр.В1} := 111 \div 8760$	$a_{В.авт1} := 0.04$
$\lambda_2 := 0.06$	$t_{B2} := 60 \div 8760$	$\lambda_{пр2} := 0.2$	$t_{пр.В2} := 111 \div 8760$	$a_{В.авт2} := 0.04$
$\lambda_3 := 0.06$	$t_{B3} := 60 \div 8760$	$\lambda_{пр3} := 0.2$	$t_{пр.В3} := 111 \div 8760$	$a_{В.авт3} := 0.04$
$\lambda_4 := 0.06$	$t_{B4} := 60 \div 8760$	$\lambda_{пр4} := 0.2$	$t_{пр.В4} := 111 \div 8760$	$a_{В.авт4} := 0.04$
$\lambda_5 := 0.06$	$t_{B5} := 60 \div 8760$	$\lambda_{пр5} := 0.2$	$t_{пр.В5} := 111 \div 8760$	$a_{В.авт5} := 0.04$
$\lambda_6 := 0.4$	$t_{B6} := 15 \div 8760$	$\lambda_{пр6} := 3.1$	$t_{пр.В6} := 18 \div 8760$	$a_{В.авт10} := 0.04$
$\lambda_7 := 0.4$	$t_{B7} := 15 \div 8760$	$\lambda_{пр7} := 3.1$	$t_{пр.В7} := 18 \div 8760$	$a_{В.авт11} := 0.04$
$\lambda_8 := 0.0015$	$t_{B8} := 120 \div 8760$	$\lambda_{пр8} := 0.85$	$t_{пр.В8} := 250 \div 8760$	
$\lambda_9 := 0.0015$	$t_{B9} := 120 \div 8760$	$\lambda_{пр9} := 0.85$	$t_{пр.В9} := 250 \div 8760$	
$\lambda_{10} := 0.01$	$t_{B10} := 20 \div 8760$	$\lambda_{пр10} := 0.2$	$t_{пр.В10} := 24 \div 8760$	
$\lambda_{11} := 0.01$	$t_{B11} := 20 \div 8760$	$\lambda_{пр11} := 0.2$	$t_{пр.В11} := 24 \div 8760$	
$\lambda_{13} := 0.013$	$t_{B13} := 5 \div 8760$	$\lambda_{пр13} := 0.166$	$t_{пр.В13} := 3 \div 8760$	
$\lambda_{14} := 0.013$	$t_{B14} := 5 \div 8760$	$\lambda_{пр14} := 0.166$	$t_{пр.В14} := 3 \div 8760$	

Определяем параметры потока отказов цепей

$$\lambda_{1.1} := \lambda_1 + \lambda_6 + \lambda_{пр6} = 3.56 \text{ 1/год}$$

$$\lambda_{1.2} := \lambda_2 + \lambda_7 + \lambda_{пр7} = 3.56 \text{ 1/год}$$

$$\lambda_{2.1} := \lambda_4 + \lambda_8 + \lambda_{10} + \lambda_{13} + \lambda_{пр8} = 0.935 \text{ 1/год}$$

$$\lambda_{2.2} := \lambda_5 + \lambda_9 + \lambda_{11} + \lambda_{14} + \lambda_{пр9} = 0.935 \text{ 1/год}$$

$$\lambda_{3.1} := \lambda_1 + \lambda_6 + \lambda_{пр6} = 3.56 \text{ 1/год}$$

$$\lambda_{3.2} := \lambda_5 + \lambda_9 + \lambda_{11} + \lambda_{14} + \lambda_{пр9} = 0.935 \text{ 1/год}$$

$$\lambda_{3.3} := \lambda_3 + \lambda_{пр3} = 0.26 \text{ 1/год}$$

$$\lambda_{4.1} := \lambda_2 + \lambda_7 + \lambda_{пр7} = 3.56 \text{ 1/год}$$

$$\lambda_{4.2} := \lambda_4 + \lambda_8 + \lambda_{10} + \lambda_{13} + \lambda_{пр8} = 0.935 \text{ 1/год}$$

$$\lambda_{4.3} := \lambda_3 + \lambda_{пр3} = 0.26 \text{ 1/год}$$

Определяем среднюю вероятность отказа цепей

$$q_{1.1} := \lambda_1 \cdot t_{B1} + a_{В.авт1} \cdot (\lambda_6 \cdot t_{B6}) + \lambda_6 \cdot t_{B6} = 1.123 \times 10^{-3}$$

$$q_{1.2} := \lambda_2 \cdot t_{B2} + a_{В.авт2} \cdot (\lambda_7 \cdot t_{B7}) + \lambda_7 \cdot t_{B7} = 1.123 \times 10^{-3}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчёт показателей надежности конкурентоспособных вариантов подключения

