

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: Реконструкция электрических сетей Амурской области для подключения Ровненской и Алимской солнечных электрических станций с использованием инновационного оборудования

Исполнитель

студент группы 342-ом1

подпись, дата

А.С. Дементьев

Руководитель

профессор, канд. техн. наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Руководитель

научного содержания

программы магистратуры

профессор, доктор техн.

наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

старший преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Рецензент

подпись, дата

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Дементьева Александра Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция электрических сетей Амурской области для подключения Ровненской и
Алимской СЭС с использованием инновационного
оборудования.

(утверждено приказом от 06.03.2025 № 609-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема
электрической сети Амурской области, схемы потокораспределения Амурской области,
контрольные замеры летнего и зимнего периода Филиала АО «СО ЕЭС» Амурское
РДУ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке
вопросов): анализ схемно-режимной ситуации в электрических сетях Амурской области,
проектирование вариантов развития электрической сети при вводе ПС.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 2 листа графической части, 57
таблица, 19 рисунков, программы ПВК «RastrWin-3», «MathCad-15», а также пакет
офисных программ «Microsoft Office-2010

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

7. Дата выдачи задания 22.02.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, декан
энергетического факультета, доцент, кандидат технических наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 22.02.2025

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 113 с., 19 рисунков, 51 формул, 57 таблицы, 62 использованных источников, 5 приложений.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РАЦИОНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, СОЛНЕЧНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СТАНЦИЯ, КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ДЛИТЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫЙ ТОК, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ, ГРАФИК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, СИСТЕМА НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.

Реконструкция электрических сетей Амурской области для подключения Ровненской и Алимской солнечных электростанций (СЭС) с использованием инновационного оборудования является крайне актуальной задачей, что обусловлено следующими факторами:

Мировая энергетика движется в сторону декарбонизации, и Россия, как участник Парижского соглашения, стремится сократить углеродный след. Развитие солнечной энергетики в Амурской области соответствует стратегии РФ по увеличению доли ВИЭ в энергобалансе до 4–5% к 2035 г.

Амурская область обладает высоким уровнем инсоляции, что делает её идеальной площадкой для СЭС. Однако существующие сети, спроектированные десятилетия назад, не адаптированы к интеграции объектов ВИЭ, что требует модернизации инфраструктуры.

Успешная интеграция СЭС в энергосистему Амурской области станет примером для других регионов Дальнего Востока, демонстрируя

эффективность применения инновационных решений в условиях сложного климата и протяжённых сетей.

В рамках ВКР выполнена разработка схем развития электрической сети Амурской области в связи с подключением ПС 110 кВ Солнечная. Определён эквивалент рассматриваемого участка сети. Осуществлён структурный анализ электрической сети рассматриваемого района. Произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района.

Расчёты режимов электрической сети проводились с использованием программно-вычислительного комплекса RastrWin. Осуществлён прогноз электрических нагрузок района проектирования. На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны варианты подключения ПС 110 кВ Солнечная с использованием инновационного оборудования. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Произведён выбор необходимого оборудования для каждого из вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности с учетом фактора надежности.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	8
Введение	9
1 Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях октябрьского района Амурской области	11
1.1 Экономическая характеристика	11
1.2 Климатические характеристики и территориальные особенности Амурской области	12
1.3 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети по электрической схеме	14
2 Анализ электроэнергетической системы рассматриваемого района	16
2.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района	16
2.1.1 Структурный анализ источников питания	16
2.1.2 Структурный анализ ЛЭП	19
2.1.3 Структурный анализ ПС	21
3 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	23
3.1 Моделирование существующего участка сети	30
3.2 Анализ режимов существующей сети	30
4 Проектирование развития рассматриваемой электрической сети	39
4.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	39
4.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети	45
4.2.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПС 110 кВ Солнечная к ВЛ 110 кВ	46
5 Инновационное оборудование, использованное в проекте	49
5.1 Расчет токов короткого замыкания	49
5.2 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального	50
5.2.1 Проверка ячеек КРУЭ 110 кВ	52

5.2.2 Выбор и проверка разъединителей	55
5.2.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	55
5.2.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	58
5.2.5 Выбор и проверка токоведущих частей	59
5.2.6 Выбор и проверка изоляторов на стороне 10 кВ	61
5.2.7 Выбор ОПН	63
5.2.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	66
5.3 Вариант развития электрической сети при подключении ПС 220 кВ Солнечная к ВЛ 220 кВ Благовещенская – Варваровка	72
6 Инновационное оборудование, использованное в проекте	77
6.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования подстанций	77
6.1.1 Установка системы накопления электрической энергии	77
6.1.2 Структура систем накопления электрической энергии	78
6.1.3 Проектирование системы накопления электрической энергии	80
6.1.4 Определение параметров системы накопления электрической энергии	82
6.1.5 Цифровизация распределительного устройства 110 Кв проектируемых солнечных электростанций	85
6.2 Выводы	93
7 Инвестиционная привлекательность проекта	95
7.1 Капитальные вложения	95
7.2 Расчет эксплуатационных издержек	97
7.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	98
7.4 Оценка экономической эффективности проекта	100
Заключение	105
Библиографический список	106
Приложение А Граф рассматриваемого эквивалента сети	114
Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	115

Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима	130
Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1	136
Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2	141

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия;
ВН – высокое напряжение;
ГЭН – график электрической нагрузки;
ГЭС – гидроэлектростанция;
КУ – компенсирующие 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;
СЭС – солнечные электрические станции;
ТКЗ – токи короткого замыкания.
ЭЭС – электроэнергетическая система;

ВВЕДЕНИЕ

В магистерской диссертации разработаны варианты подключения ПС 110 кВ Солнечная в центральном энергорайоне Амурской области. Разработка вариантов подключения включает в себя комплекс различных мер и технических решений, позволяющих снизить потери электроэнергии в сети и повысить надёжность электроснабжения потребителей электрической сети.

Актуальность темы обусловлена глобальным переходом мировой энергетики к низкоуглеродному развитию и необходимостью интеграции возобновляемых источников энергии в региональные энергосистемы России.

Разработка технически обоснованных и экономически эффективных решений подключения СЭС к сети в условиях сложного климата и большой протяжённости линий имеет высокую значимость как для региона, так и для всей энергетической отрасли Дальнего Востока.

Научная новизна работы заключается:

- в комплексной разработке вариантов подключения новых генерирующих объектов на основе моделирования нормальных и послеаварийных режимов;
- в применении инновационного оборудования, обеспечивающего повышение надёжности, снижение потерь мощности и улучшение показателей качества электроэнергии;

Практическая значимость заключается в использовании комплекса различных мер и технических решений, позволяющих снизить потери электроэнергии в сети

В ходе решения магистерской диссертации были использованы: ПВК «RastrWin-3», «MathCad-15», а также пакет офисных программ «Microsoft Office-2010»

Таблица 1 – Публикации

№	Издательство	Журнал	Название статьи
1	Сборник научных трудов. ЦНОТ. Смоленск, 2025. Гриф РИНЦ	«Наука, образование, общество: перспективы интеграции».	Надёжность приграничной энергосистемы Амурской области в условиях роста трансграничных поставок электроэнергии в Китай: риски, сценарии, решения»
2	Сборник научных трудов. ЦНОТ. Смоленск, 2025. Гриф РИНЦ	«Наука, образование, общество: перспективы интеграции».	Интеграция солнечных электростанций в региональные энергосистемы: опыт и перспективы (на примере Амурской области)

1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ СХЕМНО–РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ОКТЯБРЬСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Для выявления оптимального места, источников питания, электрических сетей и подстанций в рассматриваемом районе, а также для оценки возможности подключения новых потребителей и идентификации потенциальных ограничений, проводится анализ текущего состояния и режима работы электрических сетей.

1.1 Экономическая характеристика

В целом, экономическое развитие Амурской области в последние годы характеризуется ростом промышленного производства, развитием сельского хозяйства и инфраструктуры, а также активным привлечением инвестиций в различные секторы экономики. Территории опережающего социально-экономического развития ТОР Амурская — это специально выделенная зона, где предусмотрены льготы и преференции для инвесторов, с целью стимулирования развития экономики. В территорию ТОР Амурская входят, центральные и южные районы Амурской области, на территории данного ТОР планируется производство пищевых и нефтепродуктов, складское хозяйство. Инвестиционный спрос в сфере логистики связан с тем, что территория находится вблизи трансграничного моста через реку Амур. Обоснование строительства новых генерирующих мощностей в ТОР Амурская обусловлено следующими причинами:

1. Позволит улучшить энергетическую инфраструктуру в регионе, обеспечивая надежное электроснабжение новых предприятий.

