

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО
«ДРСК» «Амурские электрические сети» в связи с подключением подстанции
Приамурская

Исполнитель

студент группы 142-об2

(подпись, дата)

А.С. Левцов

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.А. Казакул

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 2025 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Левцова Артема Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» в связи с подключением подстанции Приамурская.

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы производственной и преддипломной практики, схема потокораспределения в день контрольного замера, электрическая схема Амурской области.
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Общая характеристика района проектирования; 2. Расчет электрических нагрузок; 3. Разработка вариантов конфигурации электрической сети при присоединении ПС 110 кВ Приамурская; 4. Техничко-экономический расчет; 5. Расчет ТКЗ; 6. Выбор и проверка электрического оборудования; 7. Молниезащита и заземление ПС 110 кВ Приамурская; 8. Релейная защита и автоматика; 9. Безопасность и экологичность.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Однолинейная схема электрической сети в районе реконструкции; 2. Разработка вариантов подключения ПС 110 кВ Приамурская; 3. Результаты расчета режимов в ПВК RastrWin3 для варианта сети № 1; 4. Результаты расчета режимов в ПВК RastrWin3 для варианта сети № 4; 5. Подробная однолинейная схема подключаемой ПС 110 кВ Приамурская; 6. Молниезащита, план и разрез ПС 110 кВ Приамурская.
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность А.Б. Булгаков. доцент, канд. техн. наук
7. Дата выдачи задания _____
- Руководитель выпускной квалификационной работы: Казакул Алексей Александрович, доцент, канд. техн. наук

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

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 143 с., 15 рисунков, 39 таблиц, 148 формул, 4 приложения, 33 источника.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМАКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ОХРАНА ТРУДА.

В рамках выполнения бакалаврской работы разработан проект реконструкции электрической сети напряжением 110 кВ на территории Амурской области в связи с вводом в эксплуатацию подстанции Приамурская.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы проведен анализ электрической сети, рассчитаны вероятностные характеристики электрических нагрузок, разработаны варианты конфигурации сети и посредством технико-экономического сопоставления выбран оптимальный вариант подключения, рассчитаны установившиеся режимы для конкурентоспособных вариантов сети, выбраны трансформаторы на проектируемую подстанцию, рассчитаны токи короткого замыкания, выбрано и проверено устанавливаемое на подстанцию оборудование, выбрана релейная защита и рассчитаны необходимые уставки, разработана система молниезащиты и заземления подстанции и рассчитаны их параметры. Рассмотрены вопросы охраны труда и пожарной безопасности на проектируемой подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика района реконструкции	9
1.1 Климатическая и географическая характеристика района реконструкции	9
1.2 Анализ существующей электрической сети	11
1.3 Расчет и анализ режима существующей сети	19
2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	26
3 Выбор вариантов подключения ПС 110 кВ Приамурская	33
3.1 Разработка вариантов конфигурации сети	33
3.2 Выбор схемы РУ подстанции	38
3.3 Компенсация реактивной мощности на подстанции	41
3.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	42
3.5 Выбор сечения проводов	44
3.6 Расчет и анализ режимов после подключения ПС 110 Приамурская	47
4 Выбор оптимального варианта электрической сети	53
4.1 Расчет капиталовложений	53
4.2 Расчет эксплуатационных издержек	57
4.3 Определение эксплуатационных затрат и выбор варианта сети	60
4.4 Определение ЧДД	61
5 Расчет токов короткого замыкания	64
6 Выбор и проверка оборудования на ПС 110 кВ Приамурская	70
6.1 Конструктивное исполнение ПС 110 кВ Приамурская	70
6.2 Выбор и проверка выключателей	71
6.3 Выбор и проверка разъединителей и заземляющих ножей	76
6.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	77
6.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	81
6.6 Выбор и проверка токоведущих частей	84
6.7 Выбор и проверка изоляторов	89

6.8 Выбор и проверка ОПН	91
6.9 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд	94
6.10 Выбор и проверка аккумуляторных батарей	96
6.11 Выбор и проверка ВЧ	99
7 Защитное заземление и молниезащита ПС 110 кВ Приамурская	101
7.1 Расчет заземления	101
7.2 Молниезащита	107
8 Релейная защита и автоматика	111
8.1 Релейная защита силового трансформатора	112
8.2 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора	112
8.3 Максимальная токовая защита трансформатора	117
8.4 Защита от перегрузки	120
8.5 Газовая защита трансформатора	121
8.6 Автоматика	122
9 Безопасность и экологичность	123
9.1 Безопасность	123
9.2 Экологичность	130
9.3 Чрезвычайные ситуации	136
Заключение	139
Библиографический список	140
Приложение А – Результаты расчета режимов для исходной сети	144
Приложение Б – Результаты расчета режимов после подключения ПС 110 кВ Приамурская для вариантов сети	156
Приложение В – Расчет ЧДД	184
Приложение Г – Расчет ТКЗ	187

ОПРЕДЕЛЕНИЕ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ПС – подстанция;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

ТКЗ – ток короткого замыкания;

ТОР – территория опережающего развития;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

Современное социально-экономическое развитие области неразрывно связано с обеспечением надёжного и эффективного энергоснабжения. Особую актуальность эта задача приобретает в рамках реализации проектов Территорий опережающего развития (ТОР), которые призваны стать стимулами инвестиционной активности и промышленного прогресса области. ТОР «Приамурская» площадка «Ровное», расположенная на равнинном участке в Благовещенском районе Амурской области около села Ровное, нацелена на формирование высокотехнологичных производств и логистических комплексов. Реализация этих задач предполагает увеличения мощности энергетической инфраструктуры. В этой связи реконструкция электрических сетей филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» для подключения подстанции 110 кВ Приамурская является актуальным проектом.

Площадка "Ровное" в Благовещенском районе входит в состав ТОР "Приамурская", созданной в 2015 году для стимулирования экономического роста через привлечение инвестиций и развитие приоритетных отраслей. Основной акцент площадки связан с её географическим положением: она находится вблизи мостового перехода через реку Амур, соединяющего Благовещенск (Россия) и Хэйхэ (Китай). Это делает её стратегическим узлом для международной торговли и логистики. Площадка ориентирована на создание инфраструктуры для обслуживания грузопотоков между Россией и Китаем. Здесь реализуются следующие проекты:

- Таможенно-логистический комплекс "Каникурбан" - включающий контейнерные терминалы, склады и мультитемпературные хранилища. Он сокращает логистические издержки на 20% и маршруты на 1,5 тыс. км;
- Трансграничная канатная дорога между Благовещенском и Хэйхэ с пассажиропотоком 1 млн человек в год, инвестиции в проект превышают 7,3 млрд. рублей;
- Сухой порт Благовещенск.

Также на данной площадке будут реализовываться проекты по переработке сельхозпродукции (зерно, соя) и производству строительных материалов. Общая сумма заявленных инвестиций на 2024 год — 10,7 млрд рублей. Для площадки "Ровное" ключевыми проектами являются логистический комплекс (186,6 млн рублей) и канатная дорога (7,3 млрд рублей).

Актуальность представленной работы обусловлена необходимостью обеспечения надежного и качественного электроснабжения объектов ТОР «Приамурская». Эта территория играет ключевую роль в стимулировании социально-экономического развития не только области, но и всего дальнего востока. Кроме того, это также поможет развитию международных отношений между Китаем и Россией.

Целью дипломной работы является разработка проекта реконструкции электрических сетей для подключения подстанции 110 кВ Приамурская, обеспечивающей электроснабжение резидентов ТОР «Приамурская».

Для достижения этой цели поставлены следующие задачи:

- анализ существующей электрической сети в районе проектирования;
- разработка конкурентоспособных вариантов конфигурации сети, для технического присоединения подстанции 110 кВ Приамурская;
- технико-экономическое сравнение выбранных вариантов реконструкции сети при подключении подстанции 110 кВ Приамурская;
- выбор необходимого оборудования на вводимую ПС;
- разработка системы молниезащиты и заземления;
- Выбор РЗиА и расчет уставок для них;
- расчет безопасности и экологичности проекта.

При выполнении бакалаврской работы была использована операционная система Windows 7 с набором программно-вычислительных комплексов MathCad 14, Microsoft Excel 2010 г, Microsoft Visio 2010 г, Microsoft Word 2010 г, RastrWin3, MathType 6.0 Equation.

В данной работе содержится 7 листов графической части формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ

В данной главе приведено описание климата-географических характеристик, присущих району реконструкции, анализ существующей сети, а также выполнен расчет режима действующей электрической сети.

Планируемая к строительству ПС 110 кВ Приамурская расположена на территории Благовещенского района Амурской области в районе села Ровное.

1.1 Климатическая и географическая характеристика района реконструкции

Благовещенский район функционирует как административно-территориальное образование и муниципальная единица в структуре амурской области. Административный центр территории — город Благовещенск, обладающий самостоятельным статусом и не входящий в состав района. В 2022 году в рамках административной реформы район приобрел статус Благовещенского муниципального округа. В его границах расположено 27 населённых пунктов. Площадь округа охватывает 3,1 тысячи квадратных километров, а демографические показатели, согласно статистике 2025 г составляет 28 607 жителей, плотность населения 9,35 чел./км².

Географическое расположение Благовещенского муниципального округа на карте Амурской области изображено на рисунке 1.

Климат Благовещенского округа континентальный муссонный, с выраженной сезонной сменой ветров: зимой преобладают материковые потоки, летом — океанические. Зима длится до 5 месяцев (октябрь-март/апрель), характеризуется морозами, малоснежьем и низкой влажностью. Минимальные температуры достигают -45°C (средняя января -18,6°C). Весна - переходный сезон с южными ветрами, дефицитом осадков, иссушением почв и резкими похолоданиями (средняя температура 7°C). Лето (май/июнь - август) умеренно-теплое, с высокой облачностью и обильными дождями. Пик тепла в июле (средняя температура 27,0°C). Осень (начинается с сентября) сухая и холодная, с переходом к зимней циркуляции (средняя наблюдаемая температура 5°C).



Рисунок 1 – Географическая карта расположение Благовещенского района

Годовая продолжительность солнечного сияния составляет 2266 часов, безморозный период длится 165–175 дней, а норма осадков — 570 мм.

Основные климатические параметры приведены в таблице 1

Таблица 1 – Климатические условия района

Наименования	Показатели
1	2
Район по ветру	III
Максимальная скорость ветра	32
Район по гололеду	IV
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	25
Наименьшая температура воздуха, °С	-45,4
Среднегодовая температура воздуха, °С	1,3
Наибольшая температура воздуха, °С	39,4
Среднегодовая продолжительность гроз	40
Среднегодовая скорость ветра (на высоте 10 м), м/с	1,9
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	3
Сейсмичность района, балл.	7
Преобладающее направление ветра	3, СЗ
Число грозовых часов в год, ч	40-60

В таблице 2 представлено какие климатические параметры должны быть использованы при выборе оборудования и проведении расчетов.

Таблица 2 – Назначение климатических характеристик

Наименования	Назначение
1	2
Район по ветру	Выбор конструктивного исполнения ЛЭП
Район по гололеду	Выбор конструктивного исполнения ЛЭП
Сейсмическая стойкость	Выбор сейсмического исполнения оборудования
Температура	Выбор климатического исполнения оборудования
Грунт	Выбор заземления ПС
Число грозových часов в год	Выбор системы молниезащиты

Согласно климатической характеристике для планируемой ПС 110 кВ Приамурская необходимо производить выбор требуемого оборудования для климатического исполнения УХЛ.

Ландшафт Благовещенского района формирует равнинная местность, входящая в состав Зейско-Бурейской равнины. Поверхность преимущественно плоская или слабоволнистая с высотными отметками 100–200 метров над уровнем моря. В ландшафте присутствуют невысокие холмы, овраги и балки, образованные в результате водной эрозией. Подобный рельеф создает благоприятные условия для ведения и развития сельского хозяйства, особенно в плодородных речных долинах.

1.2 Анализ существующей электрической сети

Энергетический комплекс Амурской области включён в структуру Объединенной энергосистемы Востока, функционируя под управлением Амурского РДУ – филиала АО «СО ЕЭС» [11], ПАО «Россети», АО «ДРСК».

ЭС Амурской области имеет связь с другими энергосистемами:

- По двум ВЛ 500 кВ и трём ВЛ 220 кВ с ХЭС;
- По двум ВЛ 220 кВ с Забайкальским краем;

– По двум КВЛ 220 кВ, трем ВЛ 220 кВ и одной ВЛ 35 кВ с Республикой Саха (Якутия);

– По одной ВЛ 500 кВ, двум ВЛ 220 кВ и одной ВЛ 110 кВ с КНР [11].

По состоянию на 1 января 2025 года совокупная установленная мощность генерирующих объектов энергосистемы Амурской области достигла 4307 МВт, в том числе: ГЭС – 3660,0 МВт, ТЭС – 647,0 МВт [11].

Большая часть рассматриваемого участка сети находится в центральном районе ЭС Амурской области, кроме Райчихинской ГРЭС и ПС 220 кВ Хвойная которые входят в восточный энергорайон. После введения в эксплуатацию планируемая ПС 110 кВ Приамурская станет частью центрального энергетического района.

В рамках проведения структурного анализа реконструируемой сети, сделан анализ: источников питания, линий электропередачи, подстанций.

Карта схема рассматриваемый участка сети представлен на рисунке 2.

Источниками питания для проектируемого участка сети являются Благовещенская ТЭЦ и Райчихинская ГРЭС, ПС 220 кВ Благовещенская и ПС 220 кВ Хвойная.

Краткая характеристика источников питания приведены в таблице 3.

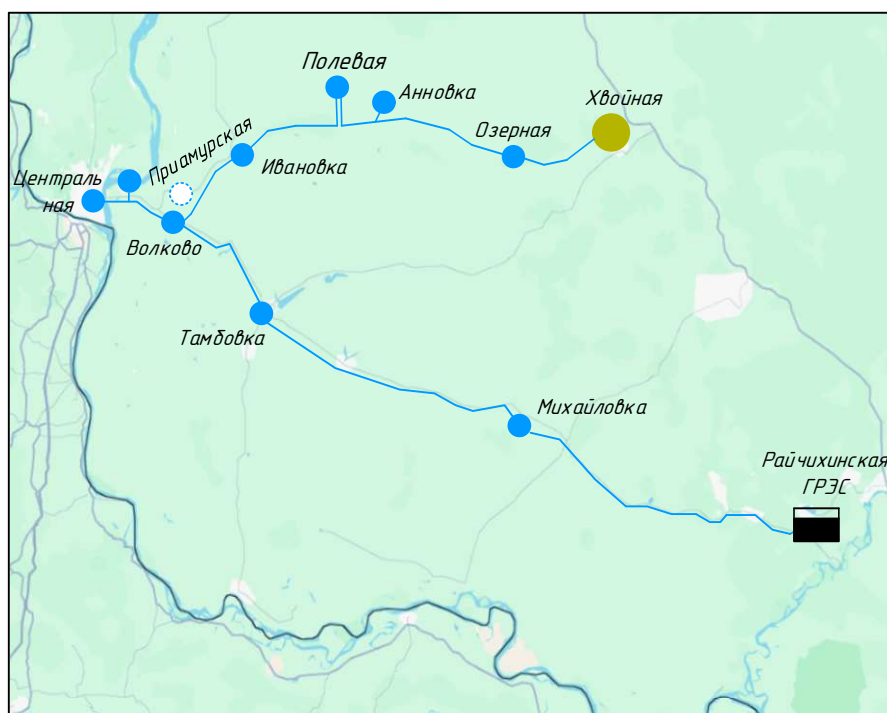


Рисунок 2 – Карта-схема участка сети в районе подключаемой ПС

Таблица 3 – Источники питания район

Станция/ПС	Установленная мощность, месторасположение	Номинальное напряжение	Схема РУ
1	2	3	4
Благовещенская ТЭЦ	404 МВт, г Благовещенск	110 кВ	ОРУ 110 кВ - 13Н
Райчихинская ГРЭС	83 МВт, пгт. Прогресс	220, 110 кВ	ОРУ 110 кВ- 13Н ОРУ 220 кВ – 13Н
ПС 220 кВ Благовещенская	250 МВА, г Благовещенск	220, 110 кВ	ОРУ 110 кВ- 12 ОРУ 220 кВ – 9
ПС 220 Хвойная	70 МВА, с. Екатеринославка	220, 110 кВ	Не типовая

Благовещенская ТЭЦ представляет собой энергетический объект паротурбинного типа, осуществляющий комбинированную генерацию электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 404 МВт, а тепловая мощность достигает 1005,6 Гкал/час. Обеспечение интеграции основных пароводяных потоков на станции происходит за счет применения поперечных связей, реализованных в тепловой схеме электростанции. Основное топливо согласно технической документации – уголь добываемый из Райчихинского бассейна, преимущественно бурый. Но текущая эксплуатация объекта преимущественно осуществляется с использованием угольных ресурсов Ерковецкого и Переясловского месторождений. Два вагоноопрокидывателя установленных на ее территории обеспечивают оперативную выгрузку топлива доставляемого по ЖД путям [2]. На электростанции установлено 4 ТГ – один мощностью 60 МВт, два – 110 МВт и один – 130 МВт

Однолинейная схема Благовещенской ТЭЦ представлена на рисунке 3.

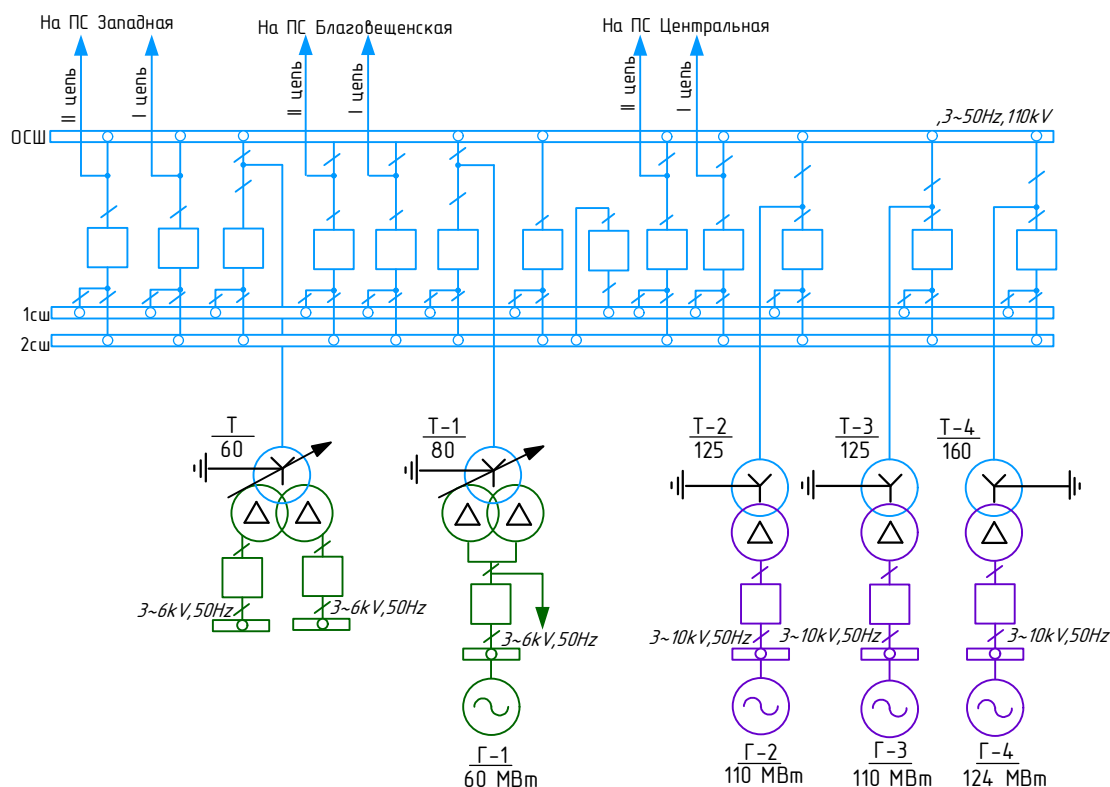


Рисунок 3 – Электрическая схема Благовещенской ТЭЦ

Райчихинская ГРЭС – это тепловая электростанция паротурбинного типа, совмещающая выработку электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 83 МВт, тепловая мощность — 173,1 Гкал/час. Работа электростанции осуществляется с применением конденсационного графика, при этом как дополнительный продукт во время эксплуатации происходит выработка тепла. В основного вида качестве топливного ресурса предусмотрен бурый уголь местного месторождения. Конструктивная схема обладает поперечными связями по основным потокам воды и пара. В качестве генерирующего оборудования на станции установлено два ТГ мощностью – 50 и 33 МВт [22].

Для рассматриваемого участка сети выдача мощности осуществляется по ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка.

Однолинейная схема РайГРЭС представлена на рисунке 4.

После рассмотрения источников питания участка реконструкции, проведем структурный анализ всех подстанций, находящихся на этом участке сети.

Данные РУ подстанций, входящих в район реконструирования, а также их способ присоединения к сети представлены в таблице 4.

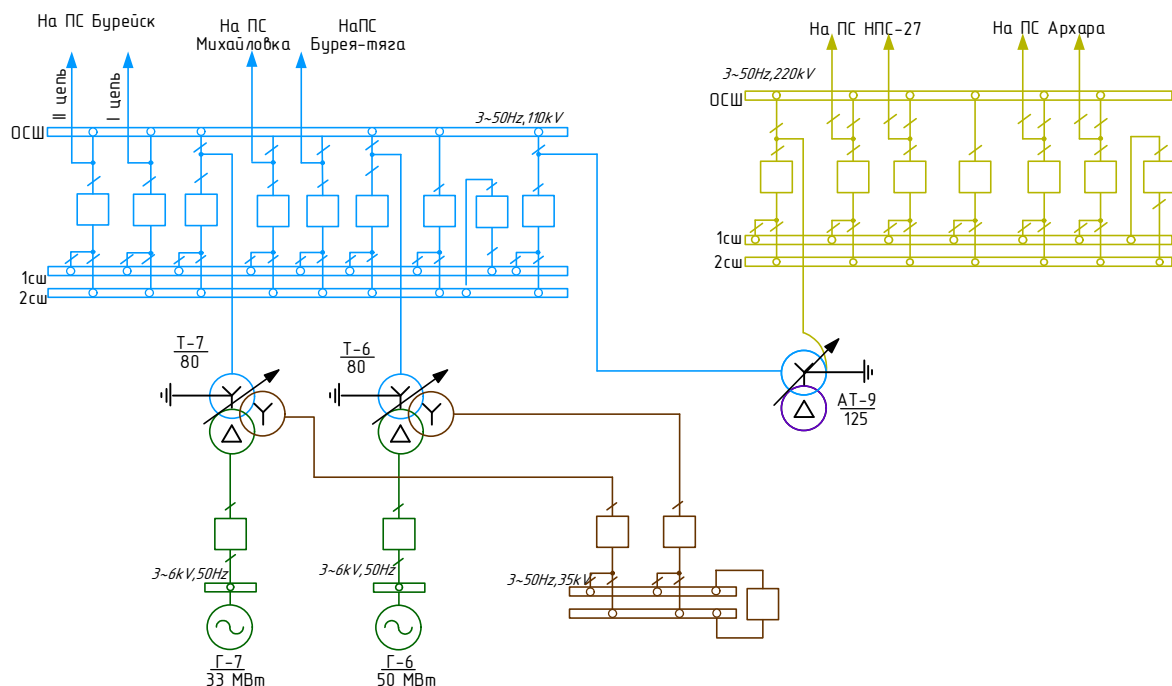


Рисунок 4 – Электрическая схема Райчихинской ГРЭС

Таблица 4 – Подстанции района реконструкции

Подстанция	Кол-во и мощность трансформаторов, ед. x MVA	Схема распределительного устройства	Способ присоединения к сети
1	2	3	4
Кооперативная	2 x 6,3	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (4Н)	Отпаечная
Чигири	2 x 40	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (4Н)	Отпаечная
Новая	T1 - 40 T2 - 25	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (4Н)	Отпаечная
Сетевая	2 x 40	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии (5Н)	Отпаечная

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
Центральная	2 x 25	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)	Узловая
Северная	2 x 25	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)	Отпаечная
Владимировка	2 x 10	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (4Н)	Отпаечная
Волково	2 x 10	Не типовая	Узловая
Ивановка	T1 – 16 T2 – 10	Не типовая	Проходная
Полевая	2 x 10	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)	Проходная
Озерная	T1 – 10 T2 – 6,3	Не типовая	Проходная
Анновка	2 x 2,5	Не типовая	Отпаечная
Тамбовка	T1 – 10 T2 – 25	Не типовая	Проходная
Михайловка	T1 – 10 T2 – 6,3	Не типовая	Проходная

Как видно из таблицы 4 большая часть подстанций представлена типовыми схемами РУ, но также присутствуют ПС, схема РУ, которых выполнена в нетиповом варианте.

Сведения о трансформаторах, установленных на рассматриваемых подстанциях приведены в таблице 5.

В данной работе не показаны тупиковые подстанции отходящие от рассматриваемых. В расчетах, нагрузка этих подстанций эквивалентирована на шины ближайшей проходной или узловой ПС, поэтому данные ПС отдельно упоминаться в работе не будут.

Таблица 5 – Установленные на подстанциях трансформаторы

Подстанция	Марки трансформаторов
1	2
Кооперативная	ТМН 6300/110 кВ
Чигири	ТРДН 40000/110 кВ
Новая	Т1 - ТРДН 40000/110 кВ Т2 - ТРДН 25000/110 кВ
Сетевая	ТДТН 40000/110 кВ
Центральная	ТДТН 25000/110 кВ
Северная	ТДН 25000/110 кВ
Кирпичная	ТДН 10000/110 кВ
Владимировка	ТДН 10000/110 кВ
Волково	ТДТН 10000/110у1 кВ
Ивановка	Т1 – ТДТН 16000/110 кВ Т2 – ТДТН 10000/110 кВ
Полевая	ТДТН 10000/110 кВ
Анновка	ТМН 2500/110 кВ
Озерная	ТДТН 10000/110 кВ ТДТ 6300/110 кВ
Тамбовка	Т1 – ТДТН 10000/110 кВ Т2 – ТДТН 25000/110 кВ
Михайловка	Т1 – ТДТН 10000/110 кВ Т2 – ТДТ 6300/110 кВ

После рассмотрения структурного анализа подстанций, проведем краткую характеристику ЛЭП на рассматриваемом участке электрической сети.

ВЛ на реконструируемом участке сети представлены проводниками марки АС – Алюминиевые провода со стальным сердечником. Это связано с их электротехническими свойствами, а именно, алюминиевая часть проводника обеспечивает достаточную электропроводность, тогда как стальная часть обладает требуемой механической прочностью, чтобы выдержать длительную нагрузку. Это обеспечивает надежность и экономическую эффективность, так как

алюминий значительно дешевле меди, а прочность стали позволяет снизить затраты на опоры.

Характеристики ВЛ приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики ВЛ на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	Уном, кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Длительно допустимый ток, А	
				При +25 °С	При -5 °С
ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная с отпайками I цепь	110	АС-300/39	1,7	710	916
		АС-185/24	4,2	510	658
ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная с отпайками II цепь	110	АС-300/39	1,7	710	916
		АС-185/24	4,2	510	658
ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская с отпайками I цепь	110	АС-300/39	9,17	710	916
ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская с отпайками II цепь	110	АС-300/39	9,17	710	916
ВЛ 110 кВ Благовещенская – Центральная с отпайками I цепь	110	АС-185/29	6,69	510	658
ВЛ 110 кВ Благовещенская – Центральная с отпайкой II цепь	110	АС-185/29	6,69	510	658
ВЛ 110 кВ Хвойная - Озёрная	110	АС-120/19	36,7	390	503
ВЛ 110 кВ Озёрная – Полевая с отпайкой на ПС Анновка	110	АС-120/19	44,1	390	503
ВЛ 110 кВ Полевая - Ивановка	110	АС-120/19	33	390	503
ВЛ 110 кВ Волково - Ивановка	110	АС-120/19	22,7	390	503
ВЛ 110 кВ Волково - Тамбовка	110	АС-120/19	27,1	510	658
ВЛ 110 кВ Тамбовка - Михайловка	110	АС-120/19	2,51	390	503
	110	АС-185/29	61,84	510	
ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС - Михайловка	110	АС-120/19	36,8	390	503
	110	АС-185/29	32,6	510	658
ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка	110	АС-185/24	20	510	658

1.3 Расчет и анализ режима существующей сети

Установившимся режимом работы электроэнергетической системы называется такое состояние сети, которое обусловлено совокупностью ее ключевых параметров в конкретный временной интервал. Расчет этих режимов является важным аспектом, который используют при проектировании электрической сети. Анализируя результаты этих расчетов, определяются важные параметры сети, такие как: токовая загрузка элементов сети и потери в них, потери напряжения, потоки мощности по элементам сети и т.д. Эти расчеты используются при проектировании того или иного объекта электроэнергетики.

В используемую расчетную модель включены: ПС 500 кВ Амурская, ПС 220 кВ Завитая, ПС 220 кВ Короли-тяга, ПС 220 кВ Белогорск-тяга, ПС 220 кВ Белогорск, ПС 110 кВ Кооперативная, ПС 110 кВ Чигири, ПС 110 кВ Новая, ПС 110 кВ Сетевая, ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Северная, ПС 110 кВ Кирпичная, ПС 110 кВ Владимировка, ПС 110 кВ Волково, ПС 110 кВ Ивановка, ПС 110 кВ Полевая, ПС 110 кВ Анновка, ПС 110 кВ Озерная, ПС 110 кВ Тамбовка, ПС 110 кВ Михайловка. Источники питания Благовещенская ТЭЦ, Райчихинская ГРЭС, ПС 220 кВ Благовещенская и ПС 220 кВ Хвойная, а также линии электропередач, которые соединяют эти ПС. В качестве базисных узлов для данной модели сети были выбраны шины 220 кВ ПС 500 кВ Амурская и ПС 220 кВ Завитая.

В данной работе расчет режимов реконструируемого участка существующей сети будет производиться с помощью программы ПВК RasrtWin3 [12]. Это программа от российского разработчика, созданная для использования энергетическими компаниями, такими как АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети» и АО «ДРСК».

Для дальнейшего определения параметров установившегося режима в ПВК RastrWin3, нужно рассчитать параметры элементов входящих в рассматриваемый участок сети, такие как сопротивления линий и обмоток трансформатора, коэффициент трансформации и т.д [28].

Активное сопротивление линии:

$$R_{БЛ} = r_0 \cdot l_{БЛ}, \quad (1)$$

где r_0 – погонное активное сопротивление, Ом/км;

$l_{БЛ}$ – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{БЛ} = x_0 \cdot l_{БЛ}, \quad (2)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км.

Реактивная мощность, которую генерирует ЛЭП можно смоделировать с помощью емкостной проводимости:

$$B_{БЛ} = b_0 \cdot l_{БЛ}, \quad (3)$$

где b_0 – погонное емкостная проводимость, мкСм/км.

Потери на коронный разряд в ЛЭП, можно смоделировать при помощи активной проводимости:

$$G_{БЛ} = g_0 \cdot l_{БЛ}, \quad (4)$$

где g_0 – погонное емкостная проводимость, мкСм/км.

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ находятся по формулам:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}, \quad (5)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}, \quad (6)$$

$$K_{TH} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}}, \quad (7)$$

где K_{TH}, K_{TC}, K_{TB} – коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой стороны трансформатора;

U_{HH}, U_{CH}, U_{BH} – напряжение на низкой, средней и высокой стороне трансформатора.

Реактивная проводимость для трансформатора определяется по формуле:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (8)$$

где ΔQ_{XX} – реактивные потери холостого хода, кВар.

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (9)$$

где ΔP_{XX} – активные потери холостого хода, кВар.

Параметры узлов для расчета установившегося режима исходной сети приведены в таблице А.1 приложения А.

В узлах для расчета режима в ПВК RastrWin3 задается нагрузка ПС, номинальное напряжение, а также генерация.

Параметры ветвей для расчета установившегося режима, для реальной сети, в ПВК RastrWin3 представлены в таблице А.2 приложения А.

В ветвях для расчета режима в ПВК RastrWin3 задаются сопротивления и проводимости для элементов сети, а также коэффициенты трансформации.

После внесения всех параметров элементов сети в ПВК RastrWin3 проводим расчет нормального установившегося режима при максимальных нагрузках и фиксируем полученные результаты, после чего анализируем полученные напряжения во всех точках сети, а также токовую загрузку линий.

Параметры нормального режима реальной сети, полученные в результате расчета представлены в таблице А.3 приложения А.

Токовая нагрузка по ЛЭП в нормальном режиме для исходной сети представлена в таблицах А.4 и А.5 приложения А.

Расчет производится в условиях максимальных нагрузок для зимнего периода времени, поэтому длительно допустимый ток элементов сети в дальнейших расчетах режимов будет браться при температуре наружного воздуха -5°C .

Схема потокораспределения в нормальном режиме приведена на рисунке А.1 приложения А

Полученные результаты расчета нормального режима электрической сети свидетельствуют о соответствии параметров напряжения во всех узлах установленным требованиям. Проведенный анализ подтверждает, что отклонения напряжения не превышают допустимых значений, регламентированных ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», согласно которому предельное отклонение не должно выходить за диапазон $\pm 10\%$ от номинального значения [5].

Кроме того, анализ токовых характеристик в рассматриваемом режиме демонстрирует соблюдение нормативных требований к нагрузке ЛЭП. Величины токовой нагрузки на всех участках сети находятся в пределах допустимых значений, не достигая критических показателей, установленных для данного класса электрооборудования.

Исходя из вышесказанного можно сделать вывод о том, что рассматриваемая сеть в нормальном режиме соответствует установленным требованиям по качеству электроэнергии, токовой нагрузки и техническим нормам.

После расчета нормального режима выполнен расчет послеаварийных режимов [19]. Их расчет осуществляется с целью проверки элементов сети и

выявления критических участков для определения необходимости и требуемого объёма технических мероприятий при реконструкции сети, ее изменении и тд.

1. Отключение ВЛ 110 кВ Благовещенска ТЭЦ – Центральная.

Для расчета послеаварийного режима при максимальных нагрузках возьмем один из самых тяжёлых режимов, а именно отключение самого загруженного участка сети ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная которая, для рассматриваемого района, является основной питающей линией.

Параметры послеаварийного режима при отключении ВЛ 110 кВ Благовещенска ТЭЦ – Центральная для исходной сети, полученные в результате расчета представлены в таблице А.6 приложения А.

Токовая нагрузка в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 110 кВ Благовещенска ТЭЦ – Центральная для исходной сети, представлена в таблице А.7 приложения А.

Схема потокораспределения в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная приведена на рисунке А.2 приложения А.

В результате анализа полученных данных при расчете послеаварийного режима при отключении самой загруженной линии, установлено, что величина отклонение напряжения не выходит за пределы $\pm 10\%$ от номинального значения.

Токовая нагрузка при аварийном отключении также находится в допустимых пределах и не превышает ДДТН. Самой загруженной линией в таком режиме будет вторая цепь ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная.

2. Отключение ВЛ 110 кВ Волково – Центральная, при выведенном в ремонт автотрансформатором на ПС 220 кВ Хвойная.

Результаты расчета послеаварийного режима в единичной ремонтной схеме представлены в таблицах А.8 и А.9, а также на рисунке А.3 приложения А.

Как видно из результатов расчета все контролируемые параметры находятся в зоне нормируемых значений, и не выходят за пределы допустимого.

Для оценки правильности составления модели сети в ПК RastrWin3 Произведем сравнение параметров полученного режима с реальной сетью на контролируемых участках. Сопоставление показаны в таблицах 7 и 8.

Таблица 7 – Сопоставление потоков мощности на контролируемых участках сети

Участок	Расчетная величина	Реальная величина	Отклонение %
БТЭЦ – Центральная	87,8+i3,7	87,9+i3	0,11
	84,8+i4,6	85,8+i3,9	1,2
БТЭЦ – Благовещенская	62,6-i5,7	61,5-i7	1,8
	58,9-i6,4	58,3-i7	1
Благовещенская - Центральная	11,7+i19,3	10,8+i18,8	8,7
	2,1+i7,2	2,3+i5,8	8,7
Центральная - Благовещенская	7,7-i17,2	8-i17,3	10
	4,6-i12,4	4,2-i16,6	9,5
Центральная - волково	52,9+i6,3	52,4+i8,2	0,9
Волково - Ивановка	11,5+i2,8	10,9+i4,4	5,5
Ивановка - Полевая	1+i1,1	1,1+i1,2	9
Озерная - Полевая	0,9-i3,1	1-i3,6	10
Хвойная - Полевая	2,6-i3,8	2,9-i4,3	10
Волково - Тамбовка	20-i0,3	20,2-i0,2	1
Михайловка - Тамбовка	5,2+i1,4	4,9+i1,3	6
РайГРЭС - Михайловка	15,9+0,4	15,6+i0,3	1,9

Таблица 8 – Напряжения в контролируемых точках сети

Узел	Фактическое напряжение	Реальное напряжение	Отклонение %
1	2	3	4
Благовещенская ТЭЦ	120,43	120,6	0,14
Центральна	119,84	120,08	0,19

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4
Благовещенская	120,1	120,49	0,3
Волково	118,18	118,3	0,14
Ивановка	117,37	117,4	0,03
Полевая	117,24	117,12	0,1
Озерная	117,01	116,76	0,21
Хвойная	116,76	116,49	0,23
Тамбовка	117,08	117,55	0,4
Михайловка	118,11	118,52	0,34
РайГРЭС	120,45	120,78	0,27

Как видно из сопоставления потоков мощности по ВЛ и напряжений в узлах сети с параметрами, полученными со схемы потокораспределения в день контрольного замера 18.12.2024, смоделированная сеть может быть использована при дальнейшем расчете режима после подключения ПС 110 кВ Приамурская. Это связано с тем, что отклонения полученной модели сети находится в пределах $\pm 15\%$ и условно соответствует текущему режиму эксплуатации сети, что говорит о правильности составления расчетной модели в ПВК RastrWin3.

Таким образом в главе описаны климатические и географические характеристики района проектирования, дана краткая характеристика рассматриваемой сети, а также выполнен расчет и анализ существующего режима максимальных нагрузок и проверено соответствие полученной модели, с реальным режимов эксплуатации сети.

Для оценки загрузки сети в перспективе после подключения ПС 110 кВ Приамурская рассчитаны вероятностные характеристики нагрузки.

2 РАСЧЁТ И ПРОГНАЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Рассматриваемая глава посвящена расчету вероятностных характеристик нагрузки и ее прогнозированию в перспективе на 2030 г. Результаты прогноза, полученные в разделе использованы при выборе оборудования, проектирования ВЛ и ПС и расчетах электрических режимов рассматриваемой сети.

В качестве первоначальных данных при присоединении ПС 110 кВ Приамурская к существующей электрической сети используются данные, полученные со схемы потокораспределения и КДЗ в день контрольного замера 18.12.2024.

Для определения нагрузок летнего периода воспользуемся коэффициентом летнего снижения нагрузки, который взят на официальном портале АО «СО ЕЭС» в разделе для проектировщиков. Для Амурской области этот коэффициент равен 0,681 [13].

Нагрузки, используемые для расчета режима исходной сети, взятые в соответствии со схемой потокораспределения представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Исходные нагрузки для расчета режима

Наименование ПС	Максимальная реактивная мощность, МВт	Максимальная реактивная мощность, МВар
1	2	3
Новая	16,5	4.1
Сетевая	48,3	7,2
Центральная	43,5	17,8
Северная	18,8	5.1
Волково	14,5	2,4
Ивановка	10	3,9
Полевая	1,7	0,4
Анновка	0,26	0,1
Озерная	1,8	0,6
Чигири	20,9	3,6
Тамбовка	25	3,9

1	2	3
Михайловка	10,4	1,3
Западная	36,3	9,6
Благовещенская	92,8	13,3
Бурейск	29,2	21,6
Хвойная	13,8	5,3

Как было сказано в предыдущей главе нагрузки некоторых тупиковых подстанций были эквивалентированы на шины ближайших проходных или узловых подстанций с учетом потерь в линиях.

Далее проводится расчет вероятностных характеристик для эквивалента сети. Для большей наглядности расчет будет проводиться на примере ПС 110 кВ Сетевая, которая находится в районе реконструкции.

Сначала находим среднюю мощность, с помощью которой происходит выбор силовых трансформаторов.

Средняя активная и реактивная мощность:

$$P_{cp} = \frac{1}{T_H} \cdot \sum_{i=1}^m P_i \cdot t_i, \quad (10)$$

где P_i - i -тое значение контрольного замера;

T_H - период наблюдения за нагрузкой.

$$Q_{cp} = \frac{1}{T_H} \cdot \sum_{i=1}^m Q_i \cdot t_i, \quad (11)$$

$$P_{cp} = \frac{1}{24} \cdot \left(\begin{array}{l} 39,18 + 36,84 + 34,86 + 34,31 + 33,34 + 33,33 + \\ 33,27 + 36,3 + 40,16 + 44,07 + 47,39 + 46,64 + \\ 47,87 + 47,3 + 47,75 + 47,96 + 45,88 + 45,71 + \\ 47,19 + 48,3 + 47,48 + 46,2 + 43,74 + 41,85 \end{array} \right) = 42,37 \text{ МВт},$$

Реактивная составляющая определяется аналогично.

Далее производим расчет эффективной мощности, для определения потерь.

Эффективная активная и реактивная мощность:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \cdot \sum_{i=1}^m P_i^2 \cdot t_i}, \quad (12)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \cdot \sum_{i=1}^m Q_i^2 \cdot t_i}, \quad (13)$$

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot \left(\begin{array}{l} 39,18^2 + 36,84^2 + 34,86^2 + 34,31^2 + 33,34^2 + 33,33^2 + \\ 33,27^2 + 36,3^2 + 40,16^2 + 44,07^2 + 47,39^2 + 46,64^2 + \\ 47,87^2 + 47,3^2 + 47,75^2 + 47,96^2 + 45,88^2 + 45,71^2 + \\ 47,19^2 + 48,3^2 + 47,48^2 + 46,2^2 + 43,74^2 + 41,85^2 \end{array} \right)} = 43,7.$$

Реактивная составляющая определяется аналогично.

После нахождения вероятностных характеристик пересчитываем полученные нагрузки на летний период по следующим формулам:

$$P_i = P_i \cdot k_{л}, \quad (14)$$

где $K_{л}$ - коэффициент летнего снижения нагрузки.