$$t_{\text{BI}} := \frac{q_{1.1} \cdot 8760}{\lambda_{1.1} - \lambda_{\text{пр6}}} = 21.391 \text{ часа}$$

$$K_{\text{прI}} := 1 - e^{\frac{-111}{22}} = 0.994$$

$$q_{\text{I}} := q_{1.1} \cdot q_{1.2} + K_{\text{прI}} (\lambda_{\text{пр6}} \cdot t_{\text{пр.в6}}) \cdot q_{1.2} + K_{\text{прI}} (\lambda_{\text{пр6}} \cdot t_{\text{пр.в6}}) \cdot q_{1.1} = 1.548 \times 10^{-5}$$

$$q_{2.1} := \lambda_4 \cdot t_{\text{в4}} + a_{\text{в.авт4}} (\lambda_8 \cdot t_{\text{в8}}) + \lambda_8 \cdot t_{\text{в8}} + \lambda_{10} \cdot t_{\text{в10}} + a_{\text{в.авт10}} (\lambda_8 \cdot t_{\text{в8}} + \lambda_{13} \cdot t_{\text{в13}}) = 4.563 \times 10^{-4}$$

$$q_{2.2} := \lambda_5 \cdot t_{\text{в5}} + a_{\text{в.авт5}} (\lambda_9 \cdot t_{\text{в9}}) + \lambda_9 \cdot t_{\text{в9}} + \lambda_{11} \cdot t_{\text{в11}} + a_{\text{в.авт11}} (\lambda_9 \cdot t_{\text{в9}} + \lambda_{14} \cdot t_{\text{в14}}) = 4.563 \times 10^{-4}$$

$$t_{\text{БИ}} := \frac{q_{2.1} \cdot 8760}{\lambda_{2.1} - \lambda_{\text{пр8}}} = 47.302 \text{ часа}$$

$$K_{\text{прII}} := 1 - e^{\frac{-60}{t_{\text{БИ}}}} = 0.719$$

$$q_{\text{II}} := q_{2.1} \cdot q_{2.2} + K_{\text{прII}} (\lambda_{\text{пр8}} \cdot t_{\text{пр.в8}}) \cdot q_{2.2} + K_{\text{прII}} (\lambda_{\text{пр9}} \cdot t_{\text{пр.в9}}) \cdot q_{2.1} = 1.612 \times 10^{-5}$$

$$q_{3.1} := \lambda_1 \cdot t_{\text{в1}} + a_{\text{в.авт1}} (\lambda_6 \cdot t_{\text{в6}}) + \lambda_6 \cdot t_{\text{в6}} = 1.123 \times 10^{-3}$$

$$q_{3.2} := \lambda_5 \cdot t_{\text{в5}} + a_{\text{в.авт5}} (\lambda_9 \cdot t_{\text{в9}}) + \lambda_9 \cdot t_{\text{в9}} + \lambda_{11} \cdot t_{\text{в11}} + a_{\text{в.авт11}} (\lambda_9 \cdot t_{\text{в9}} + \lambda_{14} \cdot t_{\text{в14}}) = 4.563 \times 10^{-4}$$

$$t_{\text{B3.1}} := \frac{q_{3.1} \cdot 8760}{\lambda_{3.1} - \lambda_{\text{пр6}}} = 21.391 \text{ часа} \quad K_{\text{п3.1}} := 1 - e^{\frac{-18}{53}} = 0.288$$

$$t_{\text{B3.2}} := \frac{q_{3.2} \cdot 8760}{\lambda_{3.2} - \lambda_{\text{пр9}}} = 47.302 \text{ часа} \quad K_{\text{п3.2}} := 1 - e^{\frac{-50}{22}} = 0.897$$

$$q_{3\text{ц}} := q_{3.1} \cdot q_{3.2} + K_{\text{п3.1}} (\lambda_{\text{пр6}} \cdot t_{\text{пр.в6}}) \cdot q_{3.2} + K_{\text{п3.2}} (\lambda_{\text{пр9}} \cdot t_{\text{пр.в9}}) \cdot q_{3.1} = 2.579 \times 10^{-5}$$

$$q_{3.3} := \lambda_3 \cdot t_{\text{в3}}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчёт показателей надежности конкурентоспособных вариантов подключения

$$\lambda_{3.3} := \lambda_3 + \lambda_{\text{пр}3} = 0.26$$

$$t_{\text{в}3\text{ц}} := t_{\text{в}3.1} + t_{\text{в}3.2} = 68.693 \text{ час}$$

$$t_{\text{в}3.3} := \frac{q_{3.3} \cdot 8760}{\lambda_{3.3} - \lambda_{\text{пр}3}} = 60 \text{ часа}$$

$$K_{\text{п}3\text{ц}} := 1 - e^{-\frac{60}{60}} = 0.632$$

$$K_{\text{п}3.3} := 1 - e^{-\frac{60}{71}} = 0.57$$

$$q_{\text{III}} := q_{3\text{ц}} \cdot q_{3.3} + K_{\text{п}3\text{ц}} \cdot (\lambda_{\text{пр}6} \cdot t_{\text{пр.в}6}) \cdot q_{3.3} + K_{\text{п}3.3} \cdot (\lambda_{\text{пр}3} \cdot t_{\text{пр.в}3}) \cdot q_{3\text{ц}} = 1.703 \times 10^{-6}$$

$$q_{\text{IV}} := q_{\text{III}}$$

$$q_{\text{сх}} := q_{\text{I}} + q_{\text{II}} + q_{\text{III}} + q_{\text{IV}} = 3.5 \times 10^{-5}$$