2. С ростом экономики и инфраструктуры ТОР возрастает потребность в дополнительной мощности. Строительство новой генерации позволит увеличить общую мощность энергосистемы и обеспечить ее эффективную работу.

3. Наличие современной и надежной энергетической инфраструктуры является важным фактором привлечения инвестиций в регион. Строительство новой генерации способствует привлечению новых инвесторов и развитию бизнеса в ТОР.

4. Обеспечение стабильного и качественного электроснабжения способствует улучшению качества жизни жителей ТОР, повышению комфорта и безопасности их быта.

Для оценки возможности подключения новых электрических станций в ТОР Амурская необходимо произвести расчет режима существующих сетей в предполагаемом районе подключения новых нагрузок, подключаемые подстанции должны соответствовать современным требованиям, при их подключении должны быть использованы инновационные технологии [55,56].

1.2 Климатические характеристики и территориальные особенности Амурской области

Климат Амурской области переходный от резко континентального на северо-западе к муссонному на юго-востоке. Формирование такого климата обусловлено взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и следующих географических факторов: широтное положение, удалённость территории от моря, влияние подстилающей поверхности в виде рельефа, растительности, водных объектов. На карте климатического районирования России проектируемый район находится в муссонной дальневосточной области умеренного климатического пояса, а северо-запад Приамурья расположен в континентальной восточно-сибирской области этого же климатического пояса.

Климат, прежде всего, характеризуют показатели температуры самого холодного и самого тёплого месяцев. Одинаковые показатели разных мест объединяются изотермами. В январе изотермы с самыми низкими показателями приурочены к горным районам. На широте Благовещенска находится город Воронеж, где средняя температура января -6°C , а в Благовещенске она составляет -21°C . Абсолютный минимум $-45,4^{\circ}\text{C}$.

Лето на юге области очень тёплое с достаточным или избыточным увлажнением. Здесь проходят июльские изотермы от 21 °С до 22 °С. Абсолютные максимумы температуры на севере области могут достигать 42 °С.

Годовое количество осадков в области велико их величина составляет от 900 до 1000 мм. В районах, тяготеющих к Амуру и нижнему течению реки Зеи, осадков выпадает меньше.

Для всей области характерен летний максимум осадков, что обусловлено муссонностью климата. За июнь, июль и август может выпасть до 70 % годовой нормы осадков. Возможны колебания в выпадении осадков. Так, летом с возрастанием испарения увеличивается абсолютная и относительная влажность, а весной из-за сухости воздуха снежный покров большей частью испаряется, и следствием этого становится незначительный весенний подъём уровня воды в реках. Так как абсолютный минимум температуры воздуха -37 °С, то Оборудование должно выбираться в исполнении УХЛ

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 2 – Климатические условия

Характеристика	Значение
Преобладающее направление ветра	З, СЗ
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Ветровой район	II
Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	20 мм
Район по гололеду	III
Температура воздуха при гололеде	- 5 °С
Абсолютный минимум температуры воздуха	- 37 °С
Абсолютный максимум температуры воздуха	+ 35 °С
Число грозových часов в год	50 часов
Среднегодовое количество осадков	900–1000 мм
Глубина промерзания грунта	1,3 м
Солнечная инсоляция	5,99 кВт*ч/м ²

1.3 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети по электрической схеме

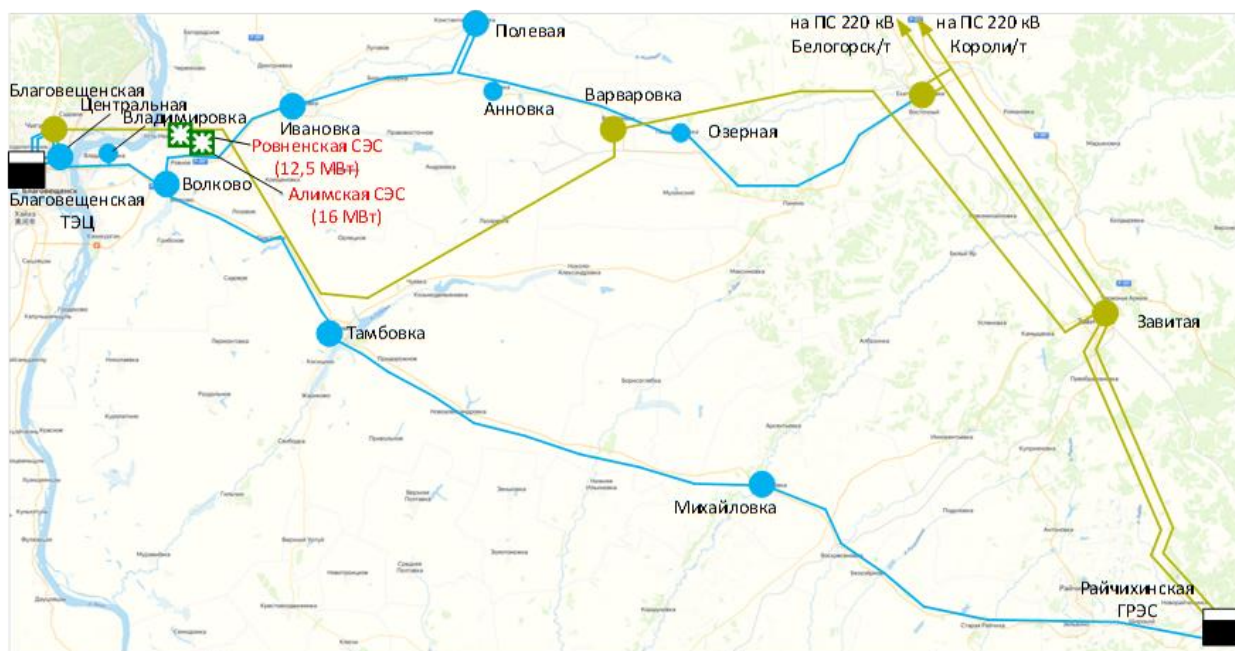


Рисунок 1 – Рассматриваемый участок сети на карте схеме

В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбраны две станции: Благовещенская ТЭЦ, Райчихинская ГРЭС, а также четыре подстанции с высшим классом напряжения 220 кВ: ПС Благовещенская; ПС Хвойная; ПС Варваровка; ПС Завитая; девять подстанций с высшим классом напряжения 110 кВ: ПС Центральная; ПС Владимировка; ПС Волково; ПС Тамбовка; ПС Ивановка; ПС Полевая; ПС Анновка; ПС Озерная; ПС Михайловка.

В качестве эквивалента выбран сложно замкнутый участок существующих сетей Амурской области на напряжение 220 и 110 кВ, представленный на рисунке 1. В качестве источников питания для рассматриваемого участка сети используются Благовещенская ТЭЦ, которая выдает мощность в энергосистему Амурской области по четырем ЛЭП 110 кВ, Райчихинская ГРЭС выдает в энергосистему Амурской области мощность по четырем ВЛ 220 кВ, одной ВЛ 110 кВ и шести ВЛ 35 кВ, а также от подстанций с высшим классом напряжения 220 кВ: ПС 220 кВ Благовещенская, ПС 220 кВ Завитая, ПС 220 кВ Короли/т, ПС 220 кВ Белогорск/т, которая принимает

мощность от таких электростанций как Бурейская ГЭС и Зейская ГЭС по ЛЭП 220 кВ и Свободненская ТЭС по ЛЭП 220 кВ; две подстанций с высшим классом напряжения 220 кВ ПС 220 Хвойная; ПС 220 Варваровка; девять подстанций с высшим классом напряжения 110 кВ находятся в рассматриваемом районе: ПС 110 кВ Озерная; ПС 110 кВ Анновка; ПС 110 кВ Полевая; ПС 110 кВ Ивановка, ПС 110 кВ Волково, ПС 110 кВ Тамбовка, ПС 110 кВ Михайловка, ПС 110 кВ Владимировка, ПС 110 кВ Центральная.

2 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА

Цель данного пункта – показать современное состояние электроэнергетической системы района. Граф рассматриваемого эквивалента сети приведен в приложении А к данному курсовому проекту.

2.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

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

2.1.1 Структурный анализ 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.

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.