Весь расчет вероятностных характеристик, для реальных подстанций входящих в рассматриваемый эквивалент сети был произведен в программе Microsoft Excel, и представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Вероятностные характеристики ПС

Подстанция	Период	$P_{\max}$ МВт	$Q_{\max}$ МВар	P_{cp} МВт	Q_{cp} МВар	$P_{эф}$ МВт	$Q_{эф}$ МВар
1	2	3	4	5	6	7	8
Новая	Зима	16,50	4,10	13,75	3,42	15,81	3,93
	Лето	11,24	2,79	9,36	2,33	10,77	2,68
Сетевая	Зима	48,30	7,20	42,37	6,00	43,7	6,90
	Лето	32,89	4,90	27,41	4,09	31,52	4,70
Центральная	Зима	43,50	17,80	36,25	14,83	41,69	17,06
	Лето	29,62	12,12	24,69	10,10	28,39	11,62
Северная	Зима	18,80	5,10	15,67	4,25	18,02	4,89
	Лето	12,80	3,47	10,67	2,89	12,27	3,33
Волково	Зима	14,50	2,40	12,08	2,00	13,90	2,30
	Лето	9,87	1,63	8,23	1,36	9,46	1,57
Ивановка	Зима	10,00	3,90	8,33	3,25	9,58	3,74
	Лето	6,81	2,66	5,68	2,21	6,53	2,55
Полевая	Зима	1,70	0,40	1,42	0,33	1,63	0,38
	Лето	1,16	0,27	0,96	0,23	1,11	0,26
Анновка	Зима	0,26	0,10	0,2	0,08	0,22	0,10
	Лето	0,14	0,07	0,11	0,06	0,13	0,07
Чигири	Зима	20,90	3,60	17,42	3,00	20,03	3,45
	Лето	14,23	2,45	11,86	2,04	13,64	2,35
Озерная	Зима	1,80	0,60	1,50	0,50	1,73	0,58
	Лето	1,23	0,41	1,02	0,34	1,17	0,39
Тамбовка	Зима	25,00	3,90	20,83	3,25	23,96	3,74
	Лето	17,03	2,66	14,19	2,21	16,32	2,55
Михайловка	Зима	10,40	1,30	8,67	1,08	9,97	1,25
	Лето	7,08	0,89	5,90	0,74	6,79	0,85

Западная	Зима	36,30	9,60	30,25	8,00	34,79	9,20
	Лето	24,72	6,54	20,60	5,45	23,69	6,27
Благовещенская	Зима	92,80	13,30	77,33	11,08	88,93	12,75
	Лето	63,20	9,06	52,66	7,55	60,56	8,68
Бурейск	Зима	29,20	21,60	24,33	18,00	27,98	20,70
	Лето	19,89	14,71	16,57	12,26	19,06	14,10
Хвойная	Зима	13,80	5,30	11,50	4,42	13,23	5,08
	Лето	9,40	3,61	7,83	3,01	9,01	3,46

Для достоверного и полного обоснования необходимости реконструкции электрических сетей Благовещенского муниципального округа необходимо спрогнозировать рост нагрузки, который будет наблюдаться в сети в виду ее расширения и развития. Согласно нормативам документам расчет перспективного роста нагрузок выполняется на 5 лет [29]. Для данной работы прогноз будет осуществляться на 2030 г.

Прогноз электрических нагрузок ПС осуществляется с применением формулы сложных процентов. Для примера за исходную величину возьмем максимальную активную электрическую нагрузку, МВт:

$$P_{\text{прог}}^{\text{max}} = P_{\text{max}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t}, \quad (15)$$

где P_{max} - максимальная мощность;

ε - относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равным 0,046 [11];

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

t - год в котором снимался первый замер.

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

Для наглядности проведем расчет прогнозирования нагрузки для одной из подстанции находящийся в районе подключения ПС 110 кВ Приамурская. Для примера возьмём ПС 110 кВ Сетевая, и произведем вычисления по формуле (15):

$$P_{\text{прог}}^{\text{max}} = 48,3 \cdot (1 + 0,046)^5 = 60,48 \text{ МВт},$$

Расчет перспективной нагрузки и для других подстанций произведен в программе Microsoft Excel и представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Вероятностные характеристики ПС на 2030 г

Подстанция	Период	P_{max} , МВт	Q_{max} , МВар	$P_{\text{ср}}$, МВт	$Q_{\text{ср}}$, МВар	$P_{\text{эф}}$, МВт	$Q_{\text{эф}}$, МВар
1	2	3	4	5	6	7	8
Новая	Зима	20,66	5,13	17,22	4,28	19,80	4,92
	Лето	14,07	3,50	11,72	2,91	13,48	3,35
Сетевая	Зима	60,48	9,02	50,40	7,51	57,96	8,64
	Лето	41,19	6,14	34,32	5,12	39,47	5,88
Центральная	Зима	54,47	22,29	45,39	18,57	52,20	21,36
	Лето	37,09	15,18	30,91	12,65	35,55	14,55
Северная	Зима	23,54	6,39	19,62	5,32	22,56	6,12
	Лето	16,03	4,35	13,36	3,62	15,36	4,17
Волково	Зима	18,16	3,01	15,13	2,50	17,40	2,88
	Лето	12,36	2,05	10,30	1,71	11,85	1,96
Ивановка	Зима	12,52	4,88	10,43	4,07	12,00	4,68
	Лето	8,53	3,33	7,11	2,77	8,17	3,19
Полевая	Зима	2,13	0,50	1,77	0,42	2,04	0,48
	Лето	1,45	0,34	1,21	0,28	1,39	0,33
Чигири	Зима	26,17	4,51	21,81	3,76	25,08	4,32
	Лето	17,82	3,07	14,85	2,56	17,08	2,94
Анновка	Зима	0,31	0,13	0,27	0,10	0,29	0,12
	Лето	0,17	0,09	0,14	0,07	0,16	0,08
Озерная	Зима	2,25	0,75	1,88	0,63	2,16	0,72
	Лето	1,53	0,51	1,28	0,43	1,47	0,49

1	2	3	4	5	6	7	8
Тамбовка	Зима	31,30	4,88	26,09	4,07	30,00	4,68
	Лето	21,32	3,33	17,76	2,77	20,43	3,19
Михайловка	Зима	13,02	1,63	10,85	1,36	12,48	1,56
	Лето	8,87	1,11	7,39	0,92	8,50	1,06
БТЭЦ	Зима	45,45	12,02	37,88	10,02	43,56	11,52
	Лето	30,95	8,19	25,79	6,82	29,66	7,85
ПС Благовещенская	Зима	116,20	16,65	96,83	13,88	111,36	15,96
	Лето	79,13	11,34	65,94	9,45	75,84	10,87
РайГРЭС	Зима	36,56	27,05	30,47	22,54	35,04	25,92
	Лето	24,90	18,42	20,75	15,35	23,86	17,65
ПС Хвойная	Зима	17,28	6,64	14,40	5,53	16,56	6,36
	Лето	11,77	4,52	9,81	3,77	11,28	4,33

Полученные прогнозируемые нагрузки является необходимой составляющей дальнейшего расчёта режима работы реконструируемой сети, параметров силовых трансформаторов и ЛЭП, а также для дальнейшего выбора необходимого оборудования на подключаемую ПС.

В данной главе был произведен расчет и прогнозирования нагрузок на 2030 г для участка рассматриваемой сети.

3 ВЫБОР ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПС 110 КВ ПРИАМУРСКАЯ

3.1 Разработка вариантов конфигурации сети

Как видно из расчета нормального и послеаварийных режимов для исходного эквивалента сети, можно сказать, что на данный момент проектирования замена элементов в существующей сети не требуется.

При разработке вариантов конфигурации сети для подключения подстанции 110 кВ Приамурская нужно учитывать требования по надежности электроснабжения.

При разработке конкурентно способных вариантов сети в эксплуатации, как правило, принято использовать вариантный метод, в рамках которого для определенного района проектирования производится разработка нескольких вариантов сети, и дальнейшей отбор лучшего из них по принципу технико-экономического сравнения.

В данной работе предложено 4 варианта развития реконструируемого участка сети, а также их сравнение и выбор наилучшего.

Согласно «Схеме и программе развития электроэнергетики ЕЭС РФ на период 2025 – 2030 годов» предполагается строительство ПС 110 кВ Приамурская, максимальная расчетная активная мощность которой равна 14,7 МВт.

Описание варианта №1 – подключение ПС 110 кВ Приамурская к ВЛ 110 кВ Волково-Ивановка с образованием двух линий ВЛ 110 кВ Волково-Приамурская и ВЛ 110 кВ Ивановка-Приамурская. Длина каждого захода со стороны ближайшей точки существующей линии, к которой можно совершить подключения, до возможного месторасположения ПС 110 кВ Приамурская составляет 3 км. По способу подключения, в данном варианте сети, подстанция будет проходной, схему РУ 110 кВ 5АН.

Преимуществом данного варианта является экономичность за счет наименьшей протяжённостью линий среди всех вариантов, и отсутствие необходимости реконструкции других ПС.

В качестве недостатка можно отметить рост затрат на сооружения ПС.

Граф и часть электрической схемы для варианта №1 представлена на рисунке 5.

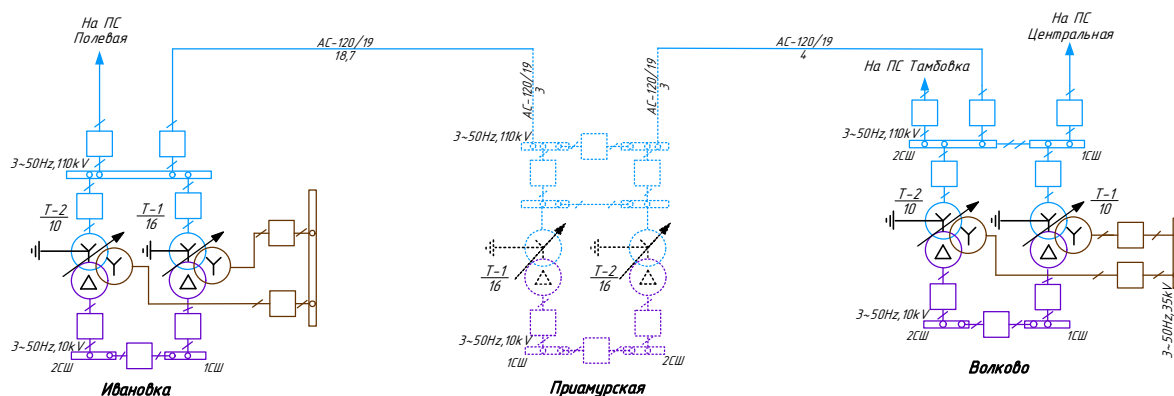
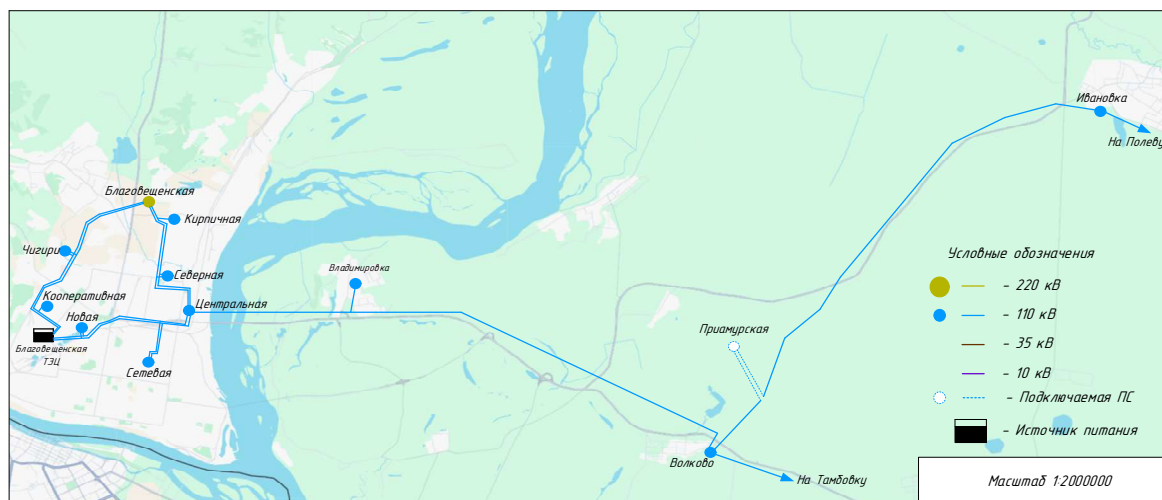


Рисунок 5 – Вариант присоединения №1

Описание варианта №2 – подключение ПС 110 кВ Приамурская к ПС 110 кВ Волково и ПС 110 кВ Ивановка отдельными линиями. Ориентировочная длина линии от предполагаемого места расположения проектируемой ПС до ПС 110 кВ Волково и ПС 110 кВ Ивановка составляет 5 и 16,5 км соответственно. По способу подключения, в данном варианте сети, подстанция будет проходной, и выполнена по схеме РУ 5АН.

Преимуществом данного варианта является более высокая надежность по сравнению с другими вариантами.

Основной недостаток – большая длина линии и большое количество выключателей по сравнению с другими вариантами – наибольшая стоимость.

Граф и часть электрической схемы для варианта №2 представлена на рисунке 6.

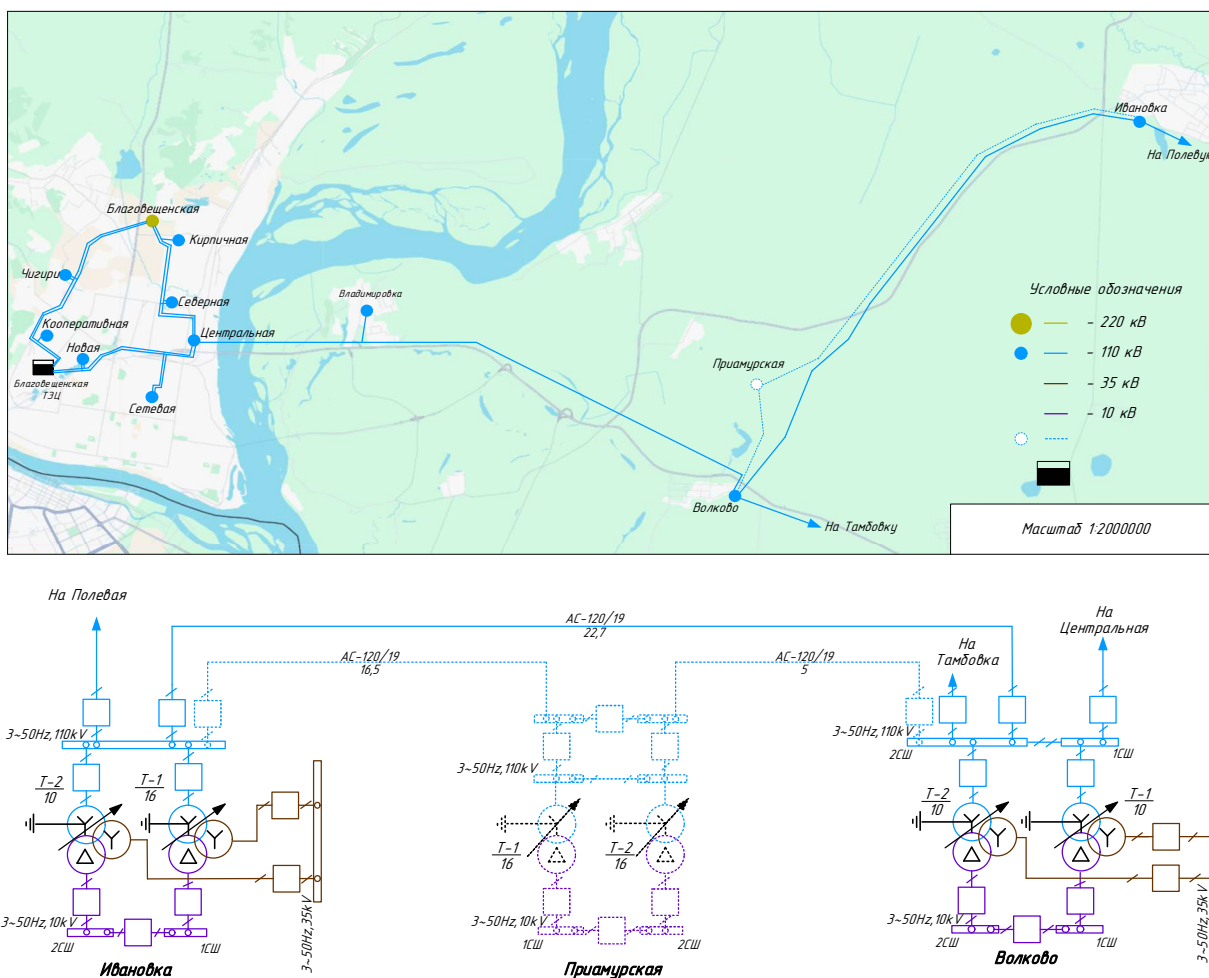


Рисунок 6 – Вариант присоединения №2

Предлагаемый вариант подразумевает:

- Строительство ПС 110 кВ Приамурская по схеме РУ 110 кВ 5АН;
- Строительство ВЛ 110 кВ Волково-Приамурская;
- Сооружение дополнительной ячейки выключателя 110 кВ на ПС 110 кВ Волково;
- Строительство ВЛ 110 кВ Ивановка-Приамурская;
- Сооружение дополнительной ячейки выключателя 110 кВ на ПС 110 кВ Ивановка.

Описание варианта №3 – подключение ПС 110 кВ Приамурская к ПС 110 кВ Волково. Длина ВЛ от ПС 110 кВ Волково до ПС 110 кВ Приамурская

составляет 5 км. По способу подключения, в данном варианте сети, подстанция будет тупиковой, и выполнена по схеме РУ 110 кВ 4Н.

Преимуществом данного варианта является то, что проектируемая ПС будет питаться от ПС 110 кВ Волково по новой двухцепной ВЛ.

Недостатком является большая длина линий по сравнению с вариантом №1, а также большее количество выключателей (За счет реконструкции ПС 110 кВ Волково).

Граф и часть электрической схемы для варианта №3 представлена на рисунке 7.

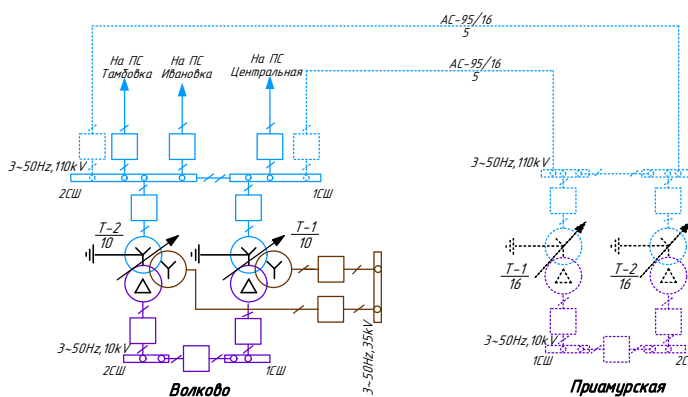
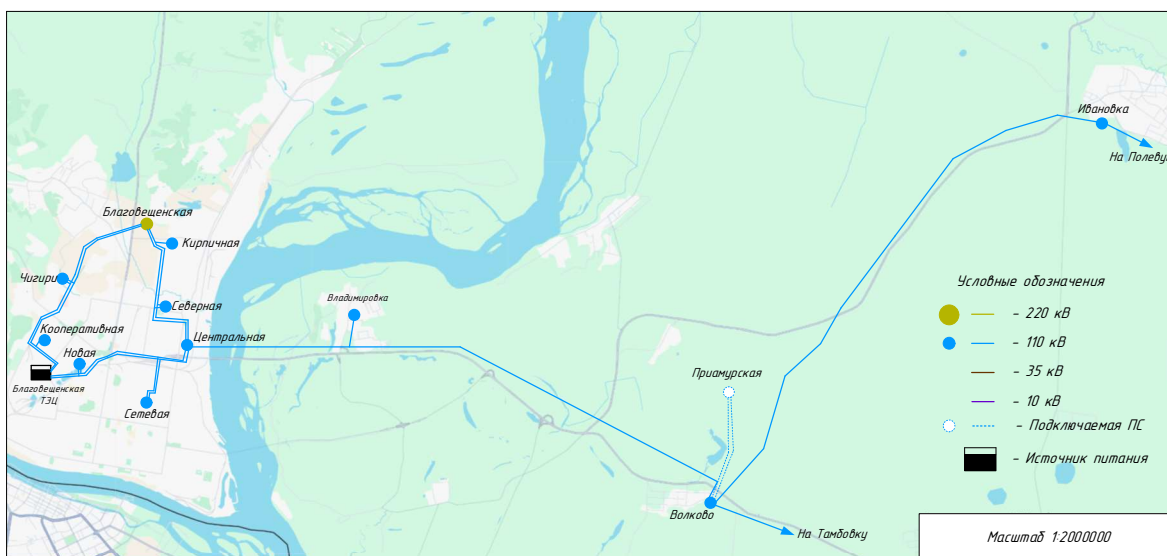


Рисунок 7 – Вариант присоединения №3

Предлагаемый вариант подразумевает:

- Строительство ПС 110 кВ Приамурская по схеме РУ 110 кВ 4Н;
- Строительство ВЛ 110 кВ Волково-Приамурская длиной 5 км;

- Сооружение двух новых ячеек выключателей 110 кВ на ПС 110 кВ Волково.

Описание варианта №4 – подключение ПС 110 кВ Приамурская одной линией напрямую к ПС 110 кВ Волково, а другой ответвлением от ВЛ 110 кВ Волково-Ивановка. По способу подключения, в данном варианте сети, подстанция будет ответвительной.

Преимуществом данного варианта является меньшая длина линии по сравнению с вариантом №3.

Данный вариант обладает такими же недостатками, как и предыдущие варианты, а именно большая протяжённость линии и большее количество выключателей.

Граф и часть электрической схемы для варианта №4 представлена на рисунке 8.

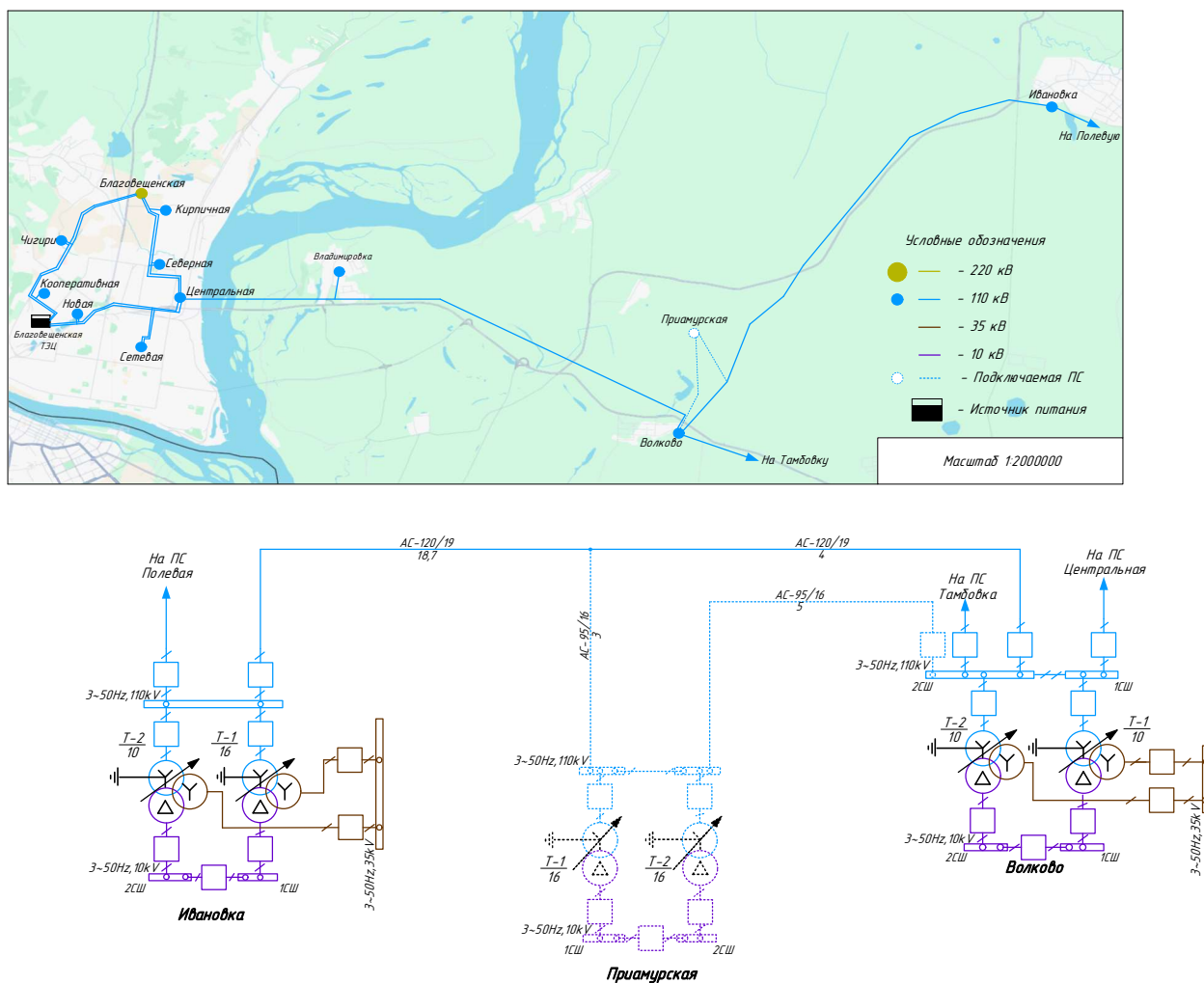


Рисунок 8 – Вариант присоединения №4

Предлагаемый вариант подразумевает:

- Строительство ПС 110 кВ Приамурская по схеме РУ 110 кВ 4Н;
- Строительство ВЛ 110 кВ Волково-Приамурская длиной 5 км;
- Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Волково-Ивановка на ПС Приамурская длиной 3 км;
- Сооружение ячейки выключателя 110 кВ на ПС 110 кВ Волково.

3.2 Выбор схемы РУ подстанции

В процессе проектирования электрических сетей при выборе типовых схем РУ на рассматриваемую ПС ключевое значение имеют следующие аспекты: количество присоединяемых ЛЭП, класс номинальное напряжение объекта, а также регламентированные требования к надежности питания конечных потребителей. Экономическая составляющая проекта, включая капитальные затраты на сооружение ПС, должна соответствовать критерию минимальной технологической сложности. В частности, сокращение числа силовых выключателей в составе РУ позволяет снизить экономические затраты при сохранении требуемых эксплуатационных характеристик.

Согласно ГОСТ Р 59279 Для тупиковых и отпаечных (ответвительных) подстанций обычно применяют схему РУ 4Н – Два блока с выключателями с неавтоматизированной ремонтной перемычкой со стороны линии, которые осуществляют свое питание по двум линиям.

Для проходных подстанций выбираем схему РУ 5АН - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов [31].

Графическое изображение схемы РУ 4Н и 5АН представлено на рисунке 9 и 10.

Выбранные типовые схемы РУ для различных вариантов реконструкции сети приведены в таблице 12.

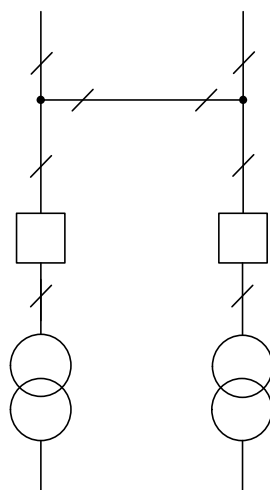


Рисунок 9 – Два блока с выключателями с неавтоматизированной ремонтной перемычкой со стороны линии (4Н)

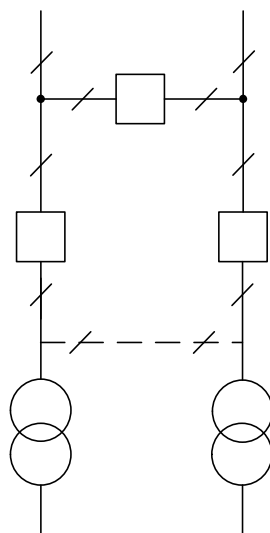


Рисунок 10 – Схема мостик с выключателями в цепях трансформаторов (5АН)

Таблица 12 – Типы распределительных устройств для вариантов сети

№ Варианта	Тип	Количество выключателей
1	2	3
1	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	3
2	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	3

1	2	3
3	4Н – Два блока с выключателями с неавтоматизированной ремонтной перемычкой со стороны линии	2
4	4Н – Два блока с выключателями с неавтоматизированной ремонтной перемычкой со стороны линии	2

Выбрав типы РУ производим сопоставление вариантов. Данные по количеству выключателей и длине линии для вариантов конфигурации сети представлены в таблице 13.

Таблица 13 – длины линий и количество выключателей для вариантов сети

№ Варианта	Длина линий, км	Количество выключателей
1	2	3
1	6	3
2	21.5	2
3	10	4
4	8	3

Как видно из таблицы вариант подключения проектируемой ПС к ПС 110 кВ Ивановка и ПС 110 кВ Волково обладает самой высокой протяжённостью линий и большим количеством выключателей. Расстояние от места предполагаемого строительства ПС 110 кВ Приамурская до ПС 110 кВ Ивановка составляет порядка 17 км, что значительно превышает расстояния для других вариантов подключения. Исходя из этого решено, что данный варианты требующий подключения к ПС 110 кВ Ивановка и ПС 110 кВ Волково рассматривается не будет ввиду его неконкурентоспособности.

Вариант под номером три также обладает большой протяжённостью линий и большим количеством выключателей по сравнению с другими предложенными

вариантами сети, ввиду этого этот вариант тоже не будет рассматриваться в дальнейшем расчете.

Проанализировав данные из таблицы, для дальнейшего расчета выбираем схему №1 и № 4 как самые выгодные, с точки зрения длины линии и количеству выключателей, варианты.

3.3 Компенсация реактивной мощности

Компенсация реактивной составляющей мощности является важной частью в реконструкции электрических сетей, поскольку транспортировка значительных объемов данного вида энергии по распределительным сетям сопровождается существенным увеличением расходов, а следовательно, является невыгодным с точки зрения экономики. Для минимизации указанных негативных последствий в современных энергосистемах широко применяется практика монтажа устройств КРМ непосредственно на шинах потребительских подстанций. Это позволяет локализовать генерацию реактивной мощности, снижая нагрузку на ВЛ и повышая общую эффективность энергоснабжения.

Произведем расчет требуемой мощности компенсирующего устройства для проектируемой ПС 110 кВ Приамурская:

$$Q_{\Sigma} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (16)$$

$$Q_{\text{кy}} = Q_{\max} - Q_{\Sigma}, \quad (17)$$

Где $P_{\max}$ – Суммарная установленная мощность одной подстанции, МВт;

$\operatorname{tg} \varphi$ - предельный коэффициент реактивной мощности, принимаем этот коэффициент равным 0,4 [16].

В связи с тем, что на момент выполнения работы неизвестна реактивная мощность и точный конечный потребитель для ПС, принимаем реактивную мощность согласно предельному коэффициенту реактивной мощности. КРМ устанавливается на шинах потребителя, поэтому $\operatorname{tg} \varphi = 0,4$.

$$Q_{\Sigma} = 14,7 \cdot 0,4 = 5,88 \text{ МВар};$$

$$Q_{\text{кy}} = 5,88 - 5,88 = 0 \text{ МВар}.$$

На основании проведенных расчетных данных установлено, что проектируемая ПС 110 кВ Приамурская не требует внедрения устройств КРМ, поскольку их расчетная мощность имеет нулевое значение.

3.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

При определении необходимой мощности трансформаторов для рассматриваемой ПС используется методика, основанная на суммировании усредненных показателей активной мощности и некомпенсированной составляющей реактивной мощности. Выбор количества трансформаторов регламентируется категорией надежности электроснабжения: при питании объектов 1 и 2 категорий обязательна установка минимум двух силовых агрегатов. Это требование продиктовано необходимостью соблюдения принципа бесперебойности – в аварийном режиме, при выходе из строя одного трансформатора, оставшийся в эксплуатации должен гарантировать полное покрытие нагрузок потребителей с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии [10], без необходимости прибегать к отключению части или всей нагрузки. В случае ПС 110 кВ Приамурская, которая будет снабжать электрической энергией резидентов ТОР «Приамурская», количество устанавливаемых трансформаторов равняется двум.

Для выбора трансформатора из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{cpi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot k_3}, \quad (18)$$

Где n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

k_3 – коэффициент загрузки силового трансформатора, примем равным 0,7;

P_{cpi} – среднее значение активной мощности одной ПС в зимний период;

$Q_{нески}$ – некомпенсированная мощность одной ПС в зимний период.

Так как нагрузка на ПС для 1 и 4 варианта сети одна и та же расчет и выбор трансформатора для установки будет вестись только для одного варианта:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{13,5^2 + 5,88^2}}{2 \cdot 0,7} = 10,6 \text{ МВА}$$

Выбираем трансформатор ТДН-16000/110 с номинальной мощностью $S_{ТНОМ} = 16 \text{ МВА}$.

После выбора марки силового трансформатора его нужно проверить по загрузочному коэффициенту в нормальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^H = \frac{\sqrt{P_{cpi}^2 + Q_{нески}^2}}{n \cdot S_{ТНОМ}}, \quad (19)$$

$$K_3^{n/a} = \frac{\sqrt{P_{cpi}^2 + Q_{нески}^2}}{S_{ТНОМ}}, \quad (20)$$

$$K_3^H = \frac{\sqrt{12,78^2 + 5,1^2}}{2 \cdot 16} = 0,45,$$

$$K_3^{n/a} = \frac{\sqrt{12,78^2 + 5,1^2}}{16} = 0,9,$$

Согласно приказу МЭ №81 от 08.02.2019 коэффициенты загрузки для трансформаторов зависят от температурных условий окружающей среды, и

времени работы в таком состоянии. В данной работе полученное в результате расчет значение коэффициента загрузки в нормальном режиме не должно превышать 0,82 – 1,2 при температуре от +40°C до -20°C соответственно, без ограничения длительности. Значение коэффициента загрузки в послеаварийном режиме берется при длительности перегрузки 1 ч, для этого времени коэффициент не должен превышать значений 1,2 – 1,7 при температуре от +40°C до -20°C соответственно [20].

Выбранный трансформатор прошёл проверку по загрузки в нормальном и послеаварийном режиме, поэтому для установки на ПС 110 кВ принимаем трансформатор ТДН-16000/110 для обоих вариантов сети.

3.5 Выбор сечения проводов

При проектировании ЛЭП одним из ключевых характеристик проводника является площадь его поперечного сечения. Увеличение этого параметра на прямую обуславливает рост денежных вложений на сооружение ВЛЭП и последующих эксплуатационных расходов, связанных с амортизацией. Определение оптимального сечения токоведущих жил для проектируемой энергосистемы осуществляется с учетом комплекса факторов: допустимой токовой нагрузки в условиях нагрева при послеаварийной эксплуатации, а также параметров технико-экономической эффективности. В дополнение к этому для ВЛ обязательными являются анализ механической устойчивости конструкции, включая анализ ветровых и гололедных нагрузок., и оценка параметров проводника требованиям предотвращения коронного разряда, которые могут привести к дополнительным энергопотерям и электромагнитным помехам.

В современных условиях проведения инженерно-технических расчетов максимально точное определение параметров сечения токопроводящих жил обеспечивается применением методики экономических токовых интервалов. Согласно этому методу, расчет производится по следующим этапам. По максимальному току, протекающему на участке сети, определяется расчетный ток, после чего с использованием нормативных таблиц экономических токовых интервалов подбирается оптимальное сечение с позиции экономической

целесообразности. Заключительным этапом становится проверка по нагреву длительно допустимым током в послеаварийном режиме [29].

Максимальный ток в ВЛ между ПС рассчитывается по формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max 3}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \cdot 10^3, \quad (21)$$

где $I_{\max}$ – максимальный ток, А;

$P_{\max 3}$ – потоки активной максимальной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт;

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

n – количество цепей линии;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ.

Далее находятся расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (22)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, для 110 кВ принимаем равным 1,05;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки. Для 110 кВ при $T_{\max}=5000$ ч принимаем данный коэффициент равным 1.

После вычисления расчетного значения тока осуществляется подбор сечения проводника на рассматриваемом участке электрической сети, который в последствии будет проверяется по величине ДДТН в послеаварийном режиме. Контроль соответствия выполняется на основании следующего критерия:

$$I_{\partial.\partial.} \geq I_{\max n/a}, \quad (23)$$

Где $I_{\partial.\partial.}$ – длительно допустимый ток выбранного сечения, А;

$I_{\max n/a}$ – максимальный послеаварийный ток, А.

Вариант 1: для данного варианта сети выбираем сечение провода действующей магистрали АС-120, для сохранения пропускной способности, и в дальнейшем расчете режимов проверим правильность выбора. Длительно допустимый ток для АС-120 составляет 390 А при 25°C.

Вариант 4: по данному варианту подразумевается строительство одной отпайки от ВЛ 110 кВ Волково-Ивановка, а также строительство ВЛ 110 кВ Волково-Приамурская, по которым в нормальном режиме будут протекать по 7,35 МВт и 2,94 МВар нагрузки. На основе этих данных произведём расчет токов, протекавших по каждой из линий.

Максимальный ток по линии по формуле (24):

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{7,35^2 + 2,94^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} \cdot 10^3 = 41,5 \text{ А.}$$

Расчетный ток рассчитывается по формуле (25):

$$I_p = 41,5 \cdot 1,05 \cdot 1 = 43,6 \text{ А.}$$

Беря во внимания район по гололёду и принимая, то, что опоры будут выполнены в стальной исполнении, по экономических токовым интервалам выбираем для данного варианта сети провода марки АС-95. Длительно допустимый ток для АС-95 составляет 310 А при +25°C.

Проведем предварительную проверку правильности выбора марки провода. Для этого произведем отключение одной из линий идущих на ПС 110

кВ Приамурская, чтобы на второй линии наблюдался максимальный поток мощности и проверим по условию (23).

Максимальный ток при отключении одной из линий:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{14,7^2 + 5,88^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} \cdot 10^3 = 83 \text{ А.}$$

Условие выполняется, предварительно для варианта №4 принимаем провод марки АС-95.

3.6 Расчет и анализ режимов после подключения ПС Приамурская

В качестве подтверждения технической возможности присоединения проектируемой ПС к существующей сети проведен расчет и анализ режимом для рассматриваемого участка сети после подключения ПС 110 кВ Приамурская в нормальных и послеаварийных режимах.

Согласно приказу МЭ от 6.12.2022 г № 1286 расчет режимов при развитии электрической сети должен проводится для следующих схемно-режимных условий: Для нормальной схемы сети, при нормативных возмущениях в нормальной схеме сети, для единичной ремонтной схемы, при нормативных возмущениях в единичной ремонтной схеме сети, для двойной ремонтной схемы и при нормативных возмущения для нее [19].

Расчет режима будет производится в ПВК RastrWin3. Сам расчет выполнен для режима максимальных нагрузок, который характерен для зимнего периода времени, поэтому длительно допустимый ток будет браться при -5 °С.

Вариант 1:

Проведенный расчет нормального режима работы рассматриваемой конфигурации энергосистемы в условиях присоединения ПС 110 кВ Приамурская позволили установить, что величины отклонений напряжения и параметры токов, циркулирующих в ветвях энергосистемы, находятся в пределах установленных нормативными требованиями диапазонов.

Напряжение в узлах сети, а также ДДТН ветвей рассматриваемого участка, полученные при расчете нормального режима представлены в таблице Б.1 и Б.2 приложения Б.

Схема потокораспределения в нормальном режиме для первого варианта сети представлена на рисунке Б.1 приложения Б

Для данного варианта сети рассмотрим несколько возможных вариантов послеаварийных режимов согласно приказу МЭ №1286 от 06.12.2022.

1. Отключение ВЛ 110 кВ Волково-Центральная.

Произведем расчет послеаварийного режима при самом тяжёлом условии, а именно при отключении ВЛ 110 кВ Волково-Центральная, эта линия является самой загруженной в районе реконструкции, а также является основной питающей линией в районе расположения проектируемой ПС. Данные, полученные при расчете послеаварийного режима представлены в таблицах Б.3, Б.4 и Б.5 приложения Б.

Как видно из расчета послеаварийного режима представленного в таблице Б.3 приложения Б, при отключении ВЛ 110 кВ Волково-Центральная отклонение напряжения в узлах ПС, основным источником питания которых была отключённая ВЛ, вышло за пределы допустимых значений, что является недопустимым с точки зрения действующего ГОСТ № 32144-2013. Для решения этой проблемы нужно воспользоваться схемно-режимными мероприятиями, а именно регулированием коэффициента трансформации с помощью РПН на источниках питания, в данном случае на ПС 220 кВ Хвойная и Райчихинской ГРЭС, а также на самих ПС при необходимости. Отклонение напряжения после применения схемно-режимных мероприятий представлены в таблице Б.4 приложения Б

После применения схемно-режимных мероприятий отклонение напряжения во всех узлах сети находится в допустимых пределах $\pm 10\%$.

ДДТН по линиям на проектируемом участке сети находится в допустимых пределах.

Для правильности выбора провода марки АС-120 для ВЛ 110 кВ Волково-Приамурская и ВЛ 110 кВ Ивановка-Приамурская было произведено отключение ВЛ 110 кВ Полевая-Хвойная. При отключении этой линии будет наблюдаться максимальный поток мощности для рассматриваемых ВЛ. В результате отключения было получено что по линии будет протекать максимальный ток равный 169 А что значительно ниже длительно допустимого тока для АС-120 (ДДТН равна 390 А). Из этого можно сделать вывод о повальности выбора марки проводника.

Схема потокораспределения при послеаварийном режиме для 1 варианта представлена на рисунке Б.2 приложения Б

2. Отключение ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка, с выведенной в ремонт ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная.

Данные получение в результате расчета послеаварийного режима для единичной ремонтной схемы представлены в таблицах Б.5 и Б.6, а также на рисунке Б.3 приложения Б.

Из расчета режима видно, что напряжение не выходят за установленные стандартом по качеству электроэнергии пределы. Загрузка по току всех элементов сети также находится в допустимый пределах и не превышает длительно допустимый ток. Самая загруженная ветвь в таком режиме ВЛ 110 кВ Волково-Центральная, ее загрузка равна 75,4 %.

3. Разрыв транзита по ВЛ 110 кВ Волково – Приамурская, с выведенным в ремонт автотрансформатором на ПС 220 кВ Хвойная.

Данные, полученные в результате расчета послеаварийного режима для единичной ремонтной схемы представлены в таблицах Б.7, Б.8 и Б.9, а также на рисунке Б.4 приложения Б.

Из расчета режима видно, что в таком режиме требуется использование схемно-режимных мероприятий, а именно изменение коэффициента трансформации на оставшемся в работе автотрансформаторе ПС 220 кВ Хвойная. Загрузка по току всех элементов сети находится в допустимый пределах и не превышает длительно допустимый ток.

Как видно из данных, полученных при расчете послеаварийных режимов выбранный вариант является технически осуществимым. Дополнительная реконструкция прилегающей сети после подключения ПС 110 кВ Приамурская не требуется.

Вариант 4:

По результатам анализа расчета нормального режима можно сделать вывод, что при подключении ПС 110 кВ Приамурская по данному варианту сети отклонения напряжения и ДДТН ветвей сети не выходят за пределы допустимых значений. Данные, полученные при расчете нормального режима представлены в таблицах Б.10 и Б.11 приложения Б.

Схема потокораспределения в нормальном режиме для первого варианта сети представлена на рисунке Б.5 приложения Б.

Для данного варианта сети рассмотрим несколько возможных вариантов послеаварийного режима согласно приказу МЭ №1286 от 06.12.2022.

1. Отключение ВЛ 110 кВ Волково – Центральная.

Для данного варианта сети расчет послеаварийного режима выполнен при отключении ВЛ 110 кВ Волково-Центральная. Данные, полученные при расчете послеаварийного режима представлены в таблицах Б.12, Б.13 Б.14 приложения Б.

Как видно из результатов расчета послеаварийного режима, представленных в таблице Б.12 приложения Б, при отключении ВЛ 110 кВ Волково-Центральная отклонение напряжения в узлах ПС, основным источником питания которых была отключённая ВЛ, вышло за пределы допустимых значений, что является недопустимым, с точки зрения действующего стандарта по качеству электроэнергии №32144-2013. Для решения этой проблемы нужно применить схемно-режимными мероприятиями. А именно регулирование коэффициента трансформации с помощью РПН на источниках питания, в данном случае на ПС 220 кВ Хвойная и Райчихинской ГРЭС, и на ПС соответственно. Отклонение напряжения после применения схемно-режимных мероприятий представлены в таблице Б.13 приложения Б.

