

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы

Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 20__ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

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

Исполнитель

студент группы 342-ом1

подпись, дата

Д.А. Сурин

Руководитель

Профессор, кандидат. техн.
наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Руководитель

научного содержания
программы магистратуры,
профессор, докт. техн. наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

старший преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Рецензент

подпись, дата

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

ЗАДАНИЕ

К магистерской работе студента _____ Сурина Данила Андреевича

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

(утверждено приказом от 06.03.2025 № 609 – Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе электрическая схема _____ подстанции, однолинейные схемы подстанций, контрольные замеры

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): общая характеристика района проектирования, разработка вариантов сети, расчет токов короткого замыкания, расчет и анализ электрических нагрузок, проектирование подстанции и защит

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Юрий Викторович Мясоедов, декан Э.Ф., канд. техн. наук, доцент

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская работа содержит 120 с., 16 рисунков, 74 формулы, 40 таблиц, 50 использованных источников, 7 приложений.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ДЛИТЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫЙ ТОК, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РАСЧЕТНЫЙ ТОК.

В данной магистерской диссертации была произведена разработка схем подключения ПС Приамурская в Амурской области к уже существующей сети.

Целью проекта является разработка технически осуществимой, а также экономически выгодной схемы подключения проектируемой подстанции на основе инновационных технологий, способной обеспечить потребителей надёжной и качественной электроэнергией в рассматриваемом районе.

Основу методологии исследований составляют теория системного анализа, теория расчета параметров электрических схем замещения силовых трансформаторов, теория расчета режимов электрических сетей, теория расчета экономической эффективности, методика выбора оборудования.

На основании вышеприведенных методов были произведены расчеты установившихся режимов электрической сети с помощью ПК RastrWin, проведен структурный и схемно-режимный анализ рассматриваемой электрической сети, проведен расчет режимов и анализ потерь электроэнергии. Осуществлен выбор наиболее эффективного варианта проектируемой сети на основании технико-экономического сравнения вариантов.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Анализ электроэнергетической системы рассматриваемого района Амурской области	11
1.1 Климатическая характеристика района развития электрических сетей 110 кВ Амурской области	11
1.2 Структурный анализ электроэнергетической системы района	12
1.2.1 Характеристика источников питания	13
1.2.2 Структурный анализ ЛЭП	17
1.2.3 Структурный анализ ПС	18
1.3 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	20
1.3.1 Моделирование существующего участка электрической сети	24
1.3.2 Анализ режимов существующей сети	24
1.4 Выводы	33
2 Обоснование и характеристика выбранных инновационных технологий	34
2.1 Характеристика предмета исследования	34
2.2 Подробный обзор литературы по теме магистерского исследования и обобщение собранного материала	35
2.3 Изучение отдельных аспектов рассматриваемой проблемы и подготовка научной статьи или доклада на конференцию	36
2.4 Разработка методологии сбора исходных данных, методов обработки результатов, оценки их достоверности и достаточности для выполнения ВКР	43
2.5 Выбор и сравнительная оценка методов решения поставленных задач по теме исследования	46
2.6 Выводы	48

3 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	49
3.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Приамурская к РУ 110 кВ ПС Ивановка	50
3.2 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Приамурская к ВЛ ПС 110 кВ Волково – Ивановка	55
3.3 Выводы	60
4 Техническая проработка развития электрической сети	61
4.1 Выбор и проверка трансформатора ПС Приамурская	61
4.2 Выбор типовой схемы	62
4.3 Выбор сечений новых линий электропередач	63
4.4 Расчет токов короткого замыкания	65
4.5 Выбор схемы ОРУ 110 кВ	71
4.6 Выбор КРУ 10 кВ	72
4.7 Выбор выключателей	73
4.8 Выбор разъединителей	81
4.9 Выбор трансформаторов тока	82
4.10 Выбор трансформаторов напряжения	86
4.11 Выбор трансформаторов собственных нужд	89
4.12 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений	91
4.13 Выводы	93
5 Оценка инвестиционной привлекательности принятого варианта развития электрических сетей	94
5.1 Капитальные вложения	94
5.2 Расчет эксплуатационных издержек	96
5.3 Определение статически приведенных затрат и выбор оптимального варианта сети	98
5.4 Оценка экономической эффективности проекта	99
5.5 Оценка надежности сети	104
5.6 Выводы	112

Заключение	114
Библиографический список	116
Приложение А Граф рассматриваемого эквивалента сети	121
Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	122
Приложение В Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin 3	128
Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима варианта 1	136
Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 послеаварийного режима варианта 1	145
Приложение Е Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима варианта 2	153
Приложение Ж Расчёт в программе RastWin 3 послеаварийного режима варианта 2	160

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ИП – источник питания;

КРМ – компенсация реактивной мощности;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

НН – низкое напряжение;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОЭС – объединенная энергетическая система;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РМ – реактивная мощность;

РПН – регулировка под нагрузкой;

СН – среднее напряжение;

ТКЗ – токи короткого замыкания;

ТОР – территории опережающего социально-экономического развития;

ЦПС – цифровая подстанция;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Амурская область – важный субъект Российской Федерации, являющийся системообразующим для российской экономики на Дальнем Востоке, непосредственно граничащей с Китаем на юге и юго-западе по реке Амур.

Необходимым условием обеспечения высокого темпа социально – экономического роста, является строительство новых объектов инфраструктуры, обеспечивающих создание благоприятных условий для жизни, увеличения числа рабочих мест, что позволит привлечь новые кадры из других субъектов Российской Федерации и увеличить численность трудоспособного населения региона. Такой шаг повлечет за собой резкий скачок активности в сфере экономики Дальнего Востока.

В данной работе проводится разработка инновационной схемы подключения ПС Приамурская в Амурской области. Разработка инновационной схемы подключения включает в себя комплекс различных мер и технических решений, позволяющих снизить потери электроэнергии в сети, улучшить качество электроэнергии и повысить надёжность электроснабжения потребителей электрической сети.

Актуальность темы обусловлена экономическим развитием Амурской области в связи с увеличением резидентов территории опережающего социально-экономического развития Приамурская.

Объект исследования – электрические сети напряжением 110 кВ Амурской области.

Предмет исследования - выбран процесс интеграции инновационных технологий в энергосистему Амурской области и оценка их влияния на энергетическую эффективность.

Целью диссертации является повышение надежности, экономической эффективности с помощью инновационных технологий для разрабатываемого варианта схемы подключения

Для выполнения поставленной цели, в данной магистерской работе поставлены и решены следующие задачи:

- на основе анализа нормального и послеаварийного режима нужно выявить проблемные места и возможности подключения нового объекта электрической сети;
- выбор инновационных технологий, которые необходимо применить в ходе развития сети;
- выбор оптимального варианта развития на основе технико-экономического сопоставления предложенных вариантов развития электрической сети 110 кВ;
- выбор основного оборудования вводимой подстанции на основе расчетов токов короткого замыкания;
- определить оптимальный вариант инновационного развития на основании расчета экономической эффективности с учетом фактора надежности.

Научная новизна отражена в том, что в данной работе имеет место, повышение эффективности использования энергии в виде одного из направлений энергосбережения, это использование инновационного оборудования с целью уменьшения потерь энергии, а также использование данного оборудования направленно на интеллектуализацию электроэнергетической системы.

Практическая значимость заключается в повышении эффективности, надежности, экономической выгоде и экологических преимуществах.

1. Повышение эффективности: Внедрение интеллектуальных технологий может привести к значительному снижению потерь энергии и оптимизации процессов управления.

2. Улучшение надежности: Интеллектуальные системы мониторинга и управления могут повысить устойчивость энергосистемы к внешним и внутренним воздействиям.

3. Экономическая выгода: Ожидаемая экономия ресурсов и снижение затрат на эксплуатацию энергосистемы могут способствовать улучшению финансовых показателей предприятий.

4. Экологические преимущества: Повышение энергетической эффективности может способствовать снижению негативного воздействия на окружающую среду.

Для решения поставленных задач использованы следующие методы:

- метод системного анализа;
- моделирование рассматриваемой сети в программном комплексе;
- режимный анализ электрической сети;
- структурный анализ электрической сети;
- методы технико-экономического обоснования.

Магистерская диссертация разработана в операционной системе Windows 10 с использованием: Microsoft Office Word 2017г., Microsoft Office Visio 2017 г, Microsoft Office Excel 2017г, MathType 7.4, Mathcad 15, ПВК RastrWin 3.

Участие и публикация в двух конференциях, 22 мая 2024 г. XXV региональная научно-практическая конференция «Молодежь XXI века: шаг в будущее» тема статьи: «Применение цифровых технологий на подстанции», 16 мая 2025 г. XXVI региональная научно-практическая конференция «Молодежь XXI века: шаг в будущее» тема статьи: Перспективы использования интеллектуальных подстанций в электроэнергетике.

Графическая часть выполнена на 2 листах формата А1.

1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Цель данного раздела – показать современное состояние электроэнергетической системы района. Граф рассматриваемого эквивалента сети приведен в приложении А к данной работе.

1.1 Климатическая характеристика района развития электрических сетей 110 кВ Амурской области

Амурская область является субъектом Российской Федерации, входит в состав Дальневосточного федерального округа.

Климатические условия района развития практически не изменяются по мере движения с севера на юг. Зима в рассматриваемом районе области — долгая, скупа на осадки, сурова. Холодное время года длится шесть месяцев (с конца октября по конец апреля). Средняя температура января порядка -24°C , при абсолютном минимуме зимней температуры в области $-45,4^{\circ}\text{C}$. Лето знойное и влажное. Средняя температура июля $+21^{\circ}\text{C}$. Количество осадков - до 500 мм в прилегающих к реке Амур образованиях и нижнему течению реки Зея. Порядка 90 % воды выпадает в теплое время года.

Среднегодовая скорость ветра в регионе составляет 1,8 м/с. Скоростной наибольший нормативный напор ветра равен 650 Па. Район по ветру – III. Преобладает северо – западное направление ветров.

Общее количество осадков рассматриваемого района развития в году составляет 500-1000 мм, большая часть которых выпадает преимущественно летом. Высота снежного покрова составляет в среднем 30 см.

Район по гололеду – IV. Температура при образовании гололеда -10°C .

На территории региона преобладают бурые оподзоленные лесные почвы, черноземы – на юге. Глубина промерзания 2,33 м.

Сейсмичность района согласно карте сейсмического районирования – 6

баллов, количество грозových часов: 40 – 60.

Площадь всей области относится к районам с умеренной пляской проводов.

Таблица 1 – Климатические характеристики

Наименование	Показатели
Район по гололёду	IV
Район по ветру	III
Средняя высота снежного покрова, см	30
Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов, м	2,33
Температура воздуха, °C	
- абсолютная минимальная	– 45,4
- абсолютная максимальная	+ 40
- средняя температура января	– 31
- средняя температура июля	+ 21
- среднегодовая	+ 0,3
Среднегодовая продолжительность гроз, час	40-60
Среднегодовая скорость ветра, Па (м/с)	650
Интенсивность пляски проводов и тросов	Умеренная
Сейсмичность района строительства, баллов	6

В результате анализа климатических показателей района развития электрической сети 110 кВ, можно сделать вывод, что, в целом, рассматриваемый район развития является районом, который характеризуется континентальным климатом с мусонными чертами, а значит все оборудование электрических станций и подстанций может быть выбрано с климатическими исполнениями типа УХЛ [2].

1.2 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

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

1.2.1 Характеристика источников питания

Благовещенская ТЭЦ

Благовещенская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 404 МВт, тепловая мощность — 1005,6 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. Проектное топливо — бурый уголь Райчихинского месторождения, фактически используются бурые угли Ерковецкого и Переясловского месторождений [3].

Благовещенская ТЭЦ осуществляет следующие функции:

- Выдача мощности и выработка электроэнергии;
- Отпуск пара и горячей воды потребителям.

Электроэнергия, производимая станцией, выдаётся в энергосистему Амурской области по линиям электропередачи 110 кВ:

ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская №1 с отпайками;

ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская №2 с отпайками;

ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная №1;

ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная №2;

ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная №1 с отпайками;

ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная №2 с отпайками.

Таблица 2 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{\text{НОМ}}$, МВт	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТВФ-63-2УЗ	1	60	6,3	3000
ТВФ-120-2УЗ	2	110	10,5	3000
ТЗФП-130-2УЗ	1	120	10,5	3000

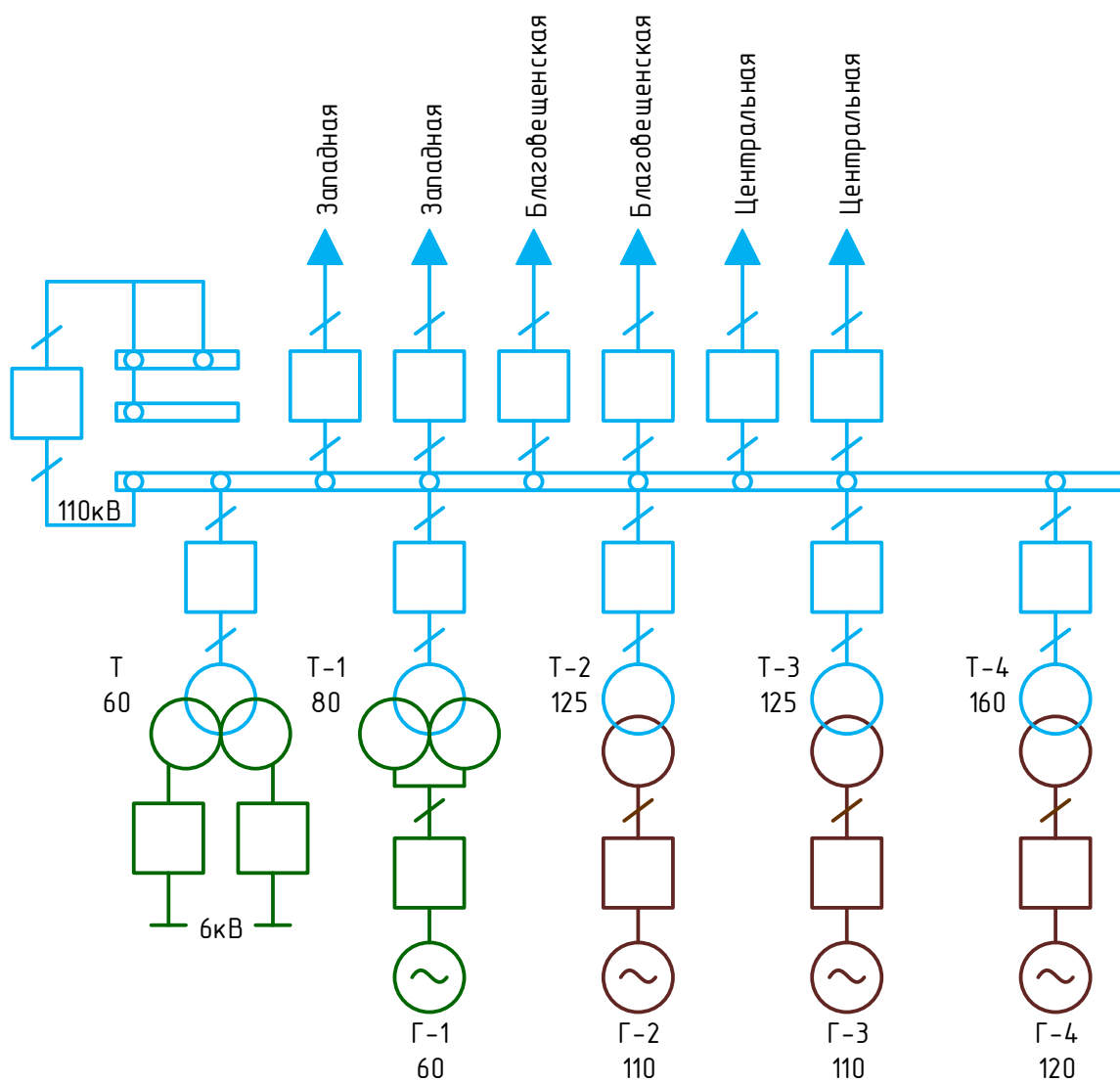


Рисунок 1 – Схема Благовещенской ТЭЦ

Таблица 3 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{кВт}$	$\Delta P_X, \text{кВт}$	$\Delta Q_X, \text{кВАр}$	$I_X, \%$
ТРДЦН-80000/110/6,3/6,3	1	10,5	310	70	480	0,6
ТДЦ-125000/110/10,5	2	10,5	400	120	687,5	0,55
ТДЦ-160000/110/10,5	1	12	525	167	960	0,6

Райчихинская ГРЭС

Райчихинская ГРЭС представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 83 МВт, тепловая мощность —

173,1 Гкал/час. Станция работает по конденсационному графику с попутной выработкой тепла. Проектное и фактическое топливо — бурый уголь Райчихинского месторождения. Конструктивная схема — с поперечными связями по основным потокам воды и пара. Помимо выработки электроэнергии, Райчихинская ГРЭС обеспечивает теплоснабжение п. Прогресс теплоснабжение производится только в холодное время года, в летний период отпуск тепла отсутствует [4].

Электроэнергия выдаётся в энергосистему с открытых распределительных устройств (ОРУ) напряжением 110 кВ и 220 кВ, а также с закрытого распределительного устройства (ЗРУ) напряжением 35 кВ по следующим линиям электропередачи:

- ВЛ-220 кВ Райчихинская ГРЭС — Завитая, 2 цепи;
- ВЛ-220 кВ Райчихинская ГРЭС — Архара, 2 цепи;
- ВЛ-110 кВ Райчихинская ГРЭС — Бурейск, 2 цепи;
- ВЛ-110 кВ Райчихинская ГРЭС — Бурей-тяга;
- ВЛ-110 кВ Райчихинская ГРЭС — Михайловка;
- ВЛ-35 кВ Райчихинская ГРЭС — Широкий;
- ВЛ-35 кВ Райчихинская ГРЭС — Н.Райчихинск;
- ВЛ-35 кВ Райчихинская ГРЭС — А;
- ВЛ-35 кВ Райчихинская ГРЭС — Усть-Кивда;
- ВЛ-35 кВ Райчихинская ГРЭС — Прогресс;
- ВЛ-35 кВ Райчихинская ГРЭС — Малиновка.

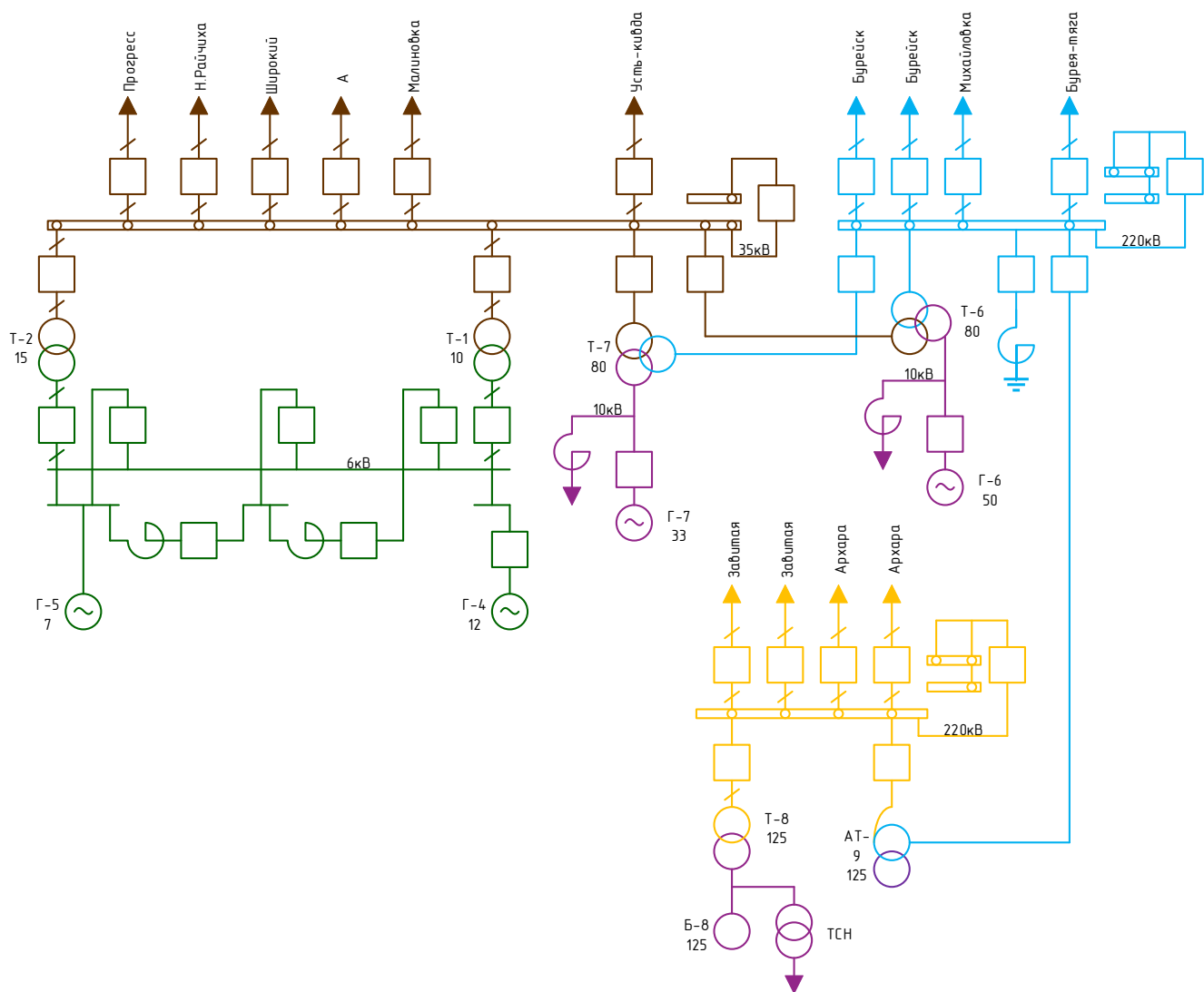


Рисунок 2 – Схема Райчихинская ГРЭС

Таблица 4 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{НОМ}$, МВт	$U_{НОМ}$, кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТВ-60-2	2	60	10,5	3000

Таблица 5 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U_K , %			ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	ΔQ_X , кВАр	I_X , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДТН-80000/115/38,5/11	2	17	10,5	6,5	390	82	480	0,6
АТДЦТН-125000/220/110	1	11	45	28	305	65	625	0,5

1.2.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 6 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U _{НОМ} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км
1	2	3	4
Райчихинская ГРЭС – Завитая I цепь	220	АС-300	44,5
Райчихинская ГРЭС – Завитая II цепь		АС-300	44,7
Завитая – Варваровка		АС-300	79,2
Варваровка – Благовещенская		АС-300	112
Завитая – Белогорск/т с отпайкой на ПС Хвойная		АСО-300	39,4
Завитая – Короли/т с отпайкой на ПС Хвойная		АСО-300	49,7
Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская I цепь	110	АСО-300	9,17
Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская II цепь		АСО-300	9,17
Благовещенская – Центральная I цепь		АС-185	6,69
Благовещенская – Центральная II цепь		АС-185	6,69
Благовещенская ТЭЦ – Центральная I цепь		АСО-300	5,9
Благовещенская ТЭЦ – Центральная II цепь		АСО-300	5,9
Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка		АС-185	20,03
Волково – Тамбовка		АС-185	27,1
Тамбовка – Михайловка		АС-185	61,25
Райчихинская ГРЭС – Михайловка		АС-120	72
Хвойная – Озерная		АС-120	36,2
Озерная – Полевая с отпайкой на ПС Анновка		АС-120	44,4
Полевая – Ивановка		АС-120	33
Ивановка – Волково		АС-120	22,7

Таблица 7 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U _{НОМ} , кВ	Суммарная протяженность, км
110	360,2
220	369,5

Таблица 8 – Интервальная оценка сечений

U _{НОМ} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
220	АС-300	280,4
	АСО-300	89,1
110	АСО-300	30,14
	АС-185	121,76
	АС-120	208,3

1.2.3 Структурный анализ ПС В данном пункте выделим ПС по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и марки трансформаторов, которые на них установлены.

Таблица 9 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети
ПС Благовещенская	Узловая
ПС Центральная	Узловая
ПС Владимировка	Ответвительная
ПС Волково	Проходная
ПС Тамбовка	Узловая
ПС Ивановка	Узловая
ПС Варваровка	Проходная
ПС Михайловка	Проходная
ПС Завитая;	Узловая
ПС Хвойная;	Проходная
ПС Озерная	Проходная
ПС Анновка	Ответвительная
ПС Полевая	Проходная

Таблица 10 – ПС по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ
1	2
ПС Благовещенская	ВН: Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9) СН: Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин (12)
ПС Завитая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Полевая	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Хвойная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Озерная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линии (5Н)
ПС Анновка	Блок трансформатор с разъединителем (1)
ПС Центральная	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Владимировка	Блок трансформатор с выключателем (3Н)
ПС Волково	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Тамбовка	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Ивановка	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Варваровка	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Михайловка	Заход-выход (6)

Таблица 11 – Количество и марки, установленных на ПС, трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
1	2
ПС Благовещенская	2 х АДЦТН-125000/220/110
ПС Центральная	2 х ТДТН-25000/110
ПС Владимировка	2 х ТДН-10000/110
ПС Волково	2 х ТДТН-10000/110
ПС Тамбовка	1 х ТДТН-10000/110 1 х ТДТН-25000/110

1	2
ПС Ивановка	1 х ТДТН-10000/110 1 х ТДТН-16000/110
ПС Варваровка	2 х ТДТН-40000/220
ПС Михайловка	1 х ТДТН-10000/110 1 х ТМТН-6300/110
ПС Завитая;	2 х ТДТН-25000/220
ПС Хвойная;	1 х АДЦТН-30000/220/110 1 х АДЦТН-32000/220/110
ПС Озерная	1 х ТДТН-10000/110 1 х ТДТН-6300/110
ПС Анновка	2хТМН-2500/110
ПС Полевая	2хТДТН-10000/110

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру с замкнутыми контурами с сильными и слабыми связями. Слабыми связями обладают проходные и отпаечные подстанции 110 кВ, поскольку связанность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети. Сильными связями из всех подстанций в ближайшем районе обладают подстанции 220 кВ Благовещенская и Завитая.