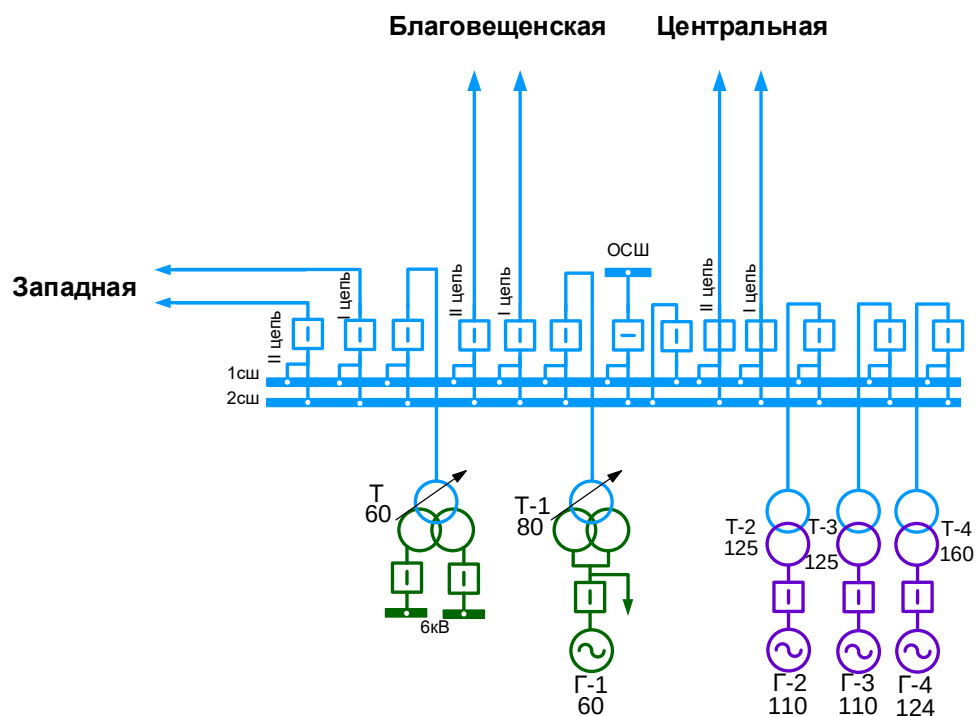


Рисунок 2 – Главная схема Благовещенской ТЭЦ

Таблица 3 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{НОМ}$, МВт	$U_{НОМ}$, 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	124	10,5	3000

Таблица 4 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U_K , %	ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	ΔQ_X , 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). 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.

Таблица 5 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{\text{ном}}$, МВт	$U_{\text{ном}}$, кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТВ-60-2	2	50	10,5	3000

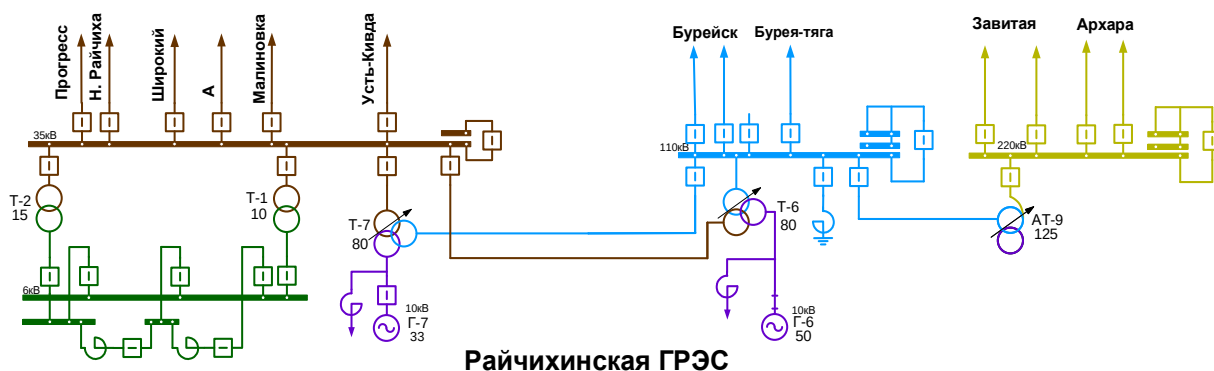


Рисунок 3 – Главная схема Райчихинская ГРЭС

Таблица 6 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		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

2.1.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 7 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U _{ном} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км
1	2	3	4
Райчихинская ГРЭС – Завитая № 1	220	АС-300	44,5
Райчихинская ГРЭС – Завитая № 2		АС-300	44,7
Райчихинская ГРЭС – Архара № 1		АС-300	54,4
Райчихинская ГРЭС – Архара № 2		АС-300	55,7
Завитая – Варваровка		АС-300	79,2
Варваровка – Благовещенская		АС-300	112
Белогорск/т – Завитая с отпайкой на ПС Хвойная		АСО-300	121,46
Короли/т – Завитая с отпайкой на ПС Хвойная		АСО-300	51,66

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4
Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская № 1 с отпайками	110	АСО-300	9,17
Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская № 2 с отпайкой на ПС Чигири		АСО-300	9,17
Благовещенская – Центральная № 1 с отпайками		АС-185	6,69
Благовещенская – Центральная № 2 с отпайкой на ПС Северная		АС-185	6,69
Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 1 с отпайками		АСО-300	5,9
Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 2 с отпайками		АСО-300	5,9
Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка		АСК-185	20,03
Волково – Тамбовка		АС-185	27,1
Тамбовка – Михайловка		АС-185	64,35
Райчихинская ГРЭС – Михайловка		АС-185	69,4
Хвойная – Озерная		АС-120	36,7
Озерная – Полевая с отпайкой на ПС Анновка		АС-120	44,13
Полевая – Ивановка		АС-120	33
Ивановка – Волково		АС-120	22,7

Таблица 8 – Интервальная оценка сечений

U _{ном} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
220	АСО-300/32	168,92
	АС-300/39	191,2
110	АСО-300/32	30,14
	АС-185/29	174,23
	АСК-185/29	26,49
	АС-120/19	162,48

2.1.3 Структурный анализ ПС

Таблица 9 – ПС по способу присоединения к сети и трансформаторной мощности

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Количество и марки трансформаторов
ПС Благовещенская	Узловая	2 х АДЦТН-125000/220/110
ПС Центральная	Узловая	2 х ТДТН-25000/110
ПС Владимировка	Ответвительная	2 х ТДН-10000/110
ПС Волково	Проходная	2 х ТДТН-10000/110
ПС Тамбовка	Узловая	1 х ТДТН-10000/110 1 х ТДТН-25000/110
ПС Ивановка	Узловая	1 х ТДТН-10000/110 1 х ТДТН-16000/110
ПС Варваровка	Проходная	2 х ТДТН-40000/220
ПС Михайловка	Проходная	1 х ТДТН-10000/110 1 х ТМТН-6300/110
ПС Завитая;	Узловая	2 х ТДТН-25000/220
ПС Хвойная;	Проходная	АДЦТН-30000/220/110 АДЦТН-32000/220/110
ПС Озерная	Проходная	ТДТН-10000/110 ТДТН-6300/110
ПС Анновка	Ответвительная	2хТМН-2500/110
ПС Полевая	Проходная	2хТДТН-10000/110

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)

1	2
ПС Полевая	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Хвойная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Озерная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переемычкой 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 переемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Михайловка	Заход-выход (6)

Рассматриваемый участок электрической сети имеет кольцевой участок сети. В рассматриваемом районе ПС являются двух трансформаторными. Преобладают ВЛ напряжением 110 кВ.

3 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости реконструкции сети и оптимизации режима для подключения новой станции [40].

Для расчёта режимов использовался ПВК «RastrWin». В качестве исходных данных использовались:

- Данные контрольного замера по подстанциям Амурской области за 2018-2023 годы;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Амурского РДУ 2023 г [57];
- Схема потокараспределения Амурских электрических сетей за 2023 г.

Согласно приказу по проектированию развития энергосистем Минэнерго России от 06 декабря 2022 г. N 1286 расчёт режимов следует осуществлять в соответствии с [33], где расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов. Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок [40].

Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров, соответствующих ПС, для примера произведем расчет для активной мощности ПС 110 кВ Волково, результаты остальных расчетов сведены в таблицу 9.

Средняя активная и реактивная мощности определяется по формулам [40]:

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

$$P_{cp} = \frac{(9,2 \cdot 4) + (13,2 \cdot 4) + (10,4 \cdot 4) + (11,3 \cdot 6) + (9,1 \cdot 6)}{24} = 11,2 \text{ MBm}$$

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

где T – период, ч;

P_i, Q_i – активная и реактивная мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок, МВт.