После применения схемно-режимных мероприятий отклонение напряжения во всех узлах сети находится в допустимых пределах $\pm 10\%$.

Токовая загрузка по линиям на проектируемом участке сети находится в допустимых пределах.

Схема поток распределения при послеаварийном режиме для варианта 4 представлена на рисунке Б.6 приложения Б.

2. Отключение ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка, с выведенной в ремонт ВЛ 110 кВ Хвойная – озерная.

Данные получение в результате расчета послеаварийного режима для единичной ремонтной схемы представлены в таблицах Б.15 и Б.16, а также на рисунке Б.7 приложения Б.

Из расчета режима видно, что напряжения в узлах не выходят за установленные стандартом по качеству электроэнергии пределы. Загрузка по току всех элементов сети также находится в допустимый пределах и не превышает длительно допустимый ток. Самая загруженная ветвь в таком режиме ВЛ 110 кВ Волково-Центральная, и находится в районе 75 %.

3. Отключение ВЛ 110 кВ Волково – Центральная, с выведенным в ремонт автотрансформатором на ПС 220 кВ Хвойная.

Данные получение в результате расчета послеаварийного режима для единичной ремонтной схемы представлены в таблицах Б.17, Б.18 и Б.19, а также на рисунке Б.8 приложения Б.

Из расчета режима видно, что в таком режиме требуется использования схемно-режимных мероприятий, а именно изменение коэффициента трансформации на оставшемся в работе автотрансформаторе ПС 220 кВ Хвойная. Загрузка по току всех элементов сети находится в допустимый пределах и не превышает длительно допустимый ток.

Как видно из данных, полученных при расчете послеаварийных режимов выбранный вариант является технически осуществимым. При подключении ПС 110 кВ Приамурская дополнительная реконструкция сети не требуется, достаточно будет использования схемно-режимных мероприятий при

послеаварийных режимах, а именно изменение коэффициента трансформации на источниках питания, в данном случае на ПС 220 кВ Хвойная и РайГРЭС, а также на самих ПС при необходимости.

В рассматриваемой части ВКР выбрано 2 варианта реконструкции сети при подключении ПС 110 кВ Приамурская к существующей энергосистеме, а также приведено техническое обоснование возможности их ввода в эксплуатацию, при помощи расчета режимов после ее подключения.

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В рамках проведения технико-экономического сравнения рассмотрены те варианты сети, которые соответствуют установленным техническим нормам. Для рассматриваемого случая в качестве основных требований выступает необходимость обеспечения бесперебойного энергоснабжения всех потребителей с соблюдением норм по качеству электроэнергии и обеспечение нормативных показателей надежности.

В предыдущей главе рассчитаны нормальный и послеаварийные режимы для 1 и 4 варианта конфигурации сети, в результате этого расчета было выяснено что данные варианты сети являются технически осуществимыми и могут быть приняты к рассмотрению без дополнительной реконструкции сети.

Критерием, по которому будет выбирается оптимальный вариант сети, будет наименьшее количество приведённых затрат, требуемых для реконструкции сети [29].

4.1 Расчет капиталовложений

В данной работе капиталовложения будут рассчитываться с применением укрупнённых показателей на основе [32].

На этапе проектирования электрической сети капитальные вложения могут быть структурированы на две крупные составляющие: средства, направленные на строительство самой подстанции, и ресурсы, предназначенные для монтажа ЛЭП, тыс.руб.:

$$K = K_{ПС} + K_{Л}, \quad (24)$$

где $K_{ПС}$ - капиталовложения на сооружения подстанции;

$K_{Л}$ - капиталовложения на сооружения ЛЭП.

В контексте проектирования ПС капиталовложения формируется за счет совокупности затрат, связанных с приобретением и монтажом силовых

трансформаторных установок, устройств КРМ, возведением ОРУ. Помимо этого, в структуре расходов выделяется условно постоянная составляющая капитальных затрат. Данный компонент включает в себя: приобретение земельного участка под размещение объекта, инфраструктурное обустройство территории, прокладку инженерных коммуникаций и другие сопутствующие работы, необходимые для ввода объекта в эксплуатацию.

$$K_{ПС} = (K_{ОТ.З} + K_{ПОСТ} + K_{РУ} + K_{ТР} + K_{КУ}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_3, \quad (25)$$

где $K_{ОТ.З}$ – капиталовложения на отвод земли для строительства ПС;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат, зависит от класса напряжения и схемы исполнения РУ;

$K_{РУ}$ – стоимость распределительных устройств, зависит от типа устанавливаемого РУ и напряжения;

$K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависит от номинальной мощности, типа, и уровня напряжения;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств, в данной работе на проектируемой подстанции КУ не требуется;

$K_{ИНФ}$ – коэффициент инфляции, на момент выполнения работы равен 13,63, с учётом того, что цены были взяты для 2000 г [17];

K_3 – зональный повышающий коэффициент, принимаем для Дальнего Востока 1,5 [32].

Капиталовложения на отвод земли для строительства ПС определяется по формуле:

$$K_{ОТ.З} = S_{ОТ.З} \cdot Ц_{ОТ.З}, \quad (26)$$

где $S_{ОТ.З}$ – площадь отвода земли для строительства [32];

$C_{OT.3}$ – цена земли за m^2 [32].

Капиталовложения для подстанций представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Капиталовложения на сооружения ПС

Вариант	$K_{OT.3}$, тыс.руб	$K_{ПОСТ}$, тыс.руб	K_{PY} , тыс.руб	K_{TP} , тыс.руб
1	70	11000	21000	11800
4	70	10000	21000	11800

Капиталовложения на сооружения подстанции:

1) Вариант №1

$$K_{ПС} = (70 + 11000 + 21000 + 11800 + 0) \cdot 13,63 \cdot 1,5 = 896922,15 \text{ тыс. руб.}$$

2) Вариант №4

$$K_{ПС} = (70 + 11000 + 21000 + 11800 + 0) \cdot 13,63 \cdot 1,5 = 896922,15 \text{ тыс. руб.}$$

В случаи с линией, капиталовложения формируется за счет вложений, направленных на землеотвод, организацию трассы (включая вырубку просеки), а также на сооружение объектов ЛЭП:

$$K_L = (K_{OT.3} + K_{ЛЭП}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_3, \quad (27)$$

где $K_{OT.3}$ – затраты на отвод земли и вырубку просеки;

$K_{ЛЭП}$ – стоимость строительства ЛЭП.

$$K_{OT.3} = l \cdot S_{OT.3} \cdot C_{OT.3} + 3_{ПР} \cdot l, \quad (28)$$

где l – длина трассы;

$S_{OT.3}$ – площадь отвода земли на 1 км;

$З_{ПР}$ – затраты на вырубку просеки [32].

Стоимость строительства ЛЭП определяется по формуле:

$$K_{ЛЭП} = K_0 \cdot l, \quad (29)$$

где K_0 - удельные затраты на 1 км [32].

Капиталовложения для ЛЭП представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Капиталовложения на сооружения ЛЭП

Вариант	$K_{OT.3}$, тыс.руб	$K_{ЛЭП}$, тыс.руб
1	572,94	6300
4	763,92	8400

Капиталовложения на сооружения ЛЭП:

1) Вариант №1

$$K_{Л} = (572,94 + 6300) \cdot 13,63 \cdot 15 = 140517,258 \text{ тыс. руб.}$$

2) Вариант №4

$$K_{Л} = (763,92 + 8400) \cdot 13,63 \cdot 15 = 187356,344 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения, требуемые для реконструкции электрической сети:

1) Вариант №1

$$K = 896922,15 + 140517,258 = 1037439,408 \text{ тыс. руб.}$$

2) Вариант №4

$$K = 896922,15 + 187356,344 = 1084278,494 \text{ тыс. руб.}$$

4.2 Расчет эксплуатационных издержек

За эксплуатационные издержки при расчете технико-экономических показателей подразумевается необходимый объём финансовых ресурсов, необходимых для поддержания работоспособности и бесперебойного функционирования энергетических комплексов. Они формируются за счет трех крупных составляющих: расходов на эксплуатацию и ремонт оборудования, амортизационные издержки и убытков за потерю электроэнергии. Каждый из указанных элементов формирует совокупную стоимость жизненного цикла энергетических объектов, что требует комплексного учета при проектировании их экономической модели.

$$I = I_{\text{Эур}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta W}, \quad (30)$$

где $I_{\text{Эур}}$ – издержки, связанные с эксплуатацией и ремонтом электрооборудования;

$I_{\text{АМ}}$ – издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$ – затраты на компенсацию потерь электроэнергии, в элементах сети.

Обеспечение бесперебойной эксплуатации технических средств, размещённых на ПС, требует существенных финансовых затрат. Указанные затраты относятся к категории эксплуатационно-ремонтных издержек, величина которых определяется объёмом капитальных вложений, вложенных в проектирование и реализацию данного объекта.

$$I_{\text{Эур}} = d_{\text{НОвл}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + d_{\text{НОнс}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (31)$$

где $d_{HO\&l}$ – нормированные отчисления на ремонт и эксплуатацию линий, для ВЛ 35 кВ и выше принимаем 0,008;

$d_{HO\&c}$ – нормированные отчисления на ремонт и эксплуатацию ПС, для ПС 110 кВ принимаем 0,059.

1) Для варианта №1

$$I_{Э\&P} = 0,008 \cdot 140517,258 + 0,059 \cdot 896922,15 = 54042,545 \text{ тыс. руб.},$$

2) Для варианта №4

$$I_{Э\&P} = 0,008 \cdot 187356,344 + 0,059 \cdot 896922,15 = 54417,258 \text{ тыс. руб.},$$

Важным элементом системы финансового планирования выступают амортизационные отчисления. В контексте электроэнергетической отрасли данные ресурсы выполняют функцию финансирования модернизации производственных активов, включая замену оборудования, подверженного физическому износу и технологическому устареванию.

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{CL}}, \quad (32)$$

где T_{CL} - срок службы оборудования, принимаем равным 20 годам.

1) Для варианта №1

$$I_{AM} = \frac{1037439,408}{20} = 51871,97 \text{ тыс. руб.}$$

2) Для варианта №4

$$I_{AM} = \frac{1084278,494}{20} = 54213,925 \text{ тыс. руб.}$$

В условиях доминирования рыночных принципов в современной экономической системе амортизационные отчисления теряют прежнюю актуальность, уступая место альтернативным механизмам финансирования капитальных вложений. К их числу относятся кредитные инструменты, привлечение инвестиционного капитала, частное финансирование и иные формы мобилизации ресурсов, соответствующие требованиям динамичной рыночной среды.

Значительную долю в структуре эксплуатационных издержек энергосистем занимают финансовые потери, связанные с потерей электроэнергии в элементах электросетевой инфраструктуры. Расчет указанных затрат осуществляется на основе двух ключевых параметров: объема технологических потерь в распределительных сетях и действующей тарифной ставки на электроэнергию, регламентированной рыночными механизмами ценообразования в соответствующем сегменте энергорынка.

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot T_{nom}, \quad (33)$$

где ΔW - потери в элементах сети;

T_{nom} - стоимость потерь, принимаем равным 3,5 руб/кВт*ч.

В данной работе потери возникающие в элементах сети при ее эксплуатации будет состоять из двух составляющих: потери в трансформаторе и потери в линии. Потерь в элементах сети взяты из расчета режима для вариантов реконструкции в ПВК RastrWin3.

$$\Delta W = \Delta W_{ЛЭП} + \Delta W_{ТР}, \quad (34)$$

1) Для варианта №1

$$\Delta W = 525,6 + 350,4 = 876 \text{ МВт*Г;}$$

$$I_{\Delta W} = 876 \cdot 3,5 = 3066 \text{ тыс. руб.}$$

2) Для варианта №4

$$\Delta W = 175,2 + 350,4 = 525,6 \text{ МВт*Г;}$$

$$I_{\Delta W} = 525,6 \cdot 3,5 = 1839,6 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные издержки определим по формуле (30):

1) Для варианта №1

$$I = 54042,545 + 51871,97 + 3066 = 108980,515 \text{ тыс.руб.}$$

2) Для варианта №4

$$I = 54417,258 + 54213,925 + 1839,6 = 110470,782 \text{ тыс.руб.}$$

4.3 Определение эксплуатационных затрат и выбор варианта сети

Определяем необходимые приведённые затраты по формуле:

$$Z = I + E_H \cdot K \tag{35}$$

где E_H - нормативный коэффициент экономической эффективности, принимаем равным 0,1.

1) Для варианта №1

$$Z = 108980,515 + 0,1 \cdot 1037439,408 = 212724,456 \text{ тыс.руб.}$$

2) Для варианта №4

$$З = 110470,782 + 0,1 \cdot 1084278,494 = 218898,632 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета технико-экономических показателей приведены в таблице 16

Таблица 16 – Техничко-экономические показатели для вариантов сети

Вариант	K , тыс.руб	I , тыс.руб	$З$, тыс.руб
1	1037439,408	108980,515	212724,456
4	1084278,494	110470,782	218898,632

Как видно из расчёта технико-экономических показателей, самым выгодным вариантом является № 1. Данный вариант принимаем для установки как наиболее целесообразный при реконструкции сети.

4.4 Определение ЧДД

После определения варианта реконструкции сети в связи подключение ПС 110 кВ Приамурская нужно произвести оценку его эффективности. Для этого рассмотрим проект с точки зрения показателей инвестиционной привлекательности. В роли этих показателей в данной работе будет выступать чисто дисконтированный доход, который показывает какую прибыль принесёт проект в конце расчетного периода с учетом текущего показателя стоимости валюты.

Также для определения в какой период времени проект начнет приносить доход будет рассчитан дисконтированный срок окупаемости.

Чистый дисконтированный доход определяется по следующей формуле:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_{расч}} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1 + E_{H.Д})^t}, \quad (36)$$

где $\mathcal{E}_t$ - чистый поток платежей, выражается следующей формулой

$$\mathcal{E}_t = D_t - K_t - I_t, \quad (37)$$

где K_t - величина капитальных вложений в год, тыс.руб;

I_t - суммарные эксплуатационные издержки в год, тыс.руб;

D_t - суммарный доход от реализации проекта в год, тыс.руб;

$E_{H.Д}$ - нормы дисконта, принимаем равной 10 %;

$T_{РАСЧ}$ - расчетный период, принимаем равным 20 годам.

Для выборного варианта реконструкции сети доход будет измеряться по стоимости переданной по новым ЛЭП мощности в год.

$$D_{t\max} = P_{\max} \cdot C \cdot T_{\max}, \quad (38)$$

где $D_{t\max}$ - доход от передачи электрической энергии;

C - стоимость передачи электроэнергии для Амурской области принимаем – 3,5 руб/тыс,кВт*ч;

$P_{\max}$ - переданная по линиям активная мощность за максимальный период;

$T_{\max}$ - продолжительность периода, принимаем равным 5900 ч.

Капитальные затраты на оборудования и эксплуатационные издержки принимаются в соответствии с расчетами предыдущих пунктов.

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_{расч}} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1 + E_{H.Д})^t} \geq K_t + K_{Д}, \quad (39)$$

Расчет производился в MathCad15, результаты представлены в приложении В. На рисунке 11 представлен график ЧДД.

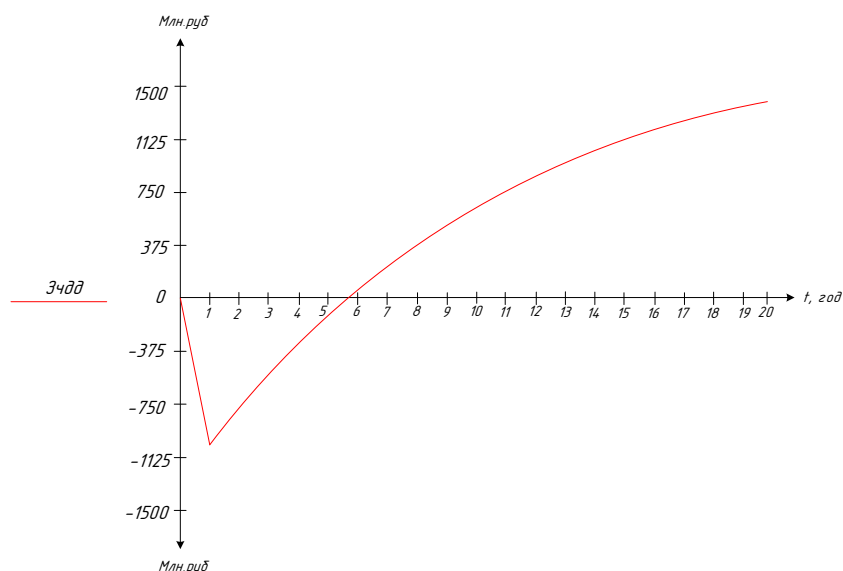


Рисунок 11 – График ЧДД выбранного варианта

Срок окупаемости составил около 5,7 лет, а прибыль, которую принесёт проект в конце указанного срока будет составлять в районе 1.5 млрд.руб. Отсюда следует что данный вариант сети может быть рекомендован к реализации.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В электрических системах возникновение КЗ наиболее часто обусловлено ухудшением свойств или частичным разрушением изоляционных материалов. Данные повреждения могут формироваться под воздействием разнообразных внешних и внутренних факторов, среди которых переходное сопротивление занимает одну из лидирующих позиций в перечне причин возникновения КЗ.

Выбор электротехнического оборудования, включая токоведущие элементы, коммутационные аппараты и токоограничивающие устройства, требует учета предельных значений возможных токов, которые могут протекать через них в нормальном или аварийном режиме. Основным фактором обеспечения данных требований является возможность оперативного определения ТКЗ в произвольный момент времени. В современных условиях для моделирования аварийных режимов энергосистем применяется специализированное программное обеспечение с помощью которых можно производить точный расчет токов КЗ. В представленной главе для расчета трехфазных и двухфазных ТКЗ на ПС 110 кВ Приамурская реализован метод симметричных составляющих. Данный подход обеспечивает определение параметров ТКЗ, необходимых для выбора и проверки основного электрооборудования по критериям термической и динамической стойкости.

Для повышения достоверности и точности расчета ТКЗ целесообразно применять специализированный программный комплекс. В представленной работе расчет ТКЗ будет производится в ПВК RastrKZ, для обеспечения точности результата расчета.

Представленный программный комплекс разработан для выполнения расчетов симметричных и несимметричных КЗ для всех видов последовательностей.

Для успешного выполнения расчетных операций на подготовительном этапе необходимо разработать шаблонный файл «динамика.rst». Ввод исходных параметров осуществляется в специально предназначенном разделе

«Несимметрия», доступ к которому реализуется через последовательное выполнение действий: выбор пункта меню «Открыть» с последующим переходом в указанный модуль. Процедура задания исходных данных для вычисления ТКЗ организована по принципам, аналогичным ПВК RastrWin3:

- задание параметров узлов производится в интерфейсе модуля «Узлы/Несим/ИД», где указываются требуемые характеристики;
- характеристики ветвей выполняется в подразделе «Ветви/Несим/ИД» с обязательным указанием индуктивного сопротивления прямой последовательности как ключевого параметра для моделирования.

Для выполнения расчетов ТКЗ требуется предварительное определение характеристик генерирующего оборудования либо параметров эквивалентной модели энергосистемы «Генератор/Несим», в частности, необходимо указать величину (ЭДС) генератора и значение индуктивного сопротивления прямой последовательности [6].

Расчет ТКЗ представляет собой важнейшую стадию проектирования электроэнергетических комплексов. Данная процедура выполняется с целью определения предельных значений ТКЗ, что обеспечивает корректный подбор электрооборудования с требуемыми коммутационными характеристиками, а также точную настройку уставок срабатывания устройств релейной защиты и автоматики.

При использовании ПВК RastrKZ для моделирования ТКЗ необходимо задать ряд параметров, включая: сопротивления прямой и обратной последовательностей для генераторов, сопротивления ЛЭП для прямой и нулевой последовательностей.

На Благовещенской ТЭЦ находится в эксплуатации 4 генератора, на Райчихинской ГРЭС – 2.

Параметры генераторов, установленных на источниках питания представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Параметры генераторов

Параметры	Тип генератора			
	БТЭЦ			РайГРЭС
	ТВФ-63-2У3	ТВФ-120-2У3	ТЗФП-130-2У3	ТВ-60-2
1	2	3	4	5
Активная мощность, МВт	63	100	130	60
Коэффициент мощности	0,8	0,8	0,85	0,8
Полная мощность, МВА	78,75	125	162,5	75
Номинальное напряжение, кВ	6,3	10,5	10,5	6,3
Номинальный ток, А	4300	6875	8935	4125
Продольное сверхпереходное сопротивление, о.е	0,15	0,192	0,2	0,16

При расчете ТКЗ в ПВК RastrKZ необходимо задать параметры схемы замещения. Определим необходимые параметры по следующим формулам:

Сопротивление генератора прямой последовательности:

$$X_{г.пр} = X_d'' \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_n}, \quad (40)$$

где X_d'' - переходное сопротивление генератора;

S_n - полная мощность генератора.

Сопротивление генератора обратной последовательности:

$$X_{г.об} = 1,22 \cdot X_{г.пр}, \quad (41)$$

Для наглядности произведём расчет сопротивлений на примере генератора ТВФ-120-2У3:

$$X_{г.пр} = 0,192 \cdot \frac{10,5^2}{125} = 0,169,$$

$$X_{\text{с.об}} = 1,22 \cdot 0,169 = 0,207.$$

Сопротивление ветвей возьмем из расчета режима для выбранного варианта сети, осуществлённого в пункте 3.6.

Результаты проведенных вычислений систематизированы в табличной форме и находятся по пути: открыть – несимметрия – состав/несим. В графе «Тип» осуществляется выбор категории КЗ, в столбце П1 номер расчетного узла. Растёт производится нажатием кнопки «ТКЗ» на панели управления, результаты расчета отображаются в виде суммарной величины модуля тока прямой, обратной и нулевой последовательности [6].

Параметры узлов, ветвей и генераторов, необходимые для расчета ТКЗ представлены в приложении Г.

Графика ТКЗ приведена в приложении Г.

Расчет ударной составляющей тока КЗ выполним по следующей формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}, \quad (42)$$

где $I_{\text{ПО}}^{(3)}$ - начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ;

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

Ударный коэффициент определяется по следующей формуле:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (43)$$

где T_a - постоянная времени затухания.

Результаты расчетов ТКЗ в ПВК RastrKZ сведены в таблицу 18.

Точки КЗ представлены на рисунке 12.

Таблица 18 – Значение ТКЗ на Шинах ПС 110 кВ Приамурская

Точка КЗ	$I_{ПО}^{(3)}$, кА			$I_{ПО}^{(2)}$, кА	T_a	$i_{y\partial}$, кА
К1 (ВН)	К.1.1	К.1.2	К1	2,5	0,3	12,48
	1.02	4.12	5,14			
К2 (НН)	9,18			4,57	0,2	20,857

ТКЗ для точек К.1.1 и К.1.2 рассчитаны для того, чтобы проверить какой максимальный ток может пробегать по секционному выключателю на ВН. Как видно из таблицы максимальный ток, протекающий через СВ меньше, чем через трансформаторный, но марка выключателя будет взята такая же. Это обусловлено удобством эксплуатации.

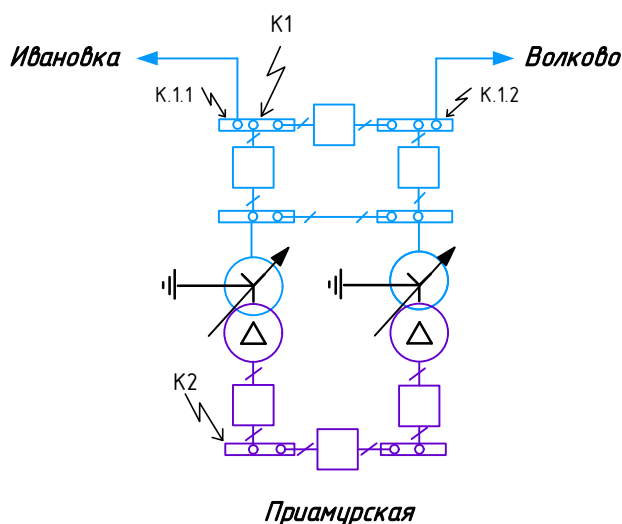


Рисунок 12 – Точки КЗ

Результаты расчетов ТКЗ будут применены при подборе и последующей проверке электрооборудования, устанавливаемого ПС 110 кВ Приамурская.

Корректный выбор электротехнического оборудования для подстанции предполагает обязательное вычисление номинального рабочего тока. Указанная величина характеризует предельное значение силы тока, допустимое для длительной эксплуатации устройств в штатном режиме без возникновения дефектов или снижения эксплуатационных характеристик.

Номинальные рабочие токи определяются по формулам:

Оборудование на 110 кВ:

$$I^{110} = \frac{1,4 \cdot S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \quad (44)$$

Оборудование на 10 кВ:

$$I^{10} = \frac{1,4 \cdot S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.НН}}, \quad (45)$$

Секционный выключатель:

$$I_n^{10} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.НН} \cdot 2}, \quad (46)$$

Количество присоединений на низкой стороне равняется 8.

Выключатели на линиях нагрузки:

$$I_n^{10} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.НН} \cdot n_{отх}}, \quad (47)$$

Рабочие токи представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Рабочие токи

Расположение	Номинальный рабочий ток, А
1	2
ВН	112,5
НН	1231,7
Секционный	615,85
На линиях нагрузки	114,3

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС 110 КВ ПРИАМУРСКАЯ

В данной главе произведен выбор и проверка оборудования, устанавливаемого на ПС 110 кВ Приамурская. А именно выключателей, разъединителей, ТТ, ТН, токоведущих частей, изоляторов, ТСН, аккумуляторов, ОПН и ВЧ.

6.1 Конструктивное исполнение ПС 110 кВ Приамурская

При разработке конструктивной конфигурации проектируемой ПС необходимо принимать во внимание на несколько важных факторов, таких как: специфика рассматриваемой подстанции, величине и характеру ее нагрузки, нормативно-техническим требованиям, особенностями эксплуатации, количество присоединяемых линий, класс номинального напряжения и тд.

В качестве РУ для 110 кВ на проектируемую ПС 110 кВ Приамурская выбираем ОРУ типа 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматической перемычкой со стороны трансформаторов. Данная типовая конфигурация РУ характеризуется высокой степенью надежности, обеспечивая сохранение транзита в работоспособном состоянии при возникновении аварийных ситуаций на одном из трансформаторов. Это позволяет не только сохранить транзит, но и обеспечить электроснабжение потребителей по оставшемуся в работе трансформатору.

Для РУ 10 кВ для рассматриваемой подстанции выбираем конструктивное исполнение в виде КРУ, само РУ будет выполнена по схеме 9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин. В данной работе устанавливаем выбираем КРУ СЭЩ-80Н 10 кВ – это современное и безопасное комплектное распределительное устройство среднего напряжения с воздушной изоляцией в линейке оборудования производства Электроцит Самара, отвечающее самым высоким требованиям не только российских, но и международных стандартов. В нем доступны цифровые опции: видеонаблюдение, поддержка МЭК 61850, беспроводной температурный мониторинг [14].

Параметры шкафа КРУ СЭЩ-80Н 10 кВ представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Основные показатели шкафа КРУ СЭЩ-80Н 10 кВ

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кА	10
Номинальный ток сборных шин шкафа, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	102
Термическая стойкость, кА/с	40
Тип выключателя	ВВУ
Тип привода выключателя	Встроенный электромагнитный
Условия обслуживания	двухстороннее

Электрооборудования встроенное в КРУ СЭЩ-80Н 10 кВ:

- Выключатель типа ВВУ-СЭЩ;
- ТТ типа ТОЛ-СЭЩ;
- ТН типа ЗНОЛ-СЭЩ;
- ТСН типа ТЛС-СЭЩ.

6.2 Выбор и проверка выключателей.

Основным электротехническим оборудованием на любой ПС являются автоматические выключатели. Которые предназначены для коммутации электрических цепей в нормальном, ремонтном и аварийном режимах.

Согласно принятой схеме ПС 110 кВ Приамурская, на стороне 110 кВ будет установлено два силовых выключателя в цепях трансформаторов.

Для рассматриваемой ПС примем к установке и дальнейшей проверке – колонковые элегазовые выключатели серии ВГТ-110.

Выбор силовых выключателей осуществляется на основе ключевых эксплуатационных характеристик, таких как номинальное напряжение и номинальный ток. Автоматический выключатель проходит проверку на

отключающую способность, а также динамическую и термическую стойкость к ТКЗ [10]. Условия выбора выключателя, следующие:

- по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (48)$$

- по максимальному току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (49)$$

Произведем проверку, выбранного для установки на проектируемую ПС, силовых выключателей по условиям:

- по отключающей способности:

$$I_{откл.ном} \geq I_{П\tau}^{(3)}, \quad (50)$$

где $I_{П\tau}^{(3)}$ - ток в момент расхождения контактов, кА;

$I_{откл.ном}$ - ток предельной коммутационной способности выключателя, кА.

- по включающей способности:

$$I_{вкл.ном} \geq I_{П0}^{(3)}, \quad (51)$$

где $I_{вкл.ном}$ - номинальный ток включения, кА.

- по отключению апериодической составляющей

$$i_{аном} \geq i_{ат}, \quad (52)$$

где $i_{аном}$ - допустимое значение апериодической составляющей отключаемого тока, кА;

$i_{a\tau}$ - апериодическая составляющая ТКЗ в момент расхождения контактов, кА.

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta}{100}, \quad (53)$$

где β - номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (54)$$

где τ - наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения контактов, с:

$$\tau = t_{сз.min} + t_{св}, \quad (55)$$

где $t_{сз.min}$ - минимальное время срабатывания РЗ, принимаем 0,01 с;

$t_{св}$ - собственное время отключения выключателя, 0,03 с.

- по электродинамической стойкости:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{П0}^{(3)}, \quad (56)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (57)$$

где $I_{пр.сквоз}$ - предельный сквозной ТКЗ, кА;

$i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости, кА.

- по термической стойкости

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (58)$$

где B_k - тепловой импульс тока, $\text{кА}^2\text{с}$;

$I_{тер}$ - среднеквадратичное значение тока за время его протекания, кА ;

$t_{тер}$ - длительность протекания тока термической стойкости, с .

Полный импульс квадратичного ТКЗ:

$$B_k = I_{П0}^{(3)2} \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (59)$$

где $t_{откл}$ - время отключения, с :

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.выкл}, \quad (60)$$

где $t_{откл.выкл}$ - полное время отключения выключателя, с ;

$t_{рз}$ - время действия основной РЗ данной цепи, с .

Результаты расчета приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ВГТ – 110 – 20/2500 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{max} = 112,5 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{П\tau}^{(3)} = 5,14 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{П\tau}^{(3)}$
$I_{вкл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{П0}^{(3)} = 5,14 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} \geq I_{П0}^{(3)}$

1	2	4
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 12,48 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{y\partial}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 27,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Как видно из таблицы, выключатель проходит проверку по всем условиям. Принимаем для установки на шины 110 кВ ПС 110 кВ Приамурская колонковый элегазовый выключатель марки ВГТ – 110 – 20/2500 УХЛ1.

Выбор и проверка выключателя для установки в КРУ 10 кВ производится аналогично предыдущему.

Для КРУ 10 кВ будет производится выбор следующих выключателей:

- Вводной выключатель ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31.5/2000УХЛ1;
- Секционный выключатель ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31.5/1000УХЛ1;
- Выключатель отходящего фидера ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31.5/630УХЛ1;

Выбор выключателя для КРУ 10 кВ представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для выключателя ВВУ-СЭЩ

Каталожные данные	Расчетные данные			Условия выбора
	Вводной выключатель	Секционный выключатель	Фидерный выключатель	
1	2	3	4	5
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000, 1000, 630 \text{ А}$	$I_{max} = 1231,7 \text{ А}$	$I_{max} = 615,85 \text{ А}$	$I_{max} = 114,3 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{П\tau}^{(3)} = 9,18 \text{ кА}$	$I_{П\tau}^{(3)} = 9,18 \text{ кА}$	$I_{П\tau}^{(3)} = 9,18 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{П\tau}^{(3)}$
$I_{вкл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{П0}^{(3)} = 9,18 \text{ кА}$	$I_{П0}^{(3)} = 9,18 \text{ кА}$	$I_{П0}^{(3)} = 9,18 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} \geq I_{П0}^{(3)}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 20,857 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 20,857 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 20,857 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{y\partial}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 85,96 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 85,96 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 85,96 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Как видно из сопоставления каталожных и расчетных данных выключатели проходят проверку. Принимаем для установки на ПС вакуумные выключатели входящие в комплектные распределительные ячейки КРУ СЭЩ -80-10Н 1 ля вводной, секционной ячейки и для ячейки отходящего фидера.

6.3 Выбор и проверка разъединителей и заземляющих ножей

Разъединитель представляет собой коммутационное устройство, основная функция которого заключается в создании видимого разрыва в электрических цепях, находящихся в обесточенном состоянии или при минимальной токовой нагрузке. Конструкция устройства включает подвижные и стационарные контактные группы, закреплённые на изоляторных опорах. Данный аппарат является важным элементом безопасности, используемый для проведения осмотра и технического обслуживания отключённых участков электрической сети.

Методика выбора разъединителя аналогична выбору выключателя, но в отличие от силового выключателя, разъединитель не предназначен для отключения электрических цепей, находящихся под нагрузкой, поэтому проверка на отключающую способность не производится [10].

Для ОРУ 110 кВ на ПС 110 кВ Приамурская выбираем разъединитель марки РГП-СЭЩ-110/1250 УХЛ1, который представляет собой разъединитель горизонтально поворотного типа от российского производителя «Электроцит Самара»:

- РГП-СЭЩ-з1-110/1250 УХЛ1 – с одним заземляющим ножом;
- РГП-СЭЩ-з2-110/1250 УХЛ1 – с двумя заземляющими ножами;

Сопоставление каталожных и расчетных данных для разъединителя марки РГП СЭЩ 110/1250 УХЛ1 представлены в таблице 23.

Таблица 23 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для разъединителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$

1	2	3
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{max} = 112,5 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{y0} = 12,48 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{y0}$
Главные ножи		
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 27,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
Заземляющие ножи		
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 27,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Как видно из таблицы выбранный разъединитель проходит по всем условиям. Окончательно принимаем разъединителя марки РГП СЭЩ 110/1250 УХЛ1.

Выбор и проверка разъединителей для КРУ 10 кВ не выполняется, ввиду особенности ее конструкции. КРУ выполняется с использованием выкатных элементов, для которых не предусмотрено использование разъединителей.

6.4 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформатор тока представляет собой электротехническое оборудование, функциональное назначение которого заключается в снижении величины первичного тока до значений, необходимых для безопасного подключения и функционирования РЗиА и измерительных приборов.

В эксплуатации ТТ устанавливается в цепях выключателя, и подключается к одной, двум или трем фазам, в зависимости от класса номинального напряжения и назначения.

Выбор ТТ производится по классу номинального напряжения, первичному и вторичному току, электродинамической и термической стойкости к ТКЗ [10].

Ток на вторичной обмотке ТТ составляет 1 А или 5 А

Условие для соблюдения заданного класса точности:

$$Z_{2.ном} \geq r_{приб} + r_{пров} + r_{конт}, \quad (61)$$

где $r_{приб}$ - сопротивление приборов;

$r_{пров}$ - сопротивление соединительного кабеля;

$r_{конт}$ - переходное сопротивление контактов, принимаем равным 0,1 Ом.

Примем к установке алюминиевый кабель АКРНГ с сечением 4 мм².

Сопротивление кабеля:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (62)$$

где ρ - сопротивление материала проводника, для алюминия 0,028;

l - длина проводника, для 110 кВ – 60 м;

q - сечение проводника.

$$r_{пров} = \frac{0,028 \cdot 60}{4} = 0,42 \text{ Ом},$$

Сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2}, \quad (63)$$

где $S_{приб}$ - мощность приборов;

$I_{2н}$ - вторичный номинальный ток приборов.

$$r_{приб} = \frac{1,6}{5^2} = 0,064 \text{ Ом},$$

Примем к установке на ПС 110 кВ Приамурская ТТ марки ТОГФ-110 УХЛ1.

В таблице 24 представлены приборы, подключаемые к ТТ.

Таблица 24 – Приборы, подключённые к ТТ марки ТОГФ-110 УХЛ1

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 234 ARTM	0,1	0,1	0,1
ИТОГО		1,6	1,6	1,6

Сопротивление нагрузки:

$$z_2 = 0,064 + 0,42 + 0,1 = 0,584 \text{ Ом}, \quad (64)$$

Результаты расчета и сопоставления с паспортными данными представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Сопоставление расчетных и каталожных данных ТОГФ-110 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 150 \text{ А}$	$I_{max} = 112,5 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$Z_{2.ном} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,584 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2.ном}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 12,48 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{y\partial}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 27,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет все условия. Принимаем уго для установки на ПС 110 кВ Приамурская.

В КРУ 10 кВ будет установлен входящий в комплект распределительного устройства ТТ ТОЛ-СЭЩ-10:

- для вводной ячейки – ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,2S/5P/2000/5 УХЛ;
- для секционной ячейки – ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,2S/5P/1000/5 УХЛ;
- для фидерной ячейки – ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,2S/5P/600/5 УХЛ;

Приборы учета устанавливаемые на стороне 10 кВ представлены в таблице 26

Таблица 26 – Приборы, подключаемые к ТОЛ-СЭЩ-10

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Вводная ячейка				
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 234 ARTM	0,1	0,1	0,1
ИТОГО		1,6	1,6	1,6
Секционная ячейка				
Амперметр	СА-3021	0,5	-	0,5
ИТОГО		0,5	-	0,5
Фидерная ячейка				
Амперметр	СА-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 234 ARTM	0,1	-	0,1
ИТОГО		0,6	-	0,6

Расчет и выбор ТТ для 10 кВ аналогичен выбору 110 кВ.

Результаты расчета и сопоставления с паспортными данными представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТОЛ-СЭЩ-10

Каталожные данные	Расчетные данные			Условия выбора
	Вводной выключатель	Секционный выключатель	Фидерный выключатель	
1	2	3	4	5
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000, 1000, 600 \text{ А}$	$I_{max} = 1231,7 \text{ А}$	$I_{max} = 615,85 \text{ А}$	$I_{max} = 114,3 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$Z_{2,ном} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,584 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,54$	$Z_2 = 0,544$	$Z_2 \leq Z_{2,ном}$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{yd} = 20,857 \text{ кА}$	$i_{yd} = 20,857 \text{ кА}$	$i_{yd} = 20,857 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{yd}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 85,96 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 85,96 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 85,96 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выбранный для установки в КРУ 10 кВ ТТ удовлетворяет условия и может быть установлен на ПС 110 кВ Приамурская.

6.5 Выбор и проверка трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения — электроустройство, снижающее высокое напряжение в сетях до безопасных значений для использования в измерительных и защитных цепях. Его ключевая особенность — обеспечение электрической изоляции между первичной и вторичной цепями, что повышает безопасность обслуживания электрооборудования. Основная функция заключается в передаче сигналов напряжения к измерительным приборам и системам релейной защиты с заданной точностью. Стандартизация выходного напряжения (чаще 100 В) упрощает совместимость с подключаемыми устройствами. Такие трансформаторы широко применяются в электроэнергетике, автоматизированных системах и защитных контурах. Конструкция включает магнитопровод и две обмотки, а принцип работы основан на режиме, приближенном к холостому ходу, что минимизирует нагрузочные искажения.

ТН выбирают по следующим условиям: классу номинального напряжения, классу точности, вторичной нагрузке и конструкции [10].

Мощность всех приборов, присоединяемых к ТН на стороне 110 кВ для ПС 110 кВ приамурская представлена в таблице 28.

Таблица 28 – Мощность, присоединяемая к ТН на ВН 110 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность, В*А	Сумарная мощность, В*А
1	2	3	4	5
Вольтметр	СВ-3021	2	5	10
Вольтметр 3-х ф-й	СВ-3021	2	7,5	15
Частотомер	СС-3021	2	4	8
Ваттметр	СР-3021	4	7,5	30
Варметр	СТ-3021	4	7,5	30
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 234 АРТМ	4	9	36
Итого				129

Расчетная нагрузка:

$$S_{2.расч} = 129 \text{ ВА}, \quad (65)$$

Условия проверки ТН:

$$S_{2.расч} \leq S_{ном}, \quad (66)$$

Для установки на стороне ВН для ПС 110 кВ Приамурская принимаем антирезонансный элегазовый ТН серии ЗНГ – УЭТМ – 110 УХЛ1.

Результата расчета и сопоставления каталожных и расчетных данных для выбранного ТН представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Сопоставление расчетных и паспортных данных для ЗНГ– УЭТМ – 110 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 400 \text{ ВА}$	$S_{2.расч} = 129 \text{ ВА}$	$S_{2.расч} \leq S_{ном}$

Рассматриваемы ТН удовлетворяет всем требованиям и может быть установлен на подключаемую ПС.

Для КРУ 10 кВ принимает ТН входящий в комплектное устройство ЗНОЛ – СЭЩ-10-1.

Условия выбора ТН 10 кВ идентичные вышепредставленным.

Мощность присоединяемых приборов показана в таблице 30.

Таблица 30 – Мощность, присоединяемая к ТН на НН 10 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность, В*А	Сумарная мощность, В*А
1	2	3	4	5
Вольтметр	СВ-3021	2	5	10
Вольтметр 3-х ф-й	СВ-3021	2	7,5	15
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 234 ARTM	12	9	108
Итого				133

Расчетная нагрузка:

$$S_{2.расч} = 133 \text{ ВА}, \quad (67)$$

Сравнение паспортных и расчетных данных ЗНОЛ – СЭЩ-10-1 представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Сопоставление расчетных и паспортных данных для ЗНОЛ – СЭЩ-10-1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 400 \text{ ВА}$	$S_{2.расч} = 133 \text{ ВА}$	$S_{2.расч} \leq S_{ном}$

ТН прошёл проверку. Принимаем для установки на ПС 110 кВ Приамурская в КРУ 10 кВ ТН марки ЗНОЛ – СЭЩ-10-1.

6.6 Выбор и проверка токоведущих частей

Согласно требованиям эксплуатации на ОРУ 35 кВ и выше предпочтительным решением является использования гибких шин, изготовленных из проводников марки АС [10].

При использовании гибких шин расстояние между фазами велико. При проектировании, для сборных шин, в качестве этих расстояний для 110 кВ можно принят 3 м [21]. Исходя из этого можно сказать, что сила взаимодействия между фазами низкая, а токи КЗ невелики. Благодаря этому можно исключить вероятность схлестывания проводов, поэтому проверка на электродинамическое воздействие для гибких шин не производится.

На ПС 110 кВ Приамурская для установки в ОРУ 110 кВ принимаем гибкую ошиновку, выполненную проводами марки АС 120/19.

Проверка по длительно допустимому току:

$$I_{don} \geq I_{max}, \quad (68)$$

$$390 \geq 112,5 \text{ А},$$

Выбранный провод прошёл проверку.