Всего в рассматриваемом районе 13 подстанций, из них большинство являются двухтрансформаторными, по виду присоединения к сети проходными.

Большинство ЛЭП являются одноцепными. Преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением АС-300.

1.3 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима.

Для расчёта режимов использовался ПВК «RastrWin 3». В качестве

исходных данных использовались:

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2020 г;
- Схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 20.12.2019 г.

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003 расчёт режимов следует осуществлять [4]:

- Расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов. При проведении расчетов рекомендуется руководствоваться следующим:

- сети 110 кВ и выше - замкнутыми;
- точки размыкания сетей 110-220 кВ должны быть обоснованы.

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок.

Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров, соответствующих ПС.

Средняя мощность определяется по формуле:

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

Где T_H – Количество измерений контрольного замера

P_i – Мощность в момент измерения

t_i – Время, в течении которого наблюдается мощность.

Эффективная мощность определяется по формуле:

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

Максимальная мощность рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{max}} = P_{\text{cp}} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}) \quad (3)$$

Где K_{ϕ} – коэффициент формы

t_{β} – коэффициент Стьюдента (принимается равным 1,85).

Коэффициент формы определяется как:

$$K_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{cp}}} \quad (4)$$

Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P_{\text{прог}} = P_{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^N \quad (5)$$

где $P_{\text{баз}}$ – базовая средняя мощность;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2025-2030 гг.;

N – срок выполнения прогноза, для распределительных сетей, принимается равным 5 лет.

Определим мощности для ПС Благовещенская.

$$P_{\text{cp}} = \frac{1}{4} \cdot (96,05 + 110,22 + 116,23 + 108,23) = 107,68 \text{ МВт}$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{4} \cdot (11,52 + 13,22 + 13,94 + 12,98) = 12,915 \text{ Мвар}$$

$$P_{\phi} = \sqrt{\frac{1}{4} \cdot (96,05^2 + 110,22^2 + 116,23^2 + 108,23^2)} = 107,93 \text{ МВт}$$

$$Q_{\phi} = \sqrt{\frac{1}{4} \cdot (11,52^2 + 13,22^2 + 13,94^2 + 12,98^2)} = 12,944 \text{ Мвар}$$

$$K_{\phi P} = \frac{107,93}{107,68} = 1,0023$$

$$K_{\phi Q} = \frac{12,944}{12,915} = 1,0022$$

$$P_{\max} = 107,68 \cdot (1 + 1,85 \cdot \sqrt{1,0023^2 - 1}) = 121,1 \text{ МВт}$$

$$Q_{\max} = 12,915 \cdot (1 + 1,85 \cdot \sqrt{1,0022^2 - 1}) = 14,5 \text{ Мвар}$$

$$P_{\text{прог}} = 121,1 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 141 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{прог}} = 14,5 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 17 \text{ Мвар}$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС рассматриваемой сети.

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются

следующие задачи:

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

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

Расчёты режимов предпочтительно проводить в специализированном ПВК RastrWin 3.

1.3.1 Моделирование существующего участка электрической сети

Моделирование участка действующей электрической сети производится в ПВК RastrWin 3. В нём линии электропередач вводятся параметрами, описывающими П – образную схему замещения. Трансформаторы, а также автотрансформаторы задаются параметрами соответствующими Г-образной схеме замещения, так же имеется возможность задания устройств регулирования напряжения (РПН, ПБВ, ВДТ). Все характеристические параметры элементов задаются вручную. Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок приведён в приложении В.

1.3.2 Анализ режимов существующей сети.

Рассмотрим нормальный режим данной сети, когда все элементы сети включены и находятся в работе.

В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых

пределах ± 10 %. Максимальное отклонение по напряжению в узлах не превышает 8 %. Отклонения по напряжению представленных в таблице 12.

Таблица 12 – Отклонения напряжений в узлах сети

Номер узла	Название	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	V, кВ	dV, %
9	Благовещенская-110	115	117,9	2,59
10	Благовещенска-35	38	37,4	-1,48
14	Центральная-110	115	117,8	2,4
16	Владимировка-110	115	116,8	1,6
17	Владимировка-10	11	11,1	5
18	Волково-110	115	113,9	-0,87
19	Тамбовка-110	115	111,2	-3,2
20	Тамбовка-35	38	35,4	-6,6
21	Тамбовка-10	11	9,9	-5
24	Михайловка-110	115	110,5	-3,8
25	Михайловка-35	38	35,3	-7,1
26	Михайловка-10	11	10,05	-4,3
38	Завитая-220	230	227	-1,2
41	Хвойная-220	230	225	-2
42	Хвойная-110	115	115,7	0,6
43	Хвойная-35	38	36,6	-3,5
46	Озерная-110	115	113	-0,9
48	Анновка-110	115	112,9	-1,7
49	Полевая-110	115	112,3	-2,3
50	Ивановка-110	115	113	-1,7
51	Варваровка-220	230	228,6	-0,6

Ток, протекающий по ЛЭП, не выходит за рамки длительно допустимого. Исходя из условия $30 \leq I_{\text{max}}/I_{\text{доп}} \leq 70$ % большинство ЛЭП загружены не оптимально. ВЛ, удовлетворяющие этим условиям, представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{max} /I _{доп} , %
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	396	600	66
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	396	600	66
Благовещенская-110 - Центральная-110	122	500	24,3
Благовещенская-110 - Центральная-110	122	500	24,3
БТЭЦ-110 - Центральная-110	489	700	69
БТЭЦ-110 - Центральная-110	489	700	69
Центральная-110 - Отп.Владимировка	317	500	63,3
Отп.Владимировка - Владимировка-110	17	300	5,7
Отп.Владимировка - Волково-110	301	500	60,1
Волково-110 - Тамбовка-110	170	500	34,1
Тамбовка-110 - Михайловка-110	18	500	3,5
Михайловка-110 - РГРЭС-110	55	500	11,1
РГРЭС-220 - Завитая-220	71	600	11,8
РГРЭС-220 - Завитая-220	70	600	11,7
Завитая-220 - Варваровка-220	71	600	11,8
Варваровка-220 - Благовещенская-220	81	600	13,6
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	90	600	14,9
Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	19	600	3,2
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	89	600	14,9
Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	24	600	4
Хвойная-110 - Озерная-110	64	300	21,2
Озерная-110 - Отп.Анновка	59	300	19,8
Отп.Анновка - Анновка-110	6	300	1,8
Отп.Анновка - Полевая-110	60	300	20,1
Полевая-110 - Ивановка-110	102	300	34,1
Ивановка-110 - Волково-110	124	300	41,4

Большинство ВЛ недогружены, что говорит о том, что сечение этих линий электропередачи завышено.

В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 6,74 МВт, что составляет 1,4 % от суммарной мощности нагрузки в

рассматриваемом районе.

Схема нормального режима сети показана на рисунке 3.

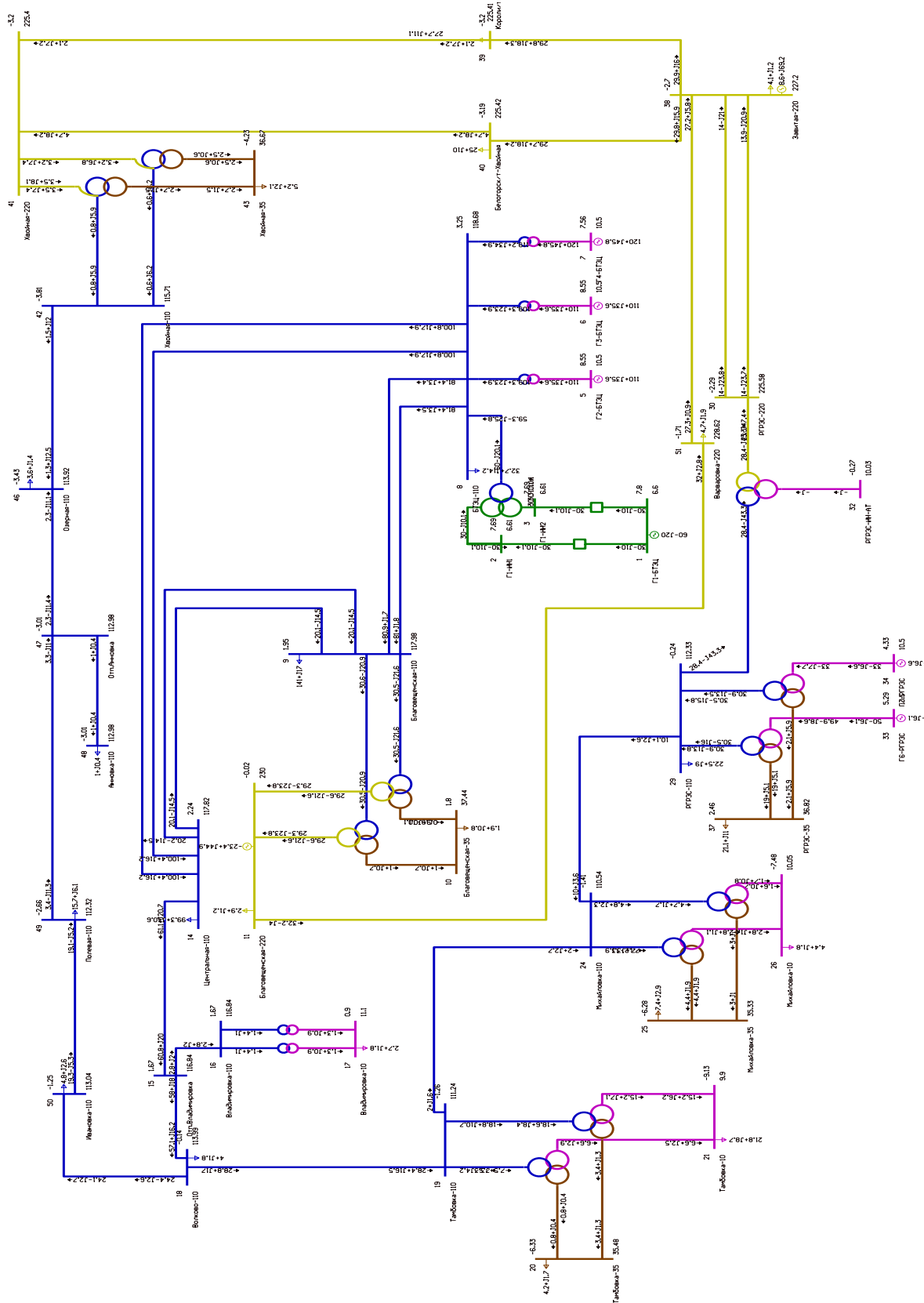


Рисунок 3 – Схема нормального режима

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать:

- для сети региональной энергосистемы или участка сети - отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы (энергоблок, автотрансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок.

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская;
- отключена ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка.

При отключении ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого. Токовая загрузка ЛЭП, представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	557	600	92,8
Благовещенская-110 - Центральная-110	227	500	45,5
Благовещенская-110 - Центральная-110	228	500	45,5
БТЭЦ-110 - Центральная-110	783	700	112
БТЭЦ-110 - Центральная-110	784	700	112
Центральная-110 - Отп.Владимировка	319	500	63,9
Отп.Владимировка - Владимировка-110	17	300	5,7
Отп.Владимировка - Волково-110	304	500	60,7
Волково-110 - Тамбовка-110	171	500	34,3
Тамбовка-110 - Михайловка-110	18	500	3,6
Михайловка-110 - РГРЭС-110	54	500	10,8
РГРЭС-220 - Завитая-220	71	600	11,8

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4
РГРЭС-220 - Завитая-220	71	600	11,8
Завитая-220 - Варваровка-220	69	600	11,6
Варваровка-220 - Благовещенская-220	80	600	13,3
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	89	600	14,9
Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	19	600	3,2
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	89	600	14,8
Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	24	600	4,1
Хвойная-110 - Озерная-110	65	300	21,5
Озерная-110 - Отп.Анновка	61	300	20,3
Отп.Анновка - Анновка-110	6	300	1,8
Отп.Анновка - Полевая-110	62	300	20,6
Полевая-110 - Ивановка-110	104	300	34,7
Ивановка-110 - Волково-110	126	300	42

При отключении ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого и как при нормальном режиме большинство линий являются загружены оптимально. Токовая нагрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	440	600	73,3
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	440	600	73,3
Благовещенская-110 - Центральная-110	209	500	41,9
Благовещенская-110 - Центральная-110	210	500	41,9
БТЭЦ-110 - Центральная-110	447	700	63,9
БТЭЦ-110 - Центральная-110	447	700	63,9
Волково-110 - Тамбовка-110	37	500	7,8

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4
Тамбовка-110 - Михайловка-110	176	500	35,3
Михайловка-110 - РГРЭС-110	255	500	51
РГРЭС-220 - Завитая-220	51	600	8,5
РГРЭС-220 - Завитая-220	51	600	8,5
Завитая-220 - Варваровка-220	237	600	39,5
Варваровка-220 - Благовещенская-220	248	600	41,4
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	135	600	23
Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	59	600	9,9
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	134	600	22,8
Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	66	600	11
Хвойная-110 - Озерная-110	205	300	68,9
Озерная-110 - Отп.Анновка	185	300	62,1
Отп.Анновка - Анновка-110	6	300	2,1
Отп.Анновка - Полевая-110	180	300	60,3
Полевая-110 - Ивановка-110	84	300	28,6
Ивановка-110 - Волково-110	55	300	18,7

Данные по потерям сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	6,74
Отключена ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская	7,5
Отключена ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка	13,47

По результатам расчета режима можно сделать вывод что в послеаварийном режиме ВЛ не перегружены поэтому в данном районе возможно подключение новых мощностей к существующим сетям. Схемы послеаварийных режимов сети показаны на рисунках 4 и 5.

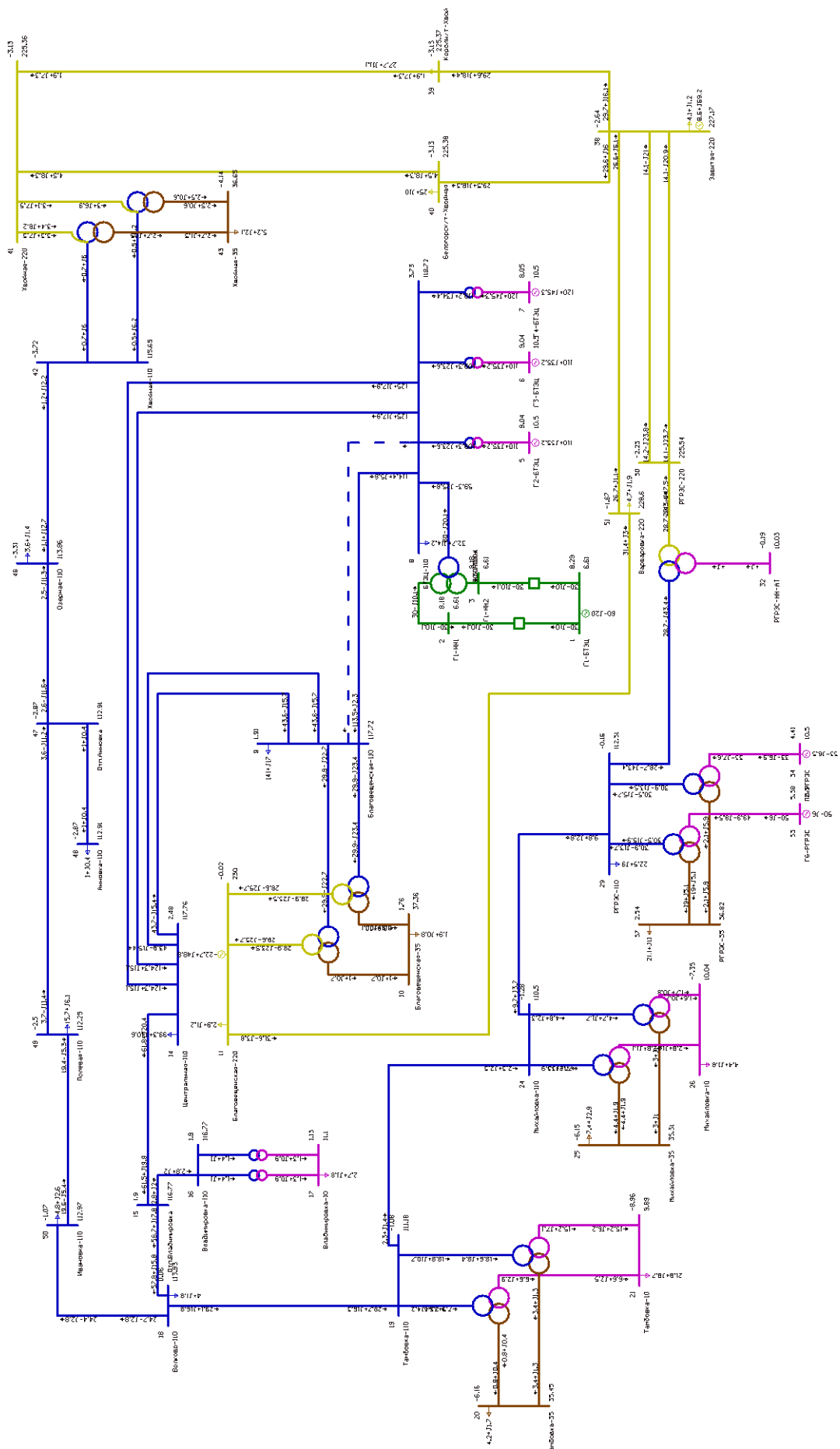


Рисунок 4 - отключена ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская

1.4 Выводы

В ходе анализа современного состояния района развития электрических сетей 110 кВ Амурской области были сделаны следующие выводы:

- сети находятся в районе с континентальным климатом, обладающим муссонными чертами в связи с чем для оборудования распределительных устройств электрических станций и подстанций может быть применено климатическое исполнение ХЛ и УХЛ

- в качестве опор используем стальные многогранные опоры. Такие опоры могут эксплуатироваться в I-V гололедно-ветровых районах, а также в районах с низкими температурами до минус 60°C.

- рассматриваемый участок электрической сети 110 кВ находится в энергоизбыточном районе в непосредственной близости от крупных электростанций;

- по результатам расчета нормального и послеаварийного режима узким местом является ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – ПС Благовещенская.

2 ОБОСНОВАНИЕ И ХАРАКТЕРИСТИКА ВЫБРАННЫХ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

2.1 Характеристика предмета исследования

Целью данного исследования является анализ и оценка интеграции интеллектуальных технологий в энергосистему Амурской области с целью повышения энергетической эффективности и надежности системы.

Задачи:

1. Анализ текущего состояния энергосистемы Амурской области:

- Оценка существующих технологий и инфраструктуры.
- Выявление проблем и узких мест в системе.

2. Изучение интеллектуальных технологий:

- Обзор современных интеллектуальных технологий, применяемых в энергетике (например, системы управления, IoT, Big Data, искусственный интеллект).
- Оценка их потенциала для повышения эффективности и надежности энергосистем.

3. Разработка модели интеграции:

- Создание концептуальной модели интеграции интеллектуальных технологий в энергосистему региона.
- Определение ключевых этапов и необходимых ресурсов для реализации.

4. Оценка влияния на энергетическую эффективность:

- Проведение количественного и качественного анализа ожидаемых результатов от внедрения технологий.

- Оценка экономической целесообразности и потенциальной экономии ресурсов.

5. Анализ влияния на надежность системы:

- Оценка рисков и преимуществ, связанных с внедрением интеллектуальных технологий.
- Разработка рекомендаций по повышению надежности энергосистемы.

2.2 Подробный обзор литературы по теме магистерского исследования и обобщение собранного материала

Для написания отчета использовалась обширная научно-техническая литература, охватывающая как основные принципы электрообеспечения, так и актуальные инновации, и технологические разработки в этой области. В качестве основных источников информации были использованы статьи, опубликованные в журналах, включая издания уровня ВАК и РИНЦ, которые предоставляют обзор современных тенденций и практические исследования, выполненные в области исследования, а также существующие стандарты организаций и ГОСТ.

Помимо этого, периодические издания технических журналов были важным источником информации, предоставляя основу для понимания последних инженерных разработок, технологических достижений и применения новейших концепций в области исследования. Эти издания содержат результаты исследований, технические обзоры и анализы, которые помогли расширить понимание темы и обеспечили основу для написания качественного и информативного отчета.

Использование научно-технической литературы, такой как статьи уровня ВАК и РИНЦ, а также периодические издания технических журналов,

сыграло ключевую роль в обеспечении достоверности, актуальности и авторитетности информации, представленной в отчете.

Анализ существующих исследований позволяет сделать вывод о том, что тема цифровых подстанций является актуальной и многообещающей. Научные работы демонстрируют широкий спектр направлений, в которых ведется исследование, а также подчеркивают важность взаимосвязи между техническими, экономическими и экологическими аспектами. Это создает основу для дальнейших исследований и разработки рекомендаций для успешного внедрения цифровых технологий в энергетическую инфраструктуру.

2.3 Изучение отдельных аспектов рассматриваемой проблемы и подготовка научной статьи или доклада на конференцию.

Поскольку одной из задач магистерской диссертации является выбор инновационного оборудования, темой для научной работы было выбрано изучение «Перспективы использования оборудования для цифрового управления» как одного из потенциально важного оборудования для оптимизации режимов и повышения надёжности сетей.

Был проведён анализ статей описывающих опыт использования интеллектуальных электрических сетей их устройство работы, преимущества при их использовании и перспективы их использования при реконструкции электрических сетей.

В настоящее время в области электроэнергетики существует большое разнообразие точек зрения и подходов к тому, что понимать под термином «цифровая подстанция». Для успешного развития автоматизации процессов передачи, преобразования и распределения электроэнергии в масштабах ЕНЭС (Единая национальная электрическая сеть), разрабатывается общая концепция программно-аппаратного комплекса цифровой подстанции. Со времени начала разработок в отечественной электроэнергетике проектов

автоматизации систем управления технологическим процессом произошло существенное развитие аппаратных и программных средств систем управления для применения на электрических подстанциях. Появились высоковольтные цифровые трансформаторы тока и напряжения; разрабатывается первичное и вторичное электросетевое оборудование со встроенными коммуникационными портами; производятся микропроцессорные контроллеры, оснащенные инструментальными средствами разработки, на базе которых возможно создание надежного программно-аппаратного комплекса подстанций. Все это создает предпосылки для построения подстанции нового поколения — цифровой подстанции (ЦПС), в которой организация всех потоков информации при решении задач мониторинга, анализа и управления осуществляется в цифровой форме.[8]

Переход к передаче сигналов в цифровом виде на всех уровнях управления подстанций позволит получить целый ряд преимуществ, в том числе:

1. Существенно сократить затраты на кабельные вторичные цепи и каналы их прокладки, приблизив источники цифровых сигналов к первичному оборудованию.
2. Повысить электромагнитную совместимость современного вторичного оборудования — микропроцессорных устройств и вторичных цепей благодаря переходу на оптические связи.
3. Упростить и, в конечном итоге, удешевить конструкцию микропроцессорных интеллектуальных электронных устройств за счет исключения трактов ввода аналоговых сигналов.
4. Унифицировать интерфейсы устройств IED (интеллектуальные электронные устройства), существенно упростить взаимозаменяемость этих

устройств (в том числе замену устройств одного производителя на устройства другого производителя) и др.

При создании ЦПС реализуются следующие цели.

Уменьшение капитальных затрат:

- уменьшение затрат на кабельную продукцию и кабельные сооружения;
- уменьшение стоимости терминалов (унификация аппаратной части, замена модулей ввода на цифровые интерфейсы);
- уменьшение площади земельных участков, необходимых для обустройства подстанций;
- увеличение срока службы силового электрооборудования (расширенная диагностика);
- уменьшение затрат на проектирование, монтаж и пуско-наладку (уменьшение количества кабелей, уменьшение количества оборудования, расширение возможностей по типизации проектных решений в части шкафного оборудования и цифровых связей);
- уменьшение эксплуатационных затрат на техобслуживание;
- упрощение эксплуатации и обслуживания (постоянная расширенная диагностика в режиме реального времени, в том числе — метрологических характеристик);
- сбор и отображение исчерпывающей информации о состоянии и функционировании подстанций;
- увеличение точности измерений (особенно при токах менее 10–15% от номинального тока) и увеличение благодаря этому точности учета электроэнергии;

- сокращение возможности появления дефектов типа «земля в сети постоянного тока»;
- сокращение количества внезапных отказов основного электрооборудования и связанных с ними штрафов за недоотпуск электроэнергии и нарушений производственного цикла (расширенная диагностика всего комплекса технических средств ЦПС);
- уменьшение количества сбоев, неправильной работы, применение оптических кабелей вместо медных повысит электромагнитную совместимость современного вторичного оборудования;
- повышение алгоритмической надежности функционирования релейной защиты и автоматики;
- уменьшение потребления по цепям переменного тока и напряжения (в результате применения оптических трансформаторов тока и трансформаторов напряжения).

Переход на технологии съема информации и передачи команд управления дадут возможность «замены на ходу» источника сигнала и тем самым повысит надежности функционирования релейных защит, увеличение быстродействия, улучшение условий в части безопасного производства работ и электромагнитной совместимости (благодаря оптическим связям нет выноса потенциала с открытым распределительным устройством).