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности определяются по выражениям [40]:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}, \quad (3)$$

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{(9,2^2 \cdot 4) + (13,2^2 \cdot 4) + (10,4^2 \cdot 4) + (11,3^2 \cdot 6) + (9,1^2 \cdot 6)}{24}} = 12,5 \text{ MBm}$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i}, \quad (4)$$

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий. Вероятностный максимум находится через коэффициент Стьюдента [40].

$$P_{\text{max}} = P_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (5)$$

$$P_{\text{max}} = 11,2 \cdot (1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,11^2 - 1}) = 14,06$$

$$Q_{\text{max}} = Q_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (6)$$

$$k_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{cp}} \quad (7)$$

$$k_{\phi} = \frac{12,5}{11,2} = 1,11$$

где $P_{\max}$, $Q_{\max}$ – максимальная активная и реактивная мощность;

t_{β} – коэффициент Стьюдента, равный 1,96.

Под минимальной мощностью понимают среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергосистемы. Формула для вычисления $P_{\min}$ аналогична вычислению максимальной мощности [63].

$$P_{\min} = P_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (8)$$

$$P_{\min} = 11,2 \cdot (1 - 1,96 \cdot \sqrt{1,11^2 - 1}) = 9,3$$

$$Q_{\min} = Q_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}). \quad (9)$$

Рассчитанные значения вероятностно–статистических характеристик для каждой ПС по формулам приведённым выше сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Значения вероятностно–статистических характеристик для каждой ПС

Подстанция	$P_{\max}$, МВт	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	$P_{\min}$, МВт	$Q_{\max}$, Мвар	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	$Q_{\min}$, Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Благовещенская-110	18,06	17,2	18,5	4,36	45,255	43,1	41,3	36,6
Центральная-110	36,04	34,8	33,5	29,1	27,53	25,6	24,8	21,8
БТЭС-110	17,43	16,6	15,9	14,1	1,47	1,4	1,3	1,2
Короли/т-Хвойная	37,75	29,1	28,9	24,1	14,28	11,7	13,6	8,4
Белогорск/т-Хвойная	25,2	24	23	20,4	6,195	5,9	5,7	5,1
РГЭС-110	22,68	21,6	20,7	18,3	17,22	16,4	15,7	13,9
Тамбовка-10	8,61	8,2	7,8	7	0,945	0,9	0,8	0,7
РГЭС-35	5,565	5,3	5,1	4,5	0,945	0,9	0,8	0,7
Полевая-110	36,225	34,5	33	29,3	54,285	51,7	49,6	44
Михайловка-35	27,195	25,9	24,8	22	9,03	8,6	8,3	7,3

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Хвойная-35	8,19	7,8	7,4	6,6	3,57	3,4	3,3	2,9
Ивановка-110	3,57	3,4	3,3	2,9	0,945	0,9	0,8	0,7
Варваровка-220	4,515	4,3	4,1	3,7	0,945	0,9	0,8	0,7
Михайловка-10	3,57	3,4	3,3	2,9	0,945	0,9	0,8	0,7
Тамбовка-35	0,945	0,9	0,8	0,7	0,315	0,3	0,3	0,3
Завитая-220	4,515	4,3	4,1	3,7	1,785	1,7	1,7	1,5
Волково-110	0,945	0,9	0,8	0,7	0,315	0,3	0,3	0,3
Озерная-110	0,945	0,9	0,8	0,7	0,315	0,3	0,3	0,3
Благовещенская-220	0,945	0,9	0,8	0,7	0,315	0,3	0,3	0,3
Владимировка-10	0,945	0,9	0,8	0,7	0,315	0,3	0,3	0,3
Благовещенская-35	17,22	16,4	15,7	13,9	1,785	1,7	1,7	1,5
Анновка-110	23,52	22,4	21,5	19,1	10,815	10,3	9,9	8,8
Благовещенская-110	19,95	19	18,2	16,1	2,73	2,6	2,5	2,2
Центральная-110	0,42	0,4	0,4	0,4	0,105	0,1	0,1	0,1
БТЭЦ-110	1,365	1,3	1,2	1,1	0,315	0,3	0,3	0,3
Короли/т-Хвойная	3,57	3,4	3,3	2,9	0,945	0,9	0,8	0,7
Белогорск/т-Хвойная	1,365	1,3	1,2	1,1	0,315	0,3	0,3	0,3
РГРЭС-110	1,365	1,3	1,2	1,1	0,315	0,3	0,3	0,3
Тамбовка-10	1,785	1,7	1,7	1,5	0,42	0,4	0,4	0,4

В данном исследовании, максимальная и минимальная мощность нагрузок были взяты из данных контрольных измерений на соответствующих подстанциях из массива за период 2018-2023 год. Максимальные нагрузки на подстанции были взяты из данных зимних контрольных измерений в часы максимальных нагрузок, в то время как минимальные нагрузки на подстанции были взяты из данных летних контрольных измерений в часы минимальных нагрузок. Данные по нагрузкам представлены в таблице 11.

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

Таблица 12 – Данные контрольных замеров

№	Название ПС	Максимальные нагрузки		Минимальные нагрузки	
		Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар
1	2	3	4	5	6
1	Благовещенская-110	120,51	14,53	96,41	11,62
2	Центральная-110	85,13	34,53	68,10	27,62
3	БТЭЦ-110	28,03	12,14	22,43	9,71
4	Короли/т-Хвойная	23,76	9,50	19,01	7,60
5	Белогорск/т-Хвойная	21,37	8,55	17,09	6,84
6	РГРЭС-110	19,31	7,72	15,45	6,18
7	Тамбовка-10	18,70	7,49	14,96	5,99
8	РГРЭС-35	18,12	9,40	14,50	7,52
9	Полевая-110	13,42	5,21	10,74	4,17
10	Михайловка-35	6,38	2,55	5,11	2,04
11	Хвойная-35	4,44	1,79	3,56	1,44
12	Ивановка-110	4,10	2,22	3,28	1,78
13	Варваровка-220	4,09	1,63	3,27	1,31
14	Михайловка-10	3,77	1,51	3,02	1,21
15	Тамбовка-35	3,62	1,44	2,89	1,16
16	Завитая-220	3,50	1,03	2,80	0,82
17	Волково-110	3,42	1,54	2,74	1,23
18	Озерная-110	3,01	1,20	2,41	0,96
19	Благовещенская-220	2,48	0,99	1,98	0,79
20	Владимировка-10	2,31	1,54	1,85	1,23
21	Благовещенская-35	1,62	0,65	1,30	0,52
22	Анновка-110	0,86	0,34	0,69	0,27

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

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (10)$$

где $P^{баз}$ – базовая средняя мощность;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки;
принимается равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2023-2028 гг.;

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

Определим прогнозируемые мощности для БТЭЦ.

$$P_{БТЭЦ}^{прог} = 28.03 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 32.8 \text{ МВт};$$

$$Q_{БТЭЦ}^{прог} = 12.14 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 14.2 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети, результаты расчета представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Прогнозируемые мощности для ПС

№	Название ПС	Зима 2028г.		Лето 2028г.	
		Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар
1	2	3	4	5	6
1	Благовещенская-110	141	17	112,80	13,60
2	Центральная-110	99,6	40,4	79,68	32,32
3	БТЭЦ-110	32,8	14,2	26,24	11,36
4	Короли/т-Хвойная	27,8	11,12	22,24	8,90
5	Белогорск/т-Хвойная	25	10	20,00	8,00
6	РГРЭС-110	22,59	9,036	18,07	7,23
7	Тамбовка-10	21,88	8,76	17,50	7,01
8	РГРЭС-35	21,2	11	16,96	8,80
9	Полевая-110	15,7	6,1	12,56	4,88
10	Ивановка-110	4,8	2,6	3,84	2,08
11	Михайловка-35	7,47	2,988	5,98	2,39

1	2	3	4	5	6
12	Хвойная-35	5,2	2,1	4,16	1,68
13	Варваровка-220	4,78	1,91	3,82	1,53
14	Михайловка-10	4,41	1,764	3,53	1,41
15	Тамбовка-35	4,23	1,69	3,38	1,35
16	Завитая-220	4,1	1,2	3,28	0,96
17	Волково-110	4	1,8	3,20	1,44
18	Озерная-110	3,52	1,408	2,82	1,13
19	Благовещенская-220	2,9	1,16	2,32	0,93
20	Владимировка-10	2,7	1,8	2,16	1,44
21	Благовещенская-35	1,9	0,76	1,52	0,61
22	Анновка-110	1,01	0,4	0,81	0,32

Полученные нагрузки применяются для расчета режима в приложении В, Г, Д. 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 RastrWin3 [4].