Проверка на термическое воздействия ТКЗ:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (69)$$

- гибкая ошиновка, выполненная проводами марки АС: $C = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{27,2 \cdot 10^6}}{90} = 57,94 \text{ мм}^2,$$

Условия выбора сечения по термической стойкости:

$$q_{\min} \leq q, \quad (70)$$

$$57,94 \leq 120 \text{ мм}^2,$$

Выбранное сечения проводника прошло проверку по термической стойкости.

Максимальное значение начальной критической напряжённости электрического поля E_0 , при которой происходит коронирование, определяется по формуле (кВ/см):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{экв.пр}}}}\right), \quad (71)$$

где m -коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода, принимаем равным 0,82;

$r_{\text{экв.пр}}$ - радиус провода, для АС 120/19 – 0,76 см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}}\right) = 33,4 \text{ кВ/см},$$

Напряжённость электрического поля около поверхности нерасщепленного провода E , определяется по формуле (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_{\text{экв.пр}} \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{экв.пр}}}}, \quad (72)$$

где U - номинальное напряжение;

$D_{\text{ср}}$ - среднее геометрическое междуфазное расстояние:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (73)$$

где D - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, для 110 кВ – 5 м.

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 5 = 6,3 \text{ м},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,76 \cdot \lg \frac{630}{0,76}} = 17,6 \text{ кВ/см},$$

Условие на проверку коронирования:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (74)$$

$$18,8 \leq 30,1 \text{ кВ/см},$$

Из расчета видно, что условия, сопутствующие возникновению коронного разряда, отсутствуют. На основании этого принимаем выбранное сечение гибкой ошиновки для монтажа в рамках проектируемой ПС.

Для 10 кВ принимаем алюминиевую шину АДЗ1Т1 прямоугольного сечения 100х8.

Проверка по длительно допустимому току, по формуле (68):

$$390 \geq 1231,7 \text{ А},$$

Выборный ошиновка прошла проверку.

Проверка на термическое воздействия ТКЗ, по формуле (69):

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{85,96 \cdot 10^6}}{90} = 103 \text{ мм}^2,$$

Условия выбора сечения по термической стойкости (70):

$$103 \leq 800 \text{ мм}^2,$$

Выбранное сечения проводника прошло проверку по термической стойкости.

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя:

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12}, \quad (75)$$

где b - ширина шины;

h - высота шины.

$$J = \frac{0,8 \cdot 10^3}{12} = 66,6 \text{ см}^4,$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения механического резонанса:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (76)$$

где l - длина пролета между осями опорных изоляторов;

q - поперечное сечение шины.

$$f_0 = 200 \text{ Гц},$$

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{66,6}{7,97}} = 2,5 \text{ м},$$

$$l \geq \sqrt{2,5} = 1,58 \text{ м},$$

Принимаем $l = 1,6$.

Максимальное усилие, приходящее на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a}, \quad (77)$$

где a - расстояние между фазами для 10 кВ – 1 м.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{20857^2}{1} = 75,3 \text{ Н/м},$$

Напряжение, возникающее в материале шины при возникновении в результате изгибающих усилий:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \quad (78)$$

$$W_{\phi} = \frac{h \cdot b^2}{6}, \quad (79)$$

$$W_{\phi} = \frac{0,8 \cdot 10^2}{6} = 13,3 \text{ см}^3,$$

$$\sigma_{расч} = \frac{75,3 \cdot 1,6^2}{10 \cdot 13,3} = 1,5 \text{ МПа},$$

Условие механической прочности:

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}, \quad (80)$$

Для выбранной шины $\sigma_{дон} = 20$ МПа, исходя из этого можно сказать, что условия на механическую прочность выполняются.

6.7 Выбор и проверка изоляторов

К установке на ОРУ 110 кВ принимаем изоляторы П-70Е по 7 штук в гирлянде. Подвесные изоляторы необходимы в ЛЭП для обеспечения электрической изоляции между токоведущими проводами и опорами, предотвращая утечку тока и гарантируя безопасность системы. Они надежно фиксируют провода, удерживая их на безопасном расстоянии от земли и конструкций, а также выдерживают механические нагрузки от ветра, обледенения и веса самих проводов. Благодаря материалу и конструкции, изоляторы устойчивы к влаге, загрязнениям и температурным перепадам, а их гирляндная форма равномерно распределяет электрическое поле, минимизируя риск пробоя.

Проверка подвесных изоляторов на устойчивость к термическим и электродинамическим воздействиям в условиях КЗ, а также по разрушающей механической нагрузке не проверяются.

Для 10 кВ предварительно принимаем изоляторы марки ИОР-10-7,5. Произведём проверку:

По классу номинального напряжения:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (81)$$

$$10 \leq 10 \text{ кВ},$$

По допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{дон}, \quad (82)$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F, \quad (83)$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н},$$

Максимальная сила на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h,$$

$$k_h = \frac{H_{из} + b + \frac{h}{2}}{H_{из}}, \quad (84)$$

$$k_h = \frac{120 + 100 + \frac{8}{2}}{120} = 1,86,$$

$$F_{расч} = 75,3 \cdot 1,6 \cdot 1,86 = 224,1,$$

По формуле (82):

$$224,1 \leq 4500 \text{ Н},$$

Условия выполняются. Принимаем для установки на подключаемую ПС опорный изолятор ИОР-10-7,5.

6.8 Выбор и проверка ОПН

Выбираем ОПН, для установки на 110 кВ, по классу номинального напряжения сети по условию:

$$U_{\text{раб}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (85)$$

Предварительно принимаем ОПН-П-110/88/10/2 УХЛ1 по номинальному напряжению 110 кВ

$$110 \leq 110 \text{ кВ},$$

По наибольшему рабочему напряжению:

$$U_{\text{раб.макс}} \leq U_{\text{ном.макс}}, \quad (86)$$

$$U_{\text{раб.макс}} = \frac{1,05 \cdot U_{\text{раб}}}{\sqrt{3}}, \quad (87)$$

$$U_{\text{раб.макс}} = \frac{1,05 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 66,68,$$

$$66,68 \leq 88,$$

Условия выполняются.

Выбранный ОПН нужно проверить на обеспечение необходимого защитного уровня коммутационных перенапряжений.

Значения перенапряжения определяет величину остающегося напряжения ОПН, которое должно быть не менее чем на 15-20% ниже испытательного:

$$U_{ост.к} \leq \frac{U_{ки}}{(1,15 - 1,2)}, \quad (88)$$

Выдерживаемый уровень перенапряжения:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исп50}, \quad (89)$$

где $U_{исп50}$ - 50%-ное испытательное напряжения электрооборудования на коммутационном импульсе, принимаем равным 200 кВ.

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 200 = 342,63 \text{ кВ},$$

По условию (88):

$$214 \leq 285,5 \text{ кВ},$$

ОПН удовлетворяет условию (88).

По условию обеспечения взрывобезопасности:

$$I_{В.Б} > 1,2 \cdot I_{ПО}, \quad (90)$$

$$40 > 1,2 \cdot 5,14 = 6,17 \text{ кА},$$

Согласно условию (90) представленный ОПН безопасен.

Проверка ОПН на необходимую энергоемкость:

Согласно нормативному документу СТО 56947007 на 1 кВ наибольшего рабочего напряжения ОПН, должно приходиться не меньше 2,1 кДж/кВ удельной энергоемкости. По паспортным данным для рассматриваемого ОПН эта величина составляет 4,8 кДж/кВ, что соответствует условию.

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Сопоставление параметров выбранного ОПН 110 кВ представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ОПН 110 кВ

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{раб} = 110 \text{ кВ}$	$U_{раб} \leq U_{ном}$
$U_{ном.макс} = 88 \text{ кВ}$	$U_{раб.макс} = 66,68 \text{ кВ}$	$U_{раб.макс} \leq U_{ном.макс}$
$I_{Б.Б} = 40 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{ПО} = 6,17 \text{ кА}$	$I_{Б.Б} > 1,2 \cdot I_{ПО}$
$W_{ОПН} = 4,8 \text{ кДж/кВ}$	$W_p = 2,1 \text{ кДж/кВ}$	$W_{ОПН} \geq W_p$
$l_{утеч.ном} = 3,1 \text{ см/кВ}$	$l_{утеч.} = 2 \text{ см/кВ}$	$l_{утеч.ном} > l_{утеч.}$
$U_{ост.к} = 214 \text{ кВ}$	$U_{ки} / 1,2 = 285,5$	$U_{ост.к} \leq U_{ки} / 1,2$

Проанализировав таблицу 29, можно сказать, что ОПН-П-110/88/10/2 УХЛ1 проходит проверку по всем представленным условиям и может быть принят к установке на ПС 110 кВ Приамурская.

Для КРУ 10 кВ выбираем ОПН марки ОПН-П1-10/10,5/10/2, Условие проверки аналогичны требованиям для ОПН 110 кВ. Единственное различие заключается в определении расчетной удельной емкости, которая для сетей 3-35 кВ определяется следующим образом:

$$W = 0,5 \cdot C \cdot \left((K_{П} \cdot 0,82 \cdot U_{ном.макс})^2 - (1,77 \cdot U_{раб.макс})^2 \right), \quad (91)$$

$$W = 0,5 \cdot 0,896 \cdot \left((1,4 \cdot 0,82 \cdot 10,5)^2 - (1,77 \cdot 6,64)^2 \right) = 3,2 \text{ кДж},$$

$$W_p = \frac{W}{U_n}, \quad (92)$$

$$W_p = \frac{3,2}{10} = 0,32 \text{ кДж/кВ},$$

Сопоставление параметров выбранного ОПН 10 кВ представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ОПН 10 кВ

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{раб} = 10 \text{ кВ}$	$U_{раб} \leq U_{ном}$
$U_{ном.макс} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{раб.макс} = 6,64 \text{ кВ}$	$U_{раб.макс} \leq U_{ном.макс}$
$I_{В.Б} = 40 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{ПО} = 18,36 \text{ кА}$	$I_{В.Б} > 1,2 \cdot I_{ПО}$
$W_{ОПН} = 2,8 \text{ кДж/кВ}$	$W_p = 0,32 \text{ кДж/кВ}$	$W_{ОПН} \geq W_p$
$U_{ост.к} = 25,5 \text{ кВ}$	$U_{ки} / 1,2 = 40$	$U_{ост.к} \leq U_{ки} / 1,2$

6.9 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд необходимы для обеспечения электроэнергией вспомогательных систем электростанций и подстанций, таких как системы управления, автоматики, защиты, освещения, вентиляции и аварийного питания. Они понижают напряжение до безопасного уровня, гарантируя работу критически важного оборудования даже при авариях или пуске энергоблоков. ТСН повышают надёжность объекта, обеспечивая бесперебойное функционирование технологических процессов, защиту персонала и оборудования, а также поддерживая резервное питание через дизель-генераторы или аккумуляторные батареи.

ТСН выбираются исходя из необходимой мощности, требуемо для питания всех устройств необходимых для эксплуатации.

Мощность ТСН определяется по формуле:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (93)$$

где k_c - коэффициент одновременности загрузки, принимаем равным 0,8.

Нагрузка ТСН представлена в таблице 34.

Таблица 34 – Нагрузка ТСН

Нагрузка	$\cos \varphi$	P, кВт	Q, Квар
Система охлаждения силового трансформатора	0,8	20,6	15,45
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение, отопление и вентиляция КРУ	1	10	-
Отопление и освещение ОПУ	1	50	-
Освещение ОРУ	1	10	-
Маслохозяйство	0,85	80	46,5
Прочее	1	40	-
Итого		220,6	61,95

Расчет нагрузки ТСН:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{220,6^2 + 61,95^2} = 183,3 \text{ кВА},$$

Мощность ТСН:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (94)$$

$$S_T = \frac{183,3}{0,7 \cdot 2} = 130,9,$$

Как видно из расчета ТТ ТЛС-СЭЩ входящий в комплект КРУ-СЭЩ 10Н, не подходит, в связи с тем, что максимальная модность для таких ТТ составляет 100 кВА. Исходя из этого принимаем для установки ТН марки ТСЗ-200/10/0,4.

6.10 Выбор и проверка аккумуляторных батарей

Аккумуляторные батареи на подстанциях играют ключевую роль в обеспечении надёжности и бесперебойности электроснабжения. Они служат резервным источником питания для систем управления, защиты, автоматики и телемеханики при авариях или плановых отключениях основного энергоснабжения. В случае исчезновения напряжения в сети аккумуляторы гарантируют автономную работу критически важного оборудования, позволяя своевременно зафиксировать параметры аварии, передать сигналы, выполнить отключение повреждённых участков или запустить резервные системы. Это предотвращает масштабные сбои, снижает риски повреждения оборудования и обеспечивает безопасность персонала.

На ПС 110 кВ Приамурская для питания цепей управления, РЗиА, сигнализации и освещения принимаем СОПТ с аккумуляторной батареей типа СК.

В таблице 35 представлена нагрузка постоянного тока.

Таблица 35 – Нагрузка постоянного тока

Потребитель	Нормальный режим		Аварийный режим	
	Постоянная нагрузка, А	Толчковая нагрузка, А	Постоянная нагрузка, А	Толчковая нагрузка, А
РЗиА и ПА	10		10	
Аварийное освещение			6	
Система связи			8	
привода выключателей		100		100
Итого	10	100	24	100

Определяем число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (95)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах, равно 230 В

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзаряда, принимаем 2,15 В

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 107,$$

Определяем общее число элементов:

$$n = \frac{U_{ш}}{U_A}, \quad (96)$$

$$n = \frac{230}{1,75} = 132,$$

Определение количества добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (97)$$

$$n_{доб} = 132 - 107 = 25,$$

Определяем типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (98)$$

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

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{124}{25} = 5,2,$$

Полученный номер округляем до ближайшего большего типового номера $N = 6$.

Предварительно принимаем батарею СК – 6.

Проверка по максимальному толчковому току:

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (99)$$

где I_{Tmax} - максимальный толчковый ток, равен 100 А.

$$276 \geq 100 \text{ А},$$

Выбранная аккумуляторная батарея прошла проверку, окончательно принимаем аккумулятор с типовым номером СК-6.

Произведем выбор зарядно-подзарядного устройства по напряжению, току и мощности, которые определяются исходя из первого заряда батареи.

Напряжение заряда ЗПУ:

$$U_{зар} = n \cdot 2,15 + 2, \quad (100)$$

где n - полное число элементов батареи.

$$U_{зар} = 132 \cdot 2,15 + 2 = 285,8 \text{ В},$$

Зарядный ток батареи типа СК-

$$I_{зар} = 3,75 \cdot N, \quad (101)$$

$$I_{зар} = 3,75 \cdot 6 = 22,5 \text{ А},$$

Расчетная мощность ЗПУ:

$$P_{зар} = U_{зар} \cdot (I_{зар} + I_{пост}), \quad (102)$$

$$P_{зар} = 285,8 \cdot (22,5 + 10) = 9,3 \text{ кВт},$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП-380/260-40/80.

6.11 Выбор и проверка ВЧ

В современного мира на замену ВЧ пришли ВОЛС. Волоконно-оптическая линия связи предпочтительнее ВЧ на ПС из-за абсолютной невосприимчивости к электромагнитным помехам (КЗ, разряды), что гарантирует высочайшую надежность передачи критичных сигналов релейной защиты, а также позволяет по одному кабелю передавать данные АИИС КУЭ, телеуправления и телесигнализации, обеспечивает гальваническую развязку (безопасность) и исключает затраты и сложности, связанные с выделением частот для ВЧ-каналов, что в долгосрочной перспективе экономически выгоднее. Исходя из этого принимаем для установки на ПС 110 кВ Приамурская ВОЛС. Но также в качестве дополнительного резервного канала связи на рассматриваемую ПС будет установлен ВЧ

Высокочастотный заградитель на подстанциях необходим для подавления нежелательных высокочастотных помех, возникающих в процессе коммутации оборудования, атмосферных разрядов или работы сторонних устройств. Он предотвращает проникновение таких помех в силовые цепи и системы связи, обеспечивая корректную работу РЗА и каналов телемеханики. Это способствует повышению надежности энергосистемы, минимизирует риск ложных срабатываний защитных устройств и сохраняет целостность передаваемых сигналов.

На стороне 110 кВ проектируемой ПС 110 кВ Приамурская примем к установки высокочастотный заградитель марки ВЗ-400-0,5 с конденсаторами связи СМП-110/ $\sqrt{3}$ -6,4, с фильтром присоединений ФПМ.

Сопоставление паспортных и каталожных данных показаны в таблице 36.

Таблица 36 – Сопоставление данных для ВЧ марки ВЗ-400-0,5

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{max} = 112,5 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 41 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 12,48 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{y\partial}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 27,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

7 ЗАЩИТНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПС 110 КВ ПРИАМУРСКАЯ

В данной главе произведен расчет контура заземления, зон молниезащит на рассматриваемой ПС 110 кВ Приамурская, План и разрез, а также зона молниезащиты представлена на листе графической части ВКР №6.

7.1 Расчет заземления

Заземляющий контур электротехнической аппаратуры предназначен для обеспечения соответствия параметров электробезопасности в зоне её эксплуатации, а также на прилегающих территориях, установленным нормативным требованиям. Его функциональная роль заключается в отведении импульсных токов в грунт, формировании замкнутой цепи в рабочем режиме и обеспечении защиты при возникновении ТКЗ.

Конструкция защитного заземления ПС представляет собой инженерную систему, геометрические параметры которой определяются пространственным расположением электрооборудования объекта. Типовое исполнение включает сетчатую структуру с прямоугольными ячейками, с подключёнными к ним вертикальными электродами. Для достижения нормативных показателей сопротивления заземления по периметру сетки могут дополнительно монтироваться вертикальные электроды, что обеспечивает требуемые технические характеристики [21].

Продольные элементы сетки ориентированы параллельно оси оборудования ОРУ, тогда как поперечные компоненты размещаются с переменным шагом, перпендикулярно основному направлению. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, регламентируются следующим рядом (в метрах): 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,5; 20 [27].

Для подстанции 110/10 кВ Приамурская нормативное сопротивление растеканию тока в защитном заземлении ограничено величиной 0,5 Ом [21].

На рисунке 13 представлен план подстанции с расстановкой молниеотводов и длинами необходимыми для расчета заземления

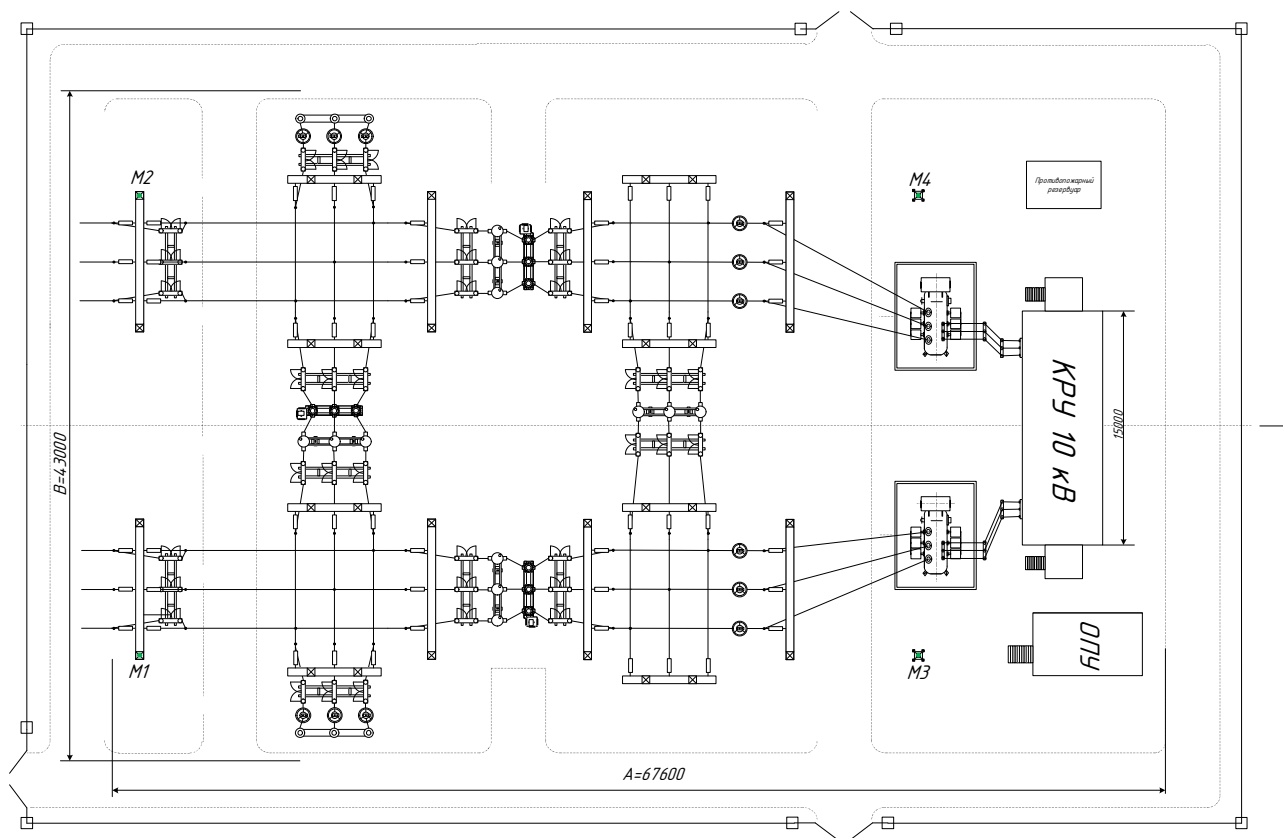


Рисунок 13 – План ПС 110 кВ Приамурская

При расчете необходимой сетки заземления нужно брать во внимания требования обеспечения безопасности для персонала, который будет обслуживать ПС. Для этого заземляющая сетка выносится за 1,5 метра от электротехнического оборудования. Примем: $A = 67,6$, $B = 43$. Размеры A и B взяты с учетом выступов сетки за пределы оборудования с двух сторон на 1,5 м каждая, в общей сложности на 3 м.

Определим площадь территории, отводимой под монтаж заземляющего контура подстанции 110/10 кВ Приамурская:

$$S = A \cdot B, \quad (103)$$

$$S = 67,6 \cdot 43 = 2906,8 \text{ м}^2,$$

Принимаем пруток для защитного заземления диаметром: $d=16$ мм, с сечением равным $S_{np.6} = 201 \text{ мм}^2$.

Проверка на термическую стойкость к ТКЗ:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_k^{(1)2} \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (104)$$

где $I_k^{(1)}$ - ток однофазного КЗ;

t - время протекания ТКЗ, с;

β - коэффициент, равный 21 [21].

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{2,18^2 \cdot 3}{400 \cdot 21}} = 41,2 \text{ мм}^2,$$

Выбранное сечение удовлетворяет условиям на термическую стойкость.

Проверка заземления на коррозионную стойкость осуществляется по формуле:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d_{np} + \delta_{cp}), \quad (105)$$

где δ_{cp} - средняя глубина коррозии, по сечению проводника.

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot \ln(T)^1 + d_k, \quad (106)$$

где T - расчетный срок службы заземления, принимаем 240 месяцев;

a_k, b_k, c_k, d_k - коэффициент аппроксимации, зависящий от грунта.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^2 + 0,0104 \cdot \ln(240)^1 + 0,0224 = 0,782$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (16 + 0,782) = 41,2 \text{ мм}^2,$$

Сечение заземления принимается верным если выполняется условие:

$$S_{пр.с} \geq F_{т.с} + F_{кор}, \quad (107)$$

$$201 \geq 41,2 + 41,2$$

Условие соответствия сечения прошло проверку.

Величина глубины погружения для электродов защитного заземления в представленной работе равна 0,5 м.

При проектировании конфигурации заземляющей сетки выполняется условное деление выбранной стороны на кратное число участков, геометрическая протяжённость каждого из которых принята равной 10 м [27].

Общая протяженность электродов, размещенных в горизонтальной положении:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2, \quad (108)$$

$$L = \left(\frac{2906,8}{10} \right) \cdot 2 = 581,36 \text{ м},$$

Площадь проектируемой ПС может быть описана с использованием геометрической модели квадратной формы, где длина каждой из сторон соответствует параметру а. В данном случае $a = \sqrt{2906,8} = 53,9 \text{ м}$.

Тогда общая уточнённая длина электродов равна:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1), \quad (109)$$

где m - число ячеек.

Количество ячеек находится исходя из:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a}, \quad (110)$$

$$m = \frac{581,36}{2 \cdot 53,9} = 5,4,$$

Полученное значение округлем до ближайшего большего, принимаем – 7 штук.

$$L = 2 \cdot 53,9 \cdot (6 + 1) = 754,806 \text{ м},$$

Расчетная длина одной ячейки:

$$a_m = \frac{a}{m}, \quad (111)$$

$$a_m = \frac{53,9}{6} = 8,9,$$

Количество необходимых для установки вертикальных электродов можно определить по формуле:

$$n_{\varepsilon} = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_{\varepsilon}} \cdot l_{\varepsilon}}, \quad (112)$$

где a_q - расстояние между вертикальными электродами, принимаем 10 м.

l_{ϵ} - длина вертикального электрода.

$$n_{\epsilon} = \frac{4 \cdot 53,9}{10} = 21,6,$$

Полученное значение округлем до ближайшего большего, принимаем – 22 штук.

Постоянное сопротивление заземляющего устройства, выполненного в форме сетчатой конструкции, рассчитывается по формуле:

$$R_{cm} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_{\epsilon} \cdot l_{\epsilon}} \right), \quad (113)$$

где ρ - эквивалентное удельное сопротивление грунта, равно 38,3 Ом*м;

A - коэффициент подобия заземлителя, равен 0,4.

$$R_{cm} = 38,3 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{2906,8}} + \frac{1}{581,36 + 22 \cdot 5} \right) = 0,33 \text{ Ом},$$

Импульсное сопротивление защитного заземления:

$$R_u = R_{cm} \cdot \alpha_u, \quad (114)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{\text{мол}} + 45)}}, \quad (115)$$

где $I_{\text{мол}}$ - ток молнии, принимаем равным 60 кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2906,8}}{(38,3 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,466,$$

$$R_u = 0,27 \cdot 1,624 = 0,48 \leq 0,5,$$

В соответствии с нормативными положениями ПУЭ величина импульсного сопротивления заземляющего устройства должна соответствовать нормативному пределу в 0,5 Ом, для представленной работы данное условие выполняется.

7.2 Молниезащита

В рамках данной работы проектирование системы грозозащиты осуществляется для объекта энергосистемы напряжением 110 кВ, для регламентированной, по молниезащите, защитной зоны А [27].

Защитная зона представляет собой пространственный сектор вблизи грозозащитного устройства, где вероятность прямого попадания молнии в охраняемый объект снижена до значений 0,05 или 0,005 относительно базового уровня угрозы при отсутствии защиты. Данный параметр характеризует эффективность грозозащиты, минимизируя риск повреждения объектов атмосферными разрядами.

Высота установки молниеприемника определяется расчетным методом, обеспечивающим полное охранение защищаемых конструкций и оборудования в пределах проектной зоны. Критерием выбора служит гарантированное предотвращение прямого грозового поражения в границах этой области, что подтверждается требованиями к надежности эксплуатации зданий и инженерных сооружений.

В представленной работе установим два молниеотводы на линейные порталы, и два отдельностоящих, высота каждого 25 м.

Высота конуса зоны защиты, при условии, что высота выбранного молниеотвода меньше 150 м:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (116)$$

где $h_{эф}$ - эффективная высота молниеотвода;

h - высота молниеотвода.

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м},$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (117)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,25 \text{ м},$$

Радиус зоны защиты на уровне высоты защищаемого объекта:

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,85} \right), \quad (118)$$

где h_x - высота защищаемого объекта.

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot \left(25 - \frac{11,35}{0,85} \right) = 12,2 \text{ м},$$

Параметры внутренней зоны защиты:

Наименьшая высота внутренней зоны защиты:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (119)$$

где L - расстояние между молниеотводами.

Половин ширины зоны защиты на уровне защищаемого объекта определяется:

$$r_{cx} = \frac{r_{c0} \cdot (h_c - h_x)}{h_c}, \quad (120)$$

где r_{c0} - половина ширины внутренней зоны защиты на уровень земли.

При условии $h < L \leq 2 \cdot h$:

$$r_{c0} = r_0, \quad (121)$$

При условии $2 \cdot h < L \leq 4 \cdot h$:

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot h)}{h} \right), \quad (122)$$

Расчет точек гребня для молниеотводов, стоящих на расстоянии 54 и 25 м соответственно:

$$h_{cx12} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (30 - 25) = 20,36 \text{ м},$$

$$h_{cx13} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (50 - 25) = 16,8 \text{ м},$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{c012} = r_{c013} = r_0 = 26,25,$$

Радиус зон защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx12} = \frac{26,25 \cdot (20,36 - 11)}{20,36} = 11,62,$$

$$r_{cx13} = \frac{26,25 \cdot (16,8 - 11)}{16,8} = 7,$$

План молниезащиты подстанции находится в графической части ВКР.

Расчетные данные для зоны молниезащиты представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Расчет молниезащиты ПС 110 кВ Приамурская

Пара молниеотводов	L , м	h , м	$h_{эф}$, м	h_{cx} , м	r_0 , м	r_x , м	r_{cx} , м
1-2, 3-4	30	25	21,25	20,36	26,25	12,2	11,62
1-3, 2-4	50	25	21,25	16,8	26,25	12,2	7

Как видно из таблицы проектируемая ПС 110 кВ Приамурская полностью защищена от прямого попадания молнии на уровне защищаемого объекта. Исходя из этого принимаем данную систему молниезащиты.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Релейная защита и автоматика – это комплекс технических средств, предназначенных для обеспечения безопасной и устойчивой работы электроэнергетических систем. Релейная защита выполняет функции непрерывного контроля параметров сети (например, тока, напряжения, частоты) и автоматического отключения повреждённого участка при возникновении аварийных режимов, таких как КЗ, перегрузки или нарушения изоляции. Это позволяет минимизировать ущерб для оборудования и предотвратить распространение аварий. Основные элементы релейной защиты включают реле, измерительные трансформаторы, устройства сигнализации и управления. Автоматика дополняет защиту, обеспечивая автоматическое восстановление нормального режима работы системы: например, включение резервного питания, регулирование напряжения, частоты или перераспределение нагрузок.

К релейной защите и автоматике предъявляются строгие требования:

- Надёжность подразумевает безотказность работы в любых условиях и точное срабатывание при авариях;
- Быстродействие требует отключения повреждений за доли секунды, чтобы предотвратить разрушение оборудования;
- Селективность (избирательность) обеспечивает отключение только аварийного участка без воздействия на смежные зоны;
- Чувствительность гарантирует реакцию защиты даже при слабых отклонениях от нормы;
- Резервирование дублирует критические функции для повышения надёжности.

Системы должны быть устойчивы к электромагнитным помехам, температурным колебаниям и механическим воздействиям. Важны также простота обслуживания, настройки и тестирования, а также соответствие стандартам и нормативной документации. Современные системы часто

интегрируют с цифровыми технологиями для повышения точности и адаптивности.

8.1 Релейная защита силового трансформатора

Основной защитой трансформатора является газовая и дифференциальная защита, а резервной МТЗ.

РЗ трансформатора должна предотвращать аварийные и нештатные режимы работы, включая:

- однофазную или трехфазную перегрузку, вызывающую превышение допустимой токовой нагрузки на обмотки;
- межфазные КЗ в пределах обмоток или на подключенных шинах;
- внутриобмоточные замыкания.

Для силового трансформатора применяются следующие защитные устройства:

- дифференциальная защита – локализует повреждения обмоток, вводных устройств и присоединенных шин.
- мгновенная токовая отсечка – срабатывает при КЗ на шинных соединениях, вводах или части обмоток со стороны питающей сети.
- газовая защита – активируется при внутренних дефектах бака, сопровождающихся газовыделением, или критическом снижении уровня масла.
- защита от замыканий на корпус.
- устройства контроля перегрузочных режимов.

8.2 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора

В представленной работе реализация дифференциальной защиты силового трансформатора осуществляется с использованием устройства микропроцессорной защиты Сириус-Т [9]. Ключевым этапом настройки данного оборудования является расчёт коэффициентов трансформации ТТ, расположенных на всех сторонах защищаемого объекта.

Выбор трансформатора тока на сторонах защищаемого силового трансформатора представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Выбор ТТ

Наименования	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		110 кВ	10 кВ
Первичный ток, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	80,3	839,8
Коэффициент трансформации ТТ	$K_{ТТ}$	100/5	1000/5
Вторичный ток, А	$I_{ном2} = \frac{I_{ном}}{K_{ТТ}}$	4	4,20
Размах РПН, %	16		

Согласно с таблицей принимаем значения уставки ВН и НН равными 4,02 и 4,20 соответственно.

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq k_{отс} \cdot k_{нб} \cdot I_{кз.внеш.мах*}, \quad (123)$$

где $I_{диф} / I_{ном}$ - относительное значение уставки срабатывания отсечки;

$k_{отс}$ - коэффициент отстройки, равный 1,2;

$k_{нб}$ - отношение амплитуды первой гармоники небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, при вторичном токе ТТ 5 А, принимаем равным 0,7;

$I_{кз.внеш.мах}$ - максимальный ток внешнего КЗ приведённый к стороне ВН.

$$I_{кз.внеш.мах} = \frac{I_{П0}^{(3)}}{K_T}, \quad (124)$$

$$I_{кз.внеш.мах} = \frac{9180}{115 / 11} = 838,17 \text{ А},$$

Относительное значение максимального тока внешнего КЗ:

$$I_{кз.внеш.мах*} = \frac{I_{кз.внеш.мах}}{I_{ном}}, \quad (125)$$

$$I_{кз.внеш.мах*} = \frac{838,17}{80,3} = 10,44,$$

Уставка дифференциальной отсечки:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 10,44 = 8,77,$$

Принимаем ближайшее большее значение $I_{диф} / I_{ном} = 8,8$.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

$$I_{диф} = 8,8 \cdot 80,3 = 706,64 \text{ А},$$

Дифференциальная защита (ДЗТ)

На рисунке 16 показана тормозная характеристика защиты, построена с использованием о.е, т.е все токи приведены к стороне ВН.

Чувствительность работы ступени можно определить с помощью базовой уставки $I_{д1} / I_{ном}$, принимаем равной 0,5.

Расчетный ток небаланса можно найти по следующему соотношению:

$$I_{нб.расч} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб}) \cdot I_{скв}, \quad (126)$$

где $k_{пер}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2;

$k_{одн}$ - коэффициент однотипности ТТ, равен 1;

ε - относительное значение полной погрешности ТТ;
 ΔU_{pnn} - относительное значение пределов РПН;
 $\Delta f_{доб}$ - погрешность, связанная с неточностью задания токов ВН и НН,
 равен 0,4;
 $I_{скв}$ - сквозной ток.

$$I_{нб.расч} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{скв} = 0,4 I_{скв},$$

Дифференциальный ток находится по следующему соотношению:

$$I_{диф} = k_{отс} \cdot I_{нб.расч}, \quad (127)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, равен 1,2.

$$I_{диф} = 1,2 \cdot 0,4 I_{скв} = 0,48 I_{скв},$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{сн.т} = \frac{I_{торм}}{I_{скв}} = 1 - 0,5(k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{pnn} + \Delta f_{доб}), \quad (128)$$

$$k_{сн.т} = 1 - 0,5(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,8,$$

Коэффициент торможения:

$$k_{сн.т} = \frac{I_{диф}}{I_{торм}} = \frac{100 \cdot k_{отс} \cdot (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{pnn} + \Delta f_{доб})}{k_{сн.т}}, \quad (129)$$

$$k_{сн.т} = \frac{I_{диф}}{I_{торм}} = \frac{100 \cdot 1,3 \cdot 0,4}{0,8} = 65,$$

Первая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{м1}}{I_{ном}} = \frac{I_{д1}}{I_{ном}} \cdot \frac{100}{k_{торм}}, \quad (130)$$

$$\frac{I_{м1}}{I_{ном}} = 0,5 \cdot \frac{100}{65} = 0,77,$$

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{д2} / I_{д1}$ рекомендуется на уровне 15%.

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{м2}}{I_{ном}} = 2 > \frac{I_{м1}}{I_{ном}}, \quad (131)$$

Сигнализация небаланса в плечах защиты (ДЗТ-3).

Значение токовой уставки устанавливается ниже минимального порога срабатывания чувствительной ступени ДЗТ-2, тогда как временной параметр настраивается в диапазоне нескольких секунд. Данный подход обеспечивает корректную идентификацию повреждений в токовых цепях дифференциальной защиты за счет селективного разделения переходных процессов и устойчивых аварийных режимов.

Принимаем следующие значения уставок

$$I_{д2} / I_{ном} = 0,1,$$

$$T = 10 \text{ с},$$

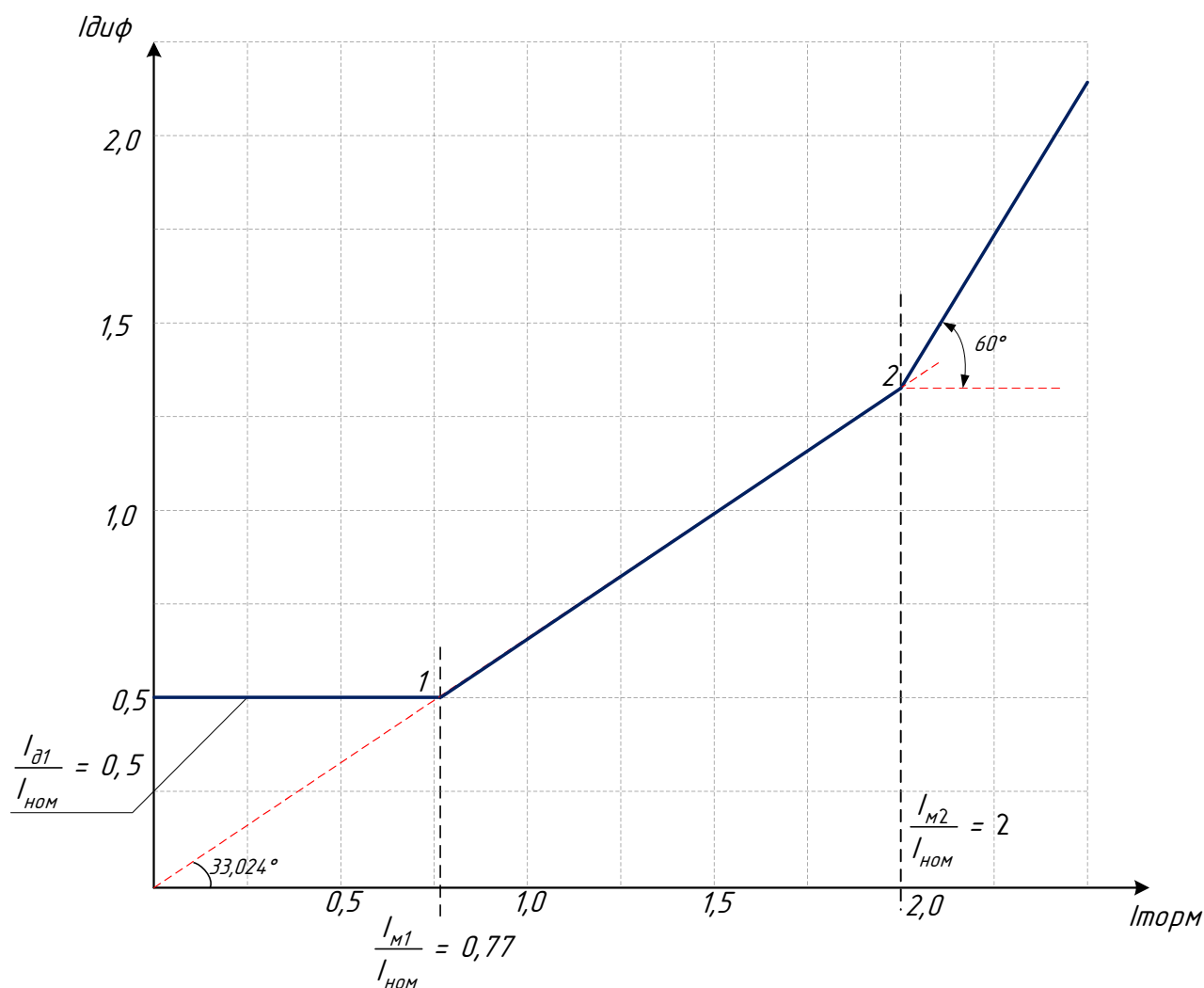


Рисунок 14 – Тормозная характеристика ДЗТ «Сириус-Т»

8.3 Максимальная токовая защита трансформатора

Максимальная токовая защита трансформатора – это основная резервная защита, обеспечивающая аварийное отключение оборудования при возникновении сверхтоков, вызванных КЗ или продолжительными перегрузками. Принцип функционирования данной системы базируется на непрерывном контроле параметров тока в первичных цепях посредством ТТ, преобразующих измеряемую величину в пропорциональный сигнал для релейных или цифровых модулей управления. При достижении током заданного порогового значения защитное устройство активирует размыкание силовой цепи через коммутационный аппарат, реализуя принцип селективности за счёт временной задержки. Это обеспечивает приоритетное срабатывание локальных защитных

систем вблизи зоны повреждения, минимизируя воздействие на смежные участки энергосистемы.

МТЗ реализуется в двух вариантах: с независимой выдержкой времени и зависимой. Выбор типа зависит от конфигурации сети и уровня токов КЗ. Для обеспечения селективности выдержка времени МТЗ трансформатора согласуется с защитами других элементов, например, устанавливается на 0.5–1 сек больше, чем у вводных защит. Схемы подключения МТЗ варьируются в зависимости от типа сети: «полная звезда» применяется для защиты от всех видов КЗ, а «неполная звезда» - в сетях с изолированной нейтралью.

8.3.1 Расчет уставок МТЗ-1

Уставка для токового органа МТЗ-1 равна:

$$I_{TO} = k_{отс} \cdot I_{кз.внеш.мах}, \quad (132)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимаем равным 1,3.

$$I_{TO} = 1,3 \cdot 838,17 = 1089,6 \text{ А},$$

Ток срабатывания реле токовой отсечки:

$$I_{CP.TO} = \frac{I_{TO} \cdot k_{сх}}{k_{ТТ.ВН}}, \quad (133)$$

$$I_{CP.TO} = \frac{1089,6 \cdot 1}{100 / 5} = 54,48 \text{ А},$$

Ток срабатывания принимаем равным 54,48 А.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K1}^{(2)}}{I_{TO}} > 1,2, \quad (134)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2500}{1089,6} = 2,29 > 1,2$$

Условие выполняется.

Время срабатывания токовой отсечки принимаем равной 0,1 с, это обусловлено тем, что данная отсечка будет функционировать только при повреждениях в трансформаторе.