Увеличение интеллектуальной составляющей в оборудовании ЦПС откроет развитие средств и методов непрерывной диагностики (контроль деградации характеристик, контроль готовности к выполнению операций, контроль метрологических характеристик), расширит количество функций, реализуемых в каждом терминале, позволит перенести части расчетно-диагностических задач в интерфейсные модули (Smart-IED).

Целесообразной является двухэтапность реализации ЦПС.

Этап № 1. Использование существующего основного оборудования, к которому добавляется интерфейсный цифровой интеллектуальный модуль (как правило, размещаемый в помещении) на базе IEC 61 850–8.1 и IEC 61 850–9.2. Возможна корректировка состава и типа применяемых датчиков. Получение опыта эксплуатации. Разработка всей номенклатуры устройств релейной защиты и автоматики, измерений с интерфейсами IEC 61 850–8.1 и IEC 61 850–9.2.[5]

Этап № 2. Существенная модернизация основного электрооборудования с интеграцией в него специализированных цифровых необслуживаемых датчиков, полевых контроллеров, твердотельных исполнительных модулей. Расширение объема задач, выполняемых интерфейсным модулем. Доработка всех компонентов ЦПС с учетом опыта эксплуатации.

Компоненты цифровой подстанции

Цифровые измерительные трансформаторы:

- измерение гармонических составляющих;
- расширенный динамический и частотный диапазон;
- синхронность измерений;
- снижение метрологических потерь;
- устранено влияние электромагнитных эффектов (влияние помех остаточной намагниченности и т. д.);
- безопасность эксплуатации, простота обслуживания;
- отсутствие феррорезонансных явлений;
- повышение точности измерений (особенно при малых токах);
- самодиагностика;
- упрощение монтажа (меньше вес);
- ниже стоимость (для класса напряжения 500–750 кВ);
- подстанционный координационный центр – программно-аппаратное ядро ЦПС, координирующее основные информационные потоки

в ЦПС и автоматизирующее процессы принятия и реализации решений по управлению оборудованием подстанции.

С этой целью подстанционный координационный центр должен обеспечивать ведение актуализируемой модели технологических процессов подстанции, как основы для построения алгоритмов контроля, анализа, достоверизации информации и управления функционированием подстанции, работу подсистем анализа технологических ситуаций, в том числе поддержки процессов принятия решений по управлению в сложных или аварийных ситуациях на основе актуальной модели, организацию и ведение базы данных состояния оборудования ЦПС, отслеживание его предаварийных состояний и выдачу предупредительных или аварийных сигналов и сообщений, взаимодействие с центрами управления в качестве «представителя» ЦПС в высших уровнях иерархии управления в электроэнергетических системах, телеуправление оборудованием ЦПС с обеспечением контроля его возможности, допустимости и безопасности (с учетом реального состояния оборудования подстанции), а также успешности выполнения команд управления.

Преимущества в метрологическом обеспечении цифровых подстанций над традиционными:

- отсутствие потерь при передаче информации;
- неограниченное тиражирование информации;
- единожды выполняемое аналого-цифровое преобразование (первичное измерение);
- обеспечение надежности (диагностика и тестирование).

Самодиагностика аппаратных средств: модули Smart IED основного электрооборудования, микропроцессорные терминалы, цифровые сети.

Внешняя автоматическая диагностика специализированными программно-техническими средствами:

- без вывода из работы сравнение мгновенных значений токов от разных трансформаторов тока одного присоединения, сравнение напряжений электрически связанных трансформаторов напряжения, контроль суммы токов, мощностей в узле;
- с кратковременным выводом из работы (эмуляция тестовых сигналов для терминалов и сравнение полученной реакции терминала с тестовой).

Информационная безопасность цифровых подстанций:

- обеспечение безопасности канала;
- гибкое управление правами пользователей;
- диагностика кибер-атак;
- защита от подмены сообщений;
- защита от атак на отказ в доступе.

В настоящее время в мире началось массовое внедрение решений класса «цифровая подстанция», основанных на стандартах серии МЭК 61 850, реализуются технологии управления SmartGrid, вводятся в эксплуатацию приложения автоматизированных систем технологического управления. Применение технологии «Цифровой подстанции» должно позволить в будущем существенно сократить расходы на проектирование, пуско-наладку, эксплуатацию и обслуживание энергетических объектов.[3]

Отличительными характеристиками цифровых подстанций являются наличие встроенных в первичное оборудование интеллектуальных микропроцессорных устройств, применение локальных вычислительных сетей для коммуникаций, цифровой способ доступа к информации, её передаче и обработке, автоматизация работы подстанции и процессов управления ею.

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

1. Стандарт МЭК 61850.
2. Цифровые (оптические и электронные) трансформаторы тока и напряжения.
3. Аналоговые мультиплексоры (Merging Units).
4. Выносные модули УСО (Micro RTU).
5. Интеллектуальные электронные устройства (IED).

2.4 Разработка методологии сбора исходных данных, методов обработки результатов, оценки их достоверности и достаточности для выполнения ВКР

Для успешного выполнения магистерской диссертации, посвященной реконструкции электрических сетей с интеграцией современных технологий и инновационных материалов, была разработана детализированная методология, которая включает в себя сбор исходных данных, обработку результатов и оценку их достоверности и достаточности. Эта структура обеспечит всестороннее исследование, позволяющее достичь заявленных целей и задач работы.

Сбор исходных данных

Сбор исходных данных является основой для анализа и проектирования нового оборудования и инфраструктуры. Важной частью данного этапа станет изучение существующей документации на электрические сети и подстанции. Это включает в себя проектные данные, схемы подключения, технические паспорта оборудования и отчеты о предыдущих ремонтах. Собранная информация даст представление о текущем состоянии объектов и поможет выявить потенциальные проблемы, которые могут возникнуть в процессе реконструкции.

В дополнение к традиционным источникам, проведение полевых исследований будет играть значительную роль. Это позволит получить

актуальную информацию о физическом состоянии инфраструктуры. При обследовании территории будут оцениваться такие параметры, как состояние опор, изоляции, проводов и другого оборудования. Специалисты, работающие на подстанциях, смогут дать ценную обратную связь о текущих процессах и проблемах. Эти данные будут собраны посредством опросов и глубинных интервью, что позволит выявить скрытые нюансы и специфические характеристики работы системы.

Для реализации сбора данных будут применяться как качественные, так и количественные методы. Качественные методы, включая интервью и фокус-группы, дадут возможность получить глубокое понимание проблем и успехов с точки зрения практиков. Количественные методы, такие как анкетирование, позволят собрать данные в числовом формате, что облегчит дальнейший анализ. Технические измерения проводимых параметров, таких как напряжение, ток, активная и реактивная мощность, сохранят высокую степень точности, что важно для последующего анализа.

Обработка результатов

Обработка собранных данных включает несколько ключевых этапов. Анализ данных будет проводиться с применением статистических методов, таких как регрессионный анализ, что позволит выявить закономерности и корреляции между различными переменными. Эти методы помогут понять, как изменения в одной части системы могут влиять на другие ее аспекты.

Создание моделей электрических сетей и подстанций будет реализовано с помощью специализированного программного обеспечения. Моделирование позволит предсказать поведение системы при реализации новых решений, а также фильтрацию потенциальных проблем и узких мест в сети. Применение таких технологий обеспечит более высокую точность расчетов и возможность экспериментов с различными сценариями.

Кроме этого, визуализация данных будет использоваться как важный ресурс для представления полученных результатов. Графические методы, такие как гистограммы, линейные графики, диаграммы и схемы, помогут наглядно представить основные выводы анализа. Это будет полезно не только для зрительного восприятия данных, но и для более глубокого понимания закономерностей и взаимосвязей.

Оценка достоверности и достаточности данных

Оценка достоверности и достаточности данных является критически важным этапом в исследовании. Для проверки достоверности собранных данных планируется проводить сравнительный анализ с аналогичными данными из других регионов или систем. Это позволит выявить возможные несоответствия и подтверждения собранных результатов. Кроме того, будет осуществлена верификация собранных данных через независимые источники, включая результаты измерений альтернативных систем, что подтвердит их правомерность и актуальность.

Оценка достаточности данных включает в себя анализ их полноты и репрезентативности. На этом этапе будет удостоверено, что собранные данные охватывают все ключевые параметры, влияющие на проектирование и реконструкцию электрических сетей. Статистическая выборка данных будет проанализирована на предмет достижения необходимой значимости. Это обеспечит надежность выводов и рекомендаций, основанных на собранной информации.

В завершение, все этапы исследования будут документированы и представлены в структурированных отчетах. Важно обратить внимание на то, что документация должна быть систематической и интуитивно понятной, что облегчит понимание проведенного анализа и результатов. Эта методология будет служить надежной основой для успешного завершения магистерской диссертации и формирования научно обоснованных рекомендаций для

развития электрических сетей и подстанций с учетом интеграции современных технологий управления.

2.5 Выбор и сравнительная оценка методов решения поставленных задач по теме исследования

В магистерской диссертации, посвященной проектированию трансформаторной подстанции 110/10 кВ и интеграции современных технологий, необходимо выбрать методы, которые помогут эффективно решить поставленные задачи и достичь цели исследования. Для этого проводится выбор методов по следующим критериям: эффективность, точность, стоимость, сложность выполнения и применимость к конкретным условиям. В данном разделе будут рассмотрены основные группы методов и произведена их сравнительная оценка.

1. Методы сбора данных

Технические измерения

Сильные стороны: Обеспечивают высокую степень точности. Позволяют измерять объективные параметры, такие как напряжение и ток.

Слабые стороны: Требуют специализированного оборудования и подготовки.

2. Методы анализа и моделирования

2.1 Статистический анализ

Регрессионный анализ

Сильные стороны: Позволяет искать точные зависимости между переменными, может использоваться для прогнозирования.

Слабые стороны: Требует наличия достаточного объема данных и хорошего понимания статистических методов.

2.2 Моделирование с использованием специализированного программного обеспечения

Программные системы (RastrWin3, iTKZ, PowerWorld, PSS/E)

Сильные стороны: Позволяют создавать детализированные модели и проводить сценарный анализ. Они способны симулировать работу сетей при различных условиях.

Слабые стороны: Необходимость в обучении персонала для работы с программой, высокая стоимость лицензий.

3. Методы обработки и визуализации данных

3.1 Визуализация данных

Графические методы (Visio, PowerPoint, ModelStudio, RastrWin3)

Сильные стороны: Облегчают восприятие больших объемов информации, выявляют закономерности.

Слабые стороны: Могут случайно искажать информацию, если не правильно выбраны параметры визуализации.

3.2 Геоинформационные системы (ГИС)

Сильные стороны: Обеспечивают возможность пространственного анализа данных и визуализации сетевой инфраструктуры.

Слабые стороны: Высокие требования к обучению и аппаратным средствам, сложность в обработке больших объемов данных.

4. Оценка достоверности и достаточности данных

4.1 Сравнительный анализ данных

Методы кросс-проверки:

Сильные стороны: Позволяют подтвердить или опровергнуть собранные сведения с использованием внешних источников.

Слабые стороны: Может потребоваться значительное время для поиска нужных источников.

2.6 Выводы

В предыдущих подразделах в рамках данного раздела были представлены передовые инновационные технологии, которые сравнивались с существующими технологиями и оборудованием, применяемым в настоящий момент.

Выявлены следующие недостатки проекта «цифровая подстанция»:

- Отсутствие единой нормативной базы на проектирование. - Необходимость установки нового и дорогостоящего оборудования, которое находится на начальном этапе опыта эксплуатации. Однако при выполнении серийного производства расходы на это оборудование не будут отличаться от расходов на стандартные системы организации подстанций.

- Проблема унификации несовместимого ПО. Разные производители данных устройств используют собственную логику ПО, систему протоколов, профилей, интерфейсов, которые не совместимы между собой в рамках использования на конкретном рассматриваемом объекте, но стандарту МЭК 61850 данные принципы не противоречат.

- «Стандарт МЭК 61850 должен быть доработан в части диагностических параметров».

К преимуществам проекта «цифровая подстанция» относятся:

- Уменьшение ошибочных действий в части решений персонала подстанции. Это достигается путем закрепления в ПО жесткой логики действий.

- Обеспечение логирования всех действий на подстанции в журнале событий, для установки хронологии событий дальнейшего анализа в случае возникновения аварийных ситуаций.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В РАССМАТРИВАЕМОМ РАЙОНЕ

В задачи данного раздела входит проектирование развития электрической сети путём включения в существующую схему энергорайона вводимого объекта, техническое обоснование предложенных вариантов, и проверка осуществимости функционирования различных режимов сети.

Задача раздела: Разработка и описание нескольких вариантов развития электрической сети и их обоснование.

Согласно «Схеме и программе развития электроэнергетики ЕЭС РФ на период 2023 – 2028 годов» предполагается строительство ПС Приамурская, предполагаемая электрическая мощность станции составит 14,7 МВт.

Для разработки вариантов подключения необходимо определить рациональное напряжение предполагаемого объекта.

Проверка номинального напряжения

При определении рационального напряжения выбранных схем воспользуемся формулой Илларионова.

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}; \quad (6)$$

где L – длина линии электропередач, км;

P – мощность, протекающая по линии, МВт.

Определим номинальное напряжение линии:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{20} + \frac{2500}{14.7}}} = 71,6 \text{ кВ.}$$

Напряжение, на котором должна подключаться проектируемая ПС

Приамурская, должно быть равным или больше, чем рациональное напряжение:

$$110 \text{ кВ} > 71,6 \text{ кВ}.$$

Выберем номинальное напряжение сети, к которой будем подключать новый объект 110 кВ.

3.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Приамурская к РУ 110 кВ ПС Ивановка

Вариант 1. Предусматривает подключение ПС Приамурская к ПС 110 кВ Ивановка. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 110 кВ Приамурская;
- строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Ивановка – Приамурская длиной 10 км.

Исходя из географической близости, для минимизации капиталовложений в строительство электросетевых объектов, подключение ПС Приамурская к РУ 110 кВ ПС Ивановка предусмотрено двумя ВЛ протяженностью 10 км.

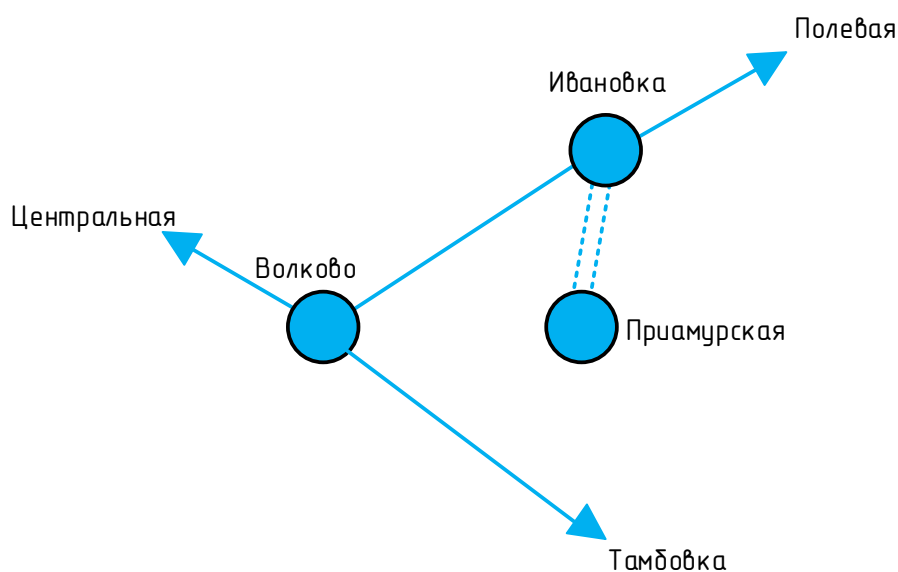


Рисунок 6 – Карта схема варианта 1

Для 1 варианта развития произведен расчёт нормального и

послеаварийного режимов. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении линии 110 кВ Ивановка – Волково поскольку она является одним из наиболее нагруженных элементов сети. Результаты расчета режимов для исходного варианта подключения представлены в приложении В и в таблице 17. Для послеаварийного режима в приложении Г и в таблице 18.

Таблица 17 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме варианта 1

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Благовещенская-110 - Центральная-110	109	500	21,8
БТЭЦ-110 - Центральная-110	510	600	85,1
БТЭЦ-110 - Центральная-110	510	600	85,1
Центральная-110 - Отп.Владимировка	387	500	77,5
Отп.Владимировка - Владимировка-110	17	300	5,7
Отп.Владимировка - Волково-110	371	500	74,3
Волково-110 - Тамбовка-110	163	500	32,5
Тамбовка-110 - Михайловка-110	9	500	1,8
Михайловка-110 - РГРЭС-110	65	500	13,1
РГРЭС-220 - Завитая-220	69	600	11,4
РГРЭС-220 - Завитая-220	68	600	11,4
Завитая-220 - Варваровка-220	85	600	14,1
Варваровка-220 - Благовещенская-220	95	600	15,9
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	95	600	15,9
Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	23	600	3,9
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	95	600	15,8
Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	29	600	4,8
Хвойная-110 - Озерная-110	76	380	25,4
Озерная-110 - Отп.Анновка	67	380	22,3
Отп.Анновка - Анновка-110	6	300	1,9
Отп.Анновка - Полевая-110	66	380	22,1
Полевая-110 - Ивановка-110	88	300	29,5
Ивановка-110 - Волково-110	197	300	65,5
Ивановка-110 - Приамурская-110	49	265	18,5
Ивановка-110 - Приамурская-110	49	265	18,5

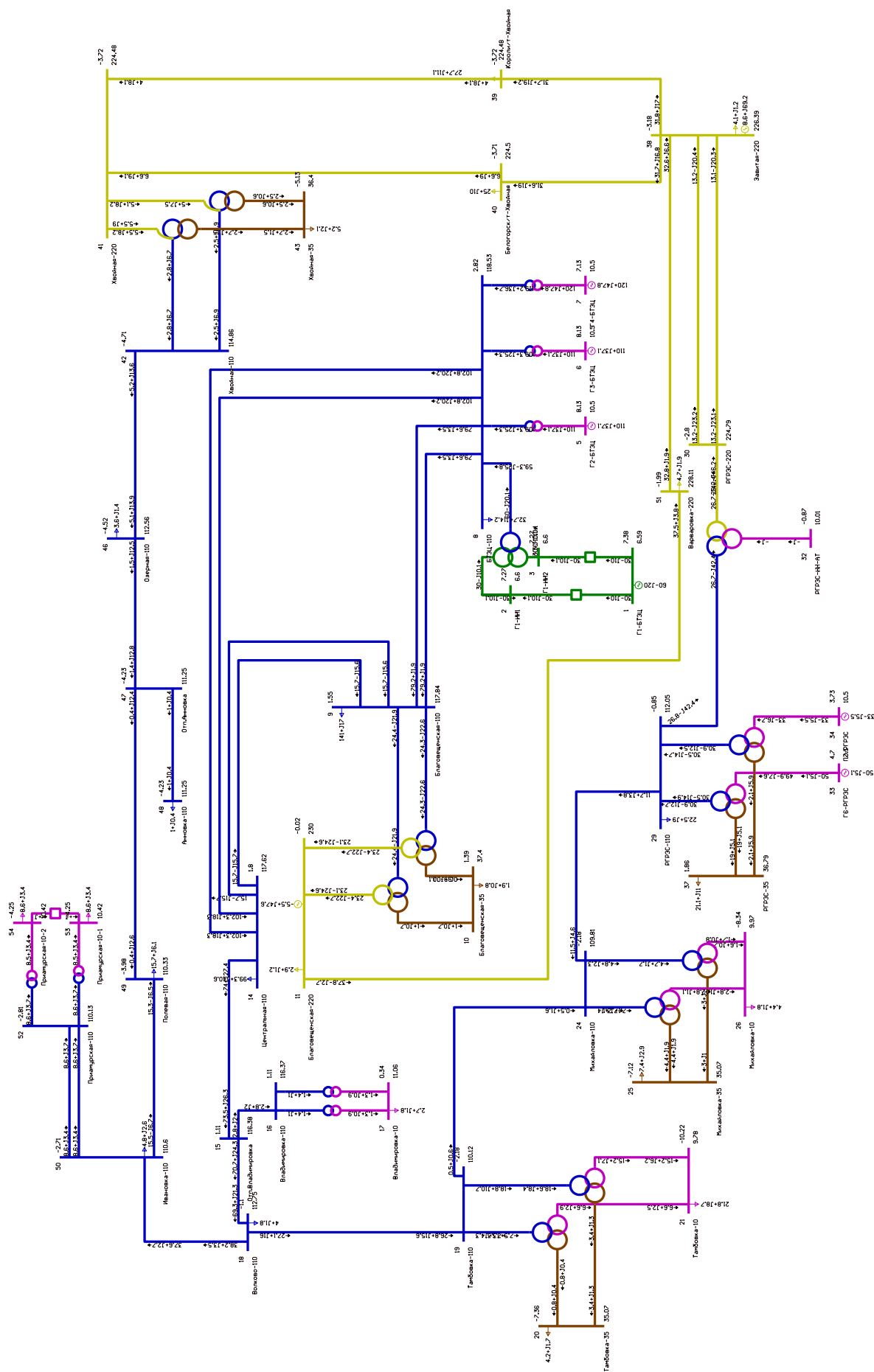


Рисунок 7 – Нормальный режим при подключении ПС Приамурская способом №1

Таблица 18 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме варианта 1

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{max} /I _{доп} , %
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	408	600	68
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	408	600	68
Благовещенская-110 - Центральная-110	143	500	28,6
Благовещенская-110 - Центральная-110	143	500	28,6
БТЭЦ-110 - Центральная-110	489	600	81,5
БТЭЦ-110 - Центральная-110	489	600	81,5
Центральная-110 - Отп.Владимировка	258	500	51,6
Отп.Владимировка - Владимировка-110	17	300	5,7
Отп.Владимировка - Волково-110	242	500	48,4
Волково-110 - Тамбовка-110	221	500	44,1
Тамбовка-110 - Михайловка-110	68	500	13,6
Михайловка-110 - РГРЭС-110	24	500	4,7
РГРЭС-220 - Завитая-220	68	600	11,4
РГРЭС-220 - Завитая-220	68	600	11,3
Завитая-220 - Варваровка-220	171	600	28,4
Варваровка-220 - Благовещенская-220	181	600	30,1
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	161	600	26,9
Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	83	600	13,8
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	160	600	26,6
Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	89	600	14,8
Хвойная-110 - Озерная-110	294	380	77
Озерная-110 - Отп.Анновка	272	380	71
Отп.Анновка - Анновка-110	7	300	2,2
Отп.Анновка - Полевая-110	266	380	70
Полевая-110 - Ивановка-110	161	300	53,5
Ивановка-110 - Волково-110	0	300	0
Ивановка-110 - Приамурская-110	63	265	23,7
Ивановка-110 - Приамурская-110	63	265	23,7

3.2 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Приамурская к ВЛ ПС 110 кВ Волково – Ивановка

Вариант 2. Предусматривает подключение ПС Приамурская к ВЛ 110 кВ Волково - Ивановка. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС Приамурская;
- строительство 2х заходов от ВЛ 110 кВ Волково – Ивановка длиной 12 км;

Вариант выбран в связи с тем что он является вторым по географической близости для минимизации капиталовложений в строительство электросетевых объектов, а подключение ПС Приамурская предусмотрено двумя заходами от ВЛ 110 кВ Волково – Ивановка протяженностью 12 км, что позволит не вносить изменения в уже существующие подстанции.

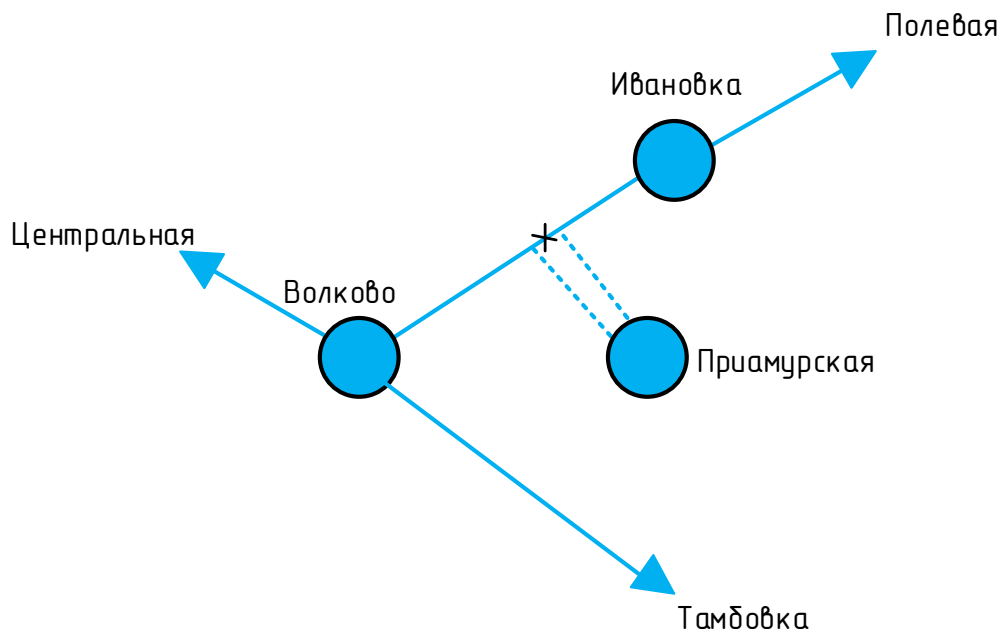


Рисунок 9 – Карта схема варианта 2

Для 2 варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режимов. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении линии 110 кВ Приамурская – Волково

поскольку она является одним из наиболее нагруженных элементов сети. Результаты расчета режимов для исходного варианта подключения представлены в приложении Д и в таблице 19. Для послеаварийного режима в приложении Е и в таблице 20.