3.1 Моделирование существующего участка электрической сети

Моделирование участка действующей электрической сети производится в ПВК RastrWin3. 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). Все характеристические параметры элементов задаются вручную.

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок приведён в приложении В.

3.2 Анализ режимов существующей сети.

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

Токовая нагрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4
БТЭЦ-110 - Центральная-110	373,04	600	62,20
БТЭЦ-110 - Центральная-110	373,04	600	62,20
Центральная-110 - Отп. Владимирова	225,84	500	45,23
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	256,90	600	42,83
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	256,90	600	42,83
Отп. Владимирова - Волково-110	209,54	500	42,09
Волково-110 - Тамбовка-110	130,02	500	26,35

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4
Ивановка-110 - Волково-110	71,67	300	23,89
Хвойная-110 - Озерная-110	65,91	300	22,67
Михайловка-110 - РГРЭС-110	99,20	500	19,84
Озерная-110 - Отп. Анновка	50,72	300	17,47
Полевая-110 - Ивановка-110	48,51	300	16,36
Отп. Анновка - Полевая-110	47,70	300	16,34
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	92,43	600	15,88
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	91,91	600	15,80
Благовещенская-110 - Центральная-110	60,24	500	12,17
Благовещенская-110 - Центральная-110	60,24	500	12,17
РГРЭС-220 - Завитая-220	55,94	600	9,32
РГРЭС-220 - Завитая-220	55,73	600	9,29
Тамбовка-110 - Михайловка-110	41,38	500	8,82
Отп. Владимировка - Владимировка-110	16,71	300	5,57
Варваровка-220 - Благовещенская-220	24,38	600	5,19

Большая часть ВЛ недогружены. В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 7.77 МВт. В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах. Схема нормального режима сети показана на рисунке 4.

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 – Центральная с отпайками;

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

При отключении ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная с отпайками 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 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 - Центральная-110	585,44	600	97,60
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	336,05	600	56,03
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	336,05	600	56,03
Центральная-110 - Отп. Владимировка	221,48	500	44,36
Отп. Владимировка - Волково-110	205,14	500	41,21
Волково-110 - Тамбовка-110	127,87	500	25,92
Хвойная-110 - Озерная-110	68,38	300	23,49
Ивановка-110 - Волково-110	69,60	300	23,20
Михайловка-110 - РГРЭС-110	101,54	500	20,31
Благовещенская-110 - Центральная-110	91,13	500	18,33
Благовещенская-110 - Центральная-110	91,13	500	18,33
Озерная-110 - Отп. Анновка	53,08	300	18,24
Отп. Анновка - Полевая-110	49,97	300	17,09
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	93,10	600	16,00
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	92,56	600	15,91
Полевая-110 - Ивановка-110	46,63	300	15,77
РГРЭС-220 - Завитая-220	55,90	600	9,32

1	2	3	4
РГРЭС-220 - Завитая-220	55,68	600	9,28
Тамбовка-110 - Михайловка-110	42,77	500	9,04
Отп. Владимировка - Владимировка-110	16,75	300	5,59
Варваровка-220 - Благовещенская-220	24,38	600	5,19
Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	29,03	600	4,85
Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	22,33	600	3,72
Завитая-220 - Варваровка-220	15,99	600	2,67

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 16.

Таблица 16 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4
Хвойная-110 - Озерная-110	199,09	300	66,93
Озерная-110 - Отп. Анновка	181,43	300	60,86
Отп. Анновка - Полевая-110	176,89	300	59,24
БТЭЦ-110 - Центральная-110	335,01	600	55,85
БТЭЦ-110 - Центральная-110	335,01	600	55,85
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	283,89	600	47,33
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	283,89	600	47,33
Михайловка-110 - РГРЭС-110	235,90	500	47,18

1	2	3	4
Тамбовка-110 - Михайловка-110	163,84	500	32,77
Полевая-110 - Ивановка-110	88,91	300	30,25
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	127,63	600	21,81
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	126,48	600	21,62
Ивановка-110 - Волково-110	62,00	300	21,14
Благовещенская-110 - Центральная-110	96,81	500	19,40
Благовещенская-110 - Центральная-110	96,81	500	19,40
Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	63,39	600	10,58
РГРЭС-220 - Завитая-220	62,33	600	10,39
РГРЭС-220 - Завитая-220	62,08	600	10,35
Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	57,24	600	9,54
Волково-110 - Тамбовка-110	31,55	500	6,74
Отп. Владимировка - Владимировка-110	19,54	300	6,52
Варваровка-220 - Благовещенская-220	24,38	600	5,19

Данные по потерям сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	7.77
Отключена ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная с отпайками	10.4
отключена ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка	11.5

Перегруженных линий не обнаружено. 50 % ЛЭП не попало в токовые интервалы данные недогружены, что говорит о том, что сечение этих линий

электропередачи завышено. В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 7,77 МВт. В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах. При расчете режима и сравнении его результатов с данными контрольного замера отклонения по току по ЛЭП и напряжению в узлах сети не превышает 10 %, что говорит о том, что исходный режим смоделирован верно.

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 Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимирова при ремонте АТ-1 на ПС 220 кВ Хвойная;
- отключен ТГ № 4 на Благовещенской ТЭЦ при ремонте АТ-1 на ПС 220 кВ Благовещенская.

При отключении ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимирова мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого, но токовая загрузка АТ-2 ПС 220 кВ Хвойная приближается к длительно допустимому значению..

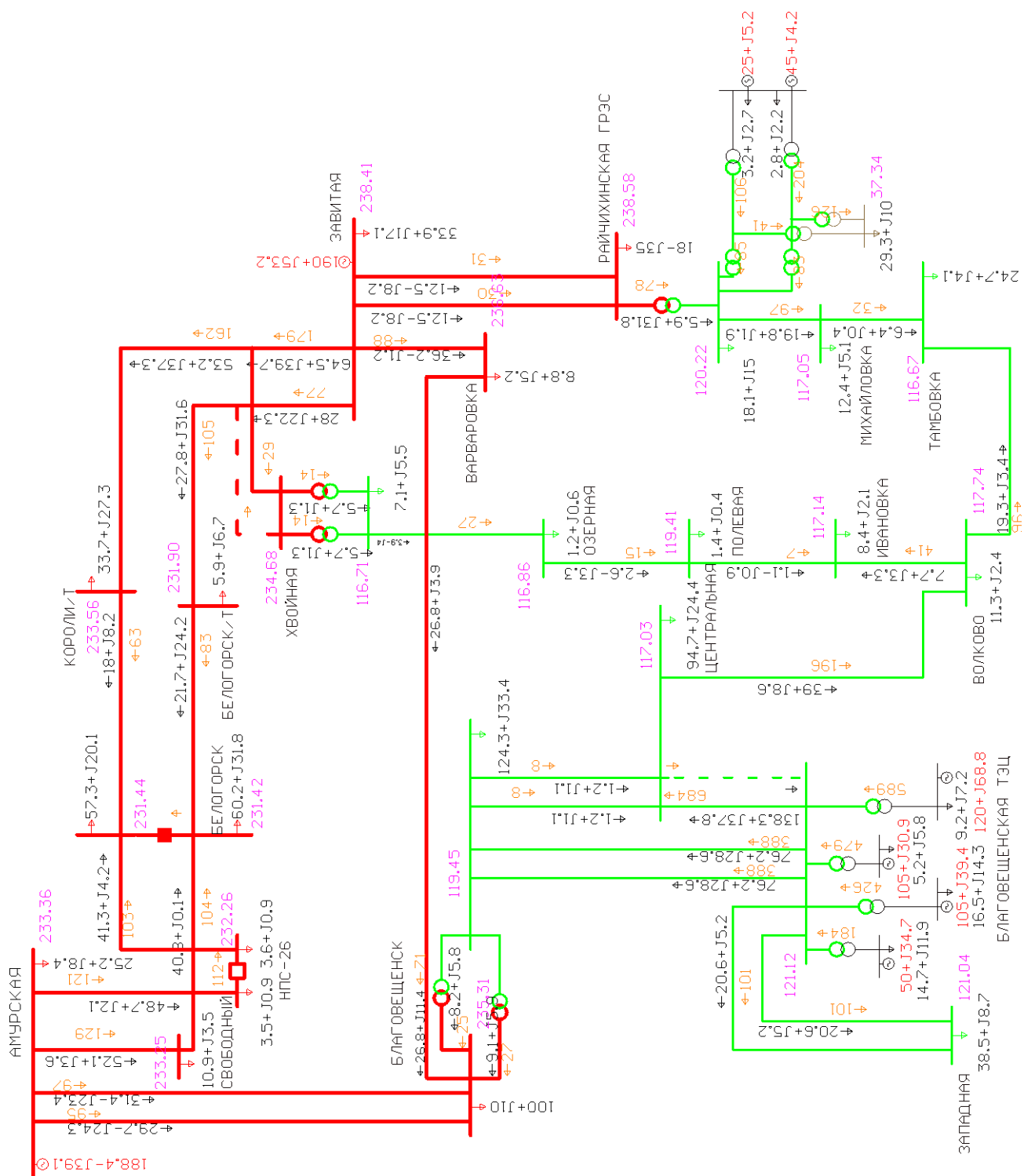


Рисунок 5 - отключена ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная с отпайками