8.3.2 Расчет уставок МТЗ-2

Ток срабатывания МТЗ-2:

$$I_{MT3} = \frac{k_{\text{над}} \cdot k_{\text{сам.зап.}}}{k_B} \cdot I_{p.\text{max}}, \quad (135)$$

где $k_{\text{над}}$ - коэффициент надежности, равен 1,2;

$k_{\text{сам.зап.}}$ - коэффициент самозапуска, равен 1,5;

k_B - коэффициент возврата устройства, равен 0,95;

$I_{p.\text{max}}$ - максимальный рабочий ток трансформатора.

$$I_{MT3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 80,3 = 152,15 \text{ А},$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2:

$$I_{CP.MT3} = \frac{I_{MT3} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{TT.BH}}, \quad (136)$$

$$I_{CP.MT3} = \frac{152,15 \cdot 1}{100 / 5} = 7,6 \text{ А},$$

Ток срабатывания принимаем равным 7,6 А.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\eta} = \frac{2500}{152,15} = 16,4 > 1,2,$$

Время срабатывания защитного устройства определяется на основе синхронизации с основными системами защиты трансформатора, также с учетом длительности проявления нечетных гармонических составляющих, обусловленных асимметрией параметров электрической сети.

$$t_{MT3} = t_{max} + \Delta t, \quad (137)$$

$$t_{MT3} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с},$$

8.4 Защита от перегрузки

Трансформаторы обладают повышенной устойчивостью к длительным перегрузкам. На объектах с постоянным дежурным персоналом защитные системы формируют аварийный сигнал при выходе параметров за допустимые пределы. В автоматизированных энергоустановках, работающих без постоянного контроля, мониторинг реализуется через телемеханические системы, а алгоритм защиты включает двухэтапное действие: автоматическое снижение нагрузки с последующим полным отключением оборудования при отсутствии результата. ПУЭ регламентирует обязательное применение данного вида защиты для трансформаторов мощностью выше 400 кВА. При симметричном распределении токов допускается использование упрощённой релейной защиты с установкой датчика в одной фазе.

Ток срабатывания защиты от перегрузки, действующей на сигнал, можно определить по условию возврата:

$$I_{пер} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ном}, \quad (138)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки защиты, равный 1,05;

k_B - коэффициент возврата, равен 0,95;

$I_{ном}$ - номинальный ток вторичной стороны трансформатора.

$$I_{пер.вн} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 4 = 4,42 \text{ А},$$

$$I_{пер.нн} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 4,2 = 4,64 \text{ А},$$

При выборе времени срабатывания защиты трансформатора от перегрузки следуют учитывать то, что оно должно отстраивается от времени срабатывания остальных защит:

$$t_{пер} = t_{МТЗ} + \Delta t, \quad (139)$$

$$t_{пер} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с},$$

8.5 Газовая защита трансформатора

Газовая защита — это важнейший элемент релейной защиты трансформатора, предназначенный для обнаружения внутренних повреждений, связанных с выделением газов из-за термического или электрического разрушения изоляции. Принцип её работы основан на регистрации изменений в

трансформаторном масле: при локальных перегревах, межвитковых замыканиях или пробоях изоляции происходит разложение масла и твердых изоляционных материалов с выделением газов. Эти газы скапливаются в газовом реле, установленном на трубопроводе между баком трансформатора и расширителем. Реле срабатывает в двух режимах — сигнальном и отключающем.

Газовая защита отличается высокой чувствительностью к внутренним дефектам, которые не фиксируются другими видами защит, и применяется для трансформаторов мощностью от 1 МВА. Её ключевые преимущества — простота, надежность и возможность ранней диагностики неисправностей, однако существует риск ложных срабатываний при резких перепадах температуры или нагрузки.

На проектируемой ПС 110 кВ Приамурская примем к установке газовое реле марки РГТ-80-201. Данный тип реле разработан и производится в РФ, и является аналогом BF-80/Q.

8.6 Автоматика

Автоматика на ПС – это комплекс устройств и систем, обеспечивающих автоматическое управление, защиту и контроль оборудования без постоянного участия человека. Основные функции: защита от аварий; регулирование напряжения и частоты; дистанционное управление выключателями; мониторинг параметров сети и диагностика неисправностей.

На рассматриваемой ПС 110 кВ Приамурская устанавливаются следующие виды автоматики, обеспечивающие надежность и безопасность энергосистем:

1. Автоматическое включение резерва (АВР);
2. Автоматическое повторное включение (АПВ);
3. Автоматическая частотная разгрузка (АЧР);
4. Противоаварийная автоматика (ПА).

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В рамках современного мира электроэнергия стала неотъемлемой частью повседневной жизни общества. Она играет одну из самых важных ролей в обеспечении функционирования всех сфер жизнедеятельности человека – начиная от простого обеспечения бытового комфорта, заканчивая поддержанием сложного технологического процесса производства. Постоянно растущий спрос на электрическую энергию, связанный со стремительным технологическим прогрессом и ростом электропотребления, подчеркивает важность энергетических объектов, с точки зрения необходимости обеспечения общественного контроля, учитывая их существенное воздействие на окружающую среду. Именно поэтому, вопрос безопасности и экологичности является важным фактором, который необходимо учитывать при проектировании электрических сетей и подстанций.

В данной бакалаврской работе (Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» в связи с подключением подстанции Приамурская) будут рассмотрены следующие пункты:

- Обеспечение безопасности при эксплуатации электроустановок;
- Экологичность (расчет маслоприемника для трансформатора);
- Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации электроустановок.

9.1 Безопасность

Настоящий дипломный проект посвящен проектированию подстанции 110 кВ Приамурская, которая в последствии будет введена в энергосистему региона. На объекте предусмотрено присутствие оперативного персонала, который будет отвечать за его правильное функционирования. Для обеспечения безопасной работы на подстанции сотрудники должны пройти обязательные инструктажи, обучение и аттестацию, по итогам которой выдается разрешение на выполнение конкретных видов работ.

Безопасность на подстанциях регулируется следующими документами:

- ПТЭЭП (Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей) – определяют требования к эксплуатации и обслуживанию.
- ПОТЭЭ (Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок) – регламентируют порядок проведения работ.
- ГОСТ Р 50571.5.53-2013 – стандарты электробезопасности.
- Международные стандарты (МЭК 61936) – нормы проектирования и эксплуатации.
- Требования Ростехнадзора – включают лицензирование и регулярные проверки.
- ТК РФ (Трудовой кодекс РФ) – основной документ, регламентирующий трудовые отношения, включая вопросы безопасности труда.
- Правила устройства электроустановок (седьмое издание) – содержат инструкции и стандарты по устройству электроустановок.

Виды инструктажей, обязательные для прохождения сотрудниками электроэнергетической отрасли, направленные на обеспечения безопасности:

- Вводный – обязательный для всех физических лиц пришедши на предприятия. В нем отражается вся необходимая, для обеспечения безопасности, информация, такая как пожарная безопасность, внутренний распорядок организации и тд;
- Первичный на рабочем месте – осуществляется до допуска сотрудника к самостоятельной трудовой деятельности. Его основной целью является адаптация нового работника к особенностям организации рабочего пространства, а также безопасным методам и приемам выполнения работ на нем;
- Повторный – проводится с целью поддержания и расширения знаний сотрудника о правилах и мерах безопасности труда на предприятии;
- Внеплановый – проводится в случаях изменения или введения новых нормативных актов и инструкций по охране труда и тд;
- Целевой – проводится при выполнении разовых работ [18].

Основные опасные факторы, с которыми может столкнуться сотрудники при эксплуатации подстанции:

- Электрические: поражение током, дуговые разряды, статическое электричество.
- Механические: падения с высоты, травмы от движущихся частей оборудования.
- Пожароопасные: возгорания трансформаторов, кабельных линий.
- Экологические: шум, электромагнитное излучение, химические вещества (масло, SF₆-газ).
- Психологические: стресс, усталость, снижение концентрации [18].

В эксплуатации для обеспечения безопасности работника существует свод требований, который называется – охрана труда. Работники обязаны строго придерживаться установленных в ней правил и норм безопасности в течение всего рабочего процесса. Некоторые требования к персоналу при эксплуатации будут представлены ниже.

9.1.1 Требования к персоналу, допускаемому к выполнению работ в электроустановках

До допуска персонала к работе на объекте, должны быть соблюдены следующие, установленные нормативными документами, требования:

1. Обязательная профессиональная подготовка – работники обязаны проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ в электроустановках.

2. Обучение первой медицинской помощи – работники должны проходить обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве до допуска к самостоятельной работе. Электротехнический персонал кроме обучения оказанию первой помощи пострадавшему на производстве должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока с учетом специфики обслуживаемых электроустановок.

3. Сертификация электротехнического персонала – категории сотрудников, осуществляющих монтаж, эксплуатацию, ремонт и контроль электроустановок

(электротехнический персонал), а также лиц, чья деятельность связана с технологическими процессами (электротехнологический персонал), обязаны:

- подтвердить знания норм электробезопасности в объеме, соответствующем занимаемой должности (не ниже II группы допуска);
- пройти аттестацию по правилам технической эксплуатации и требованиям охраны труда;
- обладать действующим удостоверением установленного образца с указанием группы по электробезопасности.

4. Допуск к специальным работам – Выполнение высотных операций, испытаний оборудования под высоким напряжением и иных особых видов деятельности разрешается только при наличии соответствующей отметки в удостоверении.

5. После проверки всех необходимых знаний сотруднику выдается удостоверение:

- Удостоверение о проверке знаний правил работы в электроустановках, является документом, удостоверяющим право предъявителя на самостоятельную работу в указанной должности;
- Удостоверение должно постоянно находиться у работника во время выполнения им служебных обязанностей и предъявляться по требованию контролирующих работников. Удостоверение подлежит замене в случае изменения должности [18].

Данные положения направлены на минимизацию профессиональных рисков и соответствие требованиям промышленной безопасности.

9.1.2 Требования к персоналу, выполняющему осмотры и оперативное обслуживание электроустановок

В ходе эксплуатации действующих электроустановок все технические операции должны выполняться персоналом, прошедшим специализированную подготовку и аттестацию, подтверждающую компетенцию в данной области. Некоторые требования для обслуживания и осмотров представлены ниже:

1. Оперативное обслуживание электроустановок осуществляется сотрудниками субъекта электроэнергетики, относящимися к оперативному, оперативно-ремонтному или административно-техническому персоналу. Последние могут привлекаться к таким работам только при наличии разрешения, закрепленного внутренним распорядительным документом. Обязательным условием является наличие:

- V группы допуска по электробезопасности – для установок напряжением выше 1000 В;

- IV группы – для оборудования до 1000 В.

2. Требования к персоналу в высоковольтных установках (свыше 1000 В):

- сотрудники, единолично обслуживающие электроустановки, и старшие в смене – не ниже IV группы;

- остальные члены смены – не ниже III группы.

3. Низковольтные электроустановки (до 1000 В):

- оперативный персонал, работающий единолично, должен обладать как минимум III группой по электробезопасности.

4. Ограничение оперативного персонала, при осмотре:

- запрещено приближение персонала, механизмов (гидравлических подъемников, телескопических вышек, экскаваторов, автопогрузчиков и др.) и подъемных сооружений к незаземленным или незаземленным токоведущим элементам под напряжением. Допустимые расстояния регламентированы нормами охраны труда.

5. Единоличный осмотр разрешен сотруднику оперативного персонала с III группой по электробезопасности, который осуществляет текущее обслуживание электроустановки, находящегося на дежурстве [18].

9.1.3 Организационные мероприятия по обеспечению безопасного проведения работ в электроустановках

Самыми важными мероприятиями для обеспечения безопасности персонала на всех этапах эксплуатации являются мероприятия по обеспечению

безопасного проведения работ в электроустановках. Некоторые мероприятия приведены ниже:

1. Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

- оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе с учетом требований пункта;
- допуск к работе; надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы [18].

2. Работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются:

- выдающий наряд-допуск, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады [18].

3. В ОРД предприятия должны быть закреплены полномочия, для конкретного рабочего, следующих категорий:

- Сотрудников, уполномоченных оформлять наряды-допуски и распоряжения;
- Специалистов, ответственных за санкционирование подготовки рабочих мест и организацию допуска;
- Должностных лиц, осуществляющих функции допускающего, ответственного руководителя работ, производителя работ и наблюдающего [18].

Отдельным положением следует регламентировать право уполномоченных сотрудников на проведение самостоятельного осмотра электроустановок без привлечения дополнительного персонала. Данная мера обеспечивает оперативность контроля за соблюдением требований электробезопасности при организации работ.

9.1.4 Безопасность при эксплуатации трансформатора

В процессе эксплуатации для обеспечения надежной и безотказной работы трансформатора необходимо проводить плановый осмотр, диагностику и ремонт в соответствии с установленными сроками. Для обеспечения безопасности при выполнении этих работ персонал должен строго придерживаться следующих правил:

1. Визуальный контроль оборудования осуществляется исключительно с уровня земли или со стационарных платформ, оснащенных ограждениями, с соблюдением безопасной дистанции до элементов под напряжением.

2. Работа с газовым реле при срабатывании аварийной сигнализации или отборе проб газа производится только после полного обесточивания и разгрузки трансформатора.

3. Демонтажные операции, связанные с извлечением активной части аппарата или подъемом защитного колокола, проводятся в соответствии с утвержденным проектом организации работ (ПОР), адаптированным к конкретным условиям объекта.

4. Внутренний осмотр бака разрешен исключительно квалифицированным сотрудникам, прошедшим спецподготовку и знающим особенности конструкции. Рабочая одежда должна исключать металлическую фурнитуру, обеспечивать термозащиту и свободу движений. Обязательно использование диэлектрических перчаток, касок и резиновой обуви.

5. Подготовка к внутренним работам включает полную дегазацию бака (концентрация кислорода $\geq 20\%$) и организацию принудительной вентиляции.

6. Организация труда регламентируется нарядом-допуском с участием трех сотрудников: один выполняет работы внутри, двое осуществляют страховку у

технологических люков. Связь между членами бригады поддерживается непрерывно. При риске газового поражения применяется шланговый респиратор.

8. Осветительное оборудование внутри бака допускается только в низковольтном исполнении (≤ 12 В) с защитными сетками или в виде аккумуляторных устройств. Блок питания переносных светильников размещается вне бака трансформатора [18].

9.2 Экологичность

Эксплуатация электроустановок требует строгого соблюдения актуальных нормативно-правовых документов в сфере экологической безопасности, устанавливающих предельно допустимые значения шумового воздействия, интенсивности электрических и магнитных полей, вибрационных нагрузок, а также стандарты электромагнитной совместимости. На этапе проектирования и эксплуатации электроустановок необходимо внедрение комплексных мер по организации сбора, временному хранению и последующей утилизации технологических отходов, таких как химические вещества, масла, мусор и технические воды [3].

В соответствии с экологическими нормативами и действующим законодательством, категорически запрещается несанкционированный сброс указанных веществ в природные водоемы, дренажные системы, геологические разломы (овраги) и на участки, не оборудованные для их безопасного размещения.

При эксплуатации подстанций особое внимание уделяется рискам загрязнения экосистемы трансформаторным маслом, обусловленных потенциальными механическими повреждениями корпуса трансформаторов. Нарушение целостности оборудования может спровоцировать утечки масляной жидкости, что создаёт экологические риски и повышает вероятность возникновения аварийных ситуаций.

С целью предотвращения распространения пожара и минимизации негативного воздействия на экосистему, на объектах энергосистемы предусматривается установка специализированных инженерных систем —

маслосборников, маслоприёмников и маслоотводов. Данные технические решения обязательны к применению в случае возгорания силовых трансформаторов, содержащих свыше 1 тонны масляного наполнителя, что регламентировано требованиями пожарной безопасности и экологического законодательства.

В данной работе будет рассмотрен вопрос экологичности при эксплуатации силового трансформатора с большим количеством масла. Вопрос о шумовом загрязнении в рамках дипломного проектирования рассматривается не будет в связи с тем, что расстояние от рассматриваемой ПС до ближайшего жилого сооружения составляет более 1 км.

На проектируемой ПС 110 кВ Приамурская будут введены в эксплуатацию два силовых трансформатора марки ТДН 16000/110/10, которые будут установлены на открытом воздухе.

Параметры рассматриваемого трансформатора представлены в таблице 39. Таблица 39 – Характеристики трансформатора.

Марка трансформатора	Масса масла, кг	Общая масса, кг	Габариты трансформатора		
			Высота, мм	Длина, мм	Ширина, мм
ТДН-16000/110	9260	37270	5160	5140	3224

Как видно из таблицы маслоприемник должен содержать до 10 тонн масла, и в соответствии с положением ПУЭ для трансформатора с объёмом масла от 2 до 10 тонн маслоприемник должен выступать за габариты трансформатора не менее чем на 1 м. На снование вышеуказанного норматива примем что маслоприемник для рассматриваемого трансформатора будет выступать на 1 м за его конструкцию [21]. Также согласно [21] в случае если объём масла в трансформаторе не превышает 20 т маслоприемник можно делать без отвода масла.

При проектировании габариты маслоприемника корректируются в соответствии ПУЭ со стороны стены или перегородки, расположенной на расстоянии не менее 2 м от трансформатора, размеры уменьшаются на 0,5 м.

Объем резервуара без системы отвода рассчитывается с учетом двух ключевых факторов:

- необходимости аккумулирования 100% объема масла, содержащегося в трансформаторе;
- накопление 80% объема воды, поступающей при тушении пожара [4].

Расчетный алгоритм базируется на характеристиках орошения поверхности маслоприемника и стенок трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м² на протяжении получаса.

Удаление масло-водяной смеси из резервуара маслоприемника без отвода масла осуществляется с использованием мобильного оборудования. Конструкция маслоприемника должна включать простейшее техническое решение, обеспечивающее контроль отсутствия остатков масла и воды в емкости. Реализация указанных требований обеспечивает соблюдение стандартов промышленной безопасности и упрощение процедур технического обслуживания.

На подстанции 110 кВ Приамурская предусмотрена установка маслоприемник без отвода масла. Конструктивное решение включает монтаж металлического решетчатого настила с последующей отсыпкой фильтрационного слоя из гравия толщиной 0,25 м, что обеспечивает экологическую безопасность объекта.

В соответствии с технической документацией, силовой трансформатор мощностью 16 МВА на напряжение 110 кВ предусмотренный для установки на проектируемую ПС имеет полную массу равную 37,27 т. Из них 9,26 т это масса трансформаторного масла, а его объём находим по формуле:

$$V' = \frac{m}{\rho_m}, \quad (140)$$

где ρ_m - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-1500 – $\rho_m = 885 \text{ кг} / \text{м}^3$ при температуре 20 °С ;

m - масса масла, кг.

$$V' = \frac{9,26}{0,885} = 10,46 \text{ м}^3,$$

Как было сказано ранее, согласно техническим нормам, маслоприемник также должен вмещать 80% воды, поступающей от пожаротушения, со скоростью 0,2 л/с·м² в течении получаса. Определим расход воды за указанный период:

$$Q_B = I_n \cdot t, \quad (141)$$

где I_n - интенсивность пожаротушения, 0,2 л/с·м²;

t - время пожаротушения, 1800 с.

$$Q_B = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 = 0,36 \text{ л/м}^2,$$

Длина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования:

$$L' = L + 2 \cdot \Delta, \quad (142)$$

где Δ – размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла, при массе масла от 2 до 10 т равен 1 м;

L - длина трансформатора.

$$L' = 5,14 + 2 \cdot 1 = 7,14 \text{ м},$$

Ширина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования.

$$B' = B + 2 \cdot \Delta, \quad (143)$$

где B - ширина трансформатора.

$$B' = 3,224 + 2 \cdot 1 = 5,224 \text{ м},$$

Площадь маслоприемника:

$$S = L' \cdot B', \quad (144)$$

$$S = 7,14 \cdot 5,224 = 37,3 \text{ м}^2;$$

Зная габариты рассматриваемого силового трансформатора, найдем площадь его боковых стенок, на которые поступает вода в случае возникновения возгорания:

$$S' = 2[(H \cdot B) + (H \cdot L)], \quad (145)$$

$$S' = 2[(5,16 \cdot 3,224) + (5,16 \cdot 5,140)] = 86,31 \text{ м}^2,$$

Зная площадь, на которую поступает вода в случае тушения пожара, а также ее количество, найдем необходимый объем воды:

$$V'' = Q_B \cdot (S + S'), \quad (146)$$

$$V'' = 0,36 \cdot (37,3 + 86,31) = 44,5 \text{ м}^3,$$

По полученным расчётным объемам воды и масла, найдем необходимый полный объём маслоприемника:

$$V = V' + 0,8 \cdot V'' , \quad (147)$$

$$V = 10,46 + 0,8 \cdot 44,5 = 46,1 \text{ м}^3$$

Для проектируемого трансформатора был выбран заглубленный маслоприемник прямоугольной конфигурации с расчетным объемом 47 м^3 . В соответствии с техническими требованиями, на верхнюю плоскость резервуара монтируется решетчатая металлоконструкция, поверх которой формируется защитный слой гравием или щебнем толщиной слоя $0,25 \text{ м}$.

Глубину маслоприемника:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 + h_2 , \quad (148)$$

$$h = \frac{46,1}{37,3} + 0,25 + 0,05 = 1,53 \text{ м},$$

где h_1 - толщина гравийной засыпки, равна $0,25 \text{ м}$;

h_2 - воздушный промежуток между решеткой и маслом.

Эскиз маслоприемника представлен на рисунке 15.

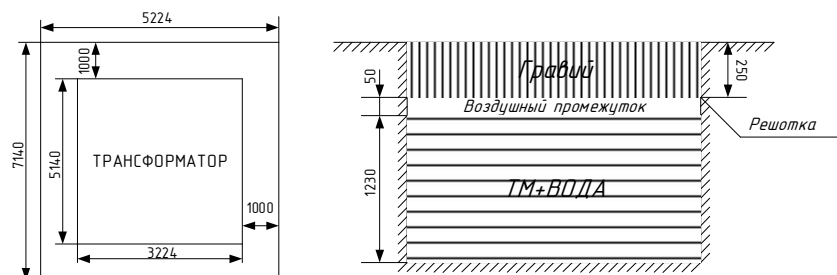


Рисунок 15 – Эскиз маслоприемника

9.3 Чрезвычайные ситуации

ЧС представляет собой дестабилизирующее событие, возникающее на локализованной территории вследствие воздействия разрушительных факторов природного, техногенного или антропогенного характера. К критическим последствиям таких явлений относятся угрозы жизнедеятельности населения или негативные последствия для окружающей среде. Также в качестве ущерба можно рассматривать материальные потери, которые несет человек, предприятия или государство в случае возникновения ЧС и ущерб, связанный с ухудшением условий жизнедеятельности людей [3].

В качестве ЧС на подстанциях можно рассматривать:

1. Техногенные аварии:

- Короткое замыкание, взрыв трансформатора;
- Пожар из-за перегрузки оборудования;
- Разрушение конструкций (опор, изоляторов).

2. Природные воздействия:

- Удар молнии в оборудование;
- Наводнение, ураган, обледенение проводов.

3. Человеческий фактор:

- Ошибки персонала при обслуживании;
- Диверсии или террористические акты.

Последствия ЧС на подстанции:

- Массовые отключения электроэнергии у потребителей;
- Риск поражения током, пожаров, химического загрязнения;
- Нарушение работы инфраструктуры (больниц, транспорта, предприятий).

В рамках данной работы в качестве чрезвычайной ситуации будет рассмотрен пожар. Пожарная безопасность является важным фактором, который следует учитывать на всех стадиях функционирования ПС, начиная от разработки заканчивая выводом из эксплуатации.

Пожарная безопасность на ПС требует комплексного подхода, сочетающего технические решения, соблюдение нормативных требований и организационные меры, направленные на минимизацию рисков и защиту персонала [33].

Основными источниками возгорания на ПС выступают электрооборудование и горючие материалы. Трансформаторы с масляным охлаждением, утечки масла из которых способны спровоцировать быстрое распространение огня, КЗ в РУ, перегрузки КЛ и искрение в коммутационной аппаратуре создают повышенные риски. Усугубляют ситуацию высокое напряжение, способствующее образованию электрической дуги, а также автономный режим работы подстанций, что ограничивает оперативный контроль в нерабочее время.

Для минимизации угроз ключевое значение имеет соблюдение нормативно-правовой базы. В РФ требования к пожарной безопасности электроустановок регламентируются ФЗ №123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», а также профильными стандартами, такими как СП 155.13130.2014 (хранение трансформаторного масла) и ПУЭ. Эти документы устанавливают нормы по зонированию территорий, использованию огнестойких материалов, заземлению оборудования и организации систем защиты.

Технические меры пожарной безопасности включают как конструктивные решения, так и современные системы автоматики. Например, зонирование подстанции на противопожарные отсеки с огнестойкими перегородками позволяет локализовать возгорание, а установка маслоприёмных устройств под трансформаторами предотвращает растекание масла. Автоматические установки пожаротушения, такие как газовые или порошковые системы, оперативно реагируют на возгорание, минимизируя ущерб. Дополняют их аспирационные дымовые извещатели и тепловые датчики, передающие сигнал на пульт управления и в службы МЧС.

Первичные средства пожаротушения, такие как углекислотные огнетушители, ящики с песком и асбестовые полотна, обеспечивают возможность быстрого подавления небольших очагов до прибытия профессиональных бригад.

Однако даже самые совершенные технические системы неэффективны без грамотной организации работы персонала. Обучение сотрудников правилам пожарной безопасности, проведение регулярных инструктажей и тренировок по эвакуации – обязательные элементы защиты. Персонал должен знать алгоритмы действий при срабатывании сигнализации, уметь пользоваться средствами тушения и оказывать первую помощь. Особое внимание уделяется разработке планов ликвидации аварий, которые предусматривают не только тушение пожара, но и безопасную эвакуацию людей, отключение напряжения и взаимодействие с экстренными службами.

Защита персонала также включает обеспечение индивидуальными средствами (огнестойкая спецодежда, противогазы), организацию эвакуационных путей с четкой маркировкой и поддержание их в свободном состоянии. На подстанциях с повышенным уровнем риска, например, с масляными трансформаторами, рекомендуется внедрение дистанционных систем управления, сокращающих присутствие людей в опасных зонах.

Примером эффективной модернизации может служить замена кабелей с горючей изоляцией на негорючие, установка газового пожаротушения в трансформаторных помещениях и интеграция современных систем мониторинга. Такие меры не только снижают вероятность пожара на 30-40%, но и уменьшают страховые расходы, а главное – сохраняют жизни сотрудников.

Таким образом, обеспечение пожарной безопасности на подстанциях – это непрерывный процесс, требующий сочетания инженерных решений, строгого соблюдения нормативов и постоянной подготовки персонала. Только комплексный подход позволяет предотвратить аварии, защитить критическую инфраструктуру и обеспечить безопасные условия труда для работников энергетической отрасли.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе выполнена реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» в связи с подключением подстанции Приамурская

В ходе выполнения ВКР решены следующие задачи:

- приведен анализ существующей электрической сети в районе проектирования;
- разработаны конкурентоспособные варианты конфигурации сети, для подключения ПС 110 кВ Приамурская;
- рассчитаны режимы после подключения ПС 110 кВ Приамурская;
- произведено технико-экономическое сравнение выбранных вариантов реконструкции сети при подключении подстанции 110 кВ Приамурская;
- выбрано необходимое оборудование на ПС 110 кВ Приамурская;
- разработаны системы молниезащиты и заземления;
- выбрана РЗА и рассчитаны уставки;
- рассмотрен вопрос безопасности и экологичности проекта.

В итоге был выбран вариант реконструкции сети, в рамках которого ПС 110 кВ Приамурская подключается к существующей ВЛ 110 кВ Волково-Ивановка с образованием двух новых линий ВЛ 110 кВ Волково-Приамурская и ВЛ 110 кВ Ивановка-Приамурская. Выбор был произведен на основе технико-экономических показателей.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ананичева С.С. Проектирование электрических сетей: учеб. пособие / С.С. Ананичева, Е.Н. Котова. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2017. – 164 с (дата обращения 20.04.2025).
2. Благовещенская ТЭЦ. [Электронный ресурс]. – URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Благовещенская_ТЭЦ (дата обращения 10.04.2025).
3. Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 627 с.
4. Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: учебное пособие / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2020. – 89 с.
5. ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». – Введ. 2014-07-01. – М.: Стандартинформ, 2014. – 51 с.
6. Казакул А.А. Специальный курс электрических сетей: Методические указания по решению практических задач / сост.: А.А. Казакул. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2022. – 127 с.
7. Козлов А.Н. Графическая часть курсовых проектов и выпускных квалификационных работ: Учебно-методическое пособие. Часть 2 / сост. А.Н. Козлов, В.А. Козлов. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2017. – 168 с.
8. Козлов А.Н. Релейная защита и автоматика электрических систем: учебное пособие / сост. А.Н. Козлов, В.А. Козлов, Ю.П. Мясоедов. – 4-е изд., испр. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2017. – 160 с.
9. Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-Т»: руководство по эксплуатации: БПВА.656122.038 РЭ / ООО НПФ «Радиус». – Томск: [б. и.], 2015. – 104 с.
10. Мясоедов Ю.В. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие / сост.: Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013.

11. Обосновывающие материалы: «схема и программа развития электроэнергетической системы амурской области на 2025 – 2030 годы».

12. Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.rastrwin.ru/> (дата обращения 10.04.2025).

13. Официальный сайт системного оператора единой энергетической системы [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.so-ups.ru/future-planning/tech-data/> (дата обращения 05.04.2025).

14. Официальный сайт «Самапа Электрощит» [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.electroshield.ru/> (дата обращения: 11.05.2025).

15. Приказ Минэнерго России от 29.11.2024 № 2328 от «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2025 – 2030 годы» [Электронный ресурс] – URL: [Prikaz-ME-ot-29.11.2024-_2328-ob-utverzhdanii-SiPR-EES-na-2025_2030-PUBLIKATSIYA.pdf](#) (дата обращения 07.05.2025).

16. Приказ Минэнерго России от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии" [Электронный ресурс] – URL: <https://base.garant.ru/71146780/?ysclid=mas7vdor3p725935242> (дата обращения 30.04.2025).

17. Письмо Минстроя России от 19.02.2025 № 8980-ИФ/09 «О рекомендуемой величине индексов изменения сметной стоимости строительства на I квартал 2025 года , в том числе величине индексов изменения сметной стоимости линейных объектов капитального строительства - воздушных линий электропередачи, индексов изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, индексов изменения сметной стоимости оборудования» [Электронный ресурс] – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_498979/ (дата обращения 10.04.2025).

18. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н (ред. от 29.04.2022) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок"

[Электронный ресурс]. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_372952/ (дата обращения 07.05.2025).

19. Приказ Минэнерго России от 06.12.2022 N 1286 (ред. от 12.07.2024) "Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. N 1195" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2022 N 71920)

[Электронный ресурс]. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения 23.04.2025).

20. Приказ Минэнерго России от 08.02.2019 N 81 (ред. от 03.08.2023) "Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. N 229" (Зарегистрировано в Минюсте России 28.03.2019 N 54199) [Электронный ресурс]. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения 11.04.2025).

21. Правила устройства электроустановок / Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003.

22. Райчихинская ГРЭС. [Электронный ресурс]. – URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Райчихинская_ГРЭС (дата обращения 10.04.2025).

23. РД 153-34.0-03.301-00 «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – Введ. 01.06.2000 г.

24. Ротачева А.Г. Современные средства релейной защиты и автоматики. Методические указания по курсовому проектированию / сост.: Ротачева А.Г., Козлов А.Н., Подгурская И.Г. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2015. – 98 с.

25. Ротачева А.Г. Специальный курс электрических станций. Методические указания по курсовому проектированию / сост.: Ротачева А.Г. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014.
26. Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Методические указания к практическим занятиям / сост.: Савина Н.В., Проценко П.П. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2015. – 106 с.
27. Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Перенапряжения и защита от них: учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2015. – 191 с.
28. Савина Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть первая: учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 177 с.
29. Савина Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть вторая: учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: АмГУ, 2022. – 248 с.
30. Сайт Акционерного общества «Уралэлектротяжмаш» [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.uetm.ru/> (дата обращения: 11.05.2025).
31. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 – Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.
32. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
33. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 25.12.2023) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" [Электронный ресурс]. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_78699/ (дата обращения 07.05.2025).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Результаты расчета режимов для исходной сети

Таблица А.1 – Параметры узлов для расчета исходного режима

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	U зад
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	1	Благовещенская ТЭЦ	110	36,3	9,6			
Ген	2	ТГ 1	6	17,1	14,1	62	15,9	6,5
Ген	3	ТГ 2	10	18,1	16	103,3	22,1	10,5
Ген	4	ТГ 3	10	11,2	9,2	110,8	16	10,5
Ген	5	ТГ 4	10	8,9	7,2	110,1	34,6	10,6
Нагр	8	Отпайка Кооперативная	110	6,5	1,5			
Нагр	10	Отпайка Чигири 1	110					
Нагр	11	Отпайка Чигири 2	110					
Нагр	12	Чигири 1	110	12,6	1,7			
Нагр	13	Благовещенская СН	110	92,8	13,3			
Нагр	14	Благовещенская ВН	220	57,3	-8,7			
Нагр	15	Отпайка Новая 1	110					
Нагр	16	Отпайка Новая 2	110					
Нагр	17	Новая 1	110	8,4	2,5			
Нагр	18	Отпайка Сетевая 1	110					
Нагр	19	Отпайка Сетевая 2	110					
Нагр	20	Сетевая 1	110	15,5	2,6			
Нагр	21	Центральная	110	43,5	17,8			
Нагр	22	Отпайка Северная 1	110					
Нагр	23	Отпайка Северная 2	110					
Нагр	24	Северная 1	110	11,8	1,6			
Нагр	25	Отпайка Керпичная	110	6,4	0,9			
Нагр	27	Отпайка Владимировка	110	6,3	1			
Нагр	29	Волково	110	14,5	2,4			
Нагр	30	Ивановка	110	10	3,9			
Нагр	31	Полевая	110	1,7	0,39			
Нагр	32	Отпайка Анновка	110	0,2	0,08			
Нагр	33	Озерная	110	1,8	0,6			
Нагр	34	Хвойная	110					
Нагр	35	Хвойная	220					
Нагр	36	Тамбовка	110	25	3,9			
Нагр	37	Михайловка	110	10,4	1,3			
Нагр	38	Райчихинская ГРЭС	110	29,2	21,6			
Нагр	39	Райчихинская ГРЭС	220	90,6	-2,6			
Ген	40	ТГ 6	6	2,4	1	50,9	14,9	6,3
Ген	41	ТГ 7	6	3,4	2,7	32,9	16,2	6,3
Нагр	42	Ср,т,6	110					
Нагр	43	Ср,т, 7	110					
Нагр	44	Ср,т авт	220					
Нагр	46	Чигири 2	110	8,3	1,9			
Нагр	47	Новая 2	110	8,1	1,6			
Нагр	48	Сетевая 2	110	32,8	4,6			
Нагр	49	Северная 2	110	7	2,5			
Нагр	50	Ст бл1	220					
Нагр	51	Ст бл2	220					
Нагр	52	Ст хв 1	220					
Нагр	53	Ст хв 2	220					
Нагр	55	Сн	35	25,5	5,9			
Нагр	56	Сн	35	5	5,6			
Нагр	57	Хв нн 1	35	7,8	5			

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	58	Хв нн 2	35	6	5,3			
База	59	Амурская	220	117,4	-19	330,3	-0,7	238,1
База	60	Завитая	220	52,7	8,7	180,9	18,6	236,8
Нагр	61	белогорск-тяга	220	21,3	21,6			
Нагр	62	Короли-тяг	220	11,6	13,4			
Нагр	63	Отпайка хвойная 1	220	0	0			
Нагр	64	Отпайка хвойная 2	220	0	0			
Нагр	65	НПС-26	220	9,4	0,4			
Нагр	66	Отпайка Белогорск 1	220	37,6	8,4			
Нагр	67	Отпайка Белогорск 2	220	80,9	23			

Таблица А.2 – Параметры ветвей для расчета исходного режима

Тип	N н	N к	Название	R	X	B	Кт	P н	Q н
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	1	8	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	0,1	0,43	-2,64		-62,55	-0,52
ЛЭП	8	10	Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	0,37	1,63	-10,03		-56,1	1,03
ЛЭП	10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	0,05	0,12	-0,83		-8,29	-1,89
ЛЭП	10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	0,43	1,87	-11,54		-47,77	3,07
ЛЭП	1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	0,47	2,06	-12,67		-58,88	0,88
ЛЭП	11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	0,05	0,12	-0,83		-12,59	-1,69
ЛЭП	11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	0,43	1,87	-11,54		-46,23	2,82
ЛЭП	1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	0,17	0,73	-4,49		-87,85	-5,74
ЛЭП	15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	0,43	0,1	-2,64		-8,4	-2,46
ЛЭП	15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	0,53	1,35	-9,08		-79,57	-2,9
ЛЭП	18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	0,49	0,86	-5,32		-32,82	-4,6
ЛЭП	18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	0,16	0,41	-2,75		-46,53	2,12
ЛЭП	1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	0,17	0,73	-4,49		-84,78	-4,58
ЛЭП	16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	0,43	0,1	-2,64		-8,1	-1,56
ЛЭП	16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	0,53	1,35	-9,08		-76,81	-2,67
ЛЭП	19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	0,49	0,86	-5,32		-15,5	-2,54
ЛЭП	19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	0,16	0,41	-2,75		-61,1	0,25
ЛЭП	21	22	Центральная - Отпайка Северная 1	1,12	0,31	-6,76		-5,88	17,24
ЛЭП	21	23	Центральная - Отпайка Северная 2	1,24	0,35	-7,54		-5,05	9,41
ЛЭП	22	25	Отпайка Северная 1 - Отпайка Керпичная	0,42	1,07	-7,15		5,95	18,52
ЛЭП	25	13	Отпайка Керпичная - Благовещенская СН	0,16	0,41	-2,75		12,38	19,33
ЛЭП	23	13	Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	1,07	2,75	-18,43		1,97	11,7
ЛЭП	21	27	Центральная - Отпайка Владимировка	0,99	2,55	-17,08		-52,88	-6,39
ЛЭП	27	29	Отпайка Владимировка - Волково	2,19	5,62	-37,68		-46,36	-5,14
ЛЭП	29	30	Волково - Ивановка	5,54	9,76	-60,38		-11,49	-2,84
ЛЭП	30	31	Ивановка - Полевая	8,05	14,19	-87,78		-1,43	0,31
ЛЭП	31	32	Полевая - Отпайка Анновка	5,32	9,37	-57,99		0,28	-0,51
ЛЭП	32	33	Отпайка Анновка - Озерная	5,51	9,72	-60,12		0,49	-1,23
ЛЭП	33	34	Озерная - Хвойная	8,95	15,78	-97,62		2,29	-1,45
ЛЭП	29	36	Волково - Тамбовка	6,59	11,61	-71,82		-20,01	0,42
ЛЭП	36	37	Тамбовка - Михайловка	10,49	26,3	-175,73		5,17	3,67
ЛЭП	37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	14,71	30,28	-194,58		15,59	2,6
Выкл	12	46	Чигири 1 - Чигири 2						
Выкл	17	47	Новая 1 - Новая 2						
Выкл	20	48	Сетевая 1 - Сетевая 2						
Выкл	24	49	Северная 1 - Северная 2						
ЛЭП	22	24	Отпайка Северная 1 - Северная 1	1,84	0,52	-11,18		-11,82	-1,45
ЛЭП	23	49	Отпайка Северная 2 - Северная 2	0,43	0,12	-2,6		-7	-2,46
Тр-р	14	50	Благовещенская ВН - Ст бл1	0,49	48,67		1	-6,88	-25,59
Тр-р	14	51	Благовещенская ВН - Ст бл2	0,49	48,67		1	-6,88	-25,59
Тр-р	1	2	Благовещенская ТЭЦ - ТГ 1	0,66	17,97		0,05	44,81	-0,64
Тр-р	1	3	Благовещенская ТЭЦ - ТГ 2	0,37	12,29		0,08	85,01	-0,02
Тр-р	1	4	Благовещенская ТЭЦ - ТГ 3	0,37	12,29		0,08	99,34	-1,58

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	1	5	Благовещенская ТЭЦ - ТГ 4	0,2	7,68		0,08	101,05	21,78
Тр-р	50	13	Ст бл1 - Благовещенская СН	0,49	-2,06		0,53	-6,88	-25,04
Тр-р	51	13	Ст бл2 - Благовещенская СН	0,49	-2,06		0,53	-6,88	-25,04
Тр-р	38	42	Райчихинская ГРЭС - Ср,т,6	0,51	23,52		1	22,92	4,59
Тр-р	42	55	Ср,т,6 - Сн	0,51	-0,12		0,3	-25,53	-5,9
Тр-р	42	40	Ср,т,6 - ТГ 6	0,51	15,15		0,05	48,41	11,36
Тр-р	38	43	Райчихинская ГРЭС - Ср,т, 7	0,51	23,52		1	24,49	5,76
Тр-р	43	56	Ср,т, 7 - Сн	0,51	-0,12		0,3	-5	-5,6
Тр-р	43	41	Ср,т, 7 - ТГ 7	0,51	15,15		0,05	29,46	12,37
Тр-р	39	44	Райчихинская ГРЭС - Ср,т авт	0,52	59,16		1	2,22	-11,55
Тр-р	44	38	Ср,т авт - Райчихинская ГРЭС	0,52	-12,77		0,52	2,28	-11,49
Тр-р	52	34	Ст хв 1 - Хвойная	6,14	6,18		0,51	-0,28	-1,85
Тр-р	53	34	Ст хв 2 - Хвойная	7,34	28,77		0,5	-2,03	4,61
Выкл	57	58	Хв нн 1 - Хв нн 2						
Тр-р	35	52	Хвойная - Ст хв 1	4,72	187,99	1,04	1	-8,13	-7,98
Тр-р	52	57	Ст хв 1 - Хв нн 1	0,36	358,69	0	0,16	-7,8	-5,64
Тр-р	35	53	Хвойная - Ст хв 2	5,65	177,31	1,72	1	-8,07	-1,44
Тр-р	53	58	Ст хв 2 - Хв нн 2	0,43	351,28	0	0,16	-6	-5,74
ЛЭП	14	59	Благовещенская ВН - Амурская	13	55,86	-343,7		35,15	20,02
ЛЭП	14	59	Благовещенская ВН - Амурская	9,73	54,47	-350,19		35,88	22,47
ЛЭП	63	35	Отпайка хвойная 1 - Хвойная	0,07	0,24	-1,57		-16,2	-9,33
ЛЭП	64	35	Отпайка хвойная 2 - Хвойная	0,1	0,38	-2,44		0	0
ЛЭП	60	39	Завитая - Райчихинская ГРЭС	4,36	19,09	-117,48		-44,47	1,34
ЛЭП	60	39	Завитая - Райчихинская ГРЭС	4,44	19,09	-118,01		-44,44	1,53
ЛЭП	59	65	Амурская - НПС-26	6,16	22,34	-143,81		-52,63	5,52
ЛЭП	65	66	НПС-26 - Отпайка Белогорск 1	2,01	8,65	-53,09		-42,75	-1,1
ЛЭП	66	62	Отпайка Белогорск 1 - Короли-тяг	6,89	29,61	-181,82		-5,03	4,61
ЛЭП	62	64	Короли-тяг - Отпайка хвойная 2	1,21	5,28	-32,47		6,76	7,86
ЛЭП	64	60	Отпайка хвойная 2 - Завитая	3,86	16,9	-104,02		6,8	6,06
ЛЭП	59	67	Амурская - Отпайка Белогорск 2	8,4	30,45	-196		-88,06	-17,04
ЛЭП	67	61	Отпайка Белогорск 2 - белогорск-тяги	0,88	3,84	-23,65		-5,71	-0,46
ЛЭП	61	63	белогорск-тяги - Отпайка хвойная 1	6,83	29,9	-184,01		15,61	19,87
ЛЭП	63	60	Отпайка хвойная 1 - Завитая	4,87	21,32	-131,21		32,07	19,35