Таблица 19 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме варианта 2

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	389	600	64,8
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	389	600	64,8
Благовещенская-110 - Центральная-110	110	500	22,1
Благовещенская-110 - Центральная-110	110	500	22,1
БТЭЦ-110 - Центральная-110	510	600	85
БТЭЦ-110 - Центральная-110	510	600	85
Центральная-110 - Отп.Владимировка	385	500	77
Отп.Владимировка - Владимировка-110	17	300	5,7
Отп.Владимировка - Волково-110	369	500	73,8
Волково-110 - Тамбовка-110	164	500	32,7
Тамбовка-110 - Михайловка-110	9	500	1,8
Михайловка-110 - РГРЭС-110	64	500	12,8
РГРЭС-220 - Завитая-220	68	610	11,2
РГРЭС-220 - Завитая-220	68	610	11,2
Завитая-220 - Варваровка-220	87	600	14,5
Варваровка-220 - Благовещенская-220	97	600	16,2
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	97	600	16,2
Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	24	600	4,1
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	96	600	16,1
Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	30	600	5
Хвойная-110 - Озерная-110	80	380	21,1
Озерная-110 - Отп.Анновка	70	380	18,4
Отп.Анновка - Анновка-110	6	300	1,9
Отп.Анновка - Полевая-110	69	380	18,1
Полевая-110 - Ивановка-110	85	300	28,2
Приамурская-110 - Волково-110	192	380	50,5
Ивановка-110 - Приамурская-110	104	380	27,4

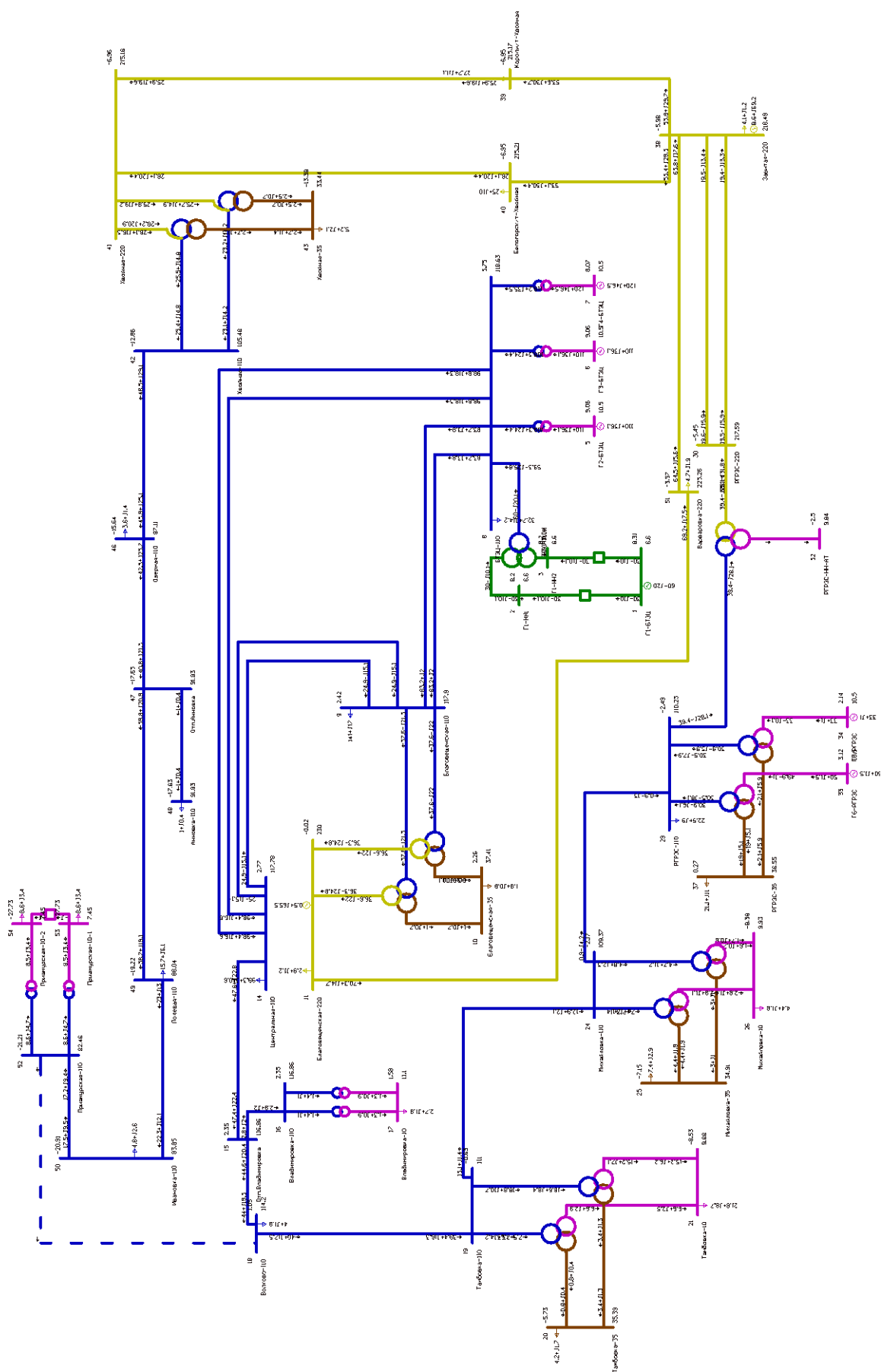


Рисунок 11 – Послеаварийный режим при подключении ПС Приамурская способом №2

Таблица 20 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме варианта 2

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	408	600	68
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	408	600	68
Благовещенская-110 - Центральная-110	143	500	28,6
Благовещенская-110 - Центральная-110	143	500	28,6
БТЭЦ-110 - Центральная-110	489	600	81,5
БТЭЦ-110 - Центральная-110	489	600	81,5
Центральная-110 - Отп.Владимировка	259	500	51,8
Отп.Владимировка - Владимировка-110	17	300	5,7
Отп.Владимировка - Волково-110	243	500	48,6
Волково-110 - Тамбовка-110	222	500	44,4
Тамбовка-110 - Михайловка-110	69	500	13,8
Михайловка-110 - РГРЭС-110	22	500	4,5
РГРЭС-220 - Завитая-220	67	610	11
РГРЭС-220 - Завитая-220	67	610	11
Завитая-220 - Варваровка-220	175	600	29,2
Варваровка-220 - Благовещенская-220	185	600	30,8
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	166	600	27,6
Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	87	600	14,5
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	164	600	27,4
Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	93	600	15,5
Хвойная-110 - Озерная-110	311	380	81,9
Озерная-110 - Отп.Анновка	289	380	76,1
Отп.Анновка - Анновка-110	7	300	2,3
Отп.Анновка - Полевая-110	283	380	74,5
Полевая-110 - Ивановка-110	174	300	58,2
Приамурская-110 - Волково-110	0	380	0
Ивановка-110 - Приамурская-110	137	380	36,2

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети и токовая загрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах благодаря наличию замкнутых контуров со сложными связями, обеспечивающих резервирование

3.3 Выводы

Был выбран вариант подключения ПС Приамурская к РУ 110 кВ ПС Ивановка двумя ВЛ протяженностью 10 км, исходя из географической близости, для минимизации капитальных вложений в строительство электросетевых объектов.

Второй вариант был выбран так-как является вторым по географической близости для минимизации капиталовложений в строительство электросетевых объектов, а подключение ПС Приамурская предусмотрено двумя заходами от ВЛ 110 кВ Волково – Ивановка протяженностью 12 км, что позволит не вносить изменения в уже существующие подстанции.

По результатам расчета режимов обоих вариантов, можно сделать выводы что уровни напряжения и токовая нагрузка находятся в допустимых значениях. В послеаварийном режиме также напряжения в узлах сети и токовая загрузка по остаются в допустимых пределах.

4 ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОРАБОТКА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В задачи данного раздела входит выбор необходимого оборудования и проверка осуществимости функционирования различных режимов сети.

4.1 Выбор и проверка трансформатора ПС Приамурская

Мощность силовых трансформаторов для ПС Приамурская определяется из средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности. Количество трансформаторов на подстанции определяется по категории надежности потребителей, если это 1 и 2 категории на подстанции должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителей полной мощностью.

Определим расчетную мощность трансформаторов для выбора из каталога, МВА:

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{P_{П}^2 + Q_{нес}^2}}{N \cdot K_3}, \quad (7)$$

где $P_{П}$ и $Q_{нес}$ – это прогнозируемая активная и не скомпенсированная реактивная мощности, МВт и Мвар;

N - количество трансформаторов, единицы;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора, принимаем равным 0,7;

Определяем требуемую мощность для ПС Приамурская:

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{17,1^2 + 6,86^2}}{2 \cdot 0,7} = 13,2 \text{ МВА.}$$

Выбираем трансформаторы ТДН – 16000/110.

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Приамурская предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН-16000/110/10, поскольку коэффициент загрузки в нормальном режиме при использовании данных трансформаторов будет оптимальным. В нормальном режиме, когда оба трансформатора будут находиться в работе, их коэффициент загрузки составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{S_{НАГР}}{n_{ТР} \cdot S_{ТР}} \quad (8)$$

где $S_{НАГР}$ – мощность нагрузки;

$n_{ТР}$ – количество трансформаторов;

$S_{ТР}$ – мощность выбранного трансформатора.

$$K_3^{н.р.} = \frac{15,8}{2 \cdot 16} = 0,49$$

В случае, если один из трансформаторов будет отключен (плановый ремонт, повреждение и т.д.), коэффициент загрузки оставшегося в работе трансформатора составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{15,8}{16} = 0,98$$

Поскольку в таком случае коэффициент загрузки не превышает 1 можно сказать, что такой режим работы трансформаторов допустим и не требуется проводить тепловой расчет.

4.2 Выбор типовой схемы

Для ПС Приамурская выбираем следующие типовые схемы РУ:

Схема РУ ВН (110 кВ): «Два блока с выключателями и

неавтоматической переключкой со стороны линии», которая применяется на напряжении 35-220 кВ для двух-трансформаторных ПС, питаемых по 2-м ВЛ, при необходимости секционирования транзитной ВЛ при КЗ [10]. В этой схеме каждое присоединение коммутируется одним выключателем. В то же время эта схема является очень экономичной. Такая схема позволяет производить опробование и ревизию любого выключателя без нарушения работы ее элементов.

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин».

4.3 Выбор сечений новых линий электропередач

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

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

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

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max 3}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}, \quad (9)$$

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;

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

$$I_{max} = \frac{\sqrt{14,7^2 + 5,88^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 42 \text{ А}$$

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

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (10)$$

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

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

$$I_{д.д} \geq I_{P.П}, \quad (11)$$

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

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

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{P.max} = 42 \cdot 1,05 \cdot 1,05 = 46 \text{ А}$$

Для первого варианта примем к установке на провод АС-70/11 с длительно допустимым током $I_{д.д.} = 265 \text{ А}$.

4.4 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) необходим для выбора и проверки электрооборудования по условиям короткого замыкания.

Так как для расчета используется метод приближенного приведения в относительных единицах, то принимаем базисные значения:

$$S_{баз} = 1000 \text{ МВА}$$

$$U_{базн} = 110 \text{ кВ}, U_{базнн} = 10 \text{ кВ}$$

Сопротивление системы X_C определяется по формуле:

$$X_C = \frac{S_{баз}}{S_{КЗ}} \quad (12)$$

где $S_{КЗ}$ – мощность короткого замыкания системы;

$$X_C = \frac{1000}{4000} = 0,25 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$X_L = X_O \cdot l \cdot \frac{S_{баз}}{U_{базн}^2} \quad (13)$$

$$X_L = 0,42 \cdot 20 \cdot \frac{1000}{110^2} = 0,69 \text{ о.е.}$$

Т.к. двух цепная линия:

$$X_{\text{Л}} = \frac{0,69}{2} = 0,345 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора определяются по формуле:

$$X_T = \frac{u_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{1000}{S_{\text{ном}T}} \quad (14)$$

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,6 \text{ о.е.}$$

Т.к. два трансформатора:

$$X_T = \frac{6,6}{2} = 3,3 \text{ о.е.}$$

Сопротивление нагрузки считается по формуле:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_H} \quad (15)$$

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{1000}{10} = 35$$

где 0,35 – сопротивление нагрузки в относительных единицах;

S_H – мощность нагрузки на стороне НН.

Расчет токов короткого замыкания.

Базисный ток для точки К1 определяется по формуле:

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 1}}, \quad (16)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 5,2 \text{ кА}$$

Базисный ток для точки К2 определяется по формуле:

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 2}} \quad (17)$$

$$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,7 \text{ кА}$$

Рассмотрим подробный расчёт для точки К:

$$X_1 = X_C + X_L \quad (18)$$

$$X_1 = 0,25 + 0,69 = 0,94 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = X_H + X_T \quad (19)$$

$$X_2 = 35 + 3,3 = 38,3 \text{ о.е.}$$

Токи рассчитываем по формулам:

$$I_1^{(3)} = \frac{E_C}{X_1} \cdot I_{\delta 1} \quad (20)$$

где E_C – ЭДС системы, принимаем равным 1

$$I_1^{(3)} = \frac{1}{0,94} \cdot 5,2 = 5,53 \text{ кА}$$

$$I_1^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_1^{(3)} \quad (21)$$

$$I_1^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,53 = 4,8 \text{ кА}$$

$$I_2^{(3)} = \frac{E_H}{X_2} \cdot I_{\phi 1} \quad (22)$$

где E_C – ЭДС нагрузки, принимаем равным 0,85

$$I_2^{(3)} = \frac{0,85}{38,3} \cdot 5,2 = 0,11 \text{ кА}$$

$$I_2^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,11 = 0,1 \text{ кА}$$

$$I_1^{(3)} = I_{no}^{K1} = I_1^{(3)} + I_2^{(3)} \quad (23)$$

$$I_1^{(3)} = I_{no}^{K1} = 5,53 + 0,11 = 5,64 \text{ кА}$$

Рассмотрим подробный расчет для точки K2

$$X_1 = X_C + X_{\text{Л}} + X_T \quad (24)$$

$$X_1 = 0,25 + 0,345 + 3,3 = 3,895 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = X_H \quad (25)$$

$$X_2 = 35 \text{ о.е.}$$

Токи рассчитываем по формулам:

$$I_1^{(3)} = \frac{E_C}{X_1} \cdot I_{\delta 2} \quad (26)$$

$$I_1^{(3)} = \frac{1}{3,895} \cdot 57,7 = 14,8 \text{ кА}$$

$$I_1^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_1^{(3)} \quad (27)$$

$$I_1^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14,8 = 12,8$$

$$I_2^{(3)} = \frac{E_H}{X_2} \cdot I_{\delta 2} \quad (28)$$

$$I_2^{(3)} = \frac{0,85}{35} \cdot 57,7 = 1,4 \text{ кА}$$

$$I_2^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_2^{(3)} \quad (29)$$

$$I_2^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,4 = 1,2 \text{ кА}$$

$$I_2^{(3)} = I_{no}^{K2} = I_1^{(3)} + I_2^{(3)} \quad (30)$$

$$I_2^{(3)} = I_{no}^{K2} = 14,8 + 1,2 = 16 \text{ кА}$$

Для того, чтобы найти $I_{уд}$ необходимо знать ударный коэффициент, который мы берем из справочных данных[35]:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{K1} \quad (31)$$

$$I_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 5,64 = 12,8 \text{ кА}$$

$$I_{y\partial K2} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 16 = 36,4 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{aK1} = \sqrt{2} \cdot I_K \quad (32)$$

$$I_{aK1} = \sqrt{2} \cdot 5,64 = 7,97 \text{ кА}$$

$$I_{aK2} = \sqrt{2} \cdot 16 = 22,6 \text{ кА}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в точках К1 и К2 запишем в таблицу 21.[50]

Таблица 21 – Результаты расчетов ТКЗ на ПС Приамурская

Токи короткого замыкания	$I_{по}$, кА	$I_{уд}$, кА	I_a , кА
ВН	5,64	12,8	7,97
НН	16	36,4	22,6

4.5 Выбор схемы ОРУ 110 кВ

В данном пункте рассмотрен выбор схемы соединений открытого распределительного устройства 110 кВ.

Выбор главной схемы электрических соединений подстанций следует производить с учетом следующих факторов:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- категории приемников электрической энергии по надежности;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;
- уровни токов короткого замыкания.

При выборе главной схемы электрических соединений следует соблюдать следующие основные требования:

- надежность работы;
- экономичность принимаемого варианта;
- гибкость и удобство в эксплуатации;
- возможность расширения ОРУ в дальнейшем;
- безопасность в обслуживании и т.д.

Исходя из всего описанного выше, а также согласно нормам и правилам [8], выбираем для ОРУ 110 кВ типовую схему «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Схема

ОРУ предоставлена на рисунке 12.

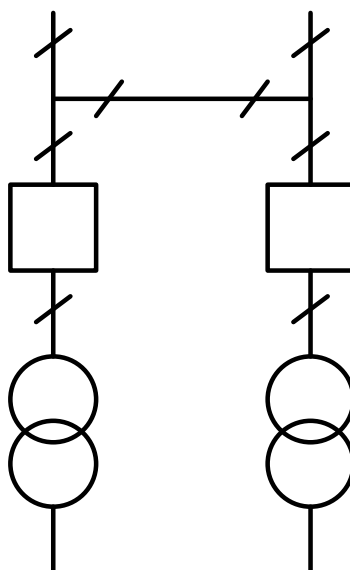


Рисунок 12 – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии

4.6 Выбор КРУ 10 кВ

Для КРУ-10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-63, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6 (10) кВ на токи 630 - 2 000 А.

Таблица 22 – Основные параметры шкафа КРУ серии КРУ-СЭЩ-63

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВУ-СЭЩ-Э-10
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнит

4.7 Выбор выключателей

Основным элементом открытого распределительного устройства (ОРУ) является силовой выключатель с изоляцией для каждого полюса, состоящий из двух компонентов:

- дугогасительной камеры;
- привода.

Дизайн дугогасительной камеры и привода основан на хорошо зарекомендовавших себя и, в основном, типовых конструктивных решениях, которые многократно использовались в коммутационных устройствах наружной установки. Данный силовой выключатель применяется в конструкциях с однополюсным дугогашением.

Привод выключателя благодаря современным решениям может располагаться в компактной камере. Пружины включения и отключения выключателя расположены в блоке привода и обеспечивают надежность и простоту конструкции. Вследствие чего снижается количество элементов, приводимых в движение при коммутации. Подшипники качения, используемые в приводе, не требуют никакого технического обслуживания самого механизма взвода пружины. Вместе с этим, применяются неплохо зарекомендовавшие себя конструктивные и технические решения, например, такие, как виброустойчивые защелки и не требующее механической энергии устройство деблокировки механизма взвода пружины.

В камере, предназначенной для гашения дуги (дугогасительной камере) в силовом выключателе, применяется принцип автокомпрессии. Вследствие малой энергии привода, необходимой для коммутаций, необходимы небольшие механические усилия, что положительно сказывается на нагрузке выключателя и корпуса.

В процессе отключения первым размыкается главный контакт, в результате чего ток переходит на еще замкнутый подвижный дугогасительный контакт. Это предотвращает эрозию главного контакта. В процессе расхождения контактов образуется дуга. Одновременно с этим

контактный цилиндр перемещается в цоколь и сжимает находящийся там элегаз. Сжатый элегаз с высокой скоростью поступает через контактный цилиндр в межконтактный промежуток и гасит дугу.

При отключениях токов КЗ элегаз, находящийся в непосредственной близости от дугогасительных контактов, сильно нагревается вследствие термического воздействия энергии дуги. Это приводит к росту давления в контактном цилиндре. Далее, замкнутый дугогасительный контакт освобождает 41 сопло. При этом элегаз вырывается из контактного цилиндра в сопло и гасит дугу. Клапан обратного удара контактного цилиндра предотвращает передачу высокого давления газа в резервуар нагрева. По этому принципу энергия направляется на создание необходимой компрессии, не растрчиваясь на привод.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ан.уст} \leq U_{уст.ном} \quad (33)$$

где $U_{ан.уст}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{уст.ном}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ан.ном} \quad (34)$$

где $I_{раб.мах}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\max} \quad (35)$$

где $i_{\max}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_{\kappa} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (36)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Тепловой импульс на 110 кВ для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{откл}6\text{выкл}} \quad (37)$$

где Δt – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. В данном случае $\Delta t = 5$ с

$$t_{\text{откл}} = 5 + 0,05 = 5,05 \text{ с.}$$

$$B_{\kappa} = 5,64^2 \cdot (5,05 + 0,011) = 160,9 \text{ кА}^2\text{с}$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} \quad (38)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,6$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n=40$;

$I_{откл}$ – отключающий номинальный ток, для данного выключателя $I_{откл}=40$ кА

Определим токи через выключатели в нормальном режиме

Выключатели на стороне ВН и НН:

$$I^{110} = \frac{1,4 \cdot S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} \quad (39)$$

$$I^{110} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,6 \text{ А}$$

Выключатели на стороне НН:

$$I^6 = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}} \quad (40)$$

$$I^6 = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 923,7 \text{ А}$$

Секционный выключатель:

$$I^6 = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot 2} \quad (41)$$

$$I^6 = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 461,8 \text{ А}$$

Выключатели на линиях нагрузки:

$$I^6 = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot n_{отх}} \quad (42)$$

$$I^6 = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 92,4 \text{ А}$$

После выполнения всех расчетов выбираем элегазовый выключатель ЛТВ 145 – 110 с моторно-пружинным приводом ВЛК, который будет выступать в качестве инновационного оборудования. Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 23.

Таблица 23 – Сравнение каталожных и расчетных данных для В-110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 117,6 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 12,8 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 160,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{\text{ВКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 5,64 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 5,64 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ОТКЛ}}$

Конструкция привода ВЛК разработана с минимальным числом компонентов. Такая конструкция обеспечивает высокую степень общей надежности и предъявляет минимальные требования к техническому обслуживанию привода, а значит и всего выключателя.

Выключатель колонковый серии ЛТВ оснащен компрессионным дугогасительным устройством. Может работать с 1-но и 3-х полюсным управлением. Выключатели, имеющие одно дугогасительное устройство на полюс, могут работать в обоих режимах управления. Выключатели с двумя дугогасительными устройствами на полюс допускают управление только на один полюс, т.е. пофазное. Три полюса выключателя монтируются на отдельных полюсных опорах. При трехполюсном режиме управления полюса выключателя и привод соединены между собой тягами. Каждый полюс выключателя оборудован своей отдельной отключающей пружиной.

Каждый полюс выключателя собран в герметичную колонку, заполненную элегазом, состоящую из дугогасительной камеры и корпуса механизма.

Эксплуатационная надежность и срок службы элегазового выключателя во многом зависят от способности обеспечить герметизацию объема с элегазом и нейтрализовать влияние влажности и продуктов разложения газа внутри камеры.

Риск утечки газа незначителен благодаря применению двойных кольцевых уплотнений из нитрильного каучука.

В каждой дугогасительной камере помещается абсорбирующий фильтр (диссикант), который поглощает из элегаза остаточную влажность и задерживает продукты распада элегаза, образующиеся в процессе горения дуги.

Поскольку отключающая способность зависит от плотности элегаза, полюс выключателя LTB оборудован монитором плотности. Монитор плотности представляет собой реле давления с температурной компенсацией, поэтому предупредительный сигнал и функция блокировки включаются только в том случае, когда давление элегаза снижается из-за его утечки.

Выключатель LTB имеет пружинно-моторный или моторный привод BLK. Каждый привод оборудован постоянно подсоединенным контактом анти конденсационным нагревателем 70 Вт. Кроме того, устанавливают один или несколько регулируемых нагревателей, в зависимости от температуры или влажности окружающего воздуха. Нагреватели работают с управлением от термостата или, в дополнительном исполнении, от контролёра влажности воздуха (контроллер с датчиком влажности). Данную технологию эффективно сочетают с современными методами изготовления и небольшим числом механических компонентов. Такой подход обеспечивает высокую степень надежности выключателя и снижает до минимума потребность в техническом обслуживании. Привод BLK предназначен для применения в различных климатических условиях, от полярных до пустынных.[42]

Для КРУ 10 кВ выбор выключателя проводится аналогичным методом. Для ячеек серии СЭЩ-63 рекомендуется применять вакуумный выключатель серии ВВУ-СЭЩ-Э-10. Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВ (вводного выключателя), СВ (секционного выключателя) и ВН (выключателя нагрузки) 10 кВ представлено в таблицах 24, 25, 26.

Таблица 24 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1600 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 923,7 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{УД} = 36,4 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq i_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 655,61 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{ВКЛ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 16 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 16 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛ}$

Таблица 25 – Сравнение каталожных и расчетных данных для СВ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1600 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 461,8 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{УД} = 36,4 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq i_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 655,61 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{ВКЛ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 27,3 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 27,3 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛ}$
$i_{\text{АНОМ}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{At}} = 8,4$	$I_{\text{At}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

Таблица 26 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВН 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1600 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 92,4 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{УД} = 36,4 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq i_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 655,61 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{ВКЛ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 27,3 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 27,3 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛ}$
$i_{\text{АНОМ}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{At}} = 8,4$	$I_{\text{At}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

4.8 Выбор разъединителей

Высоковольтные разъединители применяются для электрического разделения высоковольтных сетей. В отключенном положении они образуют видимый изоляционный промежуток. Высоковольтные разъединители производят переключение без нагрузки.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

На стороне ВН ПС Приамурская выбираем РНДЗ.1-110/1000 УХЛ1 и РНДЗ.2-110/1000 УХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами. Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 27.

Таблица 27 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 117,7 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 12,8 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 160,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 160,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Как видно из результатов разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.9 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока – это измерительные трансформаторы, которые не только измеряют, но и осуществляют учет с помощью приборов. Запись и сохранение рабочих параметров тока нужно для рационального применения электроэнергии при ее транспортировке.