Определяем параметры потока отказа системы

$$\lambda_{\text{I}} := \lambda_{1.1} \cdot q_{1.2} + \lambda_{1.2} \cdot q_{1.1} + (\lambda_{1.1} - \lambda_{\text{пр}6}) \cdot (\lambda_{\text{пр}7} \cdot t_{\text{пр.в}7}) + (\lambda_{1.2} - \lambda_{\text{пр}7}) \cdot (\lambda_{\text{пр}6} \cdot t_{\text{пр.в}6}) = 0.014$$

$$\lambda_{\text{II}} := \lambda_{2.1} \cdot q_{2.2} + \lambda_{2.2} \cdot q_{2.1} + (\lambda_{2.1} - \lambda_{\text{пр}8}) \cdot (\lambda_{\text{пр}9} \cdot t_{\text{пр.в}9}) + (\lambda_{2.2} - \lambda_{\text{пр}9}) \cdot (\lambda_{\text{пр}8} \cdot t_{\text{пр.в}8}) = 4.952 \times 10^{-3}$$

$$\lambda_{3\text{ц}} := \lambda_{3.1} \cdot q_{3.2} + \lambda_{3.2} \cdot q_{3.1} + (\lambda_{3.1} - \lambda_{\text{пр}6}) \cdot (\lambda_{\text{пр}9} \cdot t_{\text{пр.в}9}) + (\lambda_{3.2} - \lambda_{\text{пр}9}) \cdot (\lambda_{\text{пр}6} \cdot t_{\text{пр.в}6}) \dots = 0.014$$

$$\lambda_{\text{III}} := \lambda_{3\text{ц}} \cdot q_{3.3} + \lambda_{3.3} \cdot q_{3\text{ц}} + (\lambda_{3\text{ц}} - \lambda_{\text{пр}9} \cdot t_{\text{пр.в}9}) \cdot (\lambda_{\text{пр}3} \cdot t_{\text{пр.в}3}) + (\lambda_{3.3} - \lambda_{\text{пр}3}) \cdot (\lambda_{\text{пр}9} \cdot t_{\text{пр.в}9}) \dots = 1.443 \times 10^{-3}$$

$$\lambda_{\text{IV}} := \lambda_{\text{III}}$$

$$q_{\text{сх}} := q_{\text{I}} + q_{\text{II}} + q_{\text{III}} + q_{\text{IV}} = 3.5 \times 10^{-5}$$

$$\lambda_{\text{сх}} := \lambda_{\text{I}} + \lambda_{\text{II}} + \lambda_{\text{III}} + \lambda_{\text{IV}} = 0.022 \quad 1/\text{год}$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_{\text{с}} := \frac{1}{\lambda_{\text{сх}}} = 46.09 \text{ лет}$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_{\text{р}} := -\ln(1 - 0.1) \cdot T_{\text{с}} = 4.856 \text{ лет}$$

Среднее время восстановления системы:

$$T_{\text{в}} := \frac{q_{\text{сх}}}{\lambda_{\text{сх}}} \cdot 8760 = 14.133 \text{ ч}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчёт показателей надежности конкурентоспособных вариантов подключения

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии системы:

$$P_{\text{деф}} := 250 \cdot 10^3 \quad P_{\text{треб}} := 250 \cdot 10^3$$

$$K_{\text{пс}} := q_{\text{сх}}$$

$$T := 8760$$

$$W_{\text{нед}} := P_{\text{деф}} \cdot K_{\text{пс}} \cdot T = 7.666 \times 10^4$$

$$Y_0 := 11.25 \text{ руб/кВт}$$

$$Y_{\text{осн}} := Y_0 \cdot W_{\text{нед}} = 8.624 \times 10^5$$

$$Y_{\text{осн}} := \frac{Y_0 \cdot W_{\text{нед}}}{1000} = 862.409$$

$$Y_{\text{вн}} := \frac{Y_0 \cdot P_{\text{треб}}}{1000} = 2.813 \times 10^3$$

$$Y_{\Sigma} := Y_{\text{осн}} + Y_{\text{вн}} = 3.675 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб} \quad (3,67 \text{ млн руб})$$