Таблица А.3 – Напряжения в узлах сети при нормальном режиме для исходной схемы

Номер узла	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
1	Благовещенская ТЭЦ	110	120,4	9,5
2	ТГ 1	6	6,5	8,3
3	ТГ 2	10	10,5	5
4	ТГ 3	10	10,5	5
5	ТГ 4	10	10,6	6
8	Отпайка Кооперативная	110	120,4	9,4
10	Отпайка Чигири 1	110	120,2	9,3
11	Отпайка Чигири 2	110	120,2	9,3
12	Чигири 1	110	120,2	9,3
13	Благовещенская СН	110	120,1	9,2
14	Благовещенская ВН	220	233,4	6,1
15	Отпайка Новая 1	110	120,3	9,3
16	Отпайка Новая 2	110	120,3	9,3
17	Новая 1	110	120,2	9,3
18	Отпайка Сетевая 1	110	119,9	9
19	Отпайка Сетевая 2	110	119,9	9
20	Сетевая 1	110	119,8	8,9

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5
21	Центральная	110	119,8	8,9
22	Отпайка Северная 1	110	119,8	8,9
23	Отпайка Северная 2	110	119,8	8,9
24	Северная 1	110	119,6	8,8
25	Отпайка Керпичная	110	120	9,1
27	Отпайка Владимировка	110	119,3	8,4
29	Волково	110	118,2	7,4
30	Ивановка	110	117,4	6,7
31	Полевая	110	117,2	6,6
32	Отпайка Анновка	110	117,2	6,5
33	Озерная	110	117,1	6,4
34	Хвойная	110	117	6,3
35	Хвойная	220	234,6	6,7
36	Тамбовка	110	117,1	6,4
37	Михайловка	110	118,1	7,4
38	Райчихинская ГРЭС	110	120,4	9,5
39	Райчихинская ГРЭС	220	235,8	7,2
40	ТГ 6	6	6,3	4,8
41	ТГ 7	6	6,3	5
42	Ср,т,6	110	120,4	9,5
43	Ср,т, 7	110	120,7	9,7
44	Ср,т авт	220	232,9	5,9
46	Чигири 2	110	120,2	9,3
47	Новая 2	110	120,3	9,3
48	Сетевая 2	110	119,7	8,8
49	Северная 2	110	119,8	8,9
50	Ст бл1	220	228,1	3,7
51	Ст бл2	220	228,1	3,7
52	Ст хв 1	220	228,2	3,7
53	Ст хв 2	220	233,5	6,1
55	Сн	35	36,1	3,2
56	Сн	35	36,2	3,5
57	Хв нн 1	35	35,8	2,4
58	Хв нн 2	35	35,8	2,2

Таблица А.4 – Токовая нагрузка в нормальном режиме для исходной сети при температуре +25 °С

№	№	Ветвь	Ток протекающий по ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая нагрузка %
1	2	3	4	5	6
1	8	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	300	710	42,2
8	10	Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	269	710	37,9
10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	41	510	8
10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	230	710	32,4
1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	282	710	39,8
11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	61	510	12
11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	222	710	31,3
1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	422	710	59,4
15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	42	510	8,3
15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	382	510	75
18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	160	390	40,9
18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	224	510	44
1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	407	710	57,3
16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	40	510	7,8
16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	369	510	72,3
19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	76	390	19,4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5
19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	294	510
21	22	Центральная - Отпайка Северная 1	88	610
21	23	Центральная - Отпайка Северная 2	51	610
22	25	Отпайка Северная 1 - Отпайка Кирпичная	94	510
25	13	Отпайка Кирпичная - Благовещенская СН	110	510
23	13	Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	57	510
21	27	Центральная - Отпайка Владимировка	257	510
27	29	Отпайка Владимировка - Волково	226	510
29	30	Волково - Ивановка	58	390
30	31	Ивановка - Полевая	7	390
31	32	Полевая - Отпайка Анновка	3	390
32	33	Отпайка Анновка - Озерная	7	390
33	34	Озерная - Хвойная	13	390
29	36	Волково - Тамбовка	98	390
36	37	Тамбовка - Михайловка	31	390
37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	77	390
22	24	Отпайка Северная 1 - Северная 1	57	510
23	49	Отпайка Северная 2 - Северная 2	36	510

Таблица А.5 – Токовая загрузка в нормальном режиме для исходной сети при температуре -5 °С

№	№	Ветвь	Ток протекающий по ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка %
1	2	3	4	5	6
1	8	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	300	915,9	32,7
8	10	Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	269	915,9	29,4
10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	41	657,9	6,2
10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	230	915,9	25,1
1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	282	915,9	30,8
11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	61	657,9	9,3
11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	222	915,9	24,3
1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	407	710	57,3
16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	40	510	7,8
16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	369	510	72,3
19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	76	390	19,4
19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	294	510	57,7
21	22	Центральная - Отпайка Северная 1	88	610	14,4
21	23	Центральная - Отпайка Северная 2	51	610	8,4
16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	369	657,9	56,1
19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	76	503,1	15
19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	294	657,9	44,7
21	22	Центральная - Отпайка Северная 1	88	786,9	11,2
21	23	Центральная - Отпайка Северная 2	51	786,9	6,5
22	25	Отпайка Северная 1 - Отпайка Кирпичная	94	657,9	14,2
25	13	Отпайка Кирпичная - Благовещенская СН	110	657,9	16,8
23	13	Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	57	657,9	8,7
21	27	Центральная - Отпайка Владимировка	257	657,9	39
27	29	Отпайка Владимировка - Волково	226	657,9	34,4
29	30	Волково - Ивановка	58	503,1	11,7
30	31	Ивановка - Полевая	7	503,1	1,6
31	32	Полевая - Отпайка Анновка	3	503,1	1,3
32	33	Отпайка Анновка - Озерная	7	503,1	2,1
33	34	Озерная - Хвойная	13	503,1	3,5
29	36	Волково - Тамбовка	98	503,1	19,4
36	37	Тамбовка - Михайловка	31	503,1	6,2
37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	77	503,1	15,4
22	24	Отпайка Северная 1 - Северная 1	57	657,9	8,7
23	49	Отпайка Северная 2 - Северная 2	36	657,9	5,4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

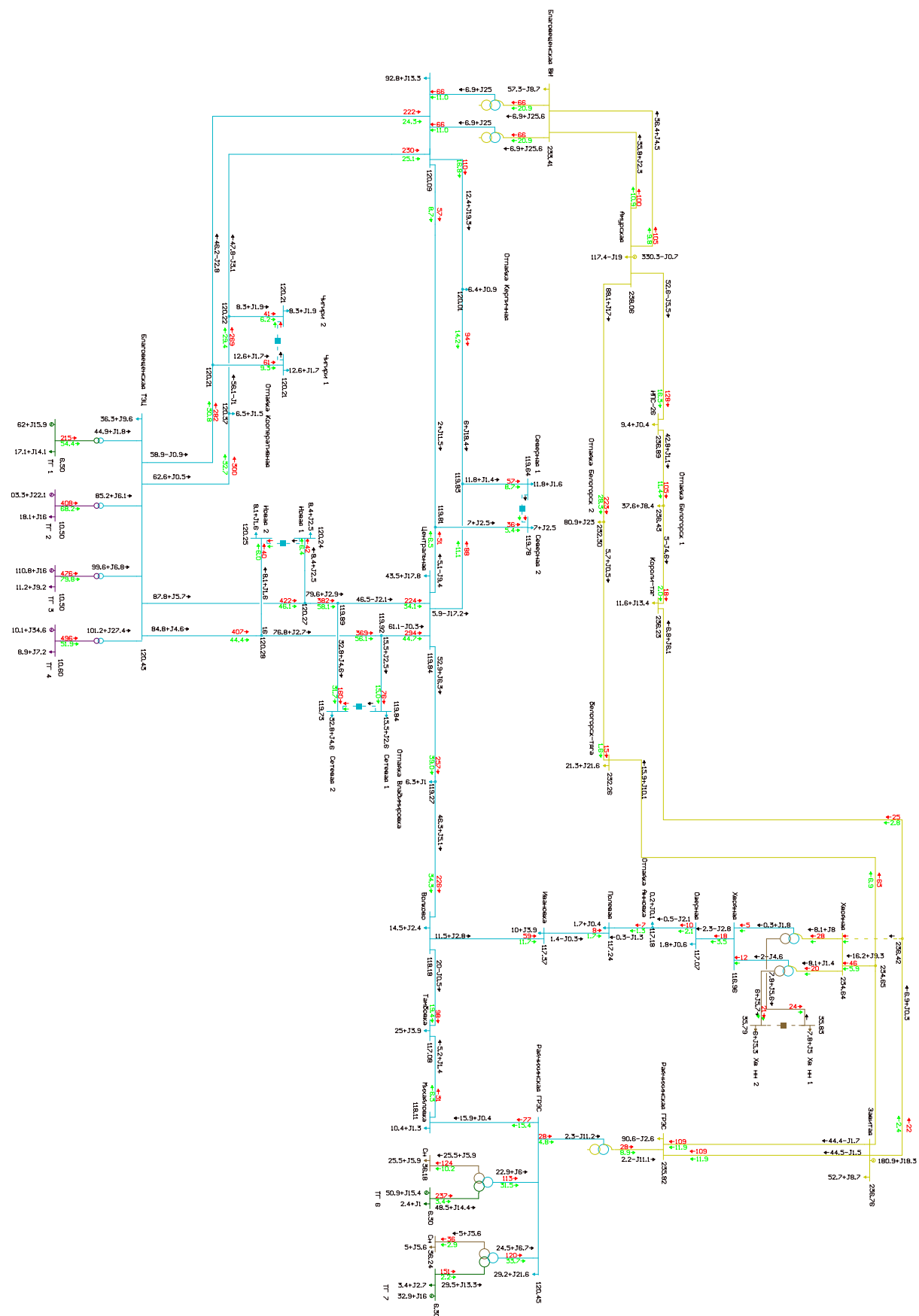


Рисунок А.1 – Схема потокораспределения в нормальном режиме для исходной
схемы

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Таблица А.6 – Напряжения в узлах сети в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 110 кВ Благовещенска ТЭЦ – Центральная для исходного варианта сети

Номер узла	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
1	Благовещенская ТЭЦ	110	120,4	9,5
2	ТГ 1	6	6,5	8,3
3	ТГ 2	10	10,5	5
4	ТГ 3	10	10,5	5
5	ТГ 4	10	10,6	6
8	Отпайка Кооперативная	110	120,3	9,4
10	Отпайка Чигири 1	110	120,1	9,2
11	Отпайка Чигири 2	110	120,1	9,2
12	Чигири 1	110	120,1	9,2
13	Благовещенская СН	110	120	9,1
14	Благовещенская ВН	220	233,3	6
15	Отпайка Новая 1	110	0	0
16	Отпайка Новая 2	110	120,2	9,2
17	Новая 1	110	120,1	9,2
18	Отпайка Сетевая 1	110	0	0
19	Отпайка Сетевая 2	110	119,5	8,7
20	Сетевая 1	110	119,3	8,5
21	Центральная	110	119,5	8,6
22	Отпайка Северная 1	110	119,6	8,8
23	Отпайка Северная 2	110	119,6	8,7
24	Северная 1	110	119,4	8,6
25	Отпайка Кирпичная	110	119,9	9
27	Отпайка Владимировка	110	118,9	8,1
29	Волково	110	117,9	7,1
30	Ивановка	110	117,1	6,4
31	Полевая	110	117	6,4
32	Отпайка Анновка	110	117	6,4
33	Озерная	110	116,9	6,3
34	Хвойная	110	116,9	6,2
35	Хвойная	220	234,6	6,6
36	Тамбовка	110	116,8	6,2
37	Михайловка	110	117,9	7,2
38	Райчихинская ГРЭС	110	120,4	9,4
39	Райчихинская ГРЭС	220	235,8	7,2
40	ТГ 6	6	6,3	4,8
41	ТГ 7	6	6,3	5
42	Ср,т,6	110	120,4	9,5
43	Ср,т, 7	110	120,7	9,7
44	Ср,т авт	220	232,9	5,8
46	Чигири 2	110	120,1	9,2
47	Новая 2	110	120,1	9,2
48	Сетевая 2	110	119,3	8,5
49	Северная 2	110	119,5	8,7
50	Ст бл1	220	227,8	3,6
51	Ст бл2	220	227,8	3,6
52	Ст хв 1	220	228,1	3,7
53	Ст хв 2	220	233,4	6,1
55	СН	35	36,1	3,2
56	СН	35	36,2	3,5
57	Хв нн 1	35	35,8	2,3
58	Хв нн 2	35	35,8	2,2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Таблица А.7 – Токовая нагрузка в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная для исходной сети при температуре - 5 °С

N н	N к	Ветвь	Ток протекающий по ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая нагрузка %
1	2	3	4	5	6
1	8	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	380	915,9	41,5
8	10	Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	349,6	915,9	38,2
10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	40,9	657,9	6,2
10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	310,6	915,9	33,9
1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	362,7	915,9	39,6
11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	61,1	657,9	9,3
11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	303,1	915,9	33,1
1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	0	915,9	0
15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	0	657,9	0
15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	0	657,9	0
18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	0	503,1	0
18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	0	657,9	0
1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	669,5	915,9	73,1
16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	81,1	657,9	12,3
16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	590,9	657,9	89,8
19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	237	503,1	47,1
19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	356,2	657,9	54,1
21	22	Центральная - Отпайка Северная 1	102,5	786,9	13
21	23	Центральная - Отпайка Северная 2	60,9	786,9	7,7
22	25	Отпайка Северная 1 - Отпайка Кирпичная	150,3	657,9	22,8
25	13	Отпайка Кирпичная - Благовещенская СН	178,8	657,9	27,2
23	13	Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	92,7	657,9	14,1
21	27	Центральная - Отпайка Владимировка	252,9	657,9	38,5
27	29	Отпайка Владимировка - Волково	221,9	657,9	33,8
29	30	Волково - Ивановка	55,7	503,1	11,3
30	31	Ивановка - Полевая	5,7	503,1	1,2
31	32	Полевая - Отпайка Анновка	3,6	503,1	1,2
32	33	Отпайка Анновка - Озерная	6,5	503,1	2
33	34	Озерная - Хвойная	14,6	503,1	3,6
29	36	Волково - Тамбовка	95,9	503,1	19,1
36	37	Тамбовка - Михайловка	33,9	503,1	6,7
37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	79,8	503,1	15,9
22	24	Отпайка Северная 1 - Северная 1	57,5	657,9	8,7
23	49	Отпайка Северная 2 - Северная 2	35,8	657,9	5,5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

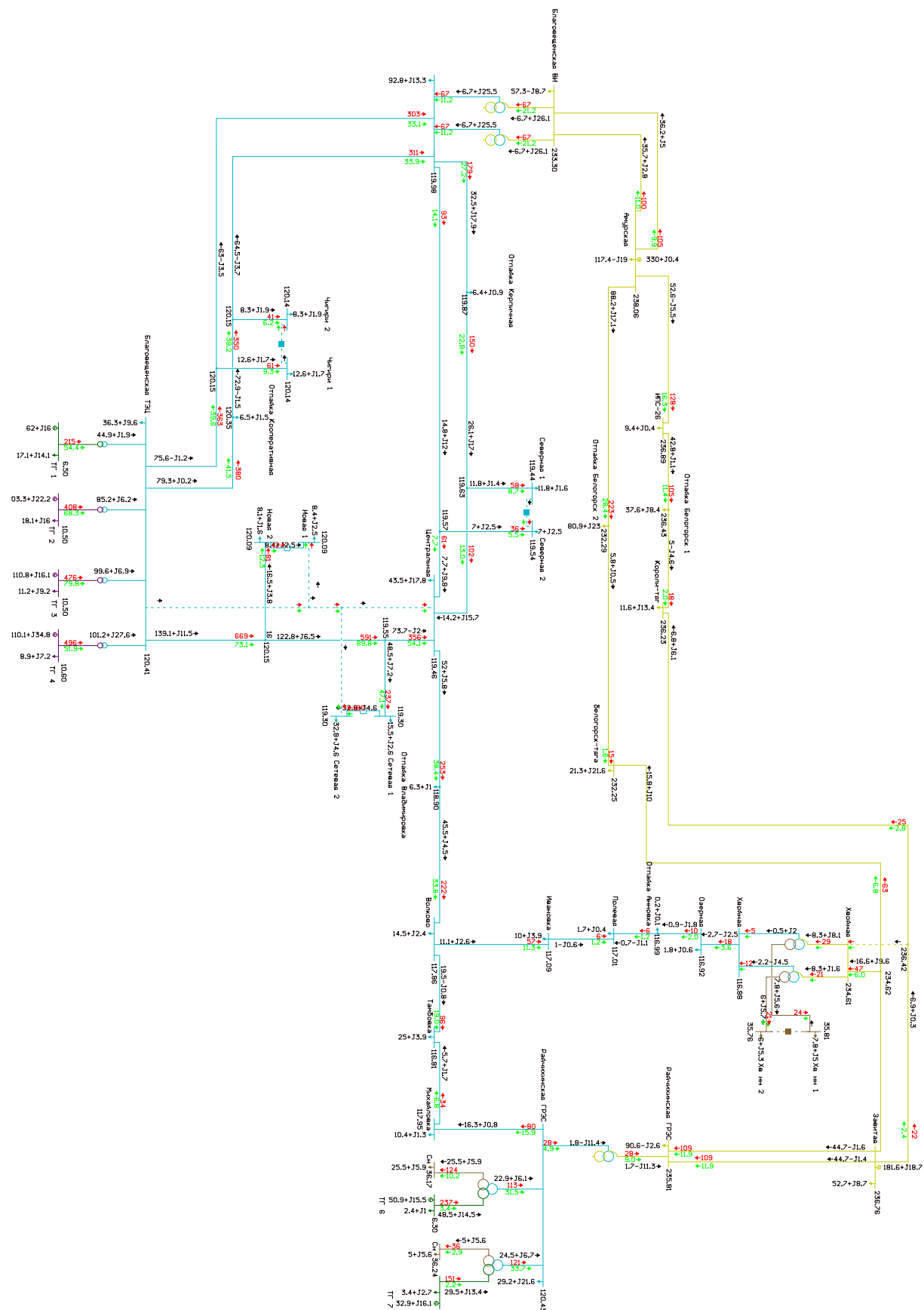


Рисунок А.2 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная для исходной сети.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Таблица А.8 – Напряжение в узлах сети в послеаварийном режиме для ремонтной схемы, при отключении ВЛ 110 кВ Волково - Центральная, и находящимся в ремонте автотрансформатором на ПС 220 кВ Хвойная для исходного сети.

Номер	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
1	Благовещенская ТЭЦ	110	120,7	9,7
2	ТГ 1	6	6,5	8,3
3	ТГ 2	10	10,5	5,0
4	ТГ 3	10	10,5	5,0
5	ТГ 4	10	10,6	6,0
8	Отпайка Кооперативная	110	120,6	9,7
10	Отпайка Чигири 1	110	120,4	9,5
11	Отпайка Чигири 2	110	120,4	9,5
12	Чигири 1	110	120,4	9,5
13	Благовещенская СН	110	120,3	9,3
14	Благовещенская ВН	220	234,2	6,4
15	Отпайка Новая 1	110	120,6	9,6
16	Отпайка Новая 2	110	120,6	9,6
17	Новая 1	110	120,5	9,6
18	Отпайка Сетевая 1	110	120,3	9,4
19	Отпайка Сетевая 2	110	120,3	9,4
20	Сетевая 1	110	120,2	9,3
21	Центральная	110	120,3	9,3
22	Отпайка Северная 1	110	120,1	9,1
23	Отпайка Северная 2	110	120,1	9,2
24	Северная 1	110	119,9	9,0
25	Отпайка Кирпичная	110	120,2	9,3
27	Отпайка Владимировка	110	0,0	0,0
29	Волково	110	105,4	-4,2
30	Ивановка	110	105,7	-4,0
31	Полевая	110	107,2	-2,5
32	Отпайка Анновка	110	108,3	-1,5
33	Озерная	110	109,5	-0,5
34	Хвойная	110	111,4	1,3
35	Хвойная	220	233,5	6,1
36	Тамбовка	110	106,2	-3,5
37	Михайловка	110	111,0	0,9
38	Райчихинская ГРЭС	110	119,3	8,4
39	Райчихинская ГРЭС	220	235,2	6,9
40	ТГ 6	6	6,2	3,9
41	ТГ 7	6	6,3	5,0
42	Ср.т.6	110	120,4	9,4
43	Ср.т. 7	110	121,3	10,3
44	Ср.т авт	220	230,4	4,7
46	Чигири 2	110	120,4	9,5
47	Новая 2	110	120,6	9,6
48	Сетевая 2	110	120,1	9,2
49	Северная 2	110	120,1	9,2
50	Ст бл1	220	228,3	3,8
51	Ст бл2	220	228,3	3,8
52	Ст хв 1	220	218,0	-0,9
53	Ст хв 2	220	0,0	0,0
55	Сн	35	35,8	2,3
56	Сн	35	36,1	3,1
57	Хв нн 1	35	32,3	-7,8
58	Хв нн 2	35	32,3	-7,8

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Таблица А.9 - Токовая загрузка в послеаварийном режиме для ремонтной схемы, при отключении ВЛ 110 кВ Волково - Центральна, и находящимся в ремонте автотрансформатором на ПС 220 кВ Хвойная для исходной сети.

N нач	N кон	Название	Ток протекающий по ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, %
1	8	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	337.8	915.9	36.9
8	10	Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	306.7	915.9	33.5
10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	40.8	657.9	6.2
10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	267.2	915.9	29.2
1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	319.9	915.9	34.9
11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	60.9	657.9	9.3
11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	259.7	915.9	28.4
1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	381.6	915.9	41.7
15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	41.9	657.9	6.4
15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	341.6	657.9	51.9
18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	159.1	503.1	31.6
18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	187.4	657.9	28.5
1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	366.9	915.9	40.1
16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	39.5	657.9	6.0
16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	328.4	657.9	49.9
19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	75.4	503.1	15.0
19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	255.2	657.9	38.8
21	22	Центральная - Отпайка Северная 1	169.4	786.9	21.5
21	23	Центральная - Отпайка Северная 2	105.5	786.9	13.4
22	25	Отпайка Северная 1 - Отпайка Керпичная	134.0	657.9	20.4
25	13	Отпайка Керпичная - Благовещенская СН	122.3	657.9	18.6
23	13	Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	85.2	657.9	12.9
21	27	Центральная - Отпайка Владимировка	0.0	657.9	0.0
27	29	Отпайка Владимировка - Волково	0.0	657.9	0.0
29	30	Волково - Ивановка	32.6	503.1	6.5
30	31	Ивановка - Полевая	88.7	503.1	17.6
31	32	Полевая - Отпайка Анновка	97.2	503.1	19.3
32	33	Отпайка Анновка - Озерная	97.8	503.1	19.4
33	34	Озерная - Хвойная	107.2	503.1	21.3
29	36	Волково - Тамбовка	49.1	503.1	9.8
36	37	Тамбовка - Михайловка	185.5	503.1	36.9
37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	238.0	503.1	47.3
22	24	Отпайка Северная 1 - Северная 1	57.3	657.9	8.7
23	49	Отпайка Северная 2 - Северная 2	35.7	657.9	5.4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

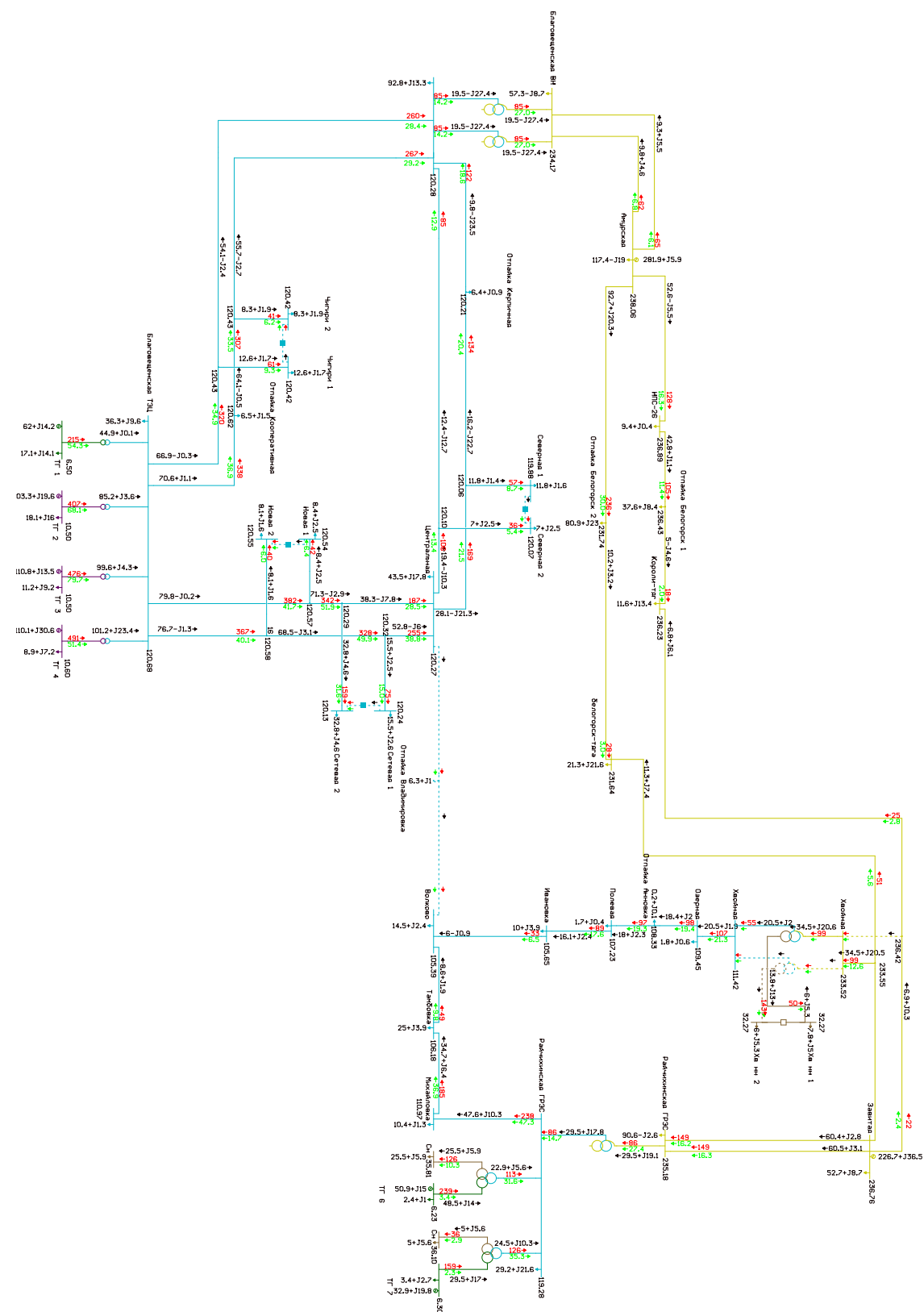


Рисунок А.3 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме для ремонтной схемы, при отключении ВЛ 110 кВ Волково – Центральная при выведенном в ремонт автотрансформаторе на ПС 220 кВ Хвойная для исходной схемы

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Результаты расчета режимов после подключения ПС 110 кВ Приамурская для вариантов сети

Таблица Б.1 – Напряжения в узлах сети в нормальном режиме после
подключения ПС 110 кВ Приамурская для варианта сети №1

Номер узла	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
1	Благовещенская ТЭЦ	110	119,5	8,6
2	ТГ 1	6	6,5	8,3
3	ТГ 2	10	10,5	5
4	ТГ 3	10	10,5	5
5	ТГ 4	10	10,6	6
8	Отпайка Кооперативная	110	119,4	8,5
10	Отпайка Чигири 1	110	119,2	8,4
11	Отпайка Чигири 2	110	119,2	8,4
12	Чигири 1	110	119,2	8,4
13	Благовещенская СН	110	119,1	8,2
14	Благовещенская ВН	220	231,1	5
15	Отпайка Новая 1	110	119,2	8,4
16	Отпайка Новая 2	110	119,2	8,4
17	Новая 1	110	119,2	8,3
18	Отпайка Сетевая 1	110	118,7	7,9
19	Отпайка Сетевая 2	110	118,7	7,9
20	Сетевая 1	110	118,6	7,8
21	Центральная	110	118,6	7,8
22	Отпайка Северная 1	110	118,7	7,9
23	Отпайка Северная 2	110	118,7	7,9
24	Северная 1	110	118,5	7,7
25	Отпайка Кирпичная	110	119	8,1
27	Отпайка Владимировка	110	117,6	6,9
29	Волково	110	115,7	5,2
30	Ивановка	110	114,6	4,2
31	Полевая	110	115,2	4,7
32	Отпайка Анновка	110	115,6	5,1
33	Озерная	110	116	5,4
34	Хвойная	110	116,8	6,2
35	Хвойная	220	233,9	6,3
36	Тамбовка	110	114,4	4
37	Михайловка	110	115,6	5,1
38	Райчихинская ГРЭС	110	119,1	8,3
39	Райчихинская ГРЭС	220	235	6,8
40	ТГ 6	6	6,3	4,8
41	ТГ 7	6	6,3	5
42	Ср,т,6	110	119,8	8,9
43	Ср,т, 7	110	120	9,1
44	Ср,т авт	220	230	4,6
46	Чигири 2	110	119,2	8,4
47	Новая 2	110	119,2	8,4
48	Сетевая 2	110	118,5	7,7
49	Северная 2	110	118,6	7,8
50	Ст бл1	220	226,2	2,8
51	Ст бл2	220	226,2	2,8
52	Ст хв 1	220	231,5	5,2
53	Ст хв 2	220	231,5	5,2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5
57	Хв нн 1	35	36,3	3,8
58	Хв нн 2	35	36,4	4
68	Приамурская ВН 1	110	115,2	4,7
69	Приамурская ВН 2	110	115,2	4,7
70	Приамурская НН 1	10	10,8	7,6
71	Приамурская НН 2	10	10,8	7,6

Таблица Б.2 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме после подключения
ПС 110 кВ Приамурская для варианта сети №1 при температуре -5 °С

N н	N к	Ветвь	Ток протекающий по ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая нагрузка %
1	2	3	4	5	6
1	8	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	264	915,9	28,8
8	10	Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	224,5	915,9	24,5
10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	51,8	657,9	7,9
10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	173,8	915,9	19
1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	241,1	915,9	26,3
11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	77,1	657,9	11,7
11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	164,4	915,9	18
1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	456,1	915,9	49,8
15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	53	657,9	8,1
15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	404,2	657,9	61,4
18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	202,4	503,1	40,2
18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	202,2	657,9	30,7
1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	436,2	915,9	47,6
16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	49,8	657,9	7,6
16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	387,3	657,9	58,9
19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	95,7	503,1	19
19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	291,8	657,9	44,4
21	22	Центральная - Отпайка Северная 1	84,8	786,9	10,8
21	23	Центральная - Отпайка Северная 2	46,3	786,9	5,9
22	25	Отпайка Северная 1 - Отпайка Керпичная	145,6	657,9	22,1
25	13	Отпайка Керпичная - Благовещенская СН	181,7	657,9	27,6
23	13	Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	88,8	657,9	13,5
21	27	Центральная - Отпайка Владимировка	309,7	657,9	47,1
27	29	Отпайка Владимировка - Волково	271,6	657,9	41,4
30	31	Ивановка - Полевая	51,1	503,1	10,3
31	32	Полевая - Отпайка Анновка	61,9	503,1	12,4
32	33	Отпайка Анновка - Озерная	63,4	503,1	12,7
33	34	Озерная - Хвойная	74,3	503,1	15
29	36	Волково - Тамбовка	80,9	503,1	16,4
36	37	Тамбовка - Михайловка	79,5	503,1	15,9
37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	144,5	503,1	28,8
22	24	Отпайка Северная 1 - Северная 1	73	657,9	11,1
23	49	Отпайка Северная 2 - Северная 2	46,8	657,9	7,1
29	68	Волково - Приамурская ВН 1	104,1	503,1	20,8
30	69	Ивановка - Приамурская ВН 2	31,5	503,1	6,3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

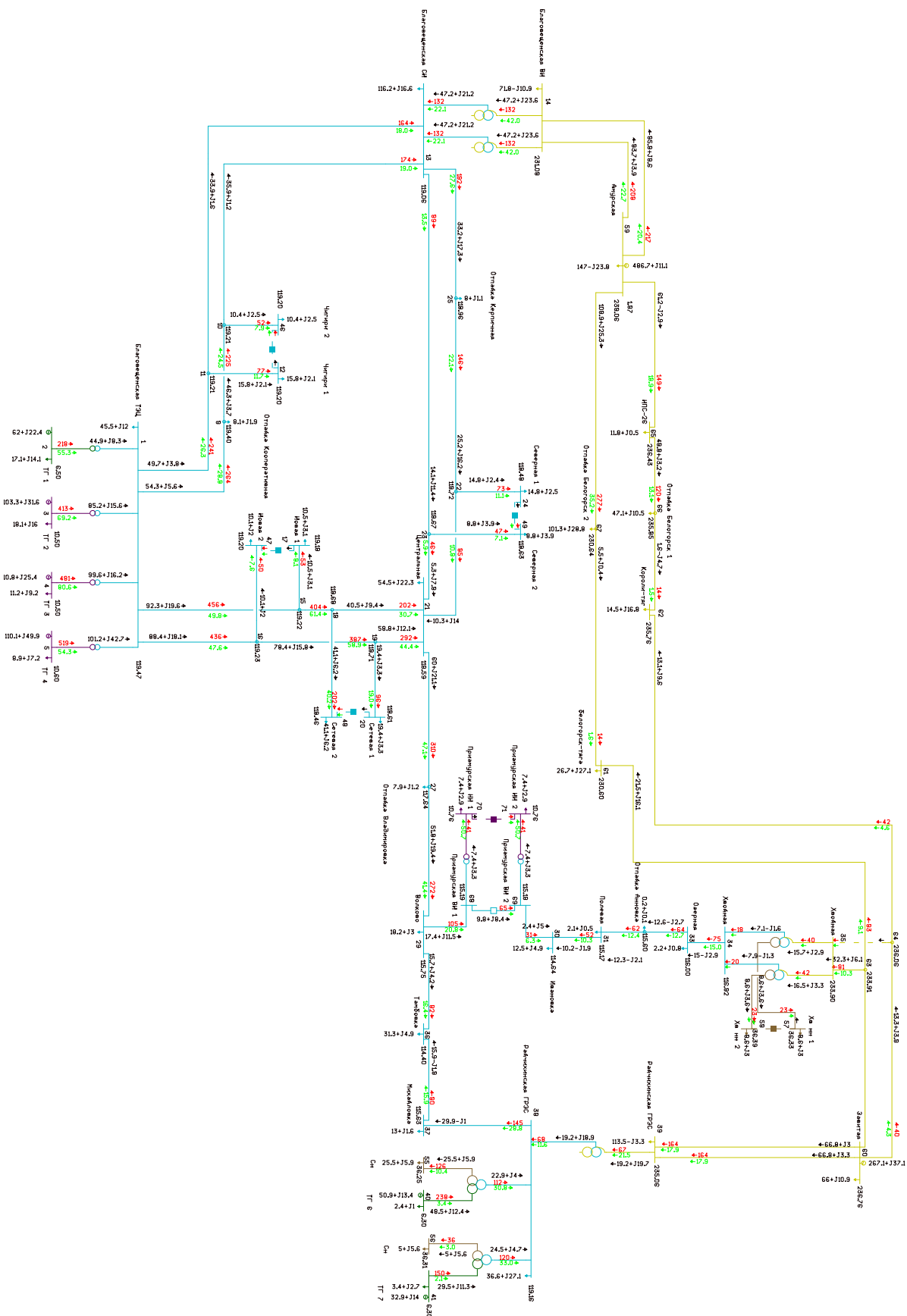


Рисунок Б.1 – Схема потокораспределения в нормальном режиме после подключения ПС 110 кВ Приамурская для варианта сети №1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица Б.3 – Напряжения в узлах сети в послеаварийном режиме после подключения ПС 110 кВ Приамурская при отключении ВЛ 110 кВ Волково - Центральная для варианта сети №1 до применения схемно-режимных мероприятий

Номер узла	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
1	Благовещенская ТЭЦ	110	120,1	9,2
2	ТГ 1	6	6,5	8,3
3	ТГ 2	10	10,5	5
4	ТГ 3	10	10,5	5
5	ТГ 4	10	10,6	6
8	Отпайка Кооперативная	110	120,1	9,2
10	Отпайка Чигири 1	110	119,9	9
11	Отпайка Чигири 2	110	119,9	9
12	Чигири 1	110	119,9	9
13	Благовещенская СН	110	119,7	8,8
14	Благовещенская ВН	220	232,7	5,8
15	Отпайка Новая 1	110	120	9,1
16	Отпайка Новая 2	110	120	9,1
17	Новая 1	110	119,9	9
18	Отпайка Сетевая 1	110	119,6	8,7
19	Отпайка Сетевая 2	110	119,6	8,8
20	Сетевая 1	110	119,5	8,7
21	Центральная	110	119,6	8,7
22	Отпайка Северная 1	110	119,5	8,6
23	Отпайка Северная 2	110	119,5	8,6
24	Северная 1	110	119,2	8,4
25	Отпайка Кирпичная	110	119,6	8,8
27	Отпайка Владимировка	110	0	0
29	Волково	110	93,2	-15,3
30	Ивановка	110	94,8	-13,8
31	Полевая	110	99	-10
32	Отпайка Анновка	110	102	-7,3
33	Озерная	110	105,2	-4,4
34	Хвойная	110	110,7	0,6
35	Хвойная	220	231,7	5,3
36	Тамбовка	110	94,7	-13,9
37	Михайловка	110	102,9	-6,5
38	Райчихинская ГРЭС	110	116,7	6,1
39	Райчихинская ГРЭС	220	233,9	6,3
40	ТГ 6	6	6,2	3,6
41	ТГ 7	6	6,3	5
43	Ср,т, 7	110	119,1	8,3
44	Ср,т авт	220	224,5	2
46	Чигири 2	110	119,9	9
47	Новая 2	110	119,9	9
48	Сетевая 2	110	119,4	8,5
49	Северная 2	110	119,4	8,6
50	Ст бл1	220	227,4	3,4
51	Ст бл2	220	227,4	3,4
52	Ст хв 1	220	220	0
53	Ст хв 2	220	220,9	0,4
55	Сн	35	35,6	1,8
56	Сн	35	36	2,9
57	Хв нн 1	35	34,4	-1,6

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б.3

1	2	3	4	5
68	Приамурская ВН 1	110	93,2	-15,3
69	Приамурская ВН 2	110	93,2	-15,3
70	Приамурская НН 1	10	8,6	-14,2
71	Приамурская НН 2	10	8,6	-14,2

Таблица Б.4 – Напряжения в узлах сети в послеаварийном режиме после подключения ПС 110 кВ Приамурская при отключении ВЛ 110 кВ Волково - Центральная для варианта сети №1 после применения схемно-режимных мероприятий

Номер узла	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
1	Благовещенская ТЭЦ	110	120,1	9,2
2	ТГ 1	6	6,5	8,3
3	ТГ 2	10	10,5	5
4	ТГ 3	10	10,5	5
5	ТГ 4	10	10,6	6
8	Отпайка Кооперативная	110	120,1	9,2
10	Отпайка Чигири 1	110	119,9	9
11	Отпайка Чигири 2	110	119,9	9
12	Чигири 1	110	119,9	9
13	Благовещенская СН	110	119,7	8,8
14	Благовещенская ВН	220	232,7	5,8
15	Отпайка Новая 1	110	120	9,1
16	Отпайка Новая 2	110	120	9,1
17	Новая 1	110	119,9	9
18	Отпайка Сетевая 1	110	119,6	8,7
19	Отпайка Сетевая 2	110	119,7	8,8
20	Сетевая 1	110	119,5	8,7
21	Центральная	110	119,6	8,7
22	Отпайка Северная 1	110	119,5	8,6
23	Отпайка Северная 2	110	119,5	8,6
24	Северная 1	110	119,2	8,4
25	Отпайка Кирпичная	110	119,7	8,8
27	Отпайка Владимировка	110	0	0
29	Волково	110	102,8	-6,6
30	Ивановка	110	104,8	-4,8
31	Полевая	110	109,2	-0,8
32	Отпайка Анновка	110	112,2	2
33	Озерная	110	115,4	4,9
34	Хвойная	110	120,9	9,9
35	Хвойная	220	231,6	5,3
36	Тамбовка	110	103,6	-5,8
37	Михайловка	110	109,6	-0,3
38	Райчихинская ГРЭС	110	120,4	9,4
39	Райчихинская ГРЭС	220	233,6	6,2
40	ТГ 6	6	6,3	5
41	ТГ 7	6	6,3	5
42	Ср,т,6	110	120,4	9,5
43	Ср,т, 7	110	120,5	9,6
44	Ср,т авт	220	222	0,9
46	Чигири 2	110	119,9	9
47	Новая 2	110	120	9,1
48	Сетевая 2	110	119,4	8,6

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б.4

1	2	3	4	5
49	Северная 2	110	119,5	8,6
50	Ст бл1	220	227,4	3,4
51	Ст бл2	220	227,4	3,4
52	Ст хв 1	220	220,8	0,4
53	Ст хв 2	220	222,7	1,2
55	Сн	35	36,4	4
56	Сн	35	36,5	4,2
57	Хв нн 1	35	37,8	7,9
58	Хв нн 2	35	38	8,4
68	Приамурская ВН 1	110	102,9	-6,4
69	Приамурская ВН 2	110	102,9	-6,4
70	Приамурская НН 1	10	9,6	-4,5
71	Приамурская НН 2	10	9,6	-4,5

Таблица Б.4 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме после подключения ПС 110 кВ Приамурская при отключении ВЛ 110 кВ Волково - Центральная для варианта сети №1

N н	N к	Ветвь	Ток протекающий по ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая нагрузка %
1	2	3	4	5	6
1	8	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	305,7	915,9	33,4
8	10	Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	266,7	915,9	29,1
10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	51,5	657,9	7,8
10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	216,7	915,9	23,7
1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	283,3	915,9	30,9
11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	76,7	657,9	11,7
11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	207,3	915,9	22,6
1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	401,2	915,9	43,8
15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	52,6	657,9	8
15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	350,6	657,9	53,3
18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	200,8	503,1	39,9
18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	152,1	657,9	23,1
1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	382	915,9	41,7
16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	49,5	657,9	7,5
16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	333,9	657,9	50,8
19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	94,9	503,1	18,9
19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	239,9	657,9	36,5
21	22	Центральная - Отпайка Северная 1	109,7	786,9	13,9
21	23	Центральная - Отпайка Северная 2	65,5	786,9	8,3
22	25	Отпайка Северная 1 - Отпайка Керпичная	91,9	657,9	14
25	13	Отпайка Керпичная - Благовещенская СН	103,4	657,9	15,7
23	13	Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	56,6	657,9	8,6
21	27	Центральная - Отпайка Владимировка	0	657,9	0
27	29	Отпайка Владимировка - Волково	0	657,9	0
30	31	Ивановка - Полевая	212,9	503,1	42,3
31	32	Полевая - Отпайка Анновка	223,1	503,1	44,3
32	33	Отпайка Анновка - Озерная	223,4	503,1	44,4
33	34	Озерная - Хвойная	234,1	503,1	46,5
29	36	Волково - Тамбовка	52,2	503,1	10,4
36	37	Тамбовка - Михайловка	226,8	503,1	45,1
37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	293,8	503,1	58,4
22	24	Отпайка Северная 1 - Северная 1	72,5	657,9	11
23	49	Отпайка Северная 2 - Северная 2	46,4	657,9	7,1
29	68	Волково - Приамурская ВН 1	52,4	503,1	10,4
30	69	Ивановка - Приамурская ВН 2	139,2	503,1	27,9

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

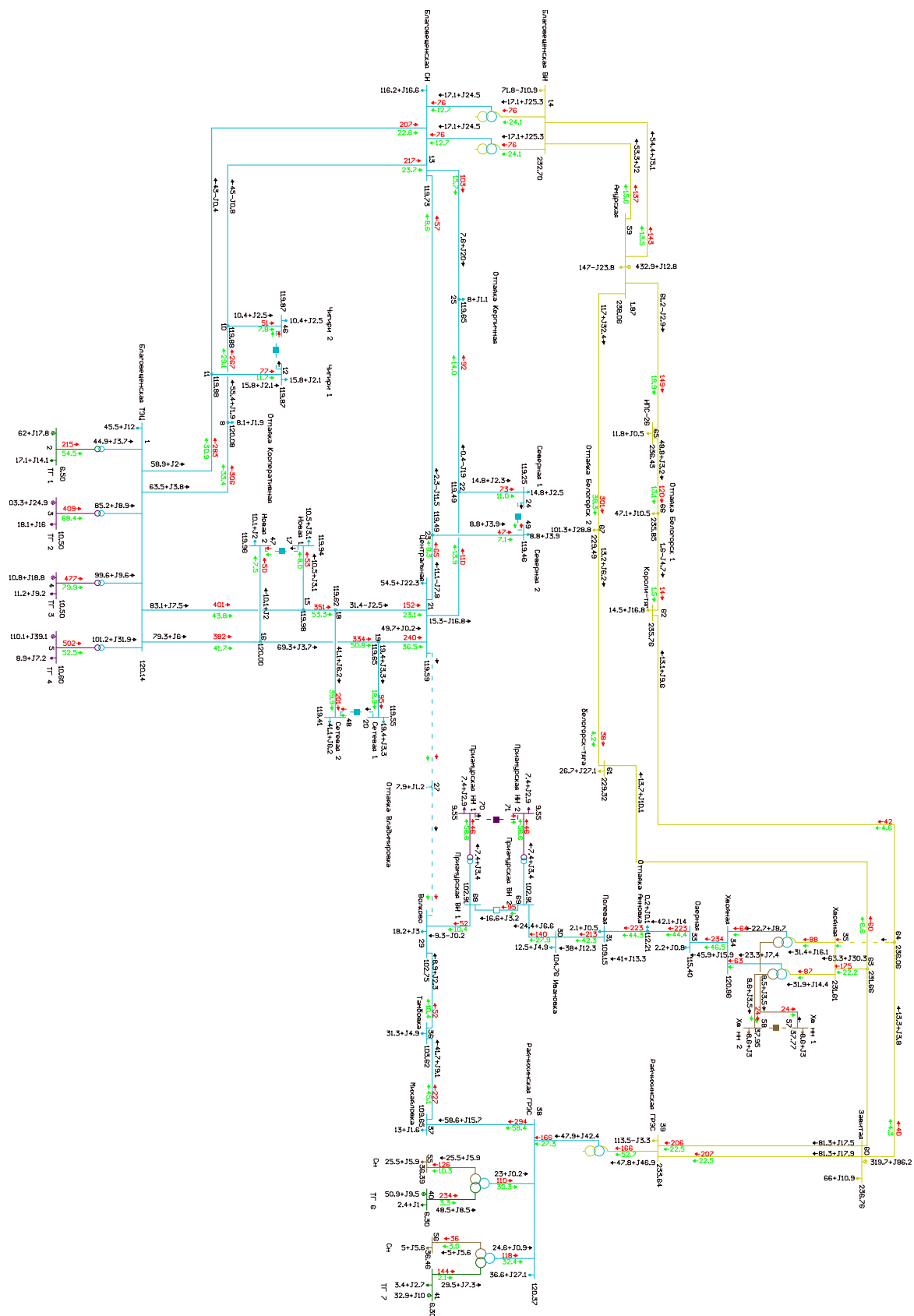


Рисунок Б.2 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме после подключения ПС 110 кВ Приамурская при отключении ВЛ 110 кВ Волково - Центральная для варианта сети №1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица Б.5 – Напряжение в узлах сети в послеаварийном режиме для ремонтной схемы после подключения ПС 110 кВ Приамурская, при отключении ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка, и находящееся в ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная для Варианта №1.