В качестве альтернативы традиционным измерительным трансформаторам тока и напряжения, могут применяться цифровые измерительные трансформаторы на основе оптико-электронных преобразователей тока и напряжения, обеспечивающие:

требуемую точность определения электрических параметров для систем измерений и РЗА;

требуемую точность измерений в широком динамическом диапазоне изменений тока (от 100 А до 4000 А для систем измерений и до 160 кА для РЗА); проведения анализа качества электроэнергии по гармоническому составу в переходных режимах для частотного диапазона от 10 Гц до 5000 Гц (как перспективный может рассматриваться диапазон частот от 0 Гц с верхней границей выше 5000 Гц).

Цифровые измерительные трансформаторы должны соответствовать требованиям, предъявляемым к средствам измерений согласно разделу «Метрологическое обеспечение».

Кроме того, перспективной является технология резистивно-емкостных цифровых трансформаторов напряжения (RC TH) до 750 кВ, обеспечивающих требуемую точность измерений электрических параметров для систем измерений и РЗА в диапазоне частот до 10 кГц.

Современные измерительные трансформаторы должны иметь

увеличенный, по сравнению с традиционными, межповерочный интервал – не менее 8 лет, улучшенные массогабаритные характеристики и требовать меньших трудозатрат при монтаже и эксплуатации. Внешняя изоляция для измерительных трансформаторов изготавливается преимущественно из материалов, которые не требуют применения специальной жидкой или газовой изоляционной сред. Современные измерительные трансформаторы пожаро- и взрывобезопасные.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки.

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ} \quad (43)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{ПРИБ}$, сопротивления соединительных проводов $R_{ПР}$ и переходного сопротивления контактов R_K :

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K \quad (44)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым.

Максимальные сечения, соответственно - 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{\text{пров}} = R_{\text{пров}}$.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{НОМ}} \geq \sum Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_K \quad (45)$$

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 28.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Цифровой интерфейс	0,6	-	-
Ваттметр		0,07	-	0,07
Варметр		0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ		7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

$Z_{2\text{НОМ}} = 15 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\Sigma r_{\text{приб}}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{\Sigma S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2Н}^2} \quad (46)$$

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

I_{2H}^2 - вторичный номинальный ток прибора.

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,1 \text{ Ом}$.

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} \quad (47)$$

где l – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения, для 110 кВ $l = 100 \text{ м}$;

$\rho = 0,028$ – удельное сопротивление материала (алюминий).

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

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,028 \cdot 100}{4} = 0,7 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_2 = 0,328 + 0,7 + 0,1 = 1,129 \text{ Ом}$$

На стороне высокого напряжения выбираем NXCT -110. Так как у них более высокие эксплуатационные характеристики (безопасность, эксплуатационные расходы), улучшенные метрологические характеристики измерительных комплексов.[44]

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока

представлено в таблице 29.

Таблица 29 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 110 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 150 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 117,7 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,129 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 12,8 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 160,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На стороне НН выбираем трансформатор тока в составе КРУ ТОЛ-СЭЩ-10-21-У2. Расчет производим аналогично. Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 25.

Таблица 30 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 10 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 923,7 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 20 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,572 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 36,4 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 2700 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 655,61 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.10 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения – это один из видов трансформаторов, который еще называют измерительным, предназначенный для отделения первичных цепей высокого и сверх высокого напряжений и цепей измерений, РЗ и А. Также их используют для понижения высоких напряжений (110, 10 и

6 кВ) до стандартных нормируемых величин напряжений вторичных обмоток – 100 либо $100/\sqrt{3}$.

Помимо этого, применение трансформаторов напряжение в электроустановках позволяет изолировать маломощные низковольтные измерительные приборы и устройства, что удешевляет стоимость и позволяет использовать более простое оборудование, а также обеспечивает безопасность обслуживания электроустановок.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ} \quad (48)$$

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

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

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 110 УХЛ. Электромагнитный антирезонансный однофазный трансформатор напряжения типа НАМИ-110УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с глухо заземленной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Трансформатор напряжения НАМИ-110УХЛ1 имеет одноступенчатую не каскадную конструкцию.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 31.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Шины 110 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ-304	8
Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ-304	8

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{26^2 + 20,8^2} = 33,3 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблицах 32.

Таблица 32 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН-110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_p = 33,3 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_H$

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{26^2 + 20,8^2} = 33,3 \text{ ВА}$$

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95-УХЛ1. Трехфазный антирезонансный масляный трансформатор напряжения типа НАМИ-10-95УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях

трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с изолированной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 33.

Таблица 34 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_P = 33,3 \text{ ВА}$	$S_P \leq S_H$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.11 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

Для питания потребителей в шкафах КРУ используются сухие ТСН. Подключение производится через воздушный вывод ячейки, где размещаются трансформаторы напряжения или до вводного выключателя КРУ отпайкой от воздушного ввода в КРУ. Использование «сухих» ТСН с естественным воздушным охлаждением и изоляцией без применения масла упрощает обслуживание и уменьшает влияние на окружающую среду.

Для КРУН применяются масляные ТСН. Если выбран ТСН с мощностью более 63 кВА, то он размещается вне КРУ, а устройство коммутации устанавливается внутри КРУ.

На всех двух трансформаторных подстанциях 35 кВ и выше предусмотрены два ТСН.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система

пожаротушения, электроприемники компрессорной.

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

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

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	P _{уст} , кВт	Q, квар
Охлаждение трансформатора	0,8	20,6	15,45
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Отопление и освещение ДП	1	80	-
Освещение ОРУ	1	10	-
Насосная	1	30	-
Прочее	1	46	-
Итого		303,6	15,45

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8; \quad (49)$$

$$S_{рас} = \sqrt{303,6^2 + 15,45^2} \cdot 0,8 = 243 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТМГ – 250/10

4.12 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений

Ограничители перенапряжений являются разрядниками, которые не имеют искровых промежутков и предназначены для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

К основным характеристикам ограничителей перенапряжений относятся:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения ОПН – 110/88/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 110 кВ, на стороне НН ОПН – 10/7,2/10/400 УХЛ1, основные характеристики которых представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Основные характеристики ОПН.

Тип	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
1	2	3	4	5
ОПН – 110/88/10/550 УХЛ1	110	88	10	40
ОПН – П – 10/10,2/10/550 УХЛ1	10	10,2	10	19,2

Для того, чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$, которое для сетей 110 кВ определяется по формуле:

$$U_{нр} = 1,15 \cdot U_{ном} \quad (50)$$

$$U_{нр} = 1,15 \cdot 110 = 126,5 \text{ кВ}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,48 [9].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.н.p} = \frac{U_{нр}}{K_B} \quad (51)$$

$$U_{p.н.p} = \frac{126,5}{1,48} = 85 \text{ кВ}$$

$$\text{Проверка } 85 \leq 88$$

Таким образом, ОПН – 110/88/10/550 УХЛ1 проходит по удельной энергоёмкости.

Осуществляем проверку ОПН по длительно допустимому напряжению для НН 10 кВ.

$$U_{np} = 1,15 \cdot 10 = 11,5$$

$$U_{p.n.p} = \frac{11,5}{1,48} = 7,7$$

Проверка $7,7 \leq 10,2$

Таким образом, ОПН – 10/10,2/10/400 УХЛ1 проходит по удельной энергоёмкости и длительно допустимому напряжению.

4.13 Выводы

По полученным исходным для ПС Приамурская данным был произведен выбор силового трансформатора и сечение питающей линии.

Для стороны ВН была выбрана типовая схема «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Для стороны НН выбираем комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-63.

По расчету токов короткого замыкания было выбрано и проверено оборудование. В качестве инновационного оборудования был выбран измерительный оптический трансформатор тока NXCT -110 предназначенный для преобразования импульсных токов в сигналы измерительной информации и передачи результатов преобразования на электрические измерительные приборы, в системы коммерческого учета электрической энергии, устройствам защиты и сигнализации.

5 ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

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

5.1 Капитальные вложения

В задачи данного раздела входит определение капитальных вложений в сооружение ЛЭП и подстанции.

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капитальными вложениями.

Расчет капитальных вложений производим по укрупненным показателям. Вначале определим капитальные вложения по линиям с учетом коэффициента трассы. Расчет производим на год выполнения проекта, т.е. с помощью коэффициента инфляции на 2028 год ($K_{\text{инф}} = 7,8$).

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капитальные вложения на сооружение подстанций;
- капитальные вложения на сооружение ЛЭП.

$$K = K_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \quad (52)$$

В свою очередь в капитальных вложениях на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{инф} \quad (53)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора

$K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

$$K_{ПС} = (11,8 + 11 + 7) \cdot 7,8 = 234,4 \text{ млн. руб.}$$

Капитальные вложения на сооружение ЛЭП определяется по формуле:

$$K_{БЛ} = K_0 \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l \quad (54)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии;

l – длина трассы.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 7,8$ и коэффициента зоны $K_{зон} = 1,4$.

Рассчитаем капитальные вложения на сооружения ЛЭП для варианта 1:

$$K_{БЛ} = 0,085 \cdot 7,8 \cdot 1,4 \cdot 20 = 18,6 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитаем капитальные вложения на сооружения ЛЭП для варианта 2:

$$K_{БЛ} = 0,25 \cdot 7,8 \cdot 1,4 \cdot 24 = 65,5 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитаем капитальные вложения на сооружения ПС для варианта 1:

$$K = 234,4 + 18,6 = 253 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитаем капитальные вложения на сооружения ПС для варианта 2:

$$K = 234,4 + 65,5 = 299,9 \text{ млн. руб.}$$

Таблица 37 – Результаты расчета капитальных вложений

Вариант №1			Вариант №2		
К _{ПС} , млн. руб.	К _{ВЛ} , млн. руб.	К, млн. руб.	К _{ПС} , млн. руб.	К _{ВЛ} , млн. руб.	К, млн. руб.
234,4	18,6	253	234,4	65,5	299,9

5.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек. Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{РЭО} \quad (55)$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{РЭО}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{РЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС} \quad (56)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,028$; $\alpha_{тэоПС} = 0,059$)

Издержки на эксплуатацию и ремонт для 1 варианта:

$$I_{РЭО} = 0,028 \cdot 18,6 + 0,059 \cdot 234,4 = 14,3 \text{ млн. руб.}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт для 2 варианта:

$$I_{\text{РЭО}} = 0,028 \cdot 65,5 + 0,059 \cdot 234,4 = 15,7 \text{ млн. руб.}$$

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы (для подстанций $T_{\text{СЛ}} = 20$ лет, для линии электропередач 25 лет)

$$I_{\text{АМ}} = K_{\text{ВЛ}} \cdot \frac{1}{15} + K_{\text{ПС}} \cdot \frac{1}{25} \quad (57)$$

Издержки на амортизацию для варианта 1:

$$I_{\text{АМ}} = 18,6 \cdot \frac{1}{15} + 234,4 \cdot \frac{1}{25} = 10,6 \text{ млн. руб.}$$

Издержки на амортизацию для варианта 2:

$$I_{\text{АМ}} = 65,5 \cdot \frac{1}{15} + 234,4 \cdot \frac{1}{25} = 13,7 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитываем издержки для варианта 1:

$$I = 14,3 + 10,6 = 24,9 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитываем издержки для варианта 2:

$$I = 15,7 + 13,7 = 29,4 \text{ млн. руб.}$$

Таблица 38 – Результаты расчета издержек

Вариант №1			Вариант №2		
И _{АМ} , млн. руб.	И _{РЭО} , млн. руб.	И, млн. руб.	И _{АМ} , млн. руб.	И _{РЭО} , млн. руб.	И, млн. руб.
10,6	14,3	24,9	13,7	15,7	29,4

5.3 Определение статически приведенных затрат и выбор оптимального варианта сети

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

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

Затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (58)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации, ($E=0,1$);

K - капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Так как в конкурирующих вариантах отличаться будут только различие

в капиталовложениях в отличающиеся линиях с учетом издержек на потери. Сравнение по всем остальным параметрам в данном разделе не требуется.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками получим значения приведенных затрат, значения которых сведены в таблице 39.

Таблица 39 – Экономические показатели сравнения вариантов

№ варианта	К, млн. руб.	И, млн. руб.	З, млн. руб.	Δ, %
1	253	24,9	50,2	15,4
2	299,9	29,4	59,4	

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №1, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 15,4% по сравнению с вариантом №2

5.4 Оценка экономической эффективности проекта

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

Оценка экономической эффективности варианта №1

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T \quad (59)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max} \quad (60)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

$T_{\max}$ – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 8760 ч.

$$P_H = S_p \cdot \cos \varphi \quad (61)$$

$$S_p = n \cdot S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{эном}} \quad (62)$$

где $n = 2$, $k_{\text{эном}} = 0,5$

$$S_p = 2 \cdot 14700 \cdot 0,5 = 14700 \text{ МВт}$$

$$P_H = 14700 \cdot 0,9 = 13230 \text{ МВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_t = 13230 \cdot 8760 = 115900 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Годовая прибыль:

$$O_{pt} = 115900 \cdot 2 = 231800 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{\text{от}} = O_{pt} - И - К \quad (63)$$

$$\Pi_{\bar{o}t} = 231800 - 253 - 24,9 = 231522,1 \text{ тыс.руб.}$$

Налог на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot \Pi_{\bar{o}t} \quad (64)$$

$$H_t = 0,2 \cdot 231522,1 = 46304,4 \text{ тыс.руб.}$$

$$\Pi_{\text{ч}t} = \Pi_{\bar{o}t} - H_t \quad (65)$$

$$\Pi_{\text{ч}t} = 231522,1 - 46304,4 = 185217,7 \text{ тыс.руб.}$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей $\mathcal{E}_t$, который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств.[24]

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \left[\frac{\mathcal{E}_t}{(1+E)^t} \right] \quad (66)$$

где $d = 9,25\%$ – коэффициент дисконтирования;

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 13.

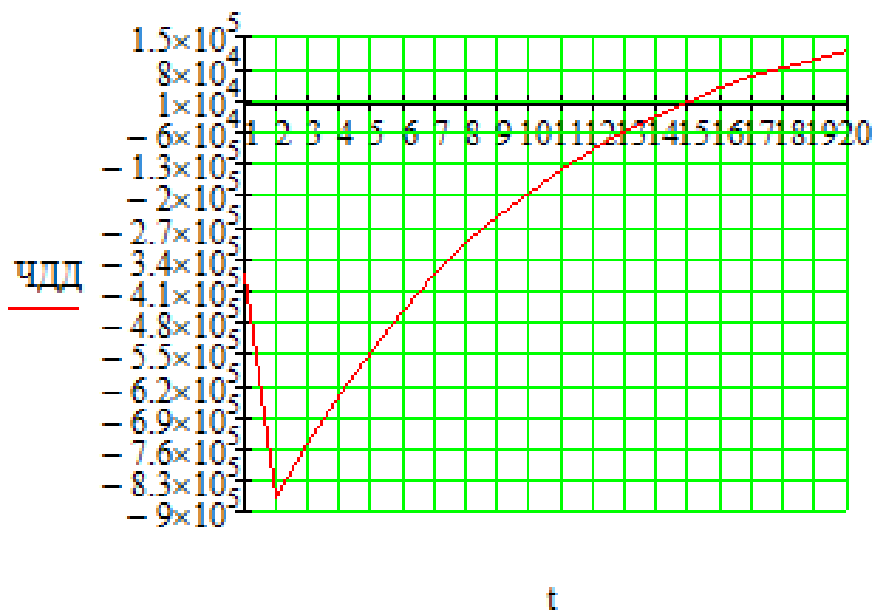


Рисунок 13 – График ЧДД

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 15 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации.

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

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (67)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

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

I_t – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

H_t - налог на прибыль.

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации (3 год) равна 20%. «Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало строительства сетевого объекта. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остается положительным. Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным. Расчёт оценки экономической эффективности для варианта №1 в приложении Б.

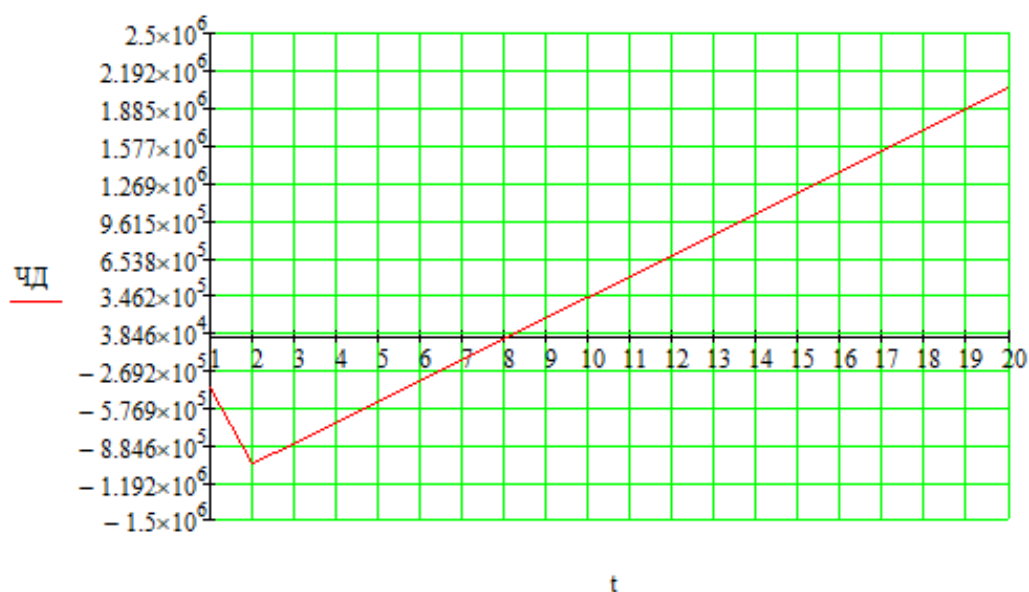


Рисунок 14 – График ЧД

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 253 миллионов руб. составит 15 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 1.117$). Рентабельность проекта составит 16.652 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

5.5 Оценка надежности сети

Надежность - одно из главных целевых свойств искусственных систем. Для сопоставления вариантов проектирования развития электрической сети 110 кВ Амурской области воспользуемся аналитическим методом, который позволяет определить количественные вероятностные значения показателей надежности для электрической схемы любой сложности. Этот метод основан на композиции системного анализа и теории вероятностей.

Следует отметить, что в целях упрощения задачи расчет производился для выбранного варианта сети с использованием принципов построения активно-адаптивной сети и на основе классических принципов проектирования. Считается, что отказ системы в выполнении заданных функций наступает в результате отказа элементов или их групп, ошибок обслуживающего персонала, отказов релейной защиты и противоаварийной автоматики.

В качестве показателей надежности отдельных элементов и систем в практических инженерных расчетах в течение расчетного интервала времени принимаются следующие характеристики:

- вероятность отказа, или средний коэффициент вынужденного простоя q ;
- параметр потока отказов (среднее количество отказов) ω , 1/год;
- среднее время восстановления t_v , ч;
- недоотпуск электроэнергии $W_{\text{нед}}$, МВт·ч.

В качестве примера расчет надежности с использованием классических принципов построения сети.

Расчетная схема замещения электрической схемы:

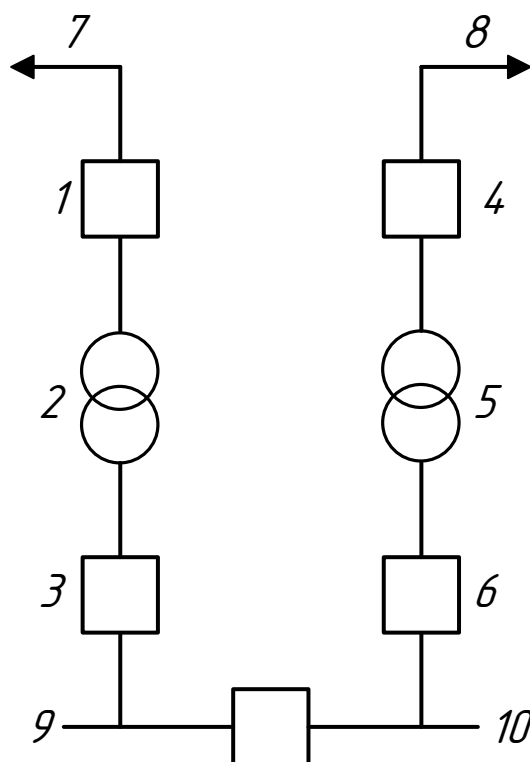


Рисунок 15 – Расчетная схема сети для оценки надежности

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

- параметр потока отказов, ω ;
- среднее время восстановления, $T_{\text{в}}$;
- частота плановых отключений, μ ;
- время плановых отключений, $t_{\text{пл}}$.

Таблица 40 – Показатели надежности элементов

№ элемента	Название оборудования	ω , 1/год	$T_{\text{в}}$, ч	μ , 1/год	$t_{\text{пл}}$
1	2	3	4	5	6
7	ВЛ Приамурская- Ивановка №1	0,7	11	1,6	16
8	ВЛ Приамурская- Ивановка №2	0,7	11	1,6	16

Продолжение таблицы 40

1	2	3	4	5	6
9, 10	Секция шин 10 кВ	0,030	7	0,166	5
2, 5	Трансформатор ТДН-16000/110	0,014	70	0,166	280
1, 4	Выключатель элегазовый 110 кВ	0,017	20	0,2	45
3, 6	Выключатель вакуумный 10 кВ	0,01	11	0,2	24

Для выключателей дополнительно определяются:

– относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента, для выключателя 110 кВ $\alpha_{кз} = 0,013$, для выключателя 10 кВ

$\alpha_{кз} = 0,0022$;

– относительная частота отказов при оперативных переключениях, для выключателя 110 кВ $\alpha_{оп} = 0,004$, для выключателя 10 кВ $\alpha_{оп} = 0,0022$;

– коэффициент неуспешного действия АПВ, $K_{АПВ} = 1/10$;

– число оперативных переключений, $N_{оп}$;

– длительность оперативных переключений, $T_{оп}$.

На основе найденных единичных показателей надежности определяется комплексный показатель – вероятность отказа:

$$q = \frac{\omega \cdot T_B}{8760} \quad (68)$$

По расчетной схеме составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле надежности. Последовательное соединение используется для не

резервируемых частей схем; параллельное - для частей схем с резервированием замещением.

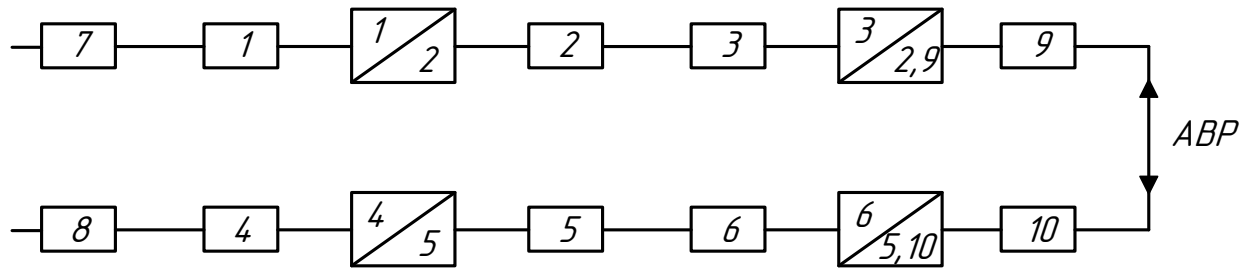


Рисунок 16 – Схема замещения сети для оценки надежности

Под выключателем понимается весь комплекс оборудования в его ячейке РУ: изоляторы, измерительные трансформаторы, разъединители, РЗиА, поэтому для оценки надёжности необходимо вводить модели выключателей, для которых параметр потока отказов определяется по следующему выражению:

$$\omega_B = \omega_{в.ст} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \cdot \omega_{эл.i} + \alpha_{оп} \cdot N$$

(69)

где $\omega_{в.ст}$ – частота отказов выключателя в статическом состоянии:

$$\omega_{в.ст} = \omega_B + 2\omega_P$$

(70)

α – коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ, $\alpha = 1$ если АПВ есть, $\alpha = 0$, если АПВ нет;

$\omega_{эл.i}$ – параметр потока отказов элемента присоединенного к выключателю i -го смежного элемента;

$\alpha_{оп} \cdot N_{оп}$ – частота отказов при оперативных переключениях

Учитываем смежные элементы по формуле модели отказа выключателя.

$$\omega_{\epsilon.cm1} = \omega_{B1} + 2\omega_P = 0,017 + 2 \cdot 0,01 = 0,037$$

Для выключателя 1,4:

$$\begin{aligned} \omega_B &= \omega_{\epsilon.cm1} + \alpha_{\kappa31} \cdot ((1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \cdot \omega_7 + \omega_2 \cdot (q_{\partial3} + q_{\epsilon3})) + \alpha_{on} \cdot N = \\ &= 0,037 + 0,004 \cdot \left(\left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot 0,7 + 0,014 \cdot (1,3 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3}) \right) + 0,004 \cdot 2 = \\ &= 0,048 \end{aligned}$$

$$\omega_{B1} = \omega_{B4} = 0,048$$

Для выключателя 3 и 6 учитывается только первая составляющая:

$$\omega_{\epsilon.cm3} = \omega_{B3} + 2\omega_P = 0,01 + 2 \cdot 0,01 = 0,03$$

$$\omega_{B3} = \omega_{B6} = 0,03$$

Вероятность отказа выключателя определяется выражением:

$$q_{\epsilon} = \omega_B \cdot t_{\epsilon.\epsilon} + \alpha_{\kappa3} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \cdot \omega_{\epsilon.l.i} \cdot t_{\epsilon.i} + \alpha_{on} \cdot N_{on} \cdot T_{on} \quad (71)$$

где $t_{B\epsilon}$ – время восстановления выключателя;

t_{Bi} – время восстановления i -го смежного элемента;

$T_{оп}$ – время оперативных переключений.