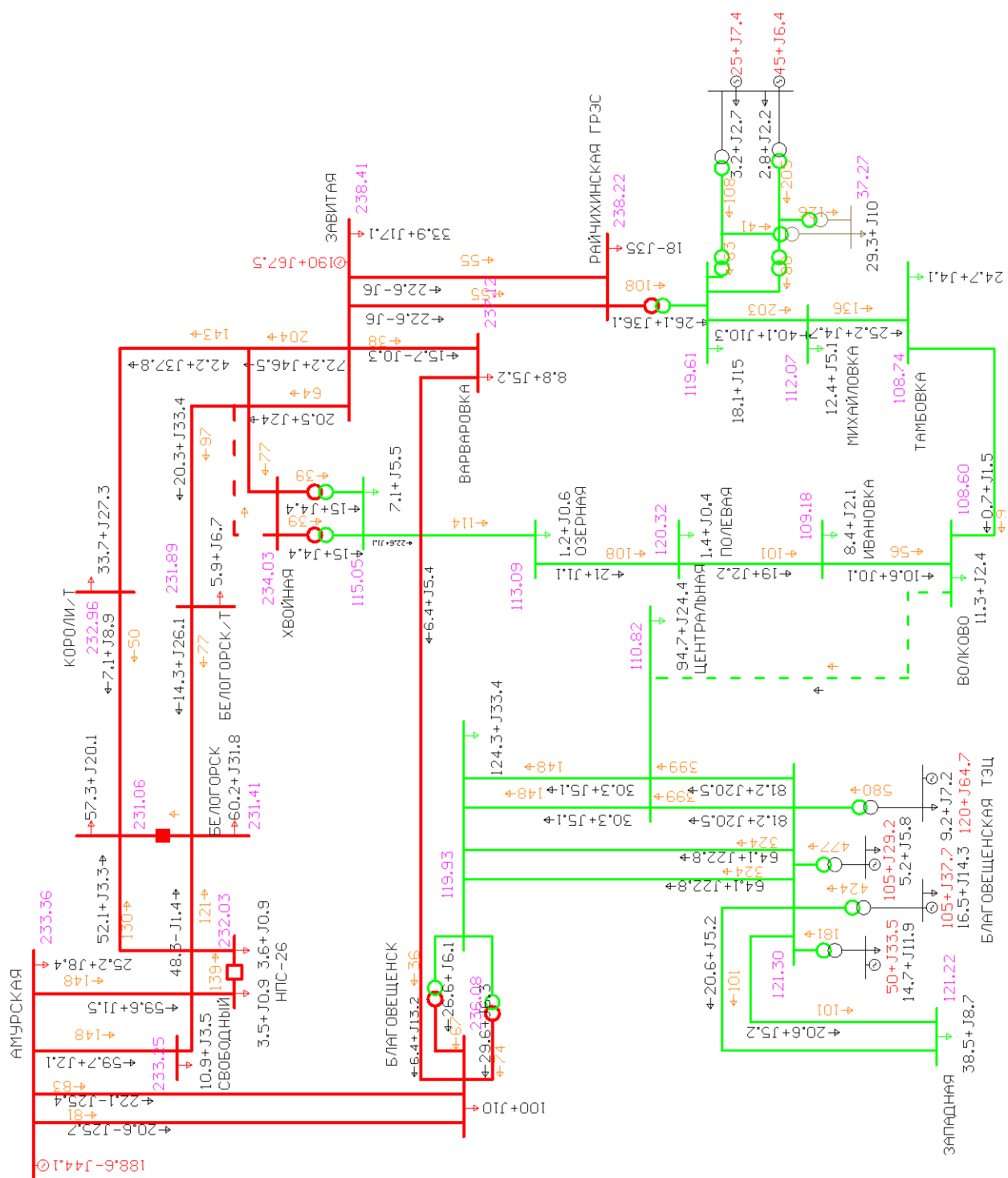


Рисунок 6 - отключена ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Данный пункт посвящён проектированию развития электрической сети путём включения в существующую схему энергорайона вводимых объектов.

4.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе

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 110 кВ Солнечная, предполагаемая мощность станции составит 28,5 МВт.

Для разработки вариантов подключения необходимо определить рациональное напряжение предполагаемого объекта.

Проверка номинального напряжения

При определении рационального напряжения выбранных схем воспользуемся формулой Илларионова.

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}; \quad (11)$$

где L – длина линии электропередач, км;

P – мощность, протекающая по линии, МВт.

Определим номинальное напряжение для первого варианта:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10} + \frac{2500}{14.7}}} = 67.4 \text{ кВ}.$$

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

Вариант 1. Предусматривает подключение ПС 110 кВ Солнечная к ВЛ 110 кВ Волково – Ивановка. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 110 кВ Солнечная;
- строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Волково – Ивановка длиной 4,5 км.

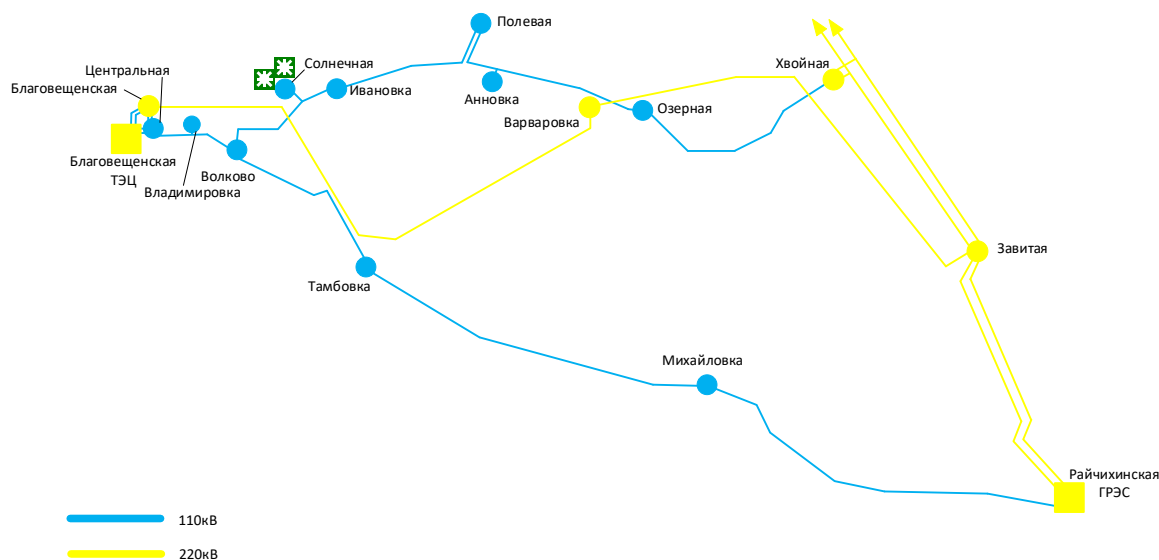


Рисунок 7 - Вариант подключения 1

Вариант 2. Предусматривает подключение ПС 110 кВ Солнечная к ПС 110 кВ Ивановка. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 110 кВ Солнечная;
- строительство ВЛ 110 кВ Солнечная – Ивановка длиной 20 км.