Номер	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
1	Благовещенская ТЭЦ	110	119,1	8,3
2	ТГ 1	6	6,5	8,3
3	ТГ 2	10	10,5	5,0
4	ТГ 3	10	10,5	5,0
5	ТГ 4	10	10,6	6,0
8	Отпайка Кооперативная	110	119,1	8,2
10	Отпайка Чигири 1	110	118,9	8,1
11	Отпайка Чигири 2	110	118,9	8,1
12	Чигири 1	110	118,9	8,1
13	Благовещенская СН	110	118,7	7,9
14	Благовещенская ВН	220	229,9	4,5
15	Отпайка Новая 1	110	118,8	8,0
16	Отпайка Новая 2	110	118,8	8,0
17	Новая 1	110	118,8	8,0
18	Отпайка Сетевая 1	110	118,2	7,4
19	Отпайка Сетевая 2	110	118,2	7,5
20	Сетевая 1	110	118,1	7,4
21	Центральная	110	118,1	7,3
22	Отпайка Северная 1	110	118,4	7,6
23	Отпайка Северная 2	110	118,3	7,5
24	Северная 1	110	118,1	7,4
25	Отпайка Кирпичная	110	118,6	7,8
27	Отпайка Владимировка	110	116,6	6,0
29	Волково	110	113,8	3,5
30	Ивановка	110	111,9	1,8
31	Полевая	110	111,7	1,5
32	Отпайка Анновка	110	111,6	1,4
33	Озерная	110	111,4	1,3
34	Хвойная	110	116,6	6,0
35	Хвойная	220	234,0	6,4
36	Тамбовка	110	110,6	0,6
37	Михайловка	110	109,2	-0,7
38	Райчихинская ГРЭС	110	119,2	8,4
39	Райчихинская ГРЭС	220	235,3	7,0
40	ТГ 6	6	6,3	5,0
41	ТГ 7	6	6,3	5,0
42	Ср.т.6	110	120,0	9,1
43	Ср.т. 7	110	120,1	9,2
44	Ср.т авт	220	230,1	4,6
46	Чигири 2	110	118,9	8,1
47	Новая 2	110	118,8	8,0
48	Сетевая 2	110	118,0	7,2
49	Северная 2	110	118,2	7,5
50	Ст бл1	220	225,7	2,6
51	Ст бл2	220	225,7	2,6
52	Ст хв 1	220	230,9	4,9
53	Ст хв 2	220	230,9	5,0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б.5

1	2	3	4	5
55	РайГрЭС Сн	35	36,3	3,6
56	РайГрЭС Сн	35	36,3	3,8
57	Хвойная нн 1	35	36,2	3,5
58	Хвойная нн 2	35	36,3	3,7
68	Приамурская ВН 1	110	113,1	2,8
69	Приамурская ВН 2	110	113,0	2,8
70	Приамурская НН 1	10	10,6	5,5
71	Приамурская НН 2	10	10,6	5,5

Таблица Б.6 - Токовая нагрузка в послеаварийном режиме для ремонтной схемы после подключения ПС 110 кВ Приамурская, при отключении ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка, и находящееся в ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная для Варианта №1.

N нач	N кон	Название	Ток протекающий по ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая нагрузка, %
1	8	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	230	915,9	25,1
8	10	Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	190	915,9	20,8
10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	52	657,9	7,9
10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	139	915,9	15,2
1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	207	915,9	22,6
11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	77	657,9	11,8
11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	130	915,9	14,2
1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	499	915,9	54,5
15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	53	657,9	8,1
15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	447	657,9	67,9
18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	203	503,1	40,4
18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	245	657,9	37,3
1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	479	915,9	52,3
16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	50	657,9	7,6
16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	430	657,9	65,4
19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	96	503,1	19,1
19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	334	657,9	50,8
21	22	Центральная - Отпайка Северная 1	150	786,9	19,1
21	23	Центральная - Отпайка Северная 2	92	786,9	11,7
22	25	Отпайка Северная 1 - Отпайка Керпичная	223	657,9	33,9
25	13	Отпайка Керпичная - Благовещенская СН	262	657,9	39,9
23	13	Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	138	657,9	21,0
21	27	Центральная - Отпайка Владимировка	535	657,9	81,4
27	29	Отпайка Владимировка - Волково	496	657,9	75,4
30	31	Ивановка - Полевая	24	503,1	4,8
31	32	Полевая - Отпайка Анновка	13	503,1	2,5
32	33	Отпайка Анновка - Озерная	11	503,1	2,4
33	34	Озерная - Хвойная	0	503,1	0,0
29	36	Волково - Тамбовка	233	503,1	46,4
36	37	Тамбовка - Михайловка	69	503,1	13,8
37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	0	503,1	0,0
22	24	Отпайка Северная 1 - Северная 1	73	657,9	11,1
23	49	Отпайка Северная 2 - Северная 2	47	657,9	7,1
29	68	Волково - Приамурская ВН 1	171	503,1	34,1
30	69	Ивановка - Приамурская ВН 2	90	503,1	17,9

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

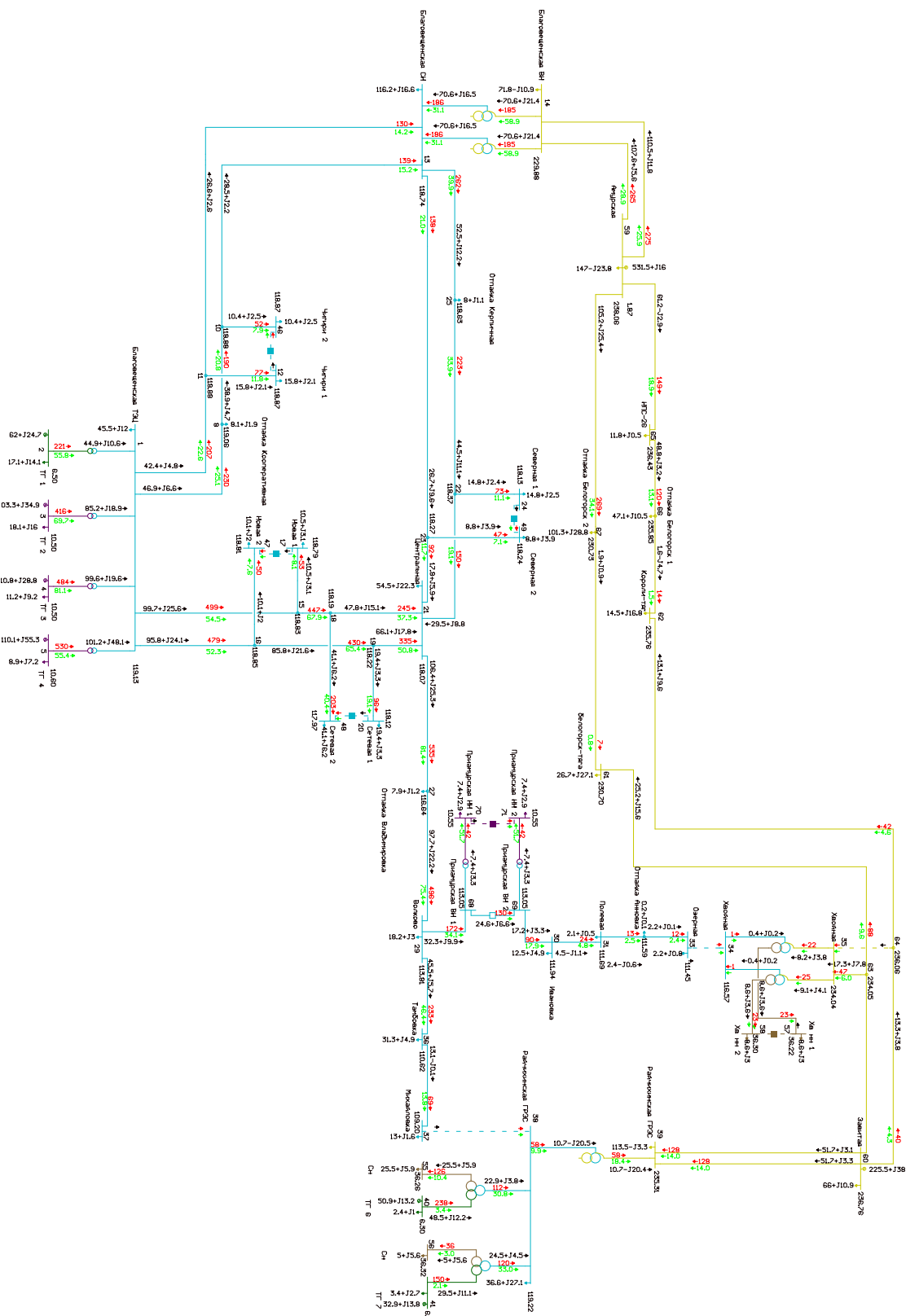


Рисунок Б.3 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме для ремонтной схемы после подключения ПС 110 кВ Приамурская, при отключении ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка, и находящееся в ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная для Варианта №1.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица Б.7 – Напряжение в узлах сети в послеаварийном режиме для ремонтной схемы, при отключении ВЛ 110 кВ Волково - Приамурская, и находящимся в ремонте автотрансформатором на ПС 220 кВ Хвойная для Варианта №1.

Номер	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
1	Благовещенская ТЭЦ	110	119,8	8,9
2	ТГ 1	6	6,5	8,3
3	ТГ 2	10	10,5	5,0
4	ТГ 3	10	10,5	5,0
5	ТГ 4	10	10,6	6,0
8	Отпайка Кооперативная	110	119,7	8,8
10	Отпайка Чигири 1	110	119,5	8,7
11	Отпайка Чигири 2	110	119,5	8,7
12	Чигири 1	110	119,5	8,6
13	Благовещенская СН	110	119,4	8,5
14	Благовещенская ВН	220	231,7	5,3
15	Отпайка Новая 1	110	119,6	8,7
16	Отпайка Новая 2	110	119,6	8,7
17	Новая 1	110	119,5	8,7
18	Отпайка Сетевая 1	110	119,1	8,3
19	Отпайка Сетевая 2	110	119,1	8,3
20	Сетевая 1	110	119,0	8,2
21	Центральная	110	119,0	8,2
22	Отпайка Северная 1	110	119,1	8,3
23	Отпайка Северная 2	110	119,1	8,2
24	Северная 1	110	118,8	8,0
25	Отпайка Кирпичная	110	119,3	8,4
27	Отпайка Владимировка	110	118,4	7,7
29	Волково	110	117,4	6,7
30	Ивановка	110	82,9	-24,7
31	Полевая	110	87,5	-20,5
32	Отпайка Анновка	110	90,7	-17,6
33	Озерная	110	94,0	-14,5
34	Хвойная	110	99,8	-9,3
35	Хвойная	220	231,0	5,0
36	Тамбовка	110	115,8	5,2
37	Михайловка	110	116,5	5,9
38	Райчихинская ГРЭС	110	119,3	8,4
39	Райчихинская ГРЭС	220	235,1	6,9
40	ТГ 6	6	6,3	5,0
41	ТГ 7	6	6,3	5,0
42	Ср.т.6	110	120,0	9,1
43	Ср.т. 7	110	120,1	9,2
44	Ср.т авт	220	230,4	4,7
46	Чигири 2	110	119,5	8,7
47	Новая 2	110	119,5	8,7
48	Сетевая 2	110	118,9	8,1
49	Северная 2	110	119,0	8,2
50	Ст бл1	220	226,8	3,1
51	Ст бл2	220	226,8	3,1
52	Ст хв 1	220	199,3	-9,4
53	Ст хв 2	220	0,0	0,0
55	Сн	35	36,3	3,6
56	Сн	35	36,3	3,8
57	Хв нн 1	35	29,7	-15,1
58	Хв нн 2	35	29,7	-15,1
68	Приамурская ВН 1	110	81,1	-26,2
69	Приамурская ВН 2	110	81,2	-26,2
70	Приамурская НН 1	10	7,4	-26,1
71	Приамурская НН 2	10	7,4	-26,1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица Б.8 – Напряжение в узлах сети в послеаварийном режиме для ремонтной схемы, при отключении ВЛ 110 кВ Волково - Приамурская, для Варианта №1, после применения схемно-режимных мероприятий.

Номер	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
1	Благовещенская ТЭЦ	110	119,8	8,9
2	ТГ 1	6	6,5	8,3
3	ТГ 2	10	10,5	5,0
4	ТГ 3	10	10,5	5,0
5	ТГ 4	10	10,6	6,0
8	Отпайка Кооперативная	110	119,7	8,8
10	Отпайка Чигири 1	110	119,5	8,7
11	Отпайка Чигири 2	110	119,5	8,7
12	Чигири 1	110	119,5	8,6
13	Благовещенская СН	110	119,4	8,5
14	Благовещенская ВН	220	231,7	5,3
15	Отпайка Новая 1	110	119,6	8,7
16	Отпайка Новая 2	110	119,6	8,7
17	Новая 1	110	119,5	8,7
18	Отпайка Сетевая 1	110	119,1	8,3
19	Отпайка Сетевая 2	110	119,1	8,3
20	Сетевая 1	110	119,0	8,2
21	Центральная	110	119,0	8,2
22	Отпайка Северная 1	110	119,1	8,3
23	Отпайка Северная 2	110	119,1	8,2
24	Северная 1	110	118,8	8,0
25	Отпайка Кирпичная	110	119,3	8,4
27	Отпайка Владимировка	110	118,4	7,7
29	Волково	110	117,4	6,7
30	Ивановка	110	104,4	-5,1
31	Полевая	110	108,0	-1,8
32	Отпайка Анновка	110	110,5	0,5
33	Озерная	110	113,1	2,8
34	Хвойная	110	117,5	6,8
35	Хвойная	220	231,7	5,3
36	Тамбовка	110	115,8	5,2
37	Михайловка	110	116,5	5,9
38	Райчихинская ГРЭС	110	119,3	8,4
39	Райчихинская ГРЭС	220	235,1	6,9
40	ТГ 6	6	6,3	5,0
41	ТГ 7	6	6,3	5,0
42	Ср.т.6	110	120,0	9,1
43	Ср.т. 7	110	120,1	9,2
44	Ср.т авт	220	230,4	4,7
46	Чигири 2	110	119,5	8,7
47	Новая 2	110	119,5	8,7
48	Сетевая 2	110	118,9	8,1
49	Северная 2	110	119,0	8,2
50	Ст бл1	220	226,8	3,1
51	Ст бл2	220	226,8	3,1
52	Ст хв 1	220	211,6	-3,8
53	Ст хв 2	220	0,0	0,0
55	Сн	35	36,3	3,6
56	Сн	35	36,3	3,8
57	Хв нн 1	35	35,7	2,1
58	Хв нн 2	35	35,7	2,1
68	Приамурская ВН 1	110	103,0	-6,3
69	Приамурская ВН 2	110	103,0	-6,3
70	Приамурская НН 1	10	9,6	-4,3
71	Приамурская НН 2	10	9,6	-4,3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица Б.9 - Токовая загрузка в послеаварийном режиме для ремонтной схемы после подключения ПС 110 кВ Приамурская, при отключении ВЛ 110 кВ Волково - Приамурская, и находящимся в ремонте автотрансформатором на ПС 220 кВ Хвойная для Варианта №1.

N нач	N кон	Название	Ток протекающий по ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, %
1	8	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	272,7	915,9	29,8
8	10	Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	233,5	915,9	25,5
10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	51,6	657,9	7,8
10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	183,1	915,9	20,0
1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	250,1	915,9	27,3
11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	76,9	657,9	11,7
11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	173,7	915,9	19,0
1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	440,6	915,9	48,1
15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	52,8	657,9	8,0
15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	389,1	657,9	59,2
18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	201,7	503,1	40,1
18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	187,6	657,9	28,5
1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	421,0	915,9	46,0
16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	49,7	657,9	7,6
16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	372,3	657,9	56,6
19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	95,4	503,1	19,0
19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	277,1	657,9	42,1
21	22	Центральная - Отпайка Северная 1	67,6	786,9	8,6
21	23	Центральная - Отпайка Северная 2	34,6	786,9	4,4
22	25	Отпайка Северная 1 - Отпайка Керпичная	118,5	657,9	18,0
25	13	Отпайка Керпичная - Благовещенская СН	153,0	657,9	23,3
23	13	Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	71,6	657,9	10,9
21	27	Центральная - Отпайка Владимировка	226,5	657,9	34,5
27	29	Отпайка Владимировка - Волково	187,7	657,9	28,6
30	31	Ивановка - Полевая	163,6	503,1	32,5
31	32	Полевая - Отпайка Анновка	173,2	503,1	34,4
32	33	Отпайка Анновка - Озерная	173,4	503,1	34,5
33	34	Озерная - Хвойная	184,2	503,1	36,6
29	36	Волково - Тамбовка	97,6	503,1	19,7
36	37	Тамбовка - Михайловка	61,2	503,1	12,5
37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	125,8	503,1	25,2
22	24	Отпайка Северная 1 - Северная 1	72,8	657,9	11,1
23	49	Отпайка Северная 2 - Северная 2	46,6	657,9	7,1
29	68	Волково - Приамурская ВЛ 1	0,0	503,1	0,0
30	69	Ивановка - Приамурская ВЛ 2	89,9	503,1	18,1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

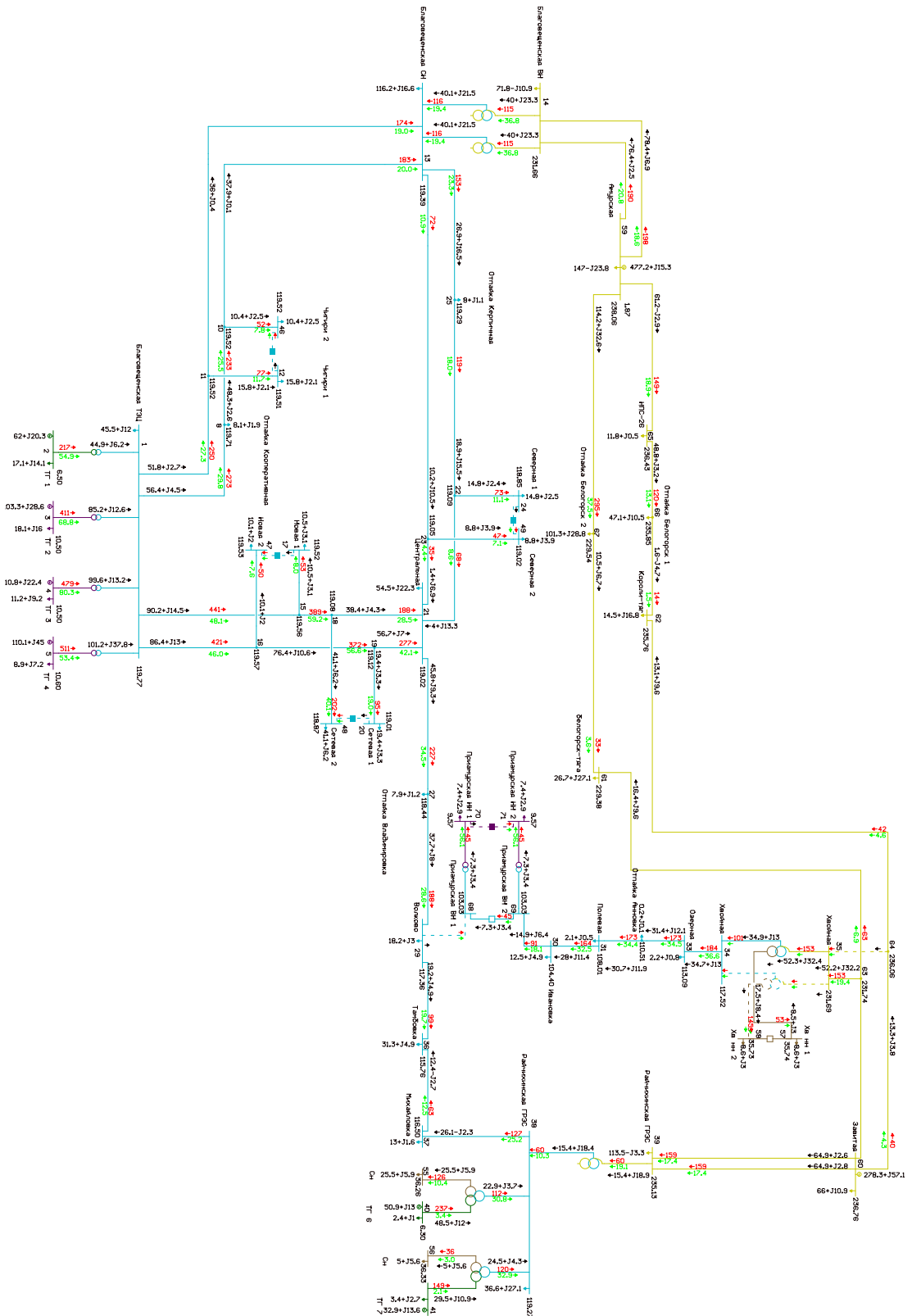


Рисунок Б.4 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме для ремонтной схемы, при отключении ВЛ 110 кВ Волково - Приамурская, и находящимся в ремонте автотрансформатором на ПС 220 кВ Хвойная для Варианта №1.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица Б.10 – Напряжения в узлах сети в нормальном режиме после подключения ПС 110 кВ Приамурская для варианта сети №4

Номер узла	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
1	Благовещенская ТЭЦ	110	119,5	8,6
2	ТГ 1	6	6,5	8,3
3	ТГ 2	10	10,5	5
4	ТГ 3	10	10,5	5
5	ТГ 4	10	10,6	6
8	Отпайка Кооперативная	110	119,4	8,5
10	Отпайка Чигири 1	110	119,2	8,4
11	Отпайка Чигири 2	110	119,2	8,4
12	Чигири 1	110	119,2	8,3
13	Благовещенская СН	110	119	8,2
14	Благовещенская ВН	220	231,1	5
15	Отпайка Новая 1	110	119,2	8,4
16	Отпайка Новая 2	110	119,2	8,4
17	Новая 1	110	119,2	8,3
18	Отпайка Сетевая 1	110	118,7	7,9
19	Отпайка Сетевая 2	110	118,7	7,9
20	Сетевая 1	110	118,6	7,8
21	Центральная	110	118,6	7,8
22	Отпайка Северная 1	110	118,7	7,9
23	Отпайка Северная 2	110	118,6	7,9
24	Северная 1	110	118,5	7,7
25	Отпайка Кирпичная	110	118,9	8,1
27	Отпайка Владимировка	110	117,6	6,9
29	Волково	110	115,7	5,2
30	Ивановка	110	115	4,5
31	Полевая	110	115,5	5
32	Отпайка Анновка	110	115,9	5,3
33	Озерная	110	116,2	5,7
34	Хвойная	110	117	6,4
35	Хвойная	220	233,9	6,3
36	Тамбовка	110	114,4	4
37	Михайловка	110	115,6	5,1
38	Райчихинская ГРЭС	110	119,2	8,3
39	Райчихинская ГРЭС	220	235	6,8
40	ТГ 6	6	6,3	5
41	ТГ 7	6	6,3	5
42	Ср,т,6	110	120	9
43	Ср,т, 7	110	120,1	9,2
44	Ср,т авт	220	230,2	4,6
46	Чигири 2	110	119,2	8,3
47	Новая 2	110	119,2	8,3
48	Сетевая 2	110	118,4	7,7
49	Северная 2	110	118,6	7,8
50	Ст бл1	220	226,2	2,8
51	Ст бл2	220	226,2	2,8
52	Ст хв 1	220	231,9	5,4
53	Ст хв 2	220	231,8	5,4
55	Сн	35	36,3	3,6
56	Сн	35	36,3	3,8
57	Хв нн 1	35	36,4	4
58	Хв нн 2	35	36,4	4,1
68	Приамурская ВН 1	110	115,5	5
69	Приамурская ВН 2	110	115,4	4,9
70	Приамурская НН 1	10	10,8	8
71	Приамурская НН 2	10	10,8	7,8
72	Отпайка Приамурская	110	115,5	5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица Б.11 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме после подключения
ПС 110 кВ Приамурская для варианта сети №4 при температуре -5 °С

N н	N к	Ветвь	Ток протекающий по ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка %
1	2	3	4	5	6
1	8	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	266,2	915,9	29,1
8	10	Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	226,6	915,9	24,8
10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	51,8	657,9	7,9
10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	175,9	915,9	19,2
1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	243,3	915,9	26,6
11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	77,2	657,9	11,7
11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	166,5	915,9	18,2
1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	454,3	915,9	49,6
15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	53	657,9	8,1
15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	402,3	657,9	61,2
18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	202,4	503,1	40,3
18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	200,4	657,9	30,5
1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	434,4	915,9	47,4
16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	49,8	657,9	7,6
16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	385,5	657,9	58,6
19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	95,7	503,1	19
19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	290	657,9	44,1
21	22	Центральная - Отпайка Северная 1	84,5	786,9	10,7
21	23	Центральная - Отпайка Северная 2	45,9	786,9	5,8
22	25	Отпайка Северная 1 - Отпайка Керпичная	143,2	657,9	21,8
25	13	Отпайка Керпичная - Благовещенская СН	178,8	657,9	27,2
23	13	Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	87,3	657,9	13,3
21	27	Центральная - Отпайка Владимировка	300,2	657,9	45,7
27	29	Отпайка Владимировка - Волково	262,4	657,9	40
30	31	Ивановка - Полевая	55,1	503,1	11,2
31	32	Полевая - Отпайка Анновка	66,1	503,1	13,3
32	33	Отпайка Анновка - Озерная	67,7	503,1	13,6
33	34	Озерная - Хвойная	78,5	503,1	15,9
29	36	Волково - Тамбовка	73,8	503,1	15
36	37	Тамбовка - Михайловка	88,4	503,1	17,8
37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	153,6	503,1	30,6
22	24	Отпайка Северная 1 - Северная 1	73	657,9	11,1
23	49	Отпайка Северная 2 - Северная 2	46,8	657,9	7,1
29	68	Волково - Приамурская ВН 1	40,2	425,7	9,5
29	72	Волково - Отпайка Приамурская	64,4	503,1	12,9
72	30	Отпайка Приамурская - Ивановка	31,1	503,1	6,8
72	69	Отпайка Приамурская - Приамурская ВН 2	40,5	425,7	9,6

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

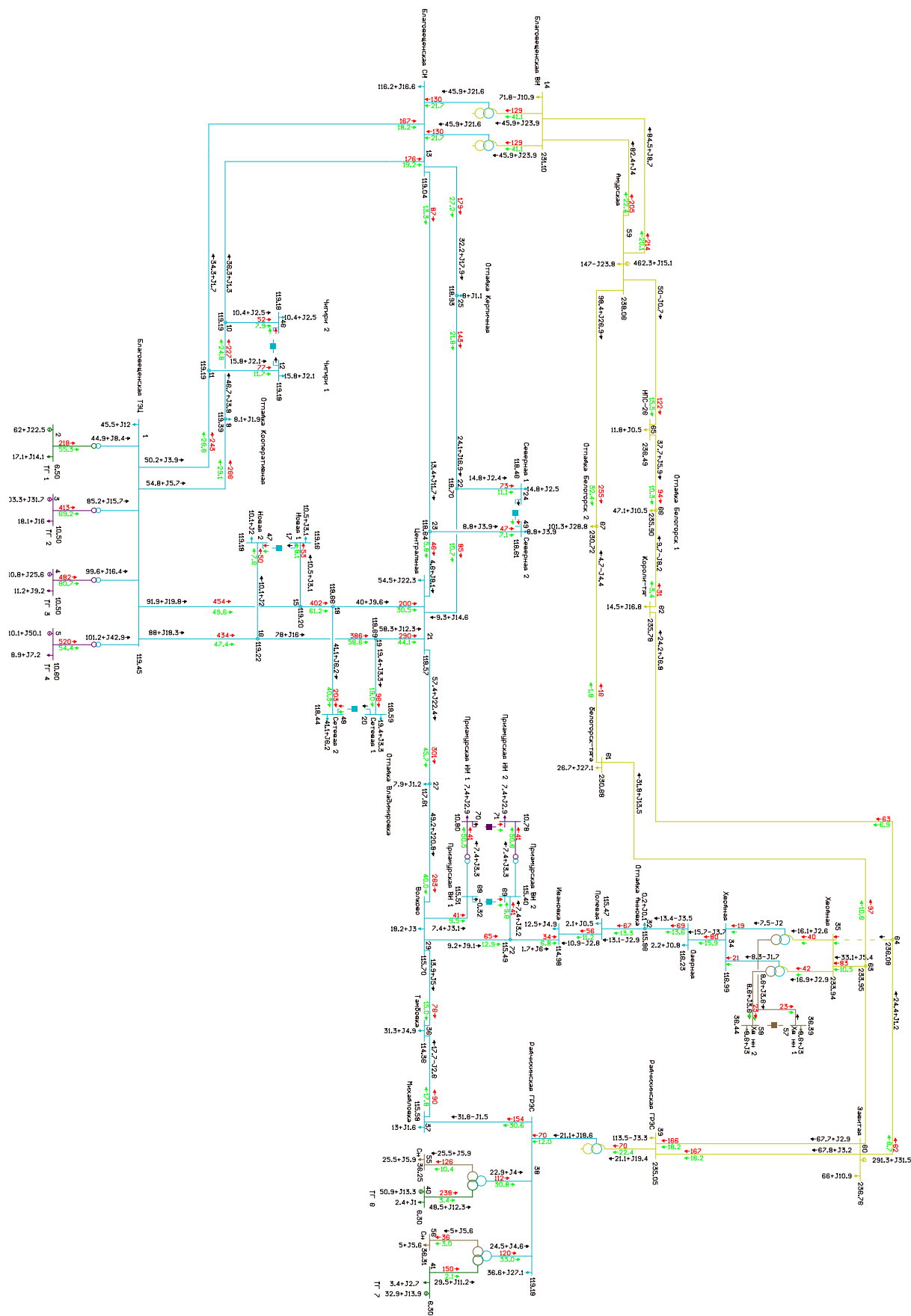


Рисунок Б.5 – Схема потокораспределения в нормальном режиме после подключения ПС 110 кВ Приамурская для варианта сети №4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица Б.12 – Напряжения в узлах сети в послеаварийном режиме после подключения ПС 110 кВ Приамурская при отключении ВЛ 110 кВ Волково - Центральная для варианта сети №4 до применения схемно-режимных мероприятий

Номер узла	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
1	Благовещенская ТЭЦ	110	120,1	9,2
2	ТГ 1	6	6,5	8,3
3	ТГ 2	10	10,5	5
4	ТГ 3	10	10,5	5
5	ТГ 4	10	10,6	6
8	Отпайка Кооперативная	110	120,1	9,2
10	Отпайка Чигири 1	110	119,9	9
11	Отпайка Чигири 2	110	119,9	9
12	Чигири 1	110	119,9	9
13	Благовещенская СН	110	119,7	8,8
14	Благовещенская ВН	220	232,7	5,8
15	Отпайка Новая 1	110	120	9,1
16	Отпайка Новая 2	110	120	9,1
17	Новая 1	110	119,9	9
18	Отпайка Сетевая 1	110	119,6	8,7
19	Отпайка Сетевая 2	110	119,6	8,8
20	Сетевая 1	110	119,5	8,7
21	Центральная	110	119,6	8,7
22	Отпайка Северная 1	110	119,5	8,6
23	Отпайка Северная 2	110	119,5	8,6
24	Северная 1	110	119,2	8,4
25	Отпайка Кирпичная	110	119,6	8,8
27	Отпайка Владимировка	110	0	0
29	Волково	110	93,3	-15,2
30	Ивановка	110	94,8	-13,8
31	Полевая	110	99,1	-9,9
32	Отпайка Анновка	110	102,1	-7,2
33	Озерная	110	105,2	-4,4
34	Хвойная	110	110,7	0,6
35	Хвойная	220	231,7	5,3
36	Тамбовка	110	94,9	-13,8
37	Михайловка	110	102,9	-6,4
38	Райчихинская ГРЭС	110	116,7	6,1
39	Райчихинская ГРЭС	220	234	6,4
40	ТГ 6	6	6,2	3,6
41	ТГ 7	6	6,3	5
42	Ср,т,6	110	118	7,2
43	Ср,т, 7	110	119,1	8,3
44	Ср,т авт	220	224,6	2,1
46	Чигири 2	110	119,9	9
47	Новая 2	110	120	9
48	Сетевая 2	110	119,4	8,5
49	Северная 2	110	119,5	8,6
50	Ст бл1	220	227,4	3,4
51	Ст бл2	220	227,4	3,4
52	Ст хв 1	220	220,1	0,1
53	Ст хв 2	220	221	0,4
55	Сн	35	35,7	1,9
56	Сн	35	36	2,9

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б.12

57	Хв нн 1	35	34,4	-1,6
58	Хв нн 2	35	34,7	-1
68	Приамурская ВН 1	110	93	-15,4
69	Приамурская ВН 2	110	93,3	-15,1
70	Приамурская НН 1	10	8,6	-14,3
71	Приамурская НН 2	10	8,6	-14
72	Отпайка Приамурская	110	93,4	-15

Таблица Б.13 – Напряжения в узлах сети в послеаварийном режиме после подключения ПС 110 кВ Приамурская при отключении ВЛ 110 кВ Волково - Центральная для варианта сети №4 после применения схемно-режимных мероприятий

Номер узла	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
1	Благовещенская ТЭЦ	110	120,1	9,2
2	ТГ 1	6	6,5	8,3
3	ТГ 2	10	10,5	5
4	ТГ 3	10	10,5	5
5	ТГ 4	10	10,6	6
8	Отпайка Кооперативная	110	120,1	9,2
10	Отпайка Чигири 1	110	119,9	9
11	Отпайка Чигири 2	110	119,9	9
12	Чигири 1	110	119,9	9
13	Благовещенская СН	110	119,7	8,9
14	Благовещенская ВН	220	232,7	5,8
15	Отпайка Новая 1	110	120	9,1
16	Отпайка Новая 2	110	120	9,1
17	Новая 1	110	119,9	9
18	Отпайка Сетевая 1	110	119,6	8,7
19	Отпайка Сетевая 2	110	119,7	8,8
20	Сетевая 1	110	119,6	8,7
21	Центральная	110	119,6	8,7
22	Отпайка Северная 1	110	119,5	8,6
23	Отпайка Северная 2	110	119,5	8,6
24	Северная 1	110	119,3	8,4
25	Отпайка Керамическая	110	119,7	8,8
27	Отпайка Владимировка	110	0	0
29	Волково	110	102,9	-6,5
30	Ивановка	110	104,7	-4,8
31	Полевая	110	109,1	-0,8
32	Отпайка Анновка	110	112,2	2
33	Озерная	110	115,4	4,9
34	Хвойная	110	120,8	9,9
35	Хвойная	220	231,6	5,3
36	Тамбовка	110	103,7	-5,7
37	Михайловка	110	109,7	-0,3
38	Райчихинская ГРЭС	110	120,4	9,4
39	Райчихинская ГРЭС	220	233,7	6,2
40	ТГ 6	6	6,3	5
41	ТГ 7	6	6,3	5
42	Ср,т,6	110	120,4	9,5
43	Ср,т, 7	110	120,5	9,6
44	Ср,т авт	220	222	0,9
46	Чигири 2	110	119,9	9
47	Новая 2	110	120	9,1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б.13

1	2	3	4	5
48	Сетевая 2	110	119,4	8,6
49	Северная 2	110	119,5	8,6
50	Ст бл1	220	227,4	3,4
51	Ст бл2	220	227,4	3,4
52	Ст хв 1	220	220,8	0,4
53	Ст хв 2	220	222,7	1,2
55	Сн	35	36,4	4
56	Сн	35	36,5	4,2
57	Хв нн 1	35	37,8	7,9
58	Хв нн 2	35	37,9	8,4
68	Приамурская ВН 1	110	102,6	-6,7
69	Приамурская ВН 2	110	103	-6,4
70	Приамурская НН 1	10	9,5	-4,7
71	Приамурская НН 2	10	9,6	-4,4
72	Отпайка Приамурская	110	103,1	-6,3

Таблица Б.14 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме после подключения ПС 110 кВ Приамурская при отключении ВЛ 110 кВ Волково - Центральная для варианта сети №1

№ н	№ к	Ветвь	Ток протекающий по ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая нагрузка %
1	2	3	4	5	6
1	8	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	306	915,9	33,4
8	10	Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	267	915,9	29,1
10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	51	657,9	7,8
10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	217	915,9	23,7
1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	283	915,9	30,9
11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	77	657,9	11,7
11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	207	915,9	22,6
1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	401	915,9	43,8
15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	53	657,9	8
15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	351	657,9	53,3
18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	201	503,1	39,9
18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	152	657,9	23,1
1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	382	915,9	41,7
16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	50	657,9	7,5
16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	334	657,9	50,7
19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	95	503,1	18,9
19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	240	657,9	36,5
21	22	Центральная - Отпайка Северная 1	110	786,9	14
21	23	Центральная - Отпайка Северная 2	66	786,9	8,3
22	25	Отпайка Северная 1 - Отпайка Керпичная	92	657,9	14
25	13	Отпайка Керпичная - Благовещенская СН	104	657,9	15,7
23	13	Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	57	657,9	8,6
21	27	Центральная - Отпайка Владимировка	0	657,9	0
27	29	Отпайка Владимировка - Волково	0	657,9	0
30	31	Ивановка - Полевая	213	503,1	42,3
31	32	Полевая - Отпайка Анновка	223	503,1	44,3
32	33	Отпайка Анновка - Озерная	223	503,1	44,4
33	34	Озерная - Хвойная	234	503,1	46,5
29	36	Волково - Тамбовка	52	503,1	10,4
36	37	Тамбовка - Михайловка	227	503,1	45,1
37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	294	503,1	58,4
22	24	Отпайка Северная 1 - Северная 1	73	657,9	11
23	49	Отпайка Северная 2 - Северная 2	46	657,9	7,1
29	68	Волково - Приамурская ВН 1	45	425,7	10,8
29	72	Волково - Отпайка Приамурская	95	503,1	19
72	30	Отпайка Приамурская - Ивановка	140	503,1	27,8
72	69	Отпайка Приамурская - Приамурская ВН 2	45	425,7	10,7

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

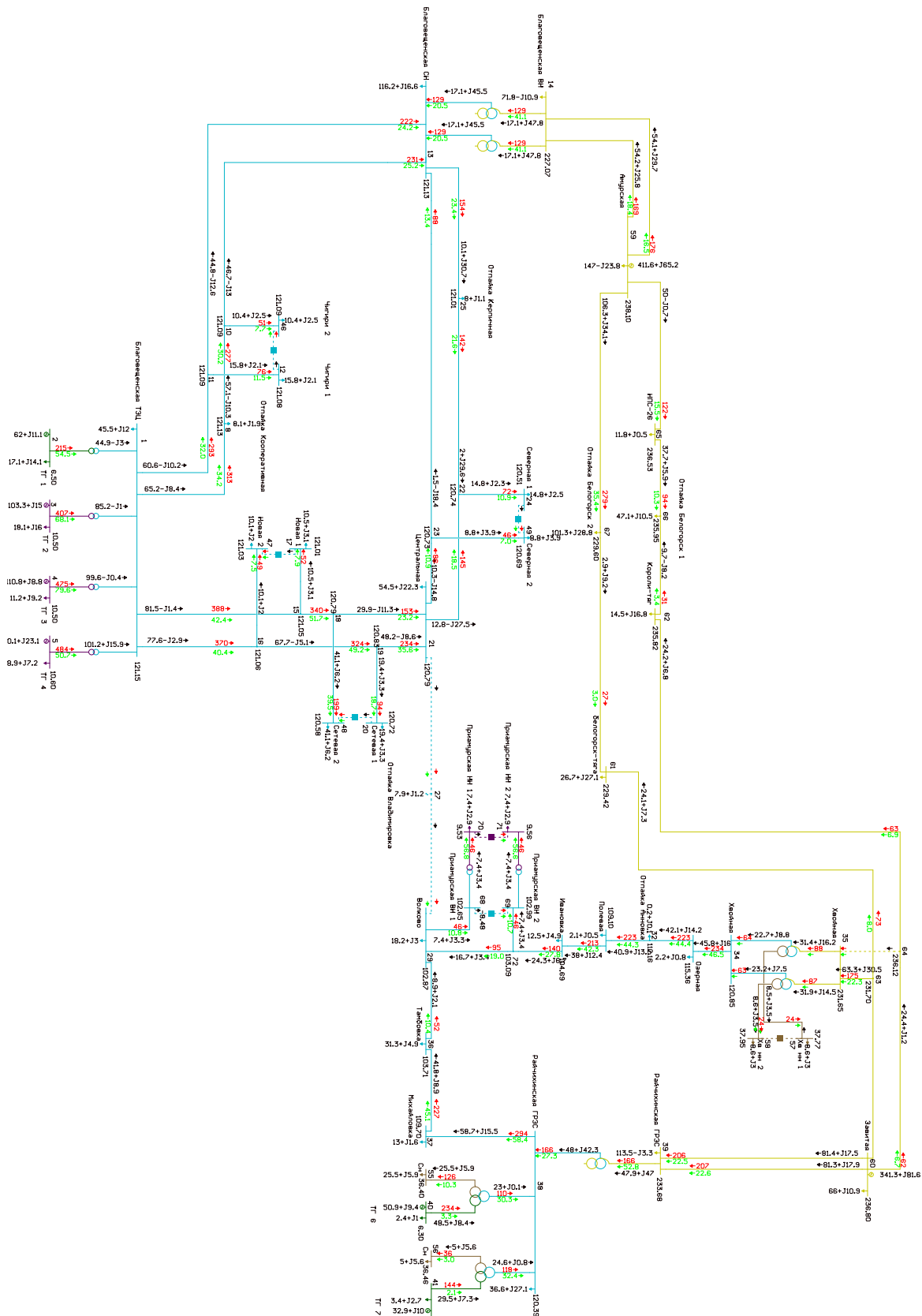


Рисунок Б.6 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме после подключения ПС 110 кВ Приамурская при отключении ВЛ 110 кВ Волково - Центральная для варианта сети №1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица Б.15 – Напряжение в узлах сети в послеаварийном режиме для ремонтной схемы после подключения ПС 110 кВ Приамурская, при отключении ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка, и находящееся в ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная для Варианта №4.