Для выключателя 1,4:

$$q_{B1} = q_{6.cm1} + \alpha_{\kappa 31} \cdot ((1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \cdot q_7 + q_2 \cdot (q_{\partial 3} + q_{\partial 3})) + \alpha_{on} \cdot N =$$

$$\frac{0,037 \cdot 20}{8760} + 0,004 \cdot \left(\left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot \frac{0,7 \cdot 11}{8760} + \frac{0,014 \cdot 70}{8760} \cdot (1,3 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3}) \right) + 0,004 \cdot 2 =$$

$$= 0,008$$

$$q_{B1} = q_{B4} = 0,008$$

Для 3 и 6 модель выключателя:

$$q_{6.cm3} = q_{B3} + 2q_P = \frac{0,01 \cdot 11}{8760} + 2 \cdot \frac{0,01 \cdot 7}{8760} = 2,8 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{B3} = q_{B6} = 2,8 \cdot 10^{-6}$$

Эквивалентирuem схему замещения получаем:

$$\omega_{\text{экв1}} = \omega_7 + \omega_{B1} + \omega_2 + \omega_{B3} + \omega_9 + \omega_{\text{преднаиб1цепи}} =$$

$$0,7 + 0,048 + 0,014 + 0,03 + 0,03 + 0,7 = 1,522$$

$$\omega_{\text{экв2}} = \omega_8 + \omega_{B4} + \omega_5 + \omega_{B6} + \omega_{10} + \omega_{\text{преднаиб2цепи}} =$$

$$0,7 + 0,048 + 0,014 + 0,03 + 0,03 + 0,7 = 1,522$$

$$\omega_{\text{экв3}} = \omega_{\text{экв1}} \cdot \omega_{\text{экв2}} = 1,522 \cdot 1,522 = 2,316$$

$$q_{\text{экв1}} = \frac{\omega_7 \cdot 11}{8760} + q_{B1} + \frac{\omega_2 \cdot 70}{8760} + q_{B3} + \frac{\omega_9 \cdot 7}{8760} =$$

$$\frac{0,7 \cdot 11}{8760} + 0,008 + \frac{0,014 \cdot 70}{8760} + 2,8 \cdot 10^{-6} + \frac{0,03 \cdot 7}{8760} = 0,009$$

$$q_{экв2} = \frac{\omega_8 \cdot 11}{8760} + q_{B4} + \frac{\omega_5 \cdot 70}{8760} + q_{B6} + \frac{\omega_{10} \cdot 7}{8760} =$$

$$\frac{0,7 \cdot 11}{8760} + 0,008 + \frac{0,014 \cdot 70}{8760} + 2,8 \cdot 10^{-6} + \frac{0,03 \cdot 7}{8760} = 0,009$$

$$q_{экв3} = q_{экв1} \cdot q_{экв2} = 0,009 \cdot 0,009 = 0,81 \cdot 10^{-4}$$

Для резервирования замещением вероятность отказа системы будет определяться по формуле полной вероятности:

$$Q_C = Q \cdot (S / A_1 A_2) \cdot P(A_1) \cdot P(A_2) + Q \cdot (S / \bar{A}_1 A_2) \cdot Q(A_1) \cdot P(A_2) +$$

$$+ Q \cdot (S / A_1 \bar{A}_2) \cdot P(A_1) \cdot P(A_2) + Q \cdot (S / \bar{A}_1 \bar{A}_2) \cdot Q(A_1) \cdot Q(A_2) \quad (72)$$

где $Q \cdot (S / A_1 A_2)$ – условная вероятность отказа системы при условии отсутствия отказа аппаратуры;

$Q \cdot (S / \bar{A}_1 A_2)$ – то же при условии отказа в отключении поврежденного элемента;

$Q \cdot (S / A_1 \bar{A}_2)$ – то же при условии отказа во включении резервного элемента;

$Q \cdot (S / \bar{A}_1 \bar{A}_2)$ – то же при условии совпадения отказа в отключении с отказом во включении;

$P(A_1)$, $Q(A_1)$ – вероятности отсутствия отказа и отказа в отключении;

$P(A_2)$, $Q(A_2)$ – вероятности отсутствия отказа и отказа во включении.

Вероятность отказа в отключении выключателя составляет 0,01. Секционный выключатель осуществляет АВР секции, оставшейся без питания за счет соседней секции и ее источника. Вероятность отказа во включении составляет 0,002.

В соответствии с условиями расчета имеем:

$$P(A_1) = 1 - 2 \cdot 0,01 = 0,98;$$

$$Q(A_1) = 2 \cdot 0,01 = 0,02;$$

$$P(A_2) = 1 - 0,002 = 0,998;$$

$$Q(A_2) = 0,002;$$

$Q \cdot (S / A_1 A_2) = 0,5$ (так как половина потребителей остается с питанием);

$Q \cdot (S / A_1 \overline{A_2}) = 0,5$ (так как половина потребителей теряет питание и неизвестно с какой секции присоединен данный потребитель);

$Q \cdot (S / \overline{A_1} \overline{A_2}) = 0,5$ (так как половина потребителей остается с питанием).

При отсутствии отказов коммутационной аппаратуры отказ системы происходит при совпадении отказа одной из цепи с аварийным простоем другого:

$$Q \cdot (S / A_1 A_2) = (q_{\text{экв1}} + q_{\text{экв2}}) \cdot 0,002 = (0,81 \cdot 10^{-4} + 0,81 \cdot 10^{-4}) \cdot 0,002 = 6,521 \cdot 10^{-6}$$

Средняя вероятность отказа системы:

$$Q_c = 6,521 \cdot 10^{-6} \cdot 0,98 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,98 \cdot 0,002 + 0,05 \cdot 0,02 \cdot 0,002 = 3,265 \cdot 10^{-6}$$

Согласно значению суммарной частоты отключений для системы с резервированием определяются по формуле:

$$\omega_c = p_c \omega_{\text{экв1}} + q_c \omega_{\text{экв2}} = (1 - 3,256 \cdot 10^{-6}) \cdot 1,522 + 3,256 \cdot 10^{-6} \cdot 1,522 = 0,87$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{\text{вс}} = \frac{Q_c}{\omega_c} \quad (73)$$

$$t_{\text{вс}} = \frac{Q_c}{\omega_c} = \frac{3,265 \cdot 10^{-6}}{0,87} \cdot 8760 = 3,28 \text{ ч}$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} = \frac{1}{0,87} = 2,26 \text{ лет}$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{\text{нед}} = P \cdot p(P) \cdot T_{\text{п}} ; \quad (74)$$

где P – средняя отключаемая мощность, МВт;

$p(P)$ – вероятность состояния отказа;

$T_{\text{п}}$ – время простоя, определяемое временем восстановления.

$$W_{\text{нед}} = 4 \cdot 10^3 \cdot 3,265 \cdot 10^{-6} \cdot 8760 = 114,4 \text{ кВтЧ.}$$

Общая величина ущерба:

$$Y = W_{\text{нед}} \cdot Y_0 \quad (74)$$

где Y_0 - средняя величина удельного основного ущерба;

$W_{\text{нед}}$ - количества недоотпущенной электроэнергии[12].

Общая величина ущерба:

$$У = 114400 \cdot 1,5 = 171600 \text{ руб.}$$

5.6 Выводы

Из расчета капитальных вложений, эксплуатационных издержек и статически приведенных затрат можно сделать вывод что 1 вариант является наиболее экономически выгодным.

Срок окупаемости предложенного варианта при капитальных вложениях в 253 миллиона руб. составит 15 лет.

Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 1.117$). Рентабельность проекта составит 16.652 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации рассмотрен вопрос возможности подключения ПС Приамурская для электрификации новых потребителей на величину 14,7 МВт.

Осуществлен анализ электрических сетей Амурской области, при расчете существующего режима сильных отклонений напряжения не наблюдается, большинство ВЛ недогружены, что говорит о том, что сечение этих линий электропередачи завышено и о возможности подключения новых потребителей к существующим сетям.

Произведен анализ инновационных технологий для применения их при развитии существующих сетей и при подключении новых потребителей.

В ходе выполнения магистерской диссертации был проведен структурный и режимный анализ существующей электрической сети. В качестве инновационных технологий предложена интеграция интеллектуальных технологий в энергосистему Амурской области с целью повышения энергетической эффективности и надежности системы.

Разработано 2 варианта подключения новой подстанции. Для обоих вариантов развития электрической сети рассчитаны и проанализированы установившиеся нормальные и послеаварийные режимы.

Для ПС Приамурская выбраны силовые трансформаторы и сечение воздушной линии от которой она будет питаться. Произведен расчет токов короткого замыкания и выбрано и проверено оборудование.

Определены капитальные вложения, эксплуатационные издержки и статически приведенные затраты предложенных вариантов, из их расчета можно сделать вывод что по всем этим показателям наиболее привлекательным является вариант №1. Срок окупаемости предложенного варианта при капитальных вложениях в 253 миллиона руб. составит 15 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 1.117$). Рентабельность проекта

составит 16.652 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет). Определены потери и надежность выбранного варианта

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Амурская область [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Амурская_область (дата обращения 10.06.2025).
- 2 ГОСТ-15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200003320> (дата обращения 10.06.2025).
- 3 Благовещенская ТЭЦ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Благовещенская_ТЭЦ (дата обращения 10.06.2025).
- 4 Райчихинская ГРЭС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Райчихинская_ГРЭС (дата обращения 10.06.2025).
- 5 Лобов Б.Н., Лызарь И.О., Левчук В.Э. Понятие "цифровая подстанция" // Молодой исследователь Дона. 2020. №3 (24). Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/ponyatie-tsifrovaya-podstantsiya> (дата обращения: 12.04.2025).
- 6 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012– 376 с.
- 7 Сурин, Д.А. Перспективы использования интеллектуальных подстанций в электроэнергетике/ Д. А. Сурин // Молодежь 21 века: шаг в будущее: материалы 26 региональной научно-практической конференции. – 2025.
- 8 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003 Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.
- 9 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2018-2022 годов.

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

11 МЭК 61850-8-1 стандарт «Сети и системы связи на подстанциях». – 2003.

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

13 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоритические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Издво НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).

14 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> - 28.05.2025.

15 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 648 с.

16 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.

17 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев. – 8-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2007. - 608 с., 100

18 Савина, Н.В, Электрические сети в примерах и расчетах : Учеб. Пособие / Н.В.Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2010.– 238с.

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

20 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии - Под общ. ред.

профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2008. – 964 с.

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

22 Кочкин, В.И. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий : УЧЛ - К изучению дисциплины / Кочкин В.И., Нечаев О.П. - М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. - 248с.

23 Изучение методов расчета установившихся режимов сложных энергосистем: Лабораторный практикум: Учебное пособие / В.А. Строев, Н.Г. Филиппова, Т.И. Шелухина, С.В. Шульженко. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 48 с.

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

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

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

27 Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций. М. / Энергоатомиздат, 2016. 101

28 Гринберг-Басин, М.М. Тяговые подстанции. Пособие по дипломному проектированию: Учебное пособие для техникумов ж.-д. транспорта – М.: Транспорт 1986. – 168 с.

29 Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. — М.: Издательский дом МЭИ, 2010. — 188 с.: ил.

30 Методика расчета цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности в электроэнергетике // ЗАО ПФК «СКАФ»: Отчет по Госконтракту с ФСТ России, 2006. – 1–3 т.

31 Элегазовое оборудование – будущее электротехнической промышленности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.poroselectromotor.ru/stati/future-electrical-industry> – 05.05.2025.

32 Элегазовое оборудование высокого напряжения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/sovremennye-vidy-elegazovogo-oborudovaniya-vysokogo-napryazheniya>. – 05.05.2025.

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

34 Строев, В. А. Изучение методов расчета установившихся режимов сложных энергосистем: учебное пособие / В. А. Строев, Н.Г. Филиппова, Т.И. Шелухина, С.В. Шульженко. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 48 с.

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

36 Липкин Б. Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б. Ю. Липкин. – Высшая школа, 2010. – 366 с.

37 Выключатель элегазовый колонковый ЛТВ-145 С ПРУЖИННЫМ ПРИВОДОМ ТИПА BLK 222 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.velto.ru/download/ltb145.pdf>– 10.06.2025.

38 Трансформаторы тока измерительные оптические NXCT [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://all-pribors.ru/docs/48994-12.pdf>

39 Ополева, Г. Н. Новое электрооборудование в системах электроснабжения: справочник / Г. Н. Ополева. – Иркутск : Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015. – 106 с.

40 Мясоедов, Ю. В. Электрические станции и подстанции [Электронный ресурс]: учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А.

Г. Ротачева. – 101 Благовещенск: АмГУ, 2013. – Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/156454>. – 04.06.2025.

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

42 Электроэнергетика России 2030: Целевое видение / Под общ. ред. Б.Ф. Вайнзихера. – М.: Альпина Бизнес Бук, 2008.-360 с.

43 Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid / Б.Б. Кобец // М.: ИАЦ Энергия, 2010, 208 с.

44 РД 153–34.0–20.527–09. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М., 2001.

45 Amin S.M., Wollenberg B.F. Toward a Smart Grid: power delivery for the 21st century // IEEE Power and Energy Magazine, 2005, Vol. 3, No. 5, p. 34-41.

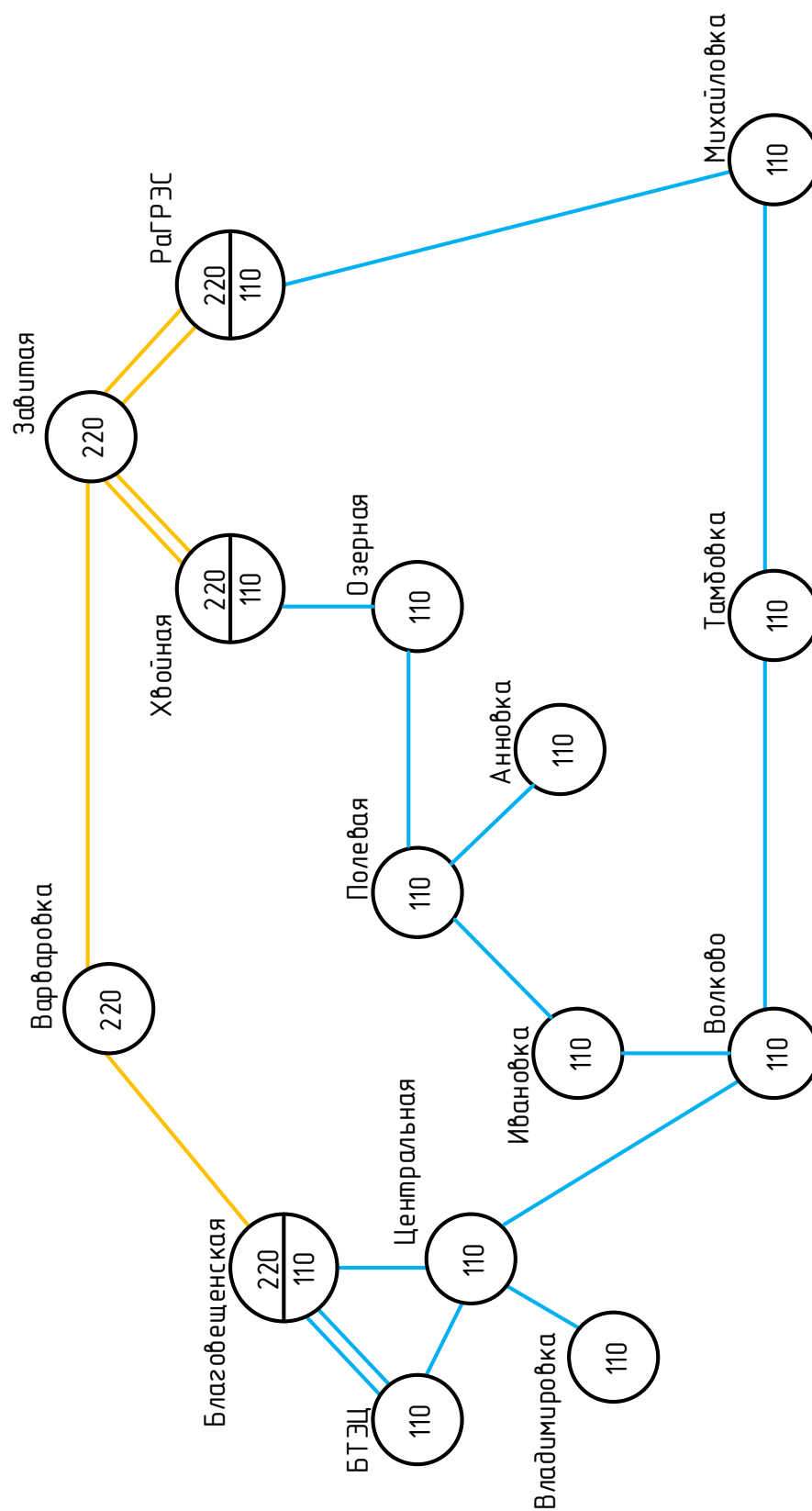
46 Apostolov A. Are we ready for the 21st century?- PAC, September 2010.

47 Chuand A., McGranaghan M. Function of a local controller to coordinate distributed resources in a Smart Grid // IEEE PES General Meeting, Pittsburg, USA, July 20-24, 2004, 6 p.

48 Electric power research institute [Электронный ресурс].URL: <http://www.epri.com> / (дата обращения 20.04.2024).

49 European Smart Grids technology platform: Vision and strategy for Europe's electricity networks of the future. European Commission, 2006, 38 p.

50 Janssen M.C. The Smart Grid Drivers.- PAC, June 2010, p. 77.



Граф рассматриваемого эквивалента сети

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёт в программе Mathcad

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 1.323 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 1.323 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 1.159 \times 10^8 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 2.318 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := И_2 - И_{\text{эл2}} = 6.008 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Pi_{\text{год}} := O - И = 2.258 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := \Pi_{\text{год}} \cdot 0.24 = 5.419 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{ЧДД} := \sum \left[\frac{\Xi_t}{(1 + E_n)^t} \right]$$

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_2 = 4.122 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_2 = 6.183 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.12$$

$$\Xi_1 := -И - K_{t1} = -4.182 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\Xi_1}{(1 + E_n)^1} = -3.734 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -3.734 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Xi_2 := -И - K_{t2} = -6.243 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в программе Mathcad

$$\text{ЧДЛ}_2 := \frac{\text{Э}_2}{(1 + \text{Е}_\text{н})^2} = -4.977 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДЛ}_2 := \text{ЧДЛ}_1 + \text{ЧДЛ}_2 = -8.711 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\text{Э}_3 := \text{О} - \text{И} - \text{Н} = 1.716 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДЛ}_3 := \frac{\text{Э}_3}{(1 + \text{Е}_\text{н})^3} = 1.221 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДЛ}_3 := \text{ЧДЛ}_2 + \text{ЧДЛ}_3 = -7.489 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{Э} := \text{Э}_3 = 1.716 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДЛ}_4 := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_\text{н})^4} = 1.091 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДЛ}_4 := \text{ЧДЛ}_3 + \text{ЧДЛ}_4 = -6.399 \times 10^5$$

$$\text{ЧДЛ}_5 := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_\text{н})^5} = 9.737 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДЛ}_5 := \text{ЧДЛ}_4 + \text{ЧДЛ}_5 = -5.425 \times 10^5$$

$$\text{ЧДЛ}_6 := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_\text{н})^6} = 8.693 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДЛ}_6 := \text{ЧДЛ}_5 + \text{ЧДЛ}_6 = -4.556 \times 10^5$$

$$\text{ЧДЛ}_7 := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_\text{н})^7} = 7.762 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДЛ}_7 := \text{ЧДЛ}_6 + \text{ЧДЛ}_7 = -3.78 \times 10^5$$

$$\text{ЧДЛ}_8 := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_\text{н})^8} = 6.93 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДЛ}_8 := \text{ЧДЛ}_7 + \text{ЧДЛ}_8 = -3.087 \times 10^5$$

$$\text{ЧДЛ}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_\text{н})^9} = 6.188 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДЛ}_9 := \text{ЧДЛ}_8 + \text{ЧДЛ}_9 = -2.468 \times 10^5$$

$$\text{ЧДЛ}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_\text{н})^{10}} = 5.525 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДЛ}_{10} := \text{ЧДЛ}_9 + \text{ЧДЛ}_{10} = -1.915 \times 10^5$$

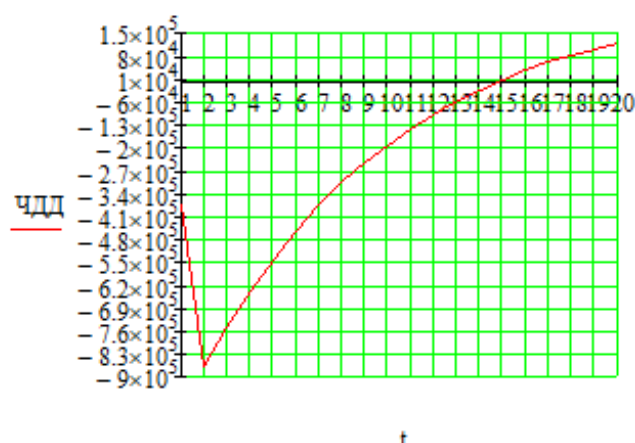
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{11}} = 4.933 \times 10^4$	тыс.руб $\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = -1.422 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{12}} = 4.404 \times 10^4$	тыс.руб $\text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = -9.817 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{13}} = 3.932 \times 10^4$	тыс.руб $\text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = -5.884 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{14}} = 3.511 \times 10^4$	тыс.руб $\text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = -2.373 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{15}} = 3.135 \times 10^4$	тыс.руб $\text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 7.62 \times 10^3$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{16}} = 2.799 \times 10^4$	тыс.руб $\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 3.561 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{17}} = 2.499 \times 10^4$	тыс.руб $\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 6.06 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{18}} = 2.231 \times 10^4$	тыс.руб $\text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 8.292 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{19}} = 1.992 \times 10^4$	тыс.руб $\text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 1.028 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{20}} = 1.779 \times 10^4$	тыс.руб $\text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 1.206 \times 10^5$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20.}}{K_2} + 1 = 1.117$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

Простой срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Чистый доход:

$$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -4.182 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{1.} := \text{ЧД}_1 = -4.182 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -6.243 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{2.} := \text{ЧД}_{1.} + \text{ЧД}_2 = -1.043 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 1.716 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{3.} := \text{ЧД}_{2.} + \text{ЧД}_3 = -8.709 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 1.716 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{4.} := \text{ЧД}_{3.} + \text{ЧД}_4 = -6.993 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 1.716 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{5.} := \text{ЧД}_{4.} + \text{ЧД}_5 = -5.277 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 1.716 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

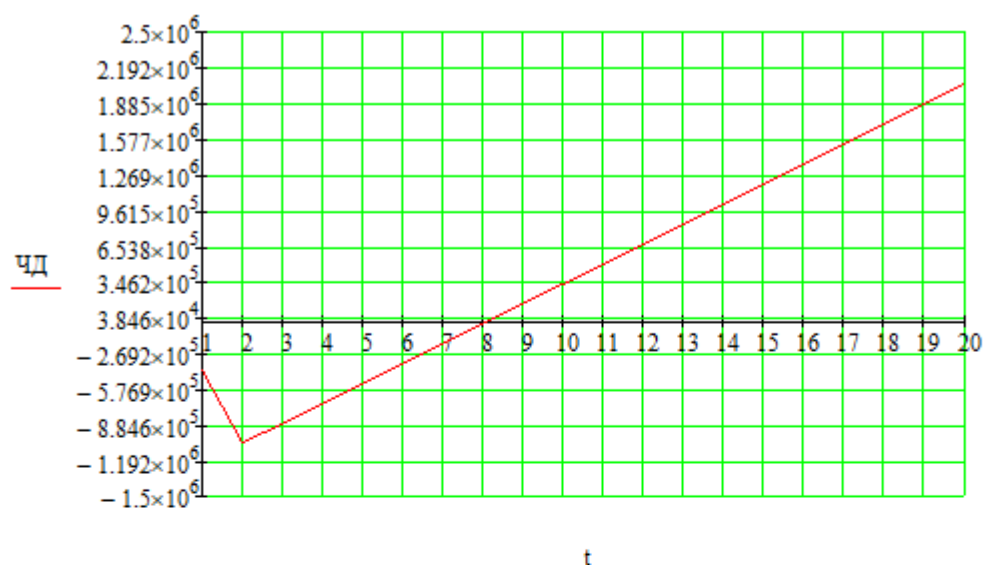
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в программе Mathcad

		$ЧД_6 := ЧД_5 + ЧД_6 = -3.561 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_7 := \Theta = 1.716 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_7 := ЧД_6 + ЧД_7 = -1.845 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_8 := \Theta = 1.716 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_8 := ЧД_7 + ЧД_8 = -1.294 \times 10^4$	тыс.руб
$ЧД_9 := \Theta = 1.716 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_9 := ЧД_8 + ЧД_9 = 1.587 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{10} := \Theta = 1.716 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{10} := ЧД_9 + ЧД_{10} = 3.303 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{11} := \Theta = 1.716 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{11} := ЧД_{10} + ЧД_{11} = 5.018 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{12} := \Theta = 1.716 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = 6.734 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{13} := \Theta = 1.716 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = 8.45 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{14} := \Theta = 1.716 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = 1.017 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{15} := \Theta = 1.716 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 1.188 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{16} := \Theta = 1.716 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 1.36 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{17} := \Theta = 1.716 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 1.531 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{18} := \Theta = 1.716 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = 1.703 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{19} := \Theta = 1.716 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = 1.875 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{20} := \Theta = 1.716 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = 2.046 \times 10^6$	тыс.руб