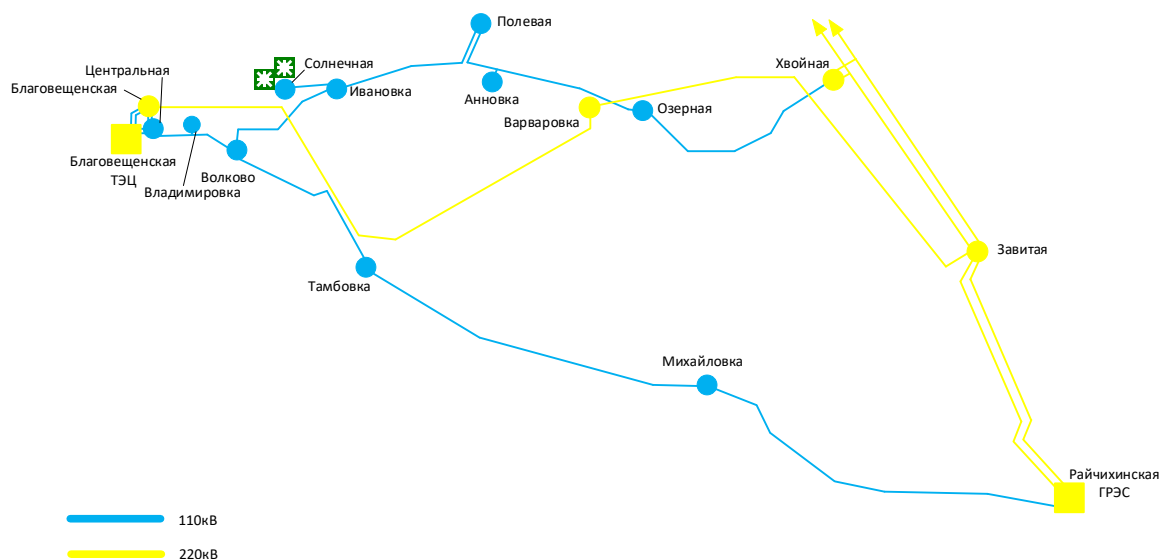


Рисунок 8 - Вариант подключения 2

Вариант 3. Предусматривает подключение ПС 110 кВ Солнечная к ПС 110 кВ Волково. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 110 кВ Солнечная;
- строительство ВЛ 110 кВ Солнечная – Волково длиной 7 км.

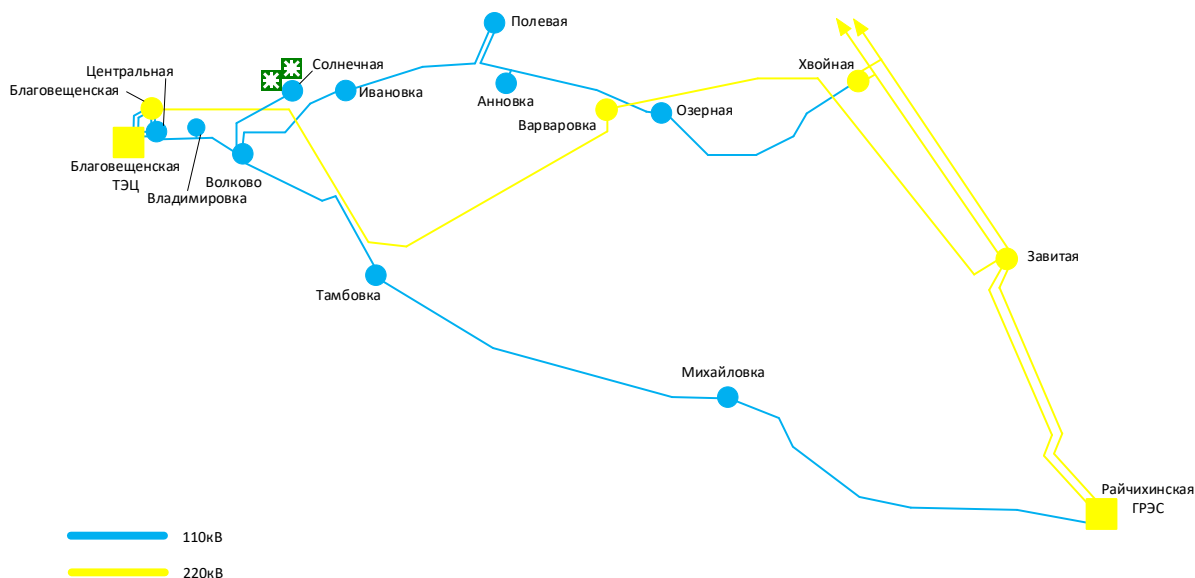


Рисунок 9 - Вариант подключения 3

Вариант 4. Предусматривает подключение ПС 220 кВ Солнечная к ВЛ 220 кВ Благовещенская - Варваровка. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 220 кВ Солнечная;
- строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Благовещенская - Варваровка длиной 2 км.

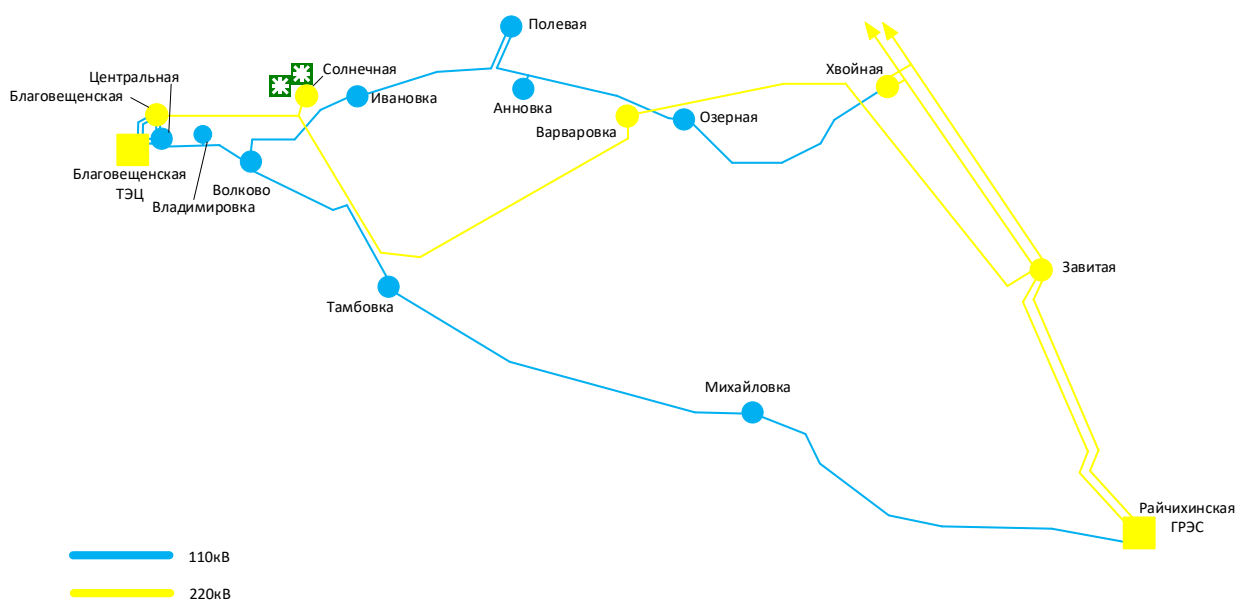


Рисунок 10 - Вариант подключения 4

Для анализа предложенных вариантов сведем сведение о длине проектируемой линии и необходимой реконструкции в таблицу 18.

Таблица 18 - общие сведения о разрабатываемых вариантах

№ варианта	Длина линии км	Дополнительная реконструкция
1	0,5	Не требуется
2	20,0	Добавление линейной ячейки на ПС 110 кВ Ивановка
3	7,0	Добавление линейной ячейки на ПС 110 кВ Волково
4	2,0	Не требуется

Проведем анализ представленных вариантов по технико-экономическим показателям.

Таковыми показателями являются:

- а) протяженность трасс линий;
- б) протяженность линий в одноцепном исчислении;
- в) суммарное количество ячеек выключателей 110(35) - 220 кВ на подстанциях сети;
- г) необходимая реконструкция существующих объектов.

В результате анализа технико-экономической рациональности, были выбраны варианты 1 и 4.

Выбор трансформатора для подключаемых СЭС

Мощность силовых трансформаторов для ПС 110 кВ Солнечная определяется из средней активной мощности и 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.