Номер	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
1	Благовещенская ТЭЦ	110	119,1	8,3
2	ТГ 1	6	6,5	8,3
3	ТГ 2	10	10,5	5,0
4	ТГ 3	10	10,5	5,0
5	ТГ 4	10	10,6	6,0
8	Отпайка Кооперативная	110	119,1	8,3
10	Отпайка Чигири 1	110	118,9	8,1
11	Отпайка Чигири 2	110	118,9	8,1
12	Чигири 1	110	118,9	8,1
13	Благовещенская СН	110	118,8	8,0
14	Благовещенская ВН	220	229,9	4,5
15	Отпайка Новая 1	110	118,8	8,0
16	Отпайка Новая 2	110	118,9	8,1
17	Новая 1	110	118,8	8,0
18	Отпайка Сетевая 1	110	118,2	7,5
19	Отпайка Сетевая 2	110	118,2	7,5
20	Сетевая 1	110	118,1	7,4
21	Центральная	110	118,1	7,4
22	Отпайка Северная 1	110	118,4	7,6
23	Отпайка Северная 2	110	118,3	7,5
24	Северная 1	110	118,1	7,4
25	Отпайка Кирпичная	110	118,6	7,9
27	Отпайка Владимировка	110	116,7	6,1
29	Волково	110	113,9	3,5
30	Ивановка	110	112,6	2,4
31	Полевая	110	112,3	2,1
32	Отпайка Анновка	110	112,2	2,0
33	Озерная	110	112,1	1,9
34	Хвойная	110	116,6	6,0
35	Хвойная	220	234,1	6,4
36	Тамбовка	110	110,7	0,6
37	Михайловка	110	109,2	-0,7
38	Райчихинская ГРЭС	110	119,2	8,4
39	Райчихинская ГРЭС	220	235,3	7,0
40	ТГ 6	6	6,3	5,0
41	ТГ 7	6	6,3	5,0
42	Ср.т.6	110	120,0	9,1
43	Ср.т. 7	110	120,1	9,2
44	Ср.т авт	220	230,1	4,6
46	Чигири 2	110	118,9	8,1
47	Новая 2	110	118,8	8,0
48	Сетевая 2	110	118,0	7,3
49	Северная 2	110	118,3	7,5
50	Ст бл1	220	225,7	2,6
51	Ст бл2	220	225,7	2,6
52	Ст хв 1	220	230,9	5,0
53	Ст хв 2	220	231,0	5,0
55	Сн	35	36,3	3,6
56	Сн	35	36,3	3,8
57	Хв нн 1	35	36,2	3,5
58	Хв нн 2	35	36,3	3,7
68	Приамурская ВН 1	110	113,7	3,3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б.15

1	2	3	4	5
69	Приамурская ВН 2	110	113,5	3,1
70	Приамурская НН 1	10	10,6	6,1
71	Приамурская НН 2	10	10,6	5,9
72	Отпайка Приамурская	110	113,5	3,2

Таблица Б.16 - Токовая загрузка в послеаварийном режиме для ремонтной схемы после подключения ПС 110 кВ Приамурская, при отключении ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка, и находящееся в ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная для Варианта №4.

N нач	N кон	Название	Ток протекающий по ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, %
1	8	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	229,8	915,9	25,1
8	10	Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	190,0	915,9	20,8
10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	51,9	657,9	7,9
10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	138,9	915,9	15,2
1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	206,6	915,9	22,6
11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	77,3	657,9	11,8
11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	129,6	915,9	14,2
1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	498,5	915,9	54,4
15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	53,1	657,9	8,1
15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	446,5	657,9	67,9
18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	203,2	503,1	40,4
18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	244,7	657,9	37,2
1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	478,5	915,9	52,3
16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	50,0	657,9	7,6
16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	429,6	657,9	65,3
19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	96,1	503,1	19,1
19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	334,1	657,9	50,8
21	22	Центральная - Отпайка Северная 1	150,1	786,9	19,1
21	23	Центральная - Отпайка Северная 2	91,6	786,9	11,6
22	25	Отпайка Северная 1 - Отпайка Кирпичная	223,0	657,9	33,9
25	13	Отпайка Кирпичная - Благовещенская СН	262,1	657,9	39,8
23	13	Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	138,3	657,9	21,0
21	27	Центральная - Отпайка Владимировка	534,0	657,9	81,2
27	29	Отпайка Владимировка - Волково	494,7	657,9	75,3
30	31	Ивановка - Полевая	24,0	503,1	4,8
31	32	Полевая - Отпайка Анновка	12,7	503,1	2,5
32	33	Отпайка Анновка - Озерная	11,3	503,1	2,4
33	34	Озерная - Хвойная	0,0	503,1	0,0
29	36	Волково - Тамбовка	232,6	503,1	46,3
36	37	Тамбовка - Михайловка	68,6	503,1	13,8
37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	0,0	503,1	0,0
22	24	Отпайка Северная 1 - Северная 1	73,2	657,9	11,1
23	49	Отпайка Северная 2 - Северная 2	46,9	657,9	7,1
29	68	Волково - Приамурская ВН 1	40,9	425,7	9,7
29	72	Волково - Отпайка Приамурская	129,4	503,1	25,7
72	30	Отпайка Приамурская - Ивановка	88,7	503,1	17,8
72	69	Отпайка Приамурская - Приамурская ВН 2	41,2	425,7	9,7

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

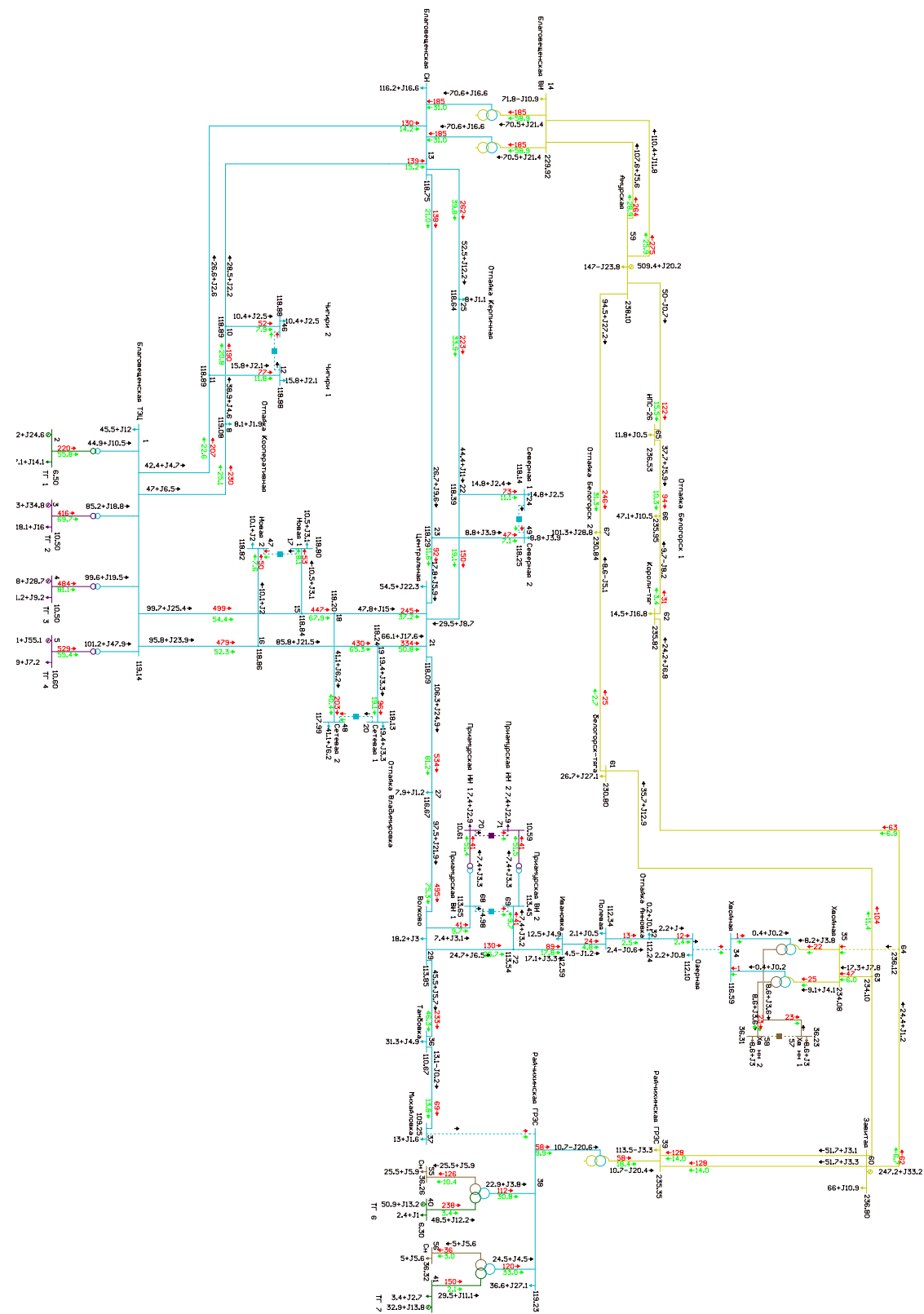


Рисунок Б.7 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме для
ремонтной схемы, при отключении ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС -
Михайловка, и находящееся в ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная для
Варианта №4.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица Б.17 – напряжение в узлах сети в послеаварийном режиме для ремонтной схемы, при отключении ВЛ 110 кВ Волково - Центральная, и находящимся в ремонте автотрансформатором на ПС 220 кВ Хвойной для Варианта №4 до применения схемно-режимных мероприятий.

Номер	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
1	Благовещенская ТЭЦ	110	120,1	9,2
2	ТГ 1	6	6,5	8,3
3	ТГ 2	10	10,5	5,0
4	ТГ 3	10	10,5	5,0
5	ТГ 4	10	10,6	6,0
8	Отпайка Кооперативная	110	120,1	9,2
10	Отпайка Чигири 1	110	119,9	9,0
11	Отпайка Чигири 2	110	119,9	9,0
12	Чигири 1	110	119,9	9,0
13	Благовещенская СН	110	119,7	8,8
14	Благовещенская ВН	220	232,7	5,8
15	Отпайка Новая 1	110	120,0	9,1
16	Отпайка Новая 2	110	120,0	9,1
17	Новая 1	110	119,9	9,0
18	Отпайка Сетевая 1	110	119,6	8,7
19	Отпайка Сетевая 2	110	119,6	8,8
20	Сетевая 1	110	119,5	8,7
21	Центральная	110	119,6	8,7
22	Отпайка Северная 1	110	119,5	8,6
23	Отпайка Северная 2	110	119,5	8,6
24	Северная 1	110	119,2	8,4
25	Отпайка Кирпичная	110	119,6	8,8
27	Отпайка Владимировка	110	0,0	0,0
29	Волково	110	85,4	-22,4
30	Ивановка	110	86,6	-21,3
31	Полевая	110	90,6	-17,7
32	Отпайка Анновка	110	93,4	-15,1
33	Озерная	110	96,3	-12,4
34	Хвойная	110	101,5	-7,8
35	Хвойная	220	231,2	5,1
36	Тамбовка	110	87,7	-20,3
37	Михайловка	110	97,9	-11,0
38	Райчихинская ГРЭС	110	115,4	4,9
39	Райчихинская ГРЭС	220	233,4	6,1
40	ТГ 6	6	6,1	2,4
41	ТГ 7	6	6,2	4,2
42	Ср.т.6	110	116,6	6,0
43	Ср.т. 7	110	118,0	7,3
44	Ср.т авт	220	221,5	0,7
46	Чигири 2	110	119,9	9,0
47	Новая 2	110	119,9	9,0
48	Сетевая 2	110	119,4	8,5
49	Северная 2	110	119,4	8,6
50	Ст бл1	220	227,4	3,4
51	Ст бл2	220	227,4	3,4
52	Ст хв 1	220	202,5	-7,9
53	Ст хв 2	220	0,0	0,0
55	Сн	35	35,2	0,7
56	Сн	35	35,7	1,9
57	Хв нн 1	35	30,2	-13,8
58	Хв нн 2	35	30,2	-13,8
68	Приамурская ВН 1	110	85,1	-22,6

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б.17

1	2	3	4	5
69	Приамурская ВН 2	110	85,4	-22,4
70	Приамурская НН 1	10	7,8	-22,3
71	Приамурская НН 2	10	7,8	-22,0
72	Отпайка Приамурская	110	85,5	-22,3

Таблица Б.18 – напряжение в узлах сети в послеаварийном режиме для ремонтной схемы, при отключении ВЛ 110 кВ Волково - Центральная, для Варианта №4, после применения схемно-режимных мероприятий.

Номер	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
1	Благовещенская ТЭЦ	110	120,1	9,2
2	ТГ 1	6	6,5	8,3
3	ТГ 2	10	10,5	5,0
4	ТГ 3	10	10,5	5,0
5	ТГ 4	10	10,6	6,0
8	Отпайка Кооперативная	110	120,1	9,2
10	Отпайка Чигири 1	110	119,9	9,0
11	Отпайка Чигири 2	110	119,9	9,0
12	Чигири 1	110	119,9	9,0
13	Благовещенская СН	110	119,7	8,8
14	Благовещенская ВН	220	232,7	5,8
15	Отпайка Новая 1	110	120,0	9,1
16	Отпайка Новая 2	110	120,0	9,1
17	Новая 1	110	119,9	9,0
18	Отпайка Сетевая 1	110	119,6	8,7
19	Отпайка Сетевая 2	110	119,7	8,8
20	Сетевая 1	110	119,5	8,7
21	Центральная	110	119,6	8,7
22	Отпайка Северная 1	110	119,5	8,6
23	Отпайка Северная 2	110	119,5	8,6
24	Северная 1	110	119,2	8,4
25	Отпайка Керпичная	110	119,7	8,8
27	Отпайка Владимировка	110	0,0	0,0
29	Волково	110	100,2	-8,9
30	Ивановка	110	101,7	-7,6
31	Полевая	110	105,7	-3,9
32	Отпайка Анновка	110	108,4	-1,4
33	Озерная	110	111,3	1,2
34	Хвойная	110	116,2	5,6
35	Хвойная	220	231,4	5,2
36	Тамбовка	110	101,5	-7,8
37	Михайловка	110	108,4	-1,4
38	Райчихинская ГРЭС	110	120,9	9,9
39	Райчихинская ГРЭС	220	232,3	5,6
40	ТГ 6	6	6,3	5,0
41	ТГ 7	6	6,3	5,0
42	Ср.т.6	110	118,3	7,5
43	Ср.т. 7	110	119,6	8,7
44	Ср.т авт	220	212,8	-3,3
46	Чигири 2	110	119,9	9,0
47	Новая 2	110	120,0	9,1
48	Сетевая 2	110	119,4	8,6
49	Северная 2	110	119,5	8,6

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б.18

1	2	3	4	5
50	Ст бл1	220	227,4	3,4
51	Ст бл2	220	227,4	3,4
52	Ст хв 1	220	209,4	-4,8
53	Ст хв 2	220	0,0	0,0
55	Сн	35	36,9	5,5
56	Сн	35	36,8	5,0
57	Хв нн 1	35	35,3	0,9
58	Хв нн 2	35	35,3	0,9
68	Приамурская ВН 1	110	99,9	-9,1
69	Приамурская ВН 2	110	100,2	-8,9
70	Приамурская НН 1	10	9,3	-7,4
71	Приамурская НН 2	10	9,3	-7,1
72	Отпайка Приамурская	110	100,3	-8,8

Таблица Б.19 - Токовая загрузка в послеаварийном режиме для ремонтной схемы после подключения ПС 110 кВ Приамурская, при отключении ВЛ 110 кВ Волково - Центральна, и находящимся в ремонте автотрансформатором на ПС 220 кВ Хвойная для Варианта №4.

N нач	N кон	Название	Ток протекающий по ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, %
1	8	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	305,7	915,9	33,4
8	10	Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	266,7	915,9	29,1
10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	51,5	657,9	7,8
10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	216,7	915,9	23,7
1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	283,3	915,9	30,9
11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	76,7	657,9	11,7
11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	207,3	915,9	22,6
1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	401,2	915,9	43,8
15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	52,6	657,9	8,0
15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	350,6	657,9	53,3
18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	200,8	503,1	39,9
18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	152,1	657,9	23,1
1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	382,0	915,9	41,7
16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	49,5	657,9	7,5
16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	333,9	657,9	50,8
19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	94,9	503,1	18,9
19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	239,9	657,9	36,5
21	22	Центральная - Отпайка Северная 1	109,7	786,9	13,9
21	23	Центральная - Отпайка Северная 2	65,5	786,9	8,3
22	25	Отпайка Северная 1 - Отпайка Кирпичная	91,9	657,9	14,0
25	13	Отпайка Кирпичная - Благовещенская СН	103,4	657,9	15,7
23	13	Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	56,6	657,9	8,6
21	27	Центральная - Отпайка Владимировка	0,0	657,9	0,0
27	29	Отпайка Владимировка - Волково	0,0	657,9	0,0
30	31	Ивановка - Полевая	182,1	503,1	36,2
31	32	Полевая - Отпайка Анновка	192,2	503,1	38,2
32	33	Отпайка Анновка - Озерная	192,5	503,1	38,3
33	34	Озерная - Хвойная	203,7	503,1	40,5
29	36	Волково - Тамбовка	90,1	503,1	17,9
36	37	Тамбовка - Михайловка	268,9	503,1	53,5
37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	337,4	503,1	67,1
22	24	Отпайка Северная 1 - Северная 1	72,5	657,9	11,0
23	49	Отпайка Северная 2 - Северная 2	46,4	657,9	7,1
29	68	Волково - Приамурская ВН 1	46,5	425,7	11,0
29	72	Волково - Отпайка Приамурская	61,2	503,1	12,2
72	30	Отпайка Приамурская - Ивановка	107,4	503,1	21,3
72	69	Отпайка Приамурская - Приамурская ВН 2	46,6	425,7	11,0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

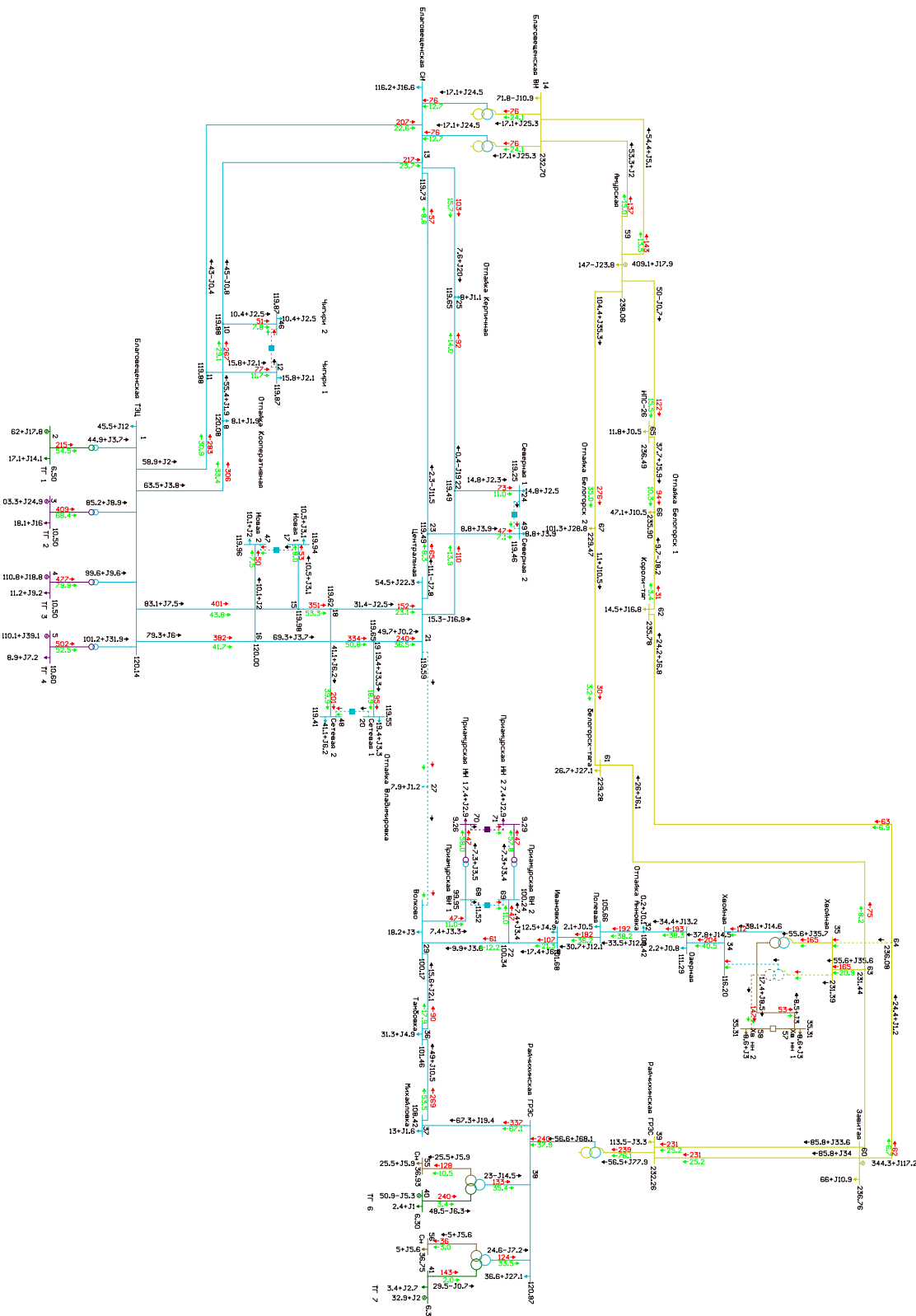


Рисунок Б.8 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме для ремонтной схемы, при отключении ВЛ 110 кВ Волково - Центральна, и находящимся в ремонте автотрансформатором на ПС 220 кВ Хвойная для Варианта №4.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет ЧДД

$$K_{\text{ПС}} := K_1 = 1.037 \times 10^6 \quad И_{\text{ПС}} := И_1 = 1.09 \times 10^5 \quad T_{\text{стр}} := 1$$

$$K_T := \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{стр}}} = 1.037 \times 10^6$$

$$И_T := \frac{И_{\text{ПС}}}{20} = 5449.026$$

$$P_{\text{max}} := 14.7 \quad T_1 := 5800 \quad \Theta_c := 3.5$$

$$\Theta_{\text{п}} := P_{\text{max}} \cdot T_1 = 8.526 \times 10^4$$

$$Д := \Theta_{\text{п}} \cdot \Theta_c = 2.984 \times 10^5$$

$$z_1 := (-K_T - И_T) \cdot (1 + 0.1)^{1-1} = -1.043 \times 10^6$$

$$z_2 := (Д - И_T) \cdot (1 + 0.1)^{1-2} = 2.663 \times 10^5$$

$$z_3 := (Д - И_T) \cdot (1 + 0.1)^{1-3} = 2.421 \times 10^5$$

$$z_4 := (Д - И_T) \cdot (1 + 0.1)^{1-4} = 2.201 \times 10^5$$

$$z_5 := (Д - И_T) \cdot (1 + 0.1)^{1-5} = 2.001 \times 10^5$$

$$z_6 := (Д - И_T) \cdot (1 + 0.1)^{1-6} = 1.819 \times 10^5$$

$$z_7 := (Д - И_T) \cdot (1 + 0.1)^{1-7} = 1.654 \times 10^5$$

$$z_8 := (Д - И_T) \cdot (1 + 0.1)^{1-8} = 1.503 \times 10^5$$

$$z_9 := (Д - И_T) \cdot (1 + 0.1)^{1-9} = 1.367 \times 10^5$$

$$z_{10} := (Д - И_T) \cdot (1 + 0.1)^{1-10} = 1.242 \times 10^5$$

$$z_{11} := (Д - И_T) \cdot (1 + 0.1)^{1-11} = 1.129 \times 10^5$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$z_{12} := (D - I_T) \cdot (1 + 0.1)^{1-12} = 1.027 \times 10^5$$

$$z_{13} := (D - I_T) \cdot (1 + 0.1)^{1-13} = 9.335 \times 10^4$$

$$z_{14} := (D - I_T) \cdot (1 + 0.1)^{1-14} = 8.486 \times 10^4$$

$$z_{15} := (D - I_T) \cdot (1 + 0.1)^{1-15} = 7.715 \times 10^4$$

$$z_{16} := (D - I_T) \cdot (1 + 0.1)^{1-16} = 7.013 \times 10^4$$

$$z_{17} := (D - I_T) \cdot (1 + 0.1)^{1-17} = 6.376 \times 10^4$$

$$z_{18} := (D - I_T) \cdot (1 + 0.1)^{1-18} = 5.796 \times 10^4$$

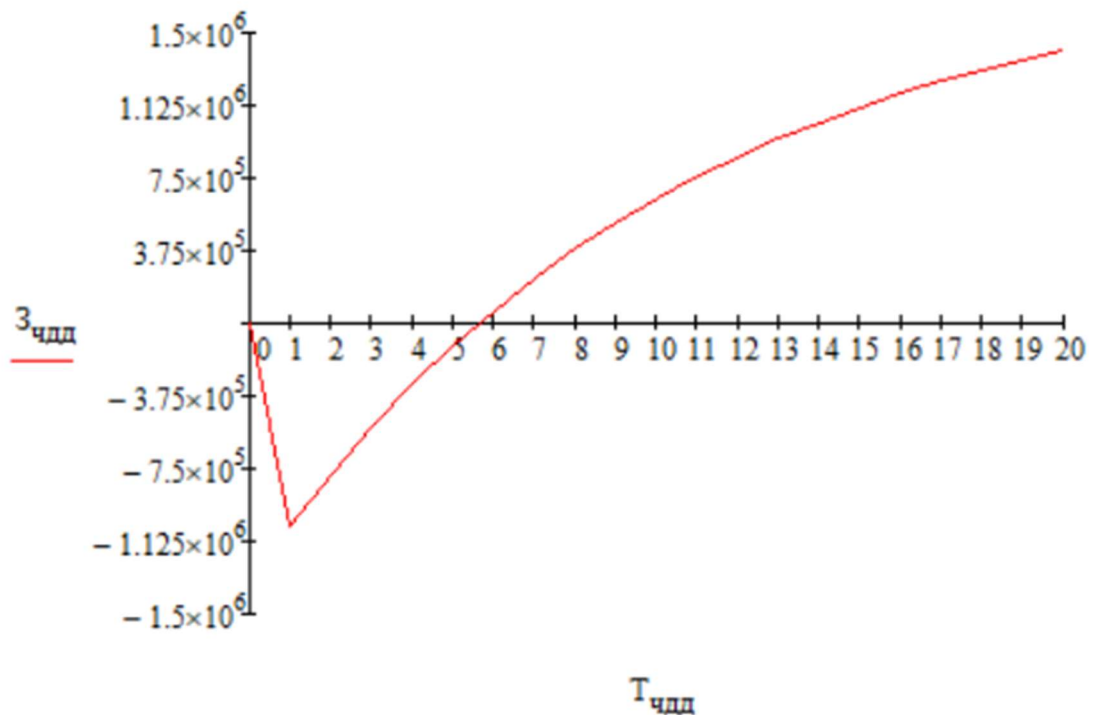
$$z_{19} := (D - I_T) \cdot (1 + 0.1)^{1-19} = 5.269 \times 10^4$$

$$z_{20} := (D - I_T) \cdot (1 + 0.1)^{1-20} = 4.79 \times 10^4$$

$$z_{\text{чдд}10} := z_1 + z_2 + z_3 + z_4 + z_5 + z_6 + z_7 + z_8 + z_9 + z_{10} = 6.443 \times 10^5$$

$$z_{\text{чдд}15} := z_{\text{чдд}10} + z_{11} + z_{12} + z_{13} + z_{14} + z_{15} = 1.115 \times 10^6$$

$$z_{\text{чдд}20} := z_{\text{чдд}15} + z_{16} + z_{17} + z_{18} + z_{19} + z_{20} = 1.408 \times 10^6$$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$T_{\text{чдд}} := \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ 18 \\ 19 \\ 20 \end{pmatrix}$$

$$Z_{\text{чдд}} := \begin{pmatrix} 0 \\ z_1 \\ z_1 + z_2 \\ z_1 + z_2 + z_3 \\ z_1 + z_2 + z_3 + z_4 \\ z_1 + z_2 + z_3 + z_4 + z_5 \\ z_1 + z_2 + z_3 + z_4 + z_5 + z_6 \\ z_1 + z_2 + z_3 + z_4 + z_5 + z_6 + z_7 \\ z_1 + z_2 + z_3 + z_4 + z_5 + z_6 + z_7 + z_8 \\ z_1 + z_2 + z_3 + z_4 + z_5 + z_6 + z_7 + z_8 + z_9 \\ z_{\text{чдд}10} \\ z_{\text{чдд}10} + z_{11} \\ z_{\text{чдд}10} + z_{11} + z_{12} \\ z_{\text{чдд}10} + z_{11} + z_{12} + z_{13} \\ z_{\text{чдд}10} + z_{11} + z_{12} + z_{13} + z_{14} \\ z_{\text{чдд}15} \\ z_{\text{чдд}15} + z_{16} \\ z_{\text{чдд}15} + z_{16} + z_{17} \\ z_{\text{чдд}15} + z_{16} + z_{17} + z_{18} \\ z_{\text{чдд}15} + z_{16} + z_{17} + z_{18} + z_{19} \\ z_{\text{чдд}20} \end{pmatrix}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчет ТКЗ

Таблица Г.1 – Узлы/Несим/ИД

Тип	Номер	Название	U_ном, кВ
1	2	3	4
у	1	Благовещенская ТЭЦ	110
у	2	ТГ 1	6
у	3	ТГ 2	10
у	4	ТГ 3	10
у	5	ТГ 4	10
у	8	Отпайка Кооперативная	110
у	10	Отпайка Чигири 1	110
у	11	Отпайка Чигири 2	110
у	12	Чигири 1	110
у	13	Благовещенская СН	110
у	14	Благовещенская ВН	220
у	15	Отпайка Новая 1	110
у	16	Отпайка Новая 2	110
у	17	Новая 1	110
у	18	Отпайка Сетевая 1	110
у	19	Отпайка Сетевая 2	110
у	20	Сетевая 1	110
у	21	Центральная	110
у	22	Отпайка Северная 1	110
у	23	Отпайка Северная 2	110
у	24	Северная 1	110
у	25	Отпайка Кирпичная	110
у	27	Отпайка Владимировка	110
у	29	Волково	110
у	30	Ивановка	110
у	31	Полевая	110
у	32	Отпайка Анновка	110
у	33	Озерная	110
у	34	Хвойная	110
у	35	Хвойная	220
у	36	Тамбовка	110
у	37	Михайловка	110
у	38	Райчихинская ГРЭС	110
у	39	Райчихинская ГРЭС	220
у	40	ТГ 6	6
у	41	ТГ 7	6
зак	42	Нейтраль.т.6	110
зак	43	Нейтраль.т. 7	110
зак	44	Нейтраль.т авт РайГРЭС	220
у	46	Чигири 2	110
у	47	Новая 2	110
у	48	Сетевая 2	110
у	49	Северная 2	110
зак	50	Нейтраль бл1	220
зак	51	Нейтраль бл2	220
зак	52	Нейтраль хв 1	220
зак	53	Нейтраль хв 2	220

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
у	55	РайГРЭС Сн	35
у	56	РайГРЭС Сн	35
у	57	Хвойная нн 1	35
у	58	Хвойная нн 2	35
у	59	Амурская	220
у	60	Завитая	220
у	61	белогорск-тяга	220
у	62	Короли-тяг	220
у	63	Отпайка хвойная 1	220
у	64	Отпайка хвойная 2	220
у	65	НПС-26	220
у	66	Отпайка Белогорск 1	220
у	67	Отпайка Белогорск 2	220
у	68	Приамурская ВН 1	110
у	69	Приамурская ВН 2	110
у	70	Приамурская НН 1	10
у	71	Приамурская НН 2	10

Таблица Г.2 – Ветви/Несим/ИД

Название	Х, Ом	х0, Ом
1	2	3
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	0,43	1,29
Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	1,63	4,89
Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	0,12	0,37
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	1,87	5,62
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	2,06	6,18
Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	0,12	0,37
Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	1,87	5,62
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	0,73	2,19
Отпайка Новая 1 - Новая 1	0,10	0,29
Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	1,35	4,06
Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	0,86	2,58
Отпайка Сетевая 1 - Центральная	0,41	1,23
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	0,73	2,19
Отпайка Новая 2 - Новая 2	0,10	0,29
Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	1,35	4,06
Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	0,86	2,58
Отпайка Сетевая 2 - Центральная	0,41	1,23
Центральная - Отпайка Северная 1	0,31	0,94
Центральная - Отпайка Северная 2	0,35	1,04
Отпайка Северная 1 - Отпайка Кирпичная	1,07	3,20
Отпайка Кирпичная - Благовещенская СН	0,41	1,23
Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	2,75	8,24
Центральная - Отпайка Владимировка	2,55	7,64
Отпайка Владимировка - Волково	5,62	16,85
Ивановка - Полевая	14,19	42,57
Полевая - Отпайка Анновка	9,37	28,12
Отпайка Анновка - Озерная	9,72	29,15
Озерная - Хвойная	15,78	47,34

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Продолжение таблицы Г.2

1	2	3
Волково - Тамбовка	11,61	34,83
Тамбовка - Михайловка	26,30	78,90
Михайловка - Райчихинская ГРЭС	30,28	90,84
Отпайка Северная 1 - Северная 1	0,52	1,55
Отпайка Северная 2 - Северная 2	0,12	0,36
Благовещенская ВН - Ст бл1	48,67	48,67
Благовещенская ВН - Ст бл2	48,67	48,67
Благовещенская ТЭЦ - ТГ 1	17,97	17,97
Благовещенская ТЭЦ - ТГ 2	12,29	12,29
Благовещенская ТЭЦ - ТГ 3	12,29	12,29
Благовещенская ТЭЦ - ТГ 4	7,68	7,68
Нейтраль бл1 - Благовещенская СН	0,00	0,00
Нейтраль бл2 - Благовещенская СН	0,00	0,00
Райчихинская ГРЭС - Нейтраль.т.6	22,78	22,78
Нейтраль.т.6 - Сн	0,00	0,00
Нейтраль.т.6 - ТГ 6	14,67	14,67
Райчихинская ГРЭС - Нейтраль.т. 7	22,78	22,78
Нейтраль.т. 7 - Сн	0,00	0,00
Нейтраль.т. 7 - ТГ 7	14,67	14,67
Райчихинская ГРЭС - Ср.т авт	59,16	59,16
Ср.т авт - Райчихинская ГРЭС	0,00	0,00
Нейтраль Хвойная 1 - Хвойная	6,37	6,37
Нейтраль Хвойная 2 - Хвойная	28,20	28,20
Хвойная - Нейтраль Хвойная 1	193,82	193,82
Нейтраль Хвойная 1 - Хвойная нн 1	369,81	369,81
Хвойная - Нейтраль Хвойная 2	173,78	173,78
Нейтраль Хвойная 2 - Хвойная нн 2	344,30	344,30
Благовещенская ВН - Амурская	55,86	167,58
Благовещенская ВН - Амурская	54,47	163,42
Отпайка хвойная 1 - Хвойная	0,24	0,73
Отпайка хвойная 2 - Хвойная	0,38	1,13
Завитая - Райчихинская ГРЭС	19,09	57,27
Завитая - Райчихинская ГРЭС	19,09	57,27
Амурская - НПС-26	22,34	67,02
НПС-26 - Отпайка Белогорск 1	8,65	25,94
Отпайка Белогорск 1 - Короли-тяг	29,61	88,84
Короли-тяг - Отпайка хвойная 2	5,28	15,83
Отпайка хвойная 2 - Завитая	16,90	50,71
Амурская - Отпайка Белогорск 2	30,45	91,35
Отпайка Белогорск 2 - белогорск-тяга	3,84	11,53
белогорск-тяга - Отпайка хвойная 1	29,90	89,70
Отпайка хвойная 1 - Завитая	21,32	63,96
Волково - Приамурская ВН 1	2,99	8,97
Ивановка - Приамурская ВН 2	9,27	27,81
Приамурская ВН 1 - Приамурская НН 1	86,68	86,68
Приамурская ВН 2 - Приамурская НН 2	86,68	86,68

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Таблица Г.3 – Генератор/Несим

N	Название	N узла	x	X2	E
1	2	3	4	5	6
1	ТГ 1	2	0.076	0.092	6.3
2	ТГ 2	3	0.169	0.207	10.5
3	ТГ 3	4	0.169	0.207	10.5
4	ТГ 4	5	0.136	0.166	10.5
5	ТГ 6	40	0.085	0.103	6.3
6	ТГ 7	41	0.085	0.103	6.3
7	ПС 220 кВ Завитая	60	0,912	1,090	220
8	ПС 220 кВ Амурская	59	1,204	1,409	220

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

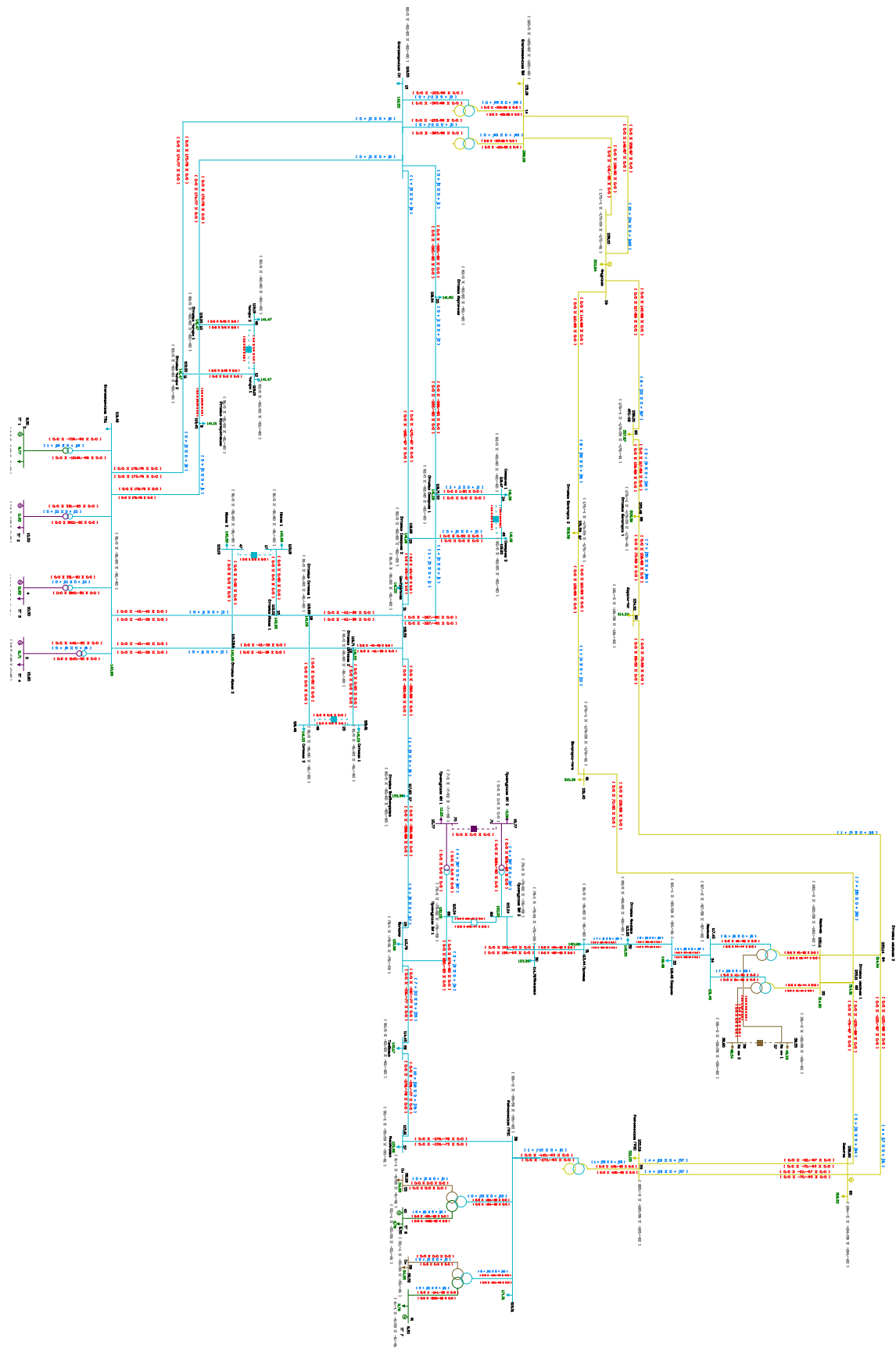


Рисунок Г.1 – Графика ТКЗ