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в программе Mathcad



Дисконтированный срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учётом дисконтирования, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{\Theta_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\Theta_1}{K_2} \cdot 100 = -40.583 \quad \%$$

$$K_2 = 1.03 \times 10^6$$

$$R_2 := \frac{\Theta_2}{K_2} \cdot 100 = -60.583 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Theta_3}{K_2} \cdot 100 = 16.652 \quad \%$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin 3

Таблица 1 – Узлы для нормального режима

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
Ген	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	0	60	-19,20	6,9	-20	20	6,9	7,14
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	6,90	7,04
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	0	0	0	0	0	0	6,90	7,04
Нагр	4	Г1-Н	110	0	0	0	0	0	0	0	121,04	7,03
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	0	110	45,86	11	-50	50	11	7,81
Ген	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	0	110	45,86	11	-50	50	11	7,81
Ген	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	0	120	59,74	11	-50	50	11	6,90
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	32,7	14,2	0	0	0	0	0	123,61	2,96
Нагр	9	Благовещенская-110	115	141	17	0	0	0	0	0	122,61	1,81
Нагр	10	Благовещенская-35	38	1,9	0,8	0	0	0	0	0	38,91	1,68
База	11	Благовещенская-220	230	2,9	1,2	-23,60	-0,56	234	0	0	233,99	1,33
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	0	0	0	0	0	0	233,04	1,81
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	0	0	0	0	0	0	233,04	1,81
Нагр	14	Центральная-110	115	99,3	40,6	0	0	0	0	0	122,63	2,05
Нагр	15	Отп.Владимировка	115	0	0	0	0	0	0	0	121,66	1,51
Нагр	16	Владимировка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	121,66	1,51
Нагр	17	Владимировка-10	10,5	2,7	1,8	0	0	0	0	0	11,57	0,81
Нагр	18	Волково-110	115	4	1,8	0	0	0	0	0	118,85	-0,16
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	116,21	-1,21

Продолжение таблицы 1

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
Нагр	20	Тамбовка-35	38	4,2	1,7	0	0	0	0	0	37,25	-5,83
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	21,8	8,7	0	0	0	0	0	10,42	-8,36
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	0	0	0	0	0	0	111,33	-5,84
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	0	0	0	0	0	0	111,34	-5,84
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	115,42	-1,37
Нагр	25	Михайловка-35	38	7,4	2,9	0	0	0	0	0	37,05	-5,81
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	4,4	1,8	0	0	0	0	0	10,54	-6,90
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	0	0	0	0	0	0	110,81	-5,85
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	0	0	0	0	0	0	111,01	-5,88
Нагр	29	РГРЭС-110	115	22,5	9	0	0	0	0	0	116,95	-0,31
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	0	0	0	0	0	0	232,71	-2,23
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	0	0	0	0	0	0	222,29	-0,33
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	0	0	0	0	0	0	10,44	-0,33
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	0	50	-4,56	11	-20	20	11	4,75
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	0	33	-5,05	11	-10	10	11	3,87
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	0	0	0	0	0	0	115,04	2,15
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	0	0	0	0	0	0	115,00	2,15
Нагр	37	РГРЭС-35	38	21,1	11	0	0	0	0	0	38,50	2,16
Нагр	38	Завитая-220	230	4,1	1,2	8,64	69,19	234	0	0	234,06	-2,60

Продолжение таблицы 1

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	27,7	11,1	0	0	0	0	0	232,39	-3,07
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	25	10	0	0	0	0	0	232,40	-3,07
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	0	0	0	0	0	0	232,38	-3,07
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	0	0	0	0	0	0	119,73	-3,57
Нагр	43	Хвойная-35	38	5,2	2,1	0	0	0	0	0	37,95	-3,96
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	0	0	0	0	0	0	227,63	-3,58
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	0	0	0	0	0	0	227,63	-3,59
Нагр	46	Озерная-110	115	3,6	1,4	0	0	0	0	0	118,23	-3,22
Нагр	47	Отп.Анновка	115	0	0	0	0	0	0	0	117,47	-2,83
Нагр	48	Анновка-110	115	1	0,4	0	0	0	0	0	117,47	-2,83
Нагр	49	Полевая-110	115	15,7	6,1	0	0	0	0	0	116,95	-2,50
Нагр	50	Ивановка-110	115	4,8	2,6	0	0	0	0	0	117,82	-1,19
Нагр	51	Варваровка-220	230	4,7	1,9	0	0	0	0	0	234,31	-1,65

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin 3

Таблица 2 – Ветви для нормального режима

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Выкл	1	2	Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	-29,99	9,60	2635,66	0
Выкл	1	3	Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	-29,99	9,60	2635,66	0
Тр-р	4	2	Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0,057	29,97	-9,66	150,23	0
Тр-р	4	3	Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0,057	29,97	-9,66	150,23	0
Тр-р	4	8	Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	1	-59,96	19,31	300,46	0
Тр-р	8	5	БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	0,086	109,26	34,47	535,08	0
Тр-р	8	6	БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	0,086	109,26	34,47	535,08	0
Тр-р	8	7	БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	0,086	119,14	48,80	601,34	0
Тр-р	11	12	Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	1	28,78	-5,15	72,15	0
Тр-р	11	13	Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	1	28,79	-5,15	72,16	0
Тр-р	12	9	Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0,526	30,05	-3,54	74,96	0
Тр-р	13	9	Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0,526	30,07	-2,79	74,83	0
Тр-р	12	10	Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0,167	-0,94	-0,03	2,33	0

Продолжение таблицы 2

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	13	10	Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0,1673	-0,95	-0,77	3,05	0
Тр-р	16	17	Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,29	0,096	-1,41	-1,00	8,24	0
Тр-р	16	17	Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,29	0,096	-1,41	-1,00	8,24	0
Тр-р	19	22	Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	1	-7,56	-4,13	42,84	0
Тр-р	19	23	Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	1	-18,78	-10,37	106,61	0
Тр-р	22	20	Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0,3347	-0,84	-0,38	4,79	0
Тр-р	23	20	Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0,3347	-3,35	-1,31	18,71	0
Тр-р	22	21	Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0,0956	-6,62	-2,87	37,44	0
Тр-р	23	21	Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0,0956	-15,23	-6,97	86,87	0
Тр-р	24	27	Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	1	-7,24	-3,87	41,10	0
Тр-р	24	28	Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	1	-4,75	-2,22	26,27	0
Тр-р	27	25	Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0,335	-4,38	-1,93	24,98	0
Тр-р	28	25	Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0,335	-3,03	-0,96	16,55	0
Тр-р	27	26	Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0,096	-2,75	-1,13	15,53	0
Тр-р	28	26	Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0,096	-1,65	-0,76	9,45	0
Тр-р	30	31	РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	1	28,31	-42,36	126,41	0
Тр-р	31	29	РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0,526	28,65	-38,92	125,54	0

Продолжение таблицы 2

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	31	32	РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0,047	-1,83	-4,81	1,25	0
Тр-р	29	35	РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	1	30,45	-13,85	165,16	0
Тр-р	35	34	Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0,096	32,96	-6,06	168,21	0
Тр-р	35	37	Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0,3347	-2,07	-5,75	30,71	0
Тр-р	29	36	РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	1	30,44	-14,13	165,70	0
Тр-р	36	33	Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0,096	49,92	-6,84	252,98	0
Тр-р	36	37	Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0,335	-19,03	-5,24	99,13	0
Тр-р	41	44	Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1	-3,12	-7,34	19,83	0
Тр-р	41	45	Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1	-2,86	-6,76	18,25	0
Тр-р	44	42	Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0,526	-0,39	-5,15	13,11	0
Тр-р	45	42	Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0,526	-0,26	-5,55	14,11	0
Тр-р	44	43	Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0,1674	-2,66	-1,55	7,82	0
Тр-р	45	43	Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0,167	-2,53	-0,58	6,60	0
ЛЭП	8	9	БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,9	3,93	-12,1	0	-80,82	-13,83	383,10	63,85
ЛЭП	8	9	БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	-80,82	-13,86	383,12	63,85
ЛЭП	9	14	Благовещенская-110 - Центральная-110	1,083	2,763	-9,2	0	20,13	-6,97	100,52	20,10
ЛЭП	9	14	Благовещенская-110 - Центральная-110	1,08	2,76	-9,2	0	20,16	-6,97	100,65	20,13
ЛЭП	8	14	БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,58	2,53	-7,28	0	-101,30	-25,66	488,21	81,36

Продолжение таблицы 2

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
ЛЭП	8	14	БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,58	2,53	-7,78	0	-101,30	-25,65	488,22	81,37
ЛЭП	14	15	Центральная-110 - Отп.Владимировка	1,023	2,6	-8,69	0	-62,13	-21,38	309,55	61,91
ЛЭП	15	16	Отп.Владимировка - Владимировка- 110	0,04	0,063	-0,19	0	-2,83	-2,00	16,49	5,49
ЛЭП	15	18	Отп.Владимировка - Волково-110	3,2449	8,27	-27,54	0	-59,00	-18,76	294,36	58,87
ЛЭП	18	19	Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	-29,07	-16,82	164,44	32,88
ЛЭП	19	24	Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,57	-88,48	0	-2,37	-1,93	19,47	3,89
ЛЭП	24	29	Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,42	0	9,64	3,00	50,51	10,10
ЛЭП	30	38	РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	-14,19	21,22	63,34	10,55
ЛЭП	30	38	РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,18	-59	0	-14,12	21,13	63,07	10,51
ЛЭП	38	51	Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,97	-104,54	0	26,07	-1,47	66,60	11,10
ЛЭП	51	11	Варваровка-220 - Благовещенская- 220	10,75	48,04	-147,84	0	30,86	-4,87	82,25	13,70
ЛЭП	38	39	Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	-29,46	-15,14	85,15	14,19
ЛЭП	39	41	Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,014	0,0664	-0,02	0	-1,68	-6,54	16,78	2,79
ЛЭП	38	40	Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	-29,37	-15,00	84,79	14,13
ЛЭП	40	41	Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,083	0,373	-1,14	0	-4,29	-7,50	21,62	3,60
ЛЭП	42	46	Хвойная-110 - Озерная-110	8,95	15,67	-48,81	0	-0,66	-10,71	55,10	18,36
ЛЭП	46	47	Озерная-110 - Отп.Анновка	6,16	10,79	-33,62	0	3,00	-9,87	52,57	17,52

Продолжение таблицы 2

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
ЛЭП	47	48	Отп.Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	-1,00	-0,38	5,29	1,76
ЛЭП	47	49	Отп.Анновка - Полевая-110	4,599	8,04	-25,07	0	4,05	-9,86	53,99	17,99
ЛЭП	49	50	Полевая-110 - Ивановка-110	8,05	14,09	-43,89	0	19,79	-4,04	100,35	33,45
ЛЭП	50	18	Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	24,83	-1,62	122,11	40,70

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима варианта 1

Таблица 3 – Узлы для 1 варианта

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
Ген-	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	0	60	-20	6,3	-20	20	6,59	7,38
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	6,59	7,27
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	0	0	0	0	0	0	6,59	7,27
Нагр	4	Г1-Н	110	0	0	0	0	0	0	0	115,69	7,25
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	0	110	37,07	10,5	-50	50	10,5	8,12
Ген	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	0	110	37,07	10,5	-50	50	10,5	8,12
Ген	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	0	120	47,78	10,5	-50	50	10,5	7,13
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	32,7	14,2	0	0	0	0	0	118,53	2,81
Нагр	9	Благовещенская-110	115	141	17	0	0	0	0	0	117,84	1,54
Нагр	10	Благовещенская-35	38	1,9	0,8	0	0	0	0	0	37,39	1,39
База	11	Благовещенская-220	230	2,9	1,2	-5,49	47,61	234	0	0	230	-0,02
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	0	0	0	0	0	0	223,97	1,53
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	0	0	0	0	0	0	223,97	1,53
Нагр	14	Центральная-110	115	99,3	40,6	0	0	0	0	0	117,61	1,79
Нагр	15	Отп.Владимировка	115	0	0	0	0	0	0	0	116,37	1,107
Нагр	16	Владимировка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	116,37	1,10
Нагр	17	Владимировка-10	10,5	2,7	1,8	0	0	0	0	0	11,05	0,33
Нагр	18	Волково-110	115	4	1,8	0	0	0	0	0	112,74	-1,09

Продолжение таблицы 3

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	110,12	-2,17
Нагр	20	Тамбовка-35	38	4,2	1,7	0	0	0	0	0	35,07	-7,36
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	21,8	8,7	0	0	0	0	0	9,78	-10,22
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	0	0	0	0	0	0	104,83	-7,37
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	0	0	0	0	0	0	104,84	-7,37
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	109,81	-2,18
Нагр	25	Михайловка-35	38	7,4	2,9	0	0	0	0	0	35,06	-7,11
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	4,4	1,8	0	0	0	0	0	9,97	-8,33
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	0	0	0	0	0	0	104,88	-7,16
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	0	0	0	0	0	0	105,10	-7,18
Нагр	29	РГРЭС-110	115	22,5	9	0	0	0	0	0	112,04	-0,84
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	0	0	0	0	0	0	224,79	-2,79
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	0	0	0	0	0	0	212,95	-0,87
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	0	0	0	0	0	0	10,00	-0,87
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	0	50	-5,08	10,5	-20	20	10,5	4,69
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	0	33	-5,54	10,5	-10	10	10,5	3,73
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	0	0	0	0	0	0	109,91	1,84
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	0	0	0	0	0	0	109,88	1,85
Нагр	37	РГРЭС-35	38	21,1	11	0	0	0	0	0	36,78	1,86
Нагр	38	Завитая-220	230	4,1	1,2	8,64	69,19	234	0	0	226,38	-3,18

Продолжение таблицы 3

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	27,7	11,1	0	0	0	0	0	224,48	-3,71
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	25	10	0	0	0	0	0	224,49	-3,71
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	0	0	0	0	0	0	224,48	-3,71
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	0	0	0	0	0	0	114,85	-4,71
Нагр	43	Хвойная-35	38	5,2	2,1	0	0	0	0	0	36,39	-5,13
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	0	0	0	0	0	0	218,38	-4,71
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	0	0	0	0	0	0	218,38	-4,72
Нагр	46	Озерная-110	115	3,6	1,4	0	0	0	0	0	112,55	-4,51
Нагр	47	Отп.Анновка	115	0	0	0	0	0	0	0	111,25	-4,23
Нагр	48	Анновка-110	115	1	0,4	0	0	0	0	0	111,25	-4,23
Нагр	49	Полевая-110	115	15,7	6,1	0	0	0	0	0	110,32	-3,97
Нагр	50	Ивановка-110	115	4,8	2,6	0	0	0	0	0	110,60	-2,70
Нагр	51	Варваровка-220	230	4,7	1,9	0	0	0	0	0	228,11	-1,98
Нагр	52	Приамурская-110	115	0	0	0	0	0	0	0	110,12	-2,81
Нагр	53	Приамурская-10-1	11	8,55	3,43	0	0	0	0	0	10,42	-4,24
Нагр	54	Приамурская-10-2	11	8,55	3,43	0	0	0	0	0	10,42	-4,24

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима варианта 1

Таблица 4 – Ветви для 1 варианта

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Выкл	1	2	Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	-30	10	2768	0
Выкл	1	3	Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	-30	10	2768	0
Тр-р	4	2	Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0,057	30	-10	158	0
Тр-р	4	3	Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0,057	30	-10	158	0
Тр-р	4	8	Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	1	-60	20	316	0
Тр-р	8	5	БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	0,086	109	25	546	0
Тр-р	8	6	БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	0,086	109	25	546	0
Тр-р	8	7	БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	0,086	119	37	607	0
Тр-р	11	12	Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	1	23	-25	85	0
Тр-р	11	13	Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	1	23	-25	85	0
Тр-р	12	9	Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0,526	24	-23	86	0
Тр-р	13	9	Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0,526	24	-22	84	0
Тр-р	12	10	Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0,167	-1	0	2	0

Продолжение таблицы 4

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	13	10	Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0,1673	-1	-1	3	0
Тр-р	16	17	Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,29	0,096	-1	-1	9	0
Тр-р	16	17	Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,29	0,096	-1	-1	9	0
Тр-р	19	22	Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	1	-8	-4	46	0
Тр-р	19	23	Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	1	-19	-11	113	0
Тр-р	22	20	Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0,3347	-1	0	5	0
Тр-р	23	20	Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0,3347	-3	-1	20	0
Тр-р	22	21	Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0,0956	-7	-3	40	0
Тр-р	23	21	Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0,0956	-15	-7	93	0
Тр-р	24	27	Михайловка-110 - Михайловка- Н1	5	142,2	8,3	1	-7	-4	43	0
Тр-р	24	28	Михайловка-110 - Михайловка- Н2	14,7	220,4	3,811	1	-5	-2	28	0
Тр-р	27	25	Михайловка-Н1 - Михайловка- 35	5	0	0	0,335	-4	-2	26	0
Тр-р	28	25	Михайловка-Н2 - Михайловка- 35	14,7	0	0	0,335	-3	-1	17	0

Продолжение таблицы 4

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	27	26	Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0,096	-3	-1	16	0
Тр-р	28	26	Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0,096	-2	-1	10	0
Тр-р	30	31	РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	1	26	-46	137	0
Тр-р	31	29	РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0,526	27	-42	136	0
Тр-р	31	32	РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0,047	0	0	0	0
Тр-р	29	35	РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	1	30	-15	174	0
Тр-р	35	34	Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0,096	33	-7	177	0
Тр-р	35	37	Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0,3347	-2	-6	33	0
Тр-р	29	36	РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	1	30	-15	175	0
Тр-р	36	33	Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0,096	50	-8	265	0
Тр-р	36	37	Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0,335	-19	-5	104	0
Тр-р	41	44	Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1	-6	-9	27	0
Тр-р	41	45	Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1	-5	-8	25	0
Тр-р	44	42	Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0,526	-3	-7	19	0
Тр-р	45	42	Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0,526	-2	-7	19	0
Тр-р	44	43	Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0,1674	-3	-2	8	0
Тр-р	45	43	Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0,167	-3	-1	7	0

Продолжение таблицы 4

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
ЛЭП	8	9	БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,9	3,93	-12,1	0	-80	-3	388	65
ЛЭП	8	9	БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	-80	-3	388	65
ЛЭП	9	14	Благовещенская-110 - Центральная-110	1,083	2,763	-9,2	0	16	-16	109	22
ЛЭП	9	14	Благовещенская-110 - Центральная-110	1,08	2,76	-9,2	0	16	-16	109	22
ЛЭП	8	14	БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,58	2,53	-7,28	0	-103	-20	510	85
ЛЭП	8	14	БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,58	2,53	-7,78	0	-103	-20	510	85
ЛЭП	14	15	Центральная-110 - Отп.Владимировка	1,023	2,6	-8,69	0	-74	-27	387	77
ЛЭП	15	16	Отп.Владимировка - Владимировка-110	0,04	0,063	-0,19	0	-3	-2	17	6
ЛЭП	15	18	Отп.Владимировка - Волково-110	3,2449	8,27	-27,54	0	-71	-24	371	74
ЛЭП	18	19	Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	-27	-16	163	33
ЛЭП	19	24	Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,57	-88,48	0	0	-1	9	2
ЛЭП	24	29	Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,42	0	12	5	65	13

Продолжение таблицы 4

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
ЛЭП	30	38	РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	-13	23	69	11
ЛЭП	30	38	РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,18	-59	0	-13	23	68	11
ЛЭП	38	51	Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,97	-104,54	0	33	7	85	14
ЛЭП	51	11	Варваровка-220 - Благовещенская-220	10,75	48,04	-147,84	0	37	4	95	16
ЛЭП	38	39	Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	-32	-17	95	16
ЛЭП	39	41	Короли/т-Хвойная - Хвойная- 220	0,014	0,0664	-0,02	0	-4	-8	23	4
ЛЭП	38	40	Завитая-220 - Белогорск/т- Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	-32	-17	95	16
ЛЭП	40	41	Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,083	0,373	-1,14	0	-7	-9	29	5
ЛЭП	42	46	Хвойная-110 - Озерная-110	8,95	15,67	-48,81	0	-5	-14	76	25
ЛЭП	46	47	Озерная-110 - Отп.Анновка	6,16	10,79	-33,62	0	-1	-13	67	22
ЛЭП	47	48	Отп.Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	-1	0	6	2
ЛЭП	47	49	Отп.Анновка - Полевая-110	4,599	8,04	-25,07	0	0	-12	66	22
ЛЭП	49	50	Полевая-110 - Ивановка-110	8,05	14,09	-43,89	0	15	-7	88	29
ЛЭП	50	18	Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	38	3	197	66
Тр-р	52	53	Приамурская-110 - Приамурская-10-1	4,38	36,7	1,44	0,096	-9	-4	49	0

Продолжение таблицы 4

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	52	54	Приамурская-110 - Приамурская-10-2	4,38	36,7	1,44	0,096	-9	-4	49	0
Выкл	53	54	Приамурская-10-1 - Приамурская-10-2	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	50	52	Ивановка-110 - Приамурская- 110	4,28	4,44	-25,5	0	-9	-3	49	18
ЛЭП	50	52	Ивановка-110 - Приамурская- 110	4,28	4,44	-25,5	0	-9	-3	49	18

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчёт в программе RastWin 3 послеаварийного режима варианта 1

Таблица 5 – Узлы для послеаварийного 1 варианта

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
Ген-	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	0	60	-20	6,3	-20	20	6,60	8,31
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	6,60	8,20
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	0	0	0	0	0	0	6,60	8,20
Нагр	4	Г1-Н	110	0	0	0	0	0	0	0	115,80	8,19
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	0	110	36,02	10,5	-50	50	10,5	9,06
Ген	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	0	110	36,02	10,5	-50	50	10,5	9,06
Ген	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	0	120	46,38	10,5	-50	50	10,5	8,07
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	32,7	14,2	0	0	0	0	0	118,63	3,75
Нагр	9	Благовещенская-110	115	141	17	0	0	0	0	0	117,90	2,42
Нагр	10	Благовещенская-35	38	1,9	0,8	0	0	0	0	0	37,41	2,26
База	11	Благовещенская-220	230	2,9	1,2	-0,47	62,67	234	0	0	230	-0,02
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	0	0	0	0	0	0	224,07	2,41
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	0	0	0	0	0	0	224,07	2,41
Нагр	14	Центральная-110	115	99,3	40,6	0	0	0	0	0	117,78	2,77
Нагр	15	Отп.Владимировка	115	0	0	0	0	0	0	0	116,87	2,35
Нагр	16	Владимировка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	116,87	2,35
Нагр	17	Владимировка-10	10,5	2,7	1,8	0	0	0	0	0	11,10	1,59
Нагр	18	Волково-110	115	4	1,8	0	0	0	0	0	114,23	1,05

Продолжение таблицы 5

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	111,07	-0,61
Нагр	20	Тамбовка-35	38	4,2	1,7	0	0	0	0	0	35,41	-5,70
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	21,8	8,7	0	0	0	0	0	9,88	-8,51
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	0	0	0	0	0	0	105,85	-5,71
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	0	0	0	0	0	0	105,86	-5,71
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	109,52	-2,15
Нагр	25	Михайловка-35	38	7,4	2,9	0	0	0	0	0	34,96	-7,11
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	4,4	1,8	0	0	0	0	0	9,94	-8,34
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	0	0	0	0	0	0	104,58	-7,16
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	0	0	0	0	0	0	104,79	-7,19
Нагр	29	РГРЭС-110	115	22,5	9	0	0	0	0	0	110,44	-2,46
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	0	0	0	0	0	0	218,52	-5,40
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	0	0	0	0	0	0	209,89	-2,48
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	0	0	0	0	0	0	9,86	-2,48
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	0	50	0,67	10,5	-20	20	10,5	3,13
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	0	33	0,21	10,5	-10	10	10,5	2,15
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	0	0	0	0	0	0	109,28	0,27
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	0	0	0	0	0	0	109,25	0,27
Нагр	37	РГРЭС-35	38	21,1	11	0	0	0	0	0	36,57	0,28
Нагр	38	Завитая-220	230	4,1	1,2	8,64	69,19	234	0	0	219,50	-5,92

Продолжение таблицы 5

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	27,7	11,1	0	0	0	0	0	216,38	-6,89
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	25	10	0	0	0	0	0	216,41	-6,88
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	0	0	0	0	0	0	216,37	-6,89
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	0	0	0	0	0	0	106,96	-12,59
Нагр	43	Хвойная-35	38	5,2	2,1	0	0	0	0	0	33,91	-13,10
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	0	0	0	0	0	0	203,58	-12,62
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	0	0	0	0	0	0	203,57	-12,62
Нагр	46	Озерная-110	115	3,6	1,4	0	0	0	0	0	99,27	-15,36
Нагр	47	Отп.Анновка	115	0	0	0	0	0	0	0	94,45	-17,33
Нагр	48	Анновка-110	115	1	0,4	0	0	0	0	0	94,45	-17,33
Нагр	49	Полевая-110	115	15,7	6,1	0	0	0	0	0	90,99	-18,87
Нагр	50	Ивановка-110	115	4,8	2,6	0	0	0	0	0	87,32	-20,54
Нагр	51	Варваровка-220	230	4,7	1,9	0	0	0	0	0	223,86	-3,54
Нагр	52	Приамурская-110	115	0	0	0	0	0	0	0	86,70	-20,71
Нагр	53	Приамурская-10-1	11	8,55	3,43	0	0	0	0	0	8,13	-23,04
Нагр	54	Приамурская-10-2	11	8,55	3,43	0	0	0	0	0	8,13	-23,04

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчёт в программе RastWin 3 послеаварийного режима варианта 1

Таблица 6 – Ветви для послеаварийного 1 варианта

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Выкл	1	2	Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	-30	10	2766	0
Выкл	1	3	Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	-30	10	2766	0
Тр-р	4	2	Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0,057	30	-10	158	0
Тр-р	4	3	Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0,057	30	-10	158	0
Тр-р	4	8	Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	1	-60	20	315	0
Тр-р	8	5	БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	0,086	109	24	545	0
Тр-р	8	6	БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	0,086	109	24	545	0
Тр-р	8	7	БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	0,086	119	35	605	0
Тр-р	11	12	Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	1	36	-25	110	0
Тр-р	11	13	Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	1	36	-25	111	0
Тр-р	12	9	Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0,526	38	-22	112	0
Тр-р	13	9	Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0,526	38	-21	111	0
Тр-р	12	10	Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0,167	-1	0	2	0

Продолжение таблицы 6

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	13	10	Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0,1673	-1	-1	3	0
Тр-р	16	17	Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,29	0,096	-1	-1	9	0
Тр-р	16	17	Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,29	0,096	-1	-1	9	0
Тр-р	19	22	Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	1	-8	-5	45	0
Тр-р	19	23	Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	1	-19	-11	112	0
Тр-р	22	20	Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0,3347	-1	0	5	0
Тр-р	23	20	Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0,3347	-3	-1	20	0
Тр-р	22	21	Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0,0956	-7	-3	39	0
Тр-р	23	21	Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0,0956	-15	-7	92	0
Тр-р	24	27	Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	1	-7	-4	44	0
Тр-р	24	28	Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	1	-5	-2	28	0
Тр-р	27	25	Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0,335	-4	-2	26	0
Тр-р	28	25	Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0,335	-3	-1	18	0
Тр-р	27	26	Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0,096	-3	-1	16	0
Тр-р	28	26	Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0,096	-2	-1	10	0
Тр-р	30	31	РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	1	39	-34	136	0
Тр-р	31	29	РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0,526	39	-30	136	0
Тр-р	31	32	РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0,047	0	0	0	0
Тр-р	29	35	РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	1	30	-9	166	0

Продолжение таблицы 6

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	35	34	Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0,096	33	-1	174	0
Тр-р	35	37	Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0,3347	-2	-6	33	0
Тр-р	29	36	РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	1	30	-9	166	0
Тр-р	36	33	Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0,096	50	-2	264	0
Тр-р	36	37	Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0,335	-19	-5	104	0
Тр-р	41	44	Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1	-28	-19	89	0
Тр-р	41	45	Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1	-25	-17	82	0
Тр-р	44	42	Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0,526	-25	-13	80	0
Тр-р	45	42	Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0,526	-23	-13	74	0
Тр-р	44	43	Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0,1674	-3	-1	9	0
Тр-р	45	43	Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0,167	-3	-1	7	0
ЛЭП	8	9	БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,9	3,93	-12,1	0	-84	-4	408	68
ЛЭП	8	9	БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	-84	-4	408	68
ЛЭП	9	14	Благовещенская-110 - Центральная-110	1,083	2,763	-9,2	0	25	-15	143	29
ЛЭП	9	14	Благовещенская-110 - Центральная-110	1,08	2,76	-9,2	0	25	-15	143	29
ЛЭП	8	14	БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,58	2,53	-7,28	0	-99	-18	489	82
ЛЭП	8	14	БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,58	2,53	-7,78	0	-99	-18	489	82
ЛЭП	14	15	Центральная-110 - Отп.Владимировка	1,023	2,6	-8,69	0	-48	-22	258	52
ЛЭП	15	16	Отп.Владимировка - Владимировка-110	0,04	0,063	-0,19	0	-3	-2	17	6
ЛЭП	15	18	Отп.Владимировка - Волково-110	3,2449	8,27	-27,54	0	-44	-20	242	48

Продолжение таблицы 6

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
ЛЭП	18	19	Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	-40	-17	221	44
ЛЭП	19	24	Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,57	-88,48	0	-13	-1	68	14
ЛЭП	24	29	Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,42	0	-1	4	24	5
ЛЭП	30	38	РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	-20	17	68	11
ЛЭП	30	38	РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,18	-59	0	-19	17	68	11
ЛЭП	38	51	Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,97	-104,54	0	63	15	171	28
ЛЭП	51	11	Варваровка-220 - Благовещенская-220	10,75	48,04	-147,84	0	68	15	181	30
ЛЭП	38	39	Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	-53	-27	161	27
ЛЭП	39	41	Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,014	0,0664	-0,02	0	-25	-18	83	14
ЛЭП	38	40	Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	-53	-27	160	27
ЛЭП	40	41	Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,083	0,373	-1,14	0	-28	-18	89	15
ЛЭП	42	46	Хвойная-110 - Озерная-110	8,95	15,67	-48,81	0	-48	-26	294	98
ЛЭП	46	47	Озерная-110 - Отп.Анновка	6,16	10,79	-33,62	0	-42	-21	272	91
ЛЭП	47	48	Отп.Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	-1	0	7	2
ЛЭП	47	49	Отп.Анновка - Полевая-110	4,599	8,04	-25,07	0	-39	-18	266	89
ЛЭП	49	50	Полевая-110 - Ивановка-110	8,05	14,09	-43,89	0	-23	-11	161	54
ЛЭП	50	18	Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	0
Тр-р	52	53	Приамурская-110 - Приамурская-10-1	4,38	36,7	1,44	0,096	-9	-4	63	0
Тр-р	52	54	Приамурская-110 - Приамурская-10-2	4,38	36,7	1,44	0,096	-9	-4	63	0
Выкл	53	54	Приамурская-10-1 - Приамурская-10-2	0	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 6

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
ЛЭП	50	52	Ивановка-110 - Приамурская-110	4,28	4,44	-25,5	0	-9	-4	63	24
ЛЭП	50	52	Ивановка-110 - Приамурская-110	4,28	4,44	-25,5	0	-9	-4	63	24

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима варианта 2

Таблица 7 – Узлы для 2 варианта

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
Ген-	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	0	60	-20	6,3	-20	20	6,59	7,40
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	6,59	7,29
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	0	0	0	0	0	0	6,59	7,29
Нагр	4	Г1-Н	110	0	0	0	0	0	0	0	115,68	7,28
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	0	110	37,22	10,5	-50	50	10,5	8,15
Ген	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	0	110	37,22	10,5	-50	50	10,5	8,15
Ген	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	0	120	47,99	10,5	-50	50	10,5	7,15
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	32,7	14,2	0	0	0	0	0	118,51	2,84
Нагр	9	Благовещенская-110	115	141	17	0	0	0	0	0	117,82	1,56
Нагр	10	Благовещенская-35	38	1,9	0,8	0	0	0	0	0	37,39	1,41
База	11	Благовещенская-220	230	2,9	1,2	-5,37	48,27	234	0	0	230	-0,02
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	0	0	0	0	0	0	223,94	1,55
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	0	0	0	0	0	0	223,94	1,55
Нагр	14	Центральная-110	115	99,3	40,6	0	0	0	0	0	117,59	1,82
Нагр	15	Отп.Владимировка	115	0	0	0	0	0	0	0	116,34	1,14
Нагр	16	Владимировка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	116,34	1,14
Нагр	17	Владимировка-10	10,5	2,7	1,8	0	0	0	0	0	11,05	0,37
Нагр	18	Волково-110	115	4	1,8	0	0	0	0	0	112,68	-1,02

Продолжение таблицы 7

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	110,05	-2,12
Нагр	20	Тамбовка-35	38	4,2	1,7	0	0	0	0	0	35,05	-7,31
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	21,8	8,7	0	0	0	0	0	9,77	-10,18
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	0	0	0	0	0	0	104,76	-7,32
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	0	0	0	0	0	0	104,77	-7,32
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	109,75	-2,17
Нагр	25	Михайловка-35	38	7,4	2,9	0	0	0	0	0	35,04	-7,11
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	4,4	1,8	0	0	0	0	0	9,96	-8,33
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	0	0	0	0	0	0	104,82	-7,16
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	0	0	0	0	0	0	105,03	-7,18
Нагр	29	РГРЭС-110	115	22,5	9	0	0	0	0	0	111,99	-0,88
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	0	0	0	0	0	0	224,62	-2,86
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	0	0	0	0	0	0	212,85	-0,91
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	0	0	0	0	0	0	10,00	-0,91
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	0	50	-4,89	10,5	-20	20	10,5	4,65
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	0	33	-5,35	10,5	-10	10	10,5	3,69
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	0	0	0	0	0	0	109,89	1,81
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	0	0	0	0	0	0	109,85	1,81
Нагр	37	РГРЭС-35	38	21,1	11	0	0	0	0	0	36,77	1,82
Нагр	38	Завитая-220	230	4,1	1,2	8,64	69,19	234	0	0	226,20	-3,25

Продолжение таблицы 7

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	27,7	11,1	0	0	0	0	0	224,27	-3,79
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	25	10	0	0	0	0	0	224,28	-3,79
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	0	0	0	0	0	0	224,26	-3,79
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	0	0	0	0	0	0	114,64	-4,89
Нагр	43	Хвойная-35	38	5,2	2,1	0	0	0	0	0	36,33	-5,31
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	0	0	0	0	0	0	217,99	-4,90
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	0	0	0	0	0	0	217,98	-4,90
Нагр	46	Озерная-110	115	3,6	1,4	0	0	0	0	0	112,19	-4,76
Нагр	47	Отп.Анновка	115	0	0	0	0	0	0	0	110,79	-4,518
Нагр	48	Анновка-110	115	1	0,4	0	0	0	0	0	110,79	-4,52
Нагр	49	Полевая-110	115	15,7	6,1	0	0	0	0	0	109,79	-4,29
Нагр	50	Ивановка-110	115	4,8	2,6	0	0	0	0	0	109,94	-3,06
Нагр	51	Варваровка-220	230	4,71	1,9	0	0	0	0	0	228,00	-2,02
Нагр	52	Приамурская-110	115	0	0	0	0	0	0	0	110,51	-2,56
Нагр	53	Приамурская-10-1	11	8,55	3,43	0	0	0	0	0	10,28	-6,08
Нагр	54	Приамурская-10-2	11	8,55	3,43	0	0	0	0	0	10,28	-6,08

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима варианта 2

Таблица 8 – Ветви для 2 варианта

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Выкл	1	2	Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	-30	10	2769	0
Выкл	1	3	Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	-30	10	2769	0
Тр-р	4	2	Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0,057	30	-10	158	0
Тр-р	4	3	Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0,057	30	-10	158	0
Тр-р	4	8	Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	1	-60	20	316	0
Тр-р	8	5	БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	0,086	109	25	547	0
Тр-р	8	6	БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	0,086	109	25	547	0
Тр-р	8	7	БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	0,086	119	37	608	0
Тр-р	11	12	Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	1	23	-25	85	0
Тр-р	11	13	Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	1	23	-25	85	0
Тр-р	12	9	Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0,526	25	-23	87	0
Тр-р	13	9	Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0,526	25	-22	85	0
Тр-р	12	10	Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0,167	-1	0	2	0
Тр-р	13	10	Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0,1673	-1	-1	3	0

Продолжение таблицы 8

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	16	17	Владимировка-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,29	0,096	-1	-1	9	0
Тр-р	16	17	Владимировка-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,29	0,096	-1	-1	9	0
Тр-р	19	22	Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	1	-8	-4	46	0
Тр-р	19	23	Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	1	-19	-11	113	0
Тр-р	22	20	Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0,3347	-1	0	5	0
Тр-р	23	20	Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0,3347	-3	-1	20	0
Тр-р	22	21	Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0,0956	-7	-3	40	0
Тр-р	23	21	Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0,0956	-15	-7	93	0
Тр-р	24	27	Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	1	-7	-4	43	0
Тр-р	24	28	Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	1	-5	-2	28	0
Тр-р	27	25	Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0,335	-4	-2	26	0
Тр-р	28	25	Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0,335	-3	-1	18	0
Тр-р	27	26	Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0,096	-3	-1	16	0
Тр-р	28	26	Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0,096	-2	-1	10	0
Тр-р	30	31	РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	1	27	-46	137	0
Тр-р	31	29	РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0,526	27	-42	136	0
Тр-р	31	32	РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0,047	0	-6	4	0
Тр-р	29	35	РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	1	30	-14	174	0
Тр-р	35	34	Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0,096	33	-6	176	0
Тр-р	35	37	Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0,3347	-2	-6	33	0

Продолжение таблицы 8

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	29	36	РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	1	30	-15	174	0
Тр-р	36	33	Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0,096	50	-7	265	0
Тр-р	36	37	Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0,335	-19	-5	104	0
Тр-р	41	44	Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1	-6	-9	28	0
Тр-р	41	45	Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1	-6	-8	26	0
Тр-р	44	42	Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0,526	-3	-7	20	0
Тр-р	45	42	Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0,526	-3	-7	20	0
Тр-р	44	43	Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0,1674	-3	-2	8	0
Тр-р	45	43	Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0,167	-3	-1	7	0
ЛЭП	8	9	БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,9	3,93	-12,1	0	-80	-4	389	65
ЛЭП	8	9	БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,898	3,93	-12,1	0	-80	-4	389	65
ЛЭП	9	14	Благовещенская-110 - Центральная-110	1,083	2,763	-9,2	0	16	-16	110	22
ЛЭП	9	14	Благовещенская-110 - Центральная-110	1,08	2,76	-9,2	0	16	-16	110	22
ЛЭП	8	14	БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,58	2,53	-7,28	0	-103	-20	510	85
ЛЭП	8	14	БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,58	2,53	-7,78	0	-103	-20	510	85
ЛЭП	14	15	Центральная-110 - Отп.Владимировка	1,023	2,6	-8,69	0	-73	-28	385	77
ЛЭП	15	16	Отп.Владимировка - Владимировка-110	0,04	0,063	-0,19	0	-3	-2	17	6
ЛЭП	15	18	Отп.Владимировка - Волково-110	3,244	8,27	-27,54	0	-70	-25	369	74
ЛЭП	18	19	Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	-27	-16	164	33
ЛЭП	19	24	Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,57	-88,48	0	-1	0	9	2

Продолжение таблицы 8

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
ЛЭП	24	29	Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,42	0	11	5	64	13
ЛЭП	30	38	РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	-13	23	68	11
ЛЭП	30	38	РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,18	-59	0	-13	23	68	11
ЛЭП	38	51	Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,97	-104,54	0	33	7	87	14
ЛЭП	51	11	Варваровка-220 - Благовещенская-220	10,75	48,04	-147,84	0	38	4	97	16
ЛЭП	38	39	Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	-32	-17	97	16
ЛЭП	39	41	Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,014	0,0664	-0,02	0	-5	-8	24	4
ЛЭП	38	40	Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	-32	-17	96	16
ЛЭП	40	41	Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,083	0,373	-1,14	0	-7	-9	30	5
ЛЭП	42	46	Хвойная-110 - Озерная-110	8,95	15,67	-48,81	0	-6	-14	80	21
ЛЭП	46	47	Озерная-110 - Отп.Анновка	6,16	10,79	-33,62	0	-3	-13	70	18
ЛЭП	47	48	Отп.Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	-1	0	6	2
ЛЭП	47	49	Отп.Анновка - Полевая-110	4,599	8,04	-25,07	0	-1	-13	69	18
ЛЭП	49	50	Полевая-110 - Ивановка-110	8,05	14,09	-43,89	0	14	-7	85	28
ЛЭП	52	18	Приамурская-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	37	4	192	51
Тр-р	52	53	Приамурская-110 - Приамурская-10-1	4,38	86,7	8,47	0,096	-9	-4	50	0
Тр-р	52	54	Приамурская-110 - Приамурская-10-2	4,38	86,7	8,47	0,096	-9	-4	50	0
Выкл	53	54	Приамурская-10-1 - Приамурская-10-2	0	0	0	0	0	-1	5	0
ЛЭП	50	52	Ивановка-110 - Приамурская-110	4,28	4,44	-25,5	0	19	-5	104	27

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Расчёт в программе RastWin 3 послеаварийного режима варианта 2

Таблица 9 – Узлы для послеаварийного 2 варианта

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
Ген-	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	0	60	-20	6,3	-20	20	6,60	8,30
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	6,60	8,19
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	0	0	0	0	0	0	6,60	8,19
Нагр	4	Г1-Н	110	0	0	0	0	0	0	0	115,79	8,18
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	0	110	36,08	10,5	-50	50	10,5	9,05
Ген	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	0	110	36,08	10,5	-50	50	10,5	9,05
Ген	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	0	120	46,47	10,5	-50	50	10,5	8,06
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	32,7	14,2	0	0	0	0	0	118,63	3,75
Нагр	9	Благовещенская-110	115	141	17	0	0	0	0	0	117,90	2,41
Нагр	10	Благовещенская-35	38	1,9	0,8	0	0	0	0	0	37,41	2,26
База	11	Благовещенская-220	230	2,9	1,2	0,53	65,48	234	0	0	230	-0,02
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	0	0	0	0	0	0	224,06	2,40
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	0	0	0	0	0	0	224,06	2,40
Нагр	14	Центральная-110	115	99,3	40,6	0	0	0	0	0	117,77	2,76
Нагр	15	Отп.Владимировка	115	0	0	0	0	0	0	0	116,86	2,34
Нагр	16	Владимировка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	116,85	2,34
Нагр	17	Владимировка-10	10,5	2,7	1,8	0	0	0	0	0	11,10	1,58
Нагр	18	Волково-110	115	4	1,8	0	0	0	0	0	114,19	1,05

Продолжение таблицы 9

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	111,00	-0,62
Нагр	20	Тамбовка-35	38	4,2	1,7	0	0	0	0	0	35,38	-5,72
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	21,8	8,7	0	0	0	0	0	9,87	-8,53
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	0	0	0	0	0	0	105,77	-5,73
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	0	0	0	0	0	0	105,78	-5,73
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	109,37	-2,17
Нагр	25	Михайловка-35	38	7,4	2,9	0	0	0	0	0	34,91	-7,14
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	4,4	1,8	0	0	0	0	0	9,92	-8,38
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	0	0	0	0	0	0	104,42	-7,20
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	0	0	0	0	0	0	104,63	-7,22
Нагр	29	РГРЭС-110	115	22,5	9	0	0	0	0	0	110,22	-2,48
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	0	0	0	0	0	0	217,58	-5,45
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	0	0	0	0	0	0	209,46	-2,50
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	0	0	0	0	0	0	9,84	-2,50
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	0	50	1,48	10,5	-20	20	10,5	3,11
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	0	33	1,02	10,5	-10	10	10,5	2,14
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	0	0	0	0	0	0	109,20	0,26
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	0	0	0	0	0	0	109,16	0,26
Нагр	37	РГРЭС-35	38	21,1	11	0	0	0	0	0	36,54	0,27
Нагр	38	Завитая-220	230	4,1	1,2	8,64	69,19	234	0	0	218,48	-5,97

Продолжение таблицы 9

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	27,7	11,1	0	0	0	0	0	215,16	-6,95
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	25	10	0	0	0	0	0	215,20	-6,94
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	0	0	0	0	0	0	215,16	-6,95
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	0	0	0	0	0	0	105,47	-12,85
Нагр	43	Хвойная-35	38	5,2	2,1	0	0	0	0	0	33,44	-13,37
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	0	0	0	0	0	0	200,75	-12,89
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	0	0	0	0	0	0	200,74	-12,89
Нагр	46	Озерная-110	115	3,6	1,4	0	0	0	0	0	97,10	-15,64
Нагр	47	Отп.Анновка	115	0	0	0	0	0	0	0	91,83	-17,63
Нагр	48	Анновка-110	115	1	0,4	0	0	0	0	0	91,82	-17,63
Нагр	49	Полевая-110	115	15,7	6,1	0	0	0	0	0	88,03	-19,21
Нагр	50	Ивановка-110	115	4,8	2,6	0	0	0	0	0	83,85	-20,90
Нагр	51	Варваровка-220	230	4,71	1,9	0	0	0	0	0	223,25	-3,56
Нагр	52	Приамурская-110	115	0	0	0	0	0	0	0	82,45	-21,20
Нагр	53	Приамурская-10-1	11	8,55	3,43	0	0	0	0	0	7,45	-27,72
Нагр	54	Приамурская-10-2	11	8,55	3,43	0	0	0	0	0	7,45	-27,72

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчёт в программе RastWin 3 послеаварийного режима варианта 2

Таблица 10 – Ветви для послеаварийного 2 варианта

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Выкл	1	2	Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	-30	10	2766	0
Выкл	1	3	Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	-30	10	2766	0
Тр-р	4	2	Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0,057	30	-10	158	0
Тр-р	4	3	Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0,057	30	-10	158	0
Тр-р	4	8	Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	1	-60	20	315	0
Тр-р	8	5	БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	0,086	109	24	545	0
Тр-р	8	6	БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	0,086	109	24	545	0
Тр-р	8	7	БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	0,086	119	35	605	0
Тр-р	11	12	Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	1	36	-25	110	0
Тр-р	11	13	Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	1	36	-25	110	0
Тр-р	12	9	Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0,526	38	-22	112	0
Тр-р	13	9	Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0,526	38	-21	111	0
Тр-р	12	10	Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0,167	-1	-0	2	0

Продолжение таблицы 10

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	13	10	Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0,1673	-1	-1	3	0
Тр-р	16	17	Владимировка-110 - Владимировка- 10	7,95	139	5,29	0,096	-1	-1	9	0
Тр-р	16	17	Владимировка-110 - Владимировка- 10	7,95	139	5,29	0,096	-1	-1	9	0
Тр-р	19	22	Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	1	-8	-4	45	0
Тр-р	19	23	Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	1	-19	-11	112	0
Тр-р	22	20	Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0,3347	-1	-0	5	0
Тр-р	23	20	Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0,3347	-3	-1	20	0
Тр-р	22	21	Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0,0956	-7	-3	40	0
Тр-р	23	21	Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0,0956	-15	-7	92	0
Тр-р	24	27	Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	1	-7	-4	44	0
Тр-р	24	28	Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	1	-5	-2	28	0
Тр-р	27	25	Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0,335	-4	-2	27	0
Тр-р	28	25	Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0,335	-3	-1	18	0
Тр-р	27	26	Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0,096	-3	-1	16,	0
Тр-р	28	26	Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0,096	-2	-1	10	0
Тр-р	30	31	РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	1	39	-32	134	0
Тр-р	31	29	РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0,526	39	-28	133	0

Продолжение таблицы 10

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	31	32	РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0,047	0	0	0	0
Тр-р	29	35	РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	1	30	-8	165	0
Тр-р	35	34	Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0,096	33	0	174	0
Тр-р	35	37	Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0,3347	-2	-6	33	0
Тр-р	29	36	РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	1	30	-8	165	0
Тр-р	36	33	Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0,096	50	-1	264	0
Тр-р	36	37	Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0,335	-19	-5	104	0
Тр-р	41	44	Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1	-28	-21	94	0
Тр-р	41	45	Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1	-26	-19	86	0
Тр-р	44	42	Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0,526	-25	-15	85	0
Тр-р	45	42	Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0,526	-23	-14	78	0
Тр-р	44	43	Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0,1674	-3	-1	9	0
Тр-р	45	43	Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0,167	-3	-1	8	0
ЛЭП	8	9	БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,9	3,93	-12,1	0	-84	-4	408	68
ЛЭП	8	9	БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	-84	-4	408	68
ЛЭП	9	14	Благовещенская-110 - Центральная-110	1,083	2,763	-9,2	0	25	-15	143	29
ЛЭП	9	14	Благовещенская-110 - Центральная-110	1,08	2,76	-9,2	0	25	-15	143	29
ЛЭП	8	14	БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,58	2,53	-7,28	0	-99	-18	489	82

Продолжение таблицы 10

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
ЛЭП	8	14	БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,58	2,53	-7,78	0	-99	-18	489	82
ЛЭП	14	15	Центральная-110 - Отп.Владимировка	1,023	2,6	-8,69	0	-48	-23	259	52
ЛЭП	15	16	Отп.Владимировка - Владимировка- 110	0,04	0,063	-0,19	0	-3	-2	17	6
ЛЭП	15	18	Отп.Владимировка - Волково-110	3,2449	8,27	-27,54	0	-45	-20	243	49
ЛЭП	18	19	Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	-40	-17	222	44
ЛЭП	19	24	Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,57	-88,48	0	-13	-1	69	14
ЛЭП	24	29	Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,42	0	-1	4	22	4
ЛЭП	30	38	РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	-20	16	67	11
ЛЭП	30	38	РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,18	-59	0	-19	16	67	11
ЛЭП	38	51	Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,97	-104,54	0	64	18	175	29
ЛЭП	51	11	Варваровка-220 - Благовещенская- 220	10,75	48,04	-147,84	0	69	17	185	31
ЛЭП	38	39	Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	-54	-30	166	28
ЛЭП	39	41	Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,014	0,0664	-0,02	0	-26	-20	87	14
ЛЭП	38	40	Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	-53	-29	164	27
ЛЭП	40	41	Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,083	0,373	-1,14	0	-28	-20	93	16
ЛЭП	42	46	Хвойная-110 - Озерная-110	8,95	15,67	-48,81	0	-49	-29	311	82
ЛЭП	46	47	Озерная-110 - Отп.Анновка	6,16	10,79	-33,62	0	-42	-24	289	76

Продолжение таблицы 10

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
ЛЭП	47	48	Отп.Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	-1	-0	7	2
ЛЭП	47	49	Отп.Анновка - Полевая-110	4,599	8,04	-25,07	0	-40	-21	283	75
ЛЭП	49	50	Полевая-110 - Ивановка-110	8,05	14,09	-43,89	0	-23	-13	174	58
ЛЭП	52	18	Приамурская-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	0
Тр-р	52	53	Приамурская-110 - Приамурская-10-1	4,38	86,7	8,47	0,096	-9	-5	69	0
Тр-р	52	54	Приамурская-110 - Приамурская-10-2	4,38	86,7	8,47	0,096	-9	-5	69	0
Выкл	53	54	Приамурская-10-1 - Приамурская-10-2	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	50	52	Ивановка-110 - Приамурская-110	4,28	4,44	-25,5	0	-17	-9	137	36