Для выбора трансформатора необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{cpi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (12)$$

где n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7);

$P_{ср}$ – среднее значение активной мощности в зимний период, МВт;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная мощность в зимний период, Мвар.

$$S_{р \text{ Солнечная}} = \frac{\sqrt{28,5^2 + 11^2}}{2 \cdot 0,7} = 21,78 \text{ МВА.}$$

Выбираем трансформатор ТДН – 25000/110.

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТРном}} = \frac{\sqrt{28,5^2 + 11^2}}{1 \cdot 25} = 1,22. \quad (13)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки не должно выходить за границы интервала 0,8 – 1,0.

В таблице 19 приведены значения коэффициентов загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме

Таблица 19 – Выбор силового трансформатора

Название ПС	$S_{тр.расч}$, МВА	Тип трансформатора	$S_{тр}$, МВА	$P_{ср}$, МВт	$K_{з.н.}$
ПС 110 кВ Солнечная	21,78	ТДН – 25000/110	25	28,5	0,68

Оптимальный коэффициент загрузки в нормальном режиме работы ($K_3 \leq 1$).

Расчет теплового режима силовых трансформаторов

Для этого возьмем типовой график электрических нагрузок для подстанции [21] и рассчитаем мощность на каждый час таблица 19.

Таблица 20 – Типовой график электрической нагрузки для ПС 110 кВ
Солнечная

Часы	S тр, МВА	S ном
1	0	32
2	0	32
3	0	32
4	0	32
5	0	32
6	5	32
7	14	32
8	18	32
9	21	32
10	21	32
11	25	32
12	28,5	32
13	28,5	32
14	27	32
15	26	32
16	24	32
17	20	32
18	15	32
19	8	32
20	2	32
21	0	32
22	0	32
23	0	32
24	0	32

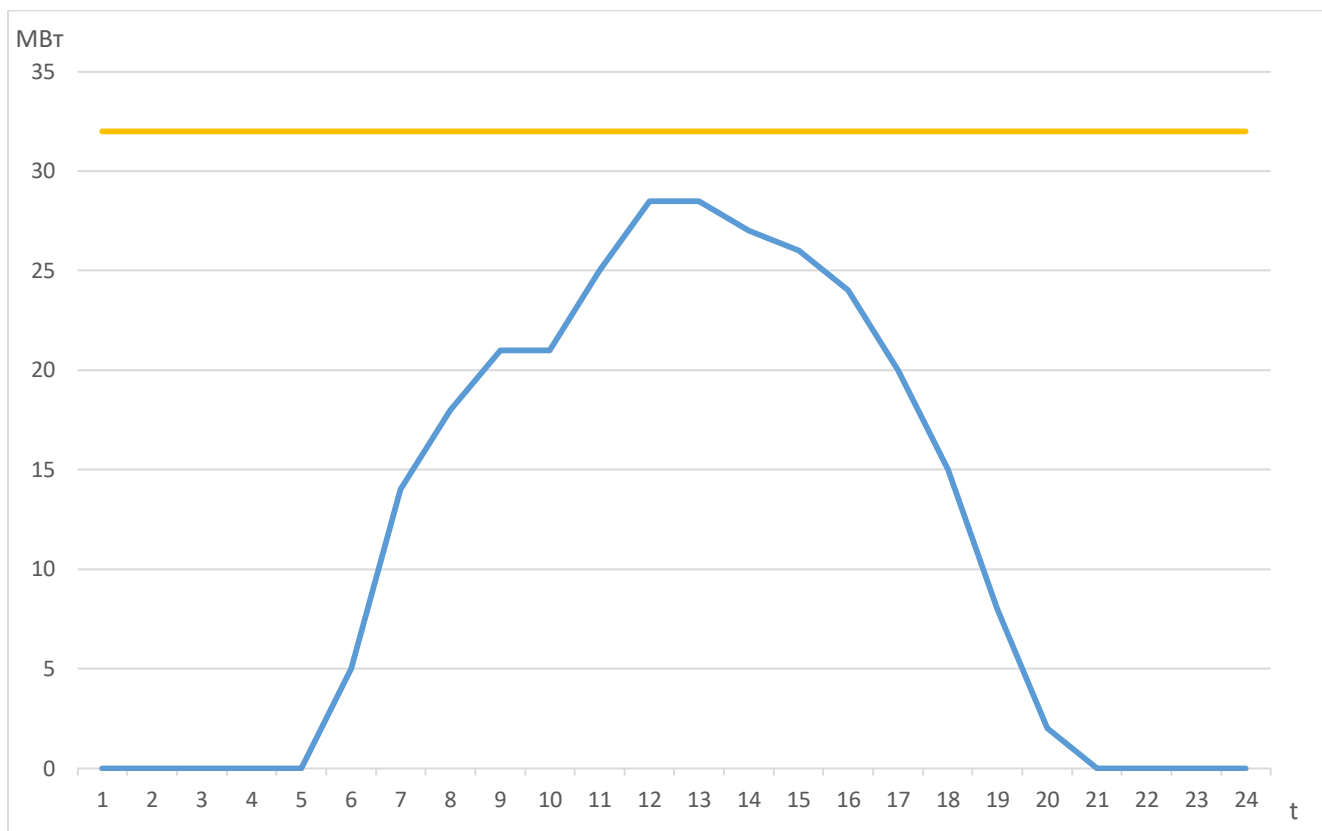


Рисунок 11 - Типовой график электрических нагрузок для ПС 110 кВ

Солнечная

Преобразование исходного графика нагрузки трансформатора в эквивалентный прямоугольный.

Исходный график нагрузки разбивается на 12 частей с интервалом 2 часа, на каждом интервале рассчитывается средняя мощность нагрузки – рисунок 11. Подробный расчет приведен в приложении Б.

Температура наиболее нагретой точки обмотки, °С

$$\Theta_{\text{ннт}} = \Theta_{\text{охл}} + V_{\text{ннт.м}} + V_{\text{м}} \quad (14)$$

$$\Theta_{\text{ннт}} = -18,6 + 42 + 17 = 40,5$$

Согласно ГОСТ предельно допустимые температуры масла и обмоток соответственно равна 115 °С и 140 °С при напряжении больше 110 кВ.

4.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети

В задачи данного раздела входит техническое обоснование предложенных вариантов, выбор необходимого оборудования и проверка осуществимости функционирования различных режимов сети.

4.2.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПС 110 кВ Солнечная к ВЛ 110 кВ Волково - Ивановка

При подключении ПС 110 кВ Солнечная к ВЛ 110 кВ Волково - Ивановка необходимо строительство отпайки длиной 4,5 км.

Для ПС 110 кВ Солнечная выбираем следующую схему РУ:

Схема РУ ВН (110 кВ): Блок линия-трансформатор (4Н).

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

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:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max 3}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} \cdot 10^3, \quad (15)$$

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;

$n_{\text{л}}$ – количество цепей линии;

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

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

$$I_P = I_{\text{max}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (16)$$

где I_{max} - максимальный ток, А;

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.

$$I_{\text{д.д}} \geq I_{\text{Р.П}}, \quad (17)$$

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

$I_{\text{Р.П}}$ - расчетный послеаварийный ток.

Рассмотрим пример расчета.

Для примера рассмотрим расчет для головного участка ВЛ 110 кВ Волково - Ивановка. Теперь приведем расчет максимального тока для данного участка:

$$I_{\text{max отпайка}} = \frac{\sqrt{28,5^2 + 11^2}}{110 \cdot \sqrt{3}} \cdot 10^3 = 160 \text{ А}$$

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{\text{потт}} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 160 = 176,4 \text{ А}$$

Примем к установке на данном участке провод АС-70/11 с длительно допустимым током $I_{\text{д.д}} = 265 \text{ А}$.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе будет произведен расчет токов КЗ на шинах 110, 10,5 кВ ПС 110кВ Солнечная вариант подключения №1, для выбора и проверки оборудования на термическую и динамическую стойкость [25]. Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки оборудования, а также для расчета уставок релейной защиты и автоматики.

5.1 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ будем проводить в ПВК RastrWin3. Сначала рассчитаем параметры схемы замещения с помощью макроса «MakeNonSymm» результат представлен в приложении В. Результаты расчета тока КЗ представлены в таблицы 21.

Таблица 21 – Токи короткого замыкания ПС 110 кВ Солнечная

Тип КЗ	П 1	Ток прямой последовательности, кА	Ток обратной последовательности, кА	Ток нулевой последовательности, кА
3ф	ВН ПС Солнечная	3,40	0,00	0,00
2ф	ВН ПС Солнечная	1,70	-1,70	0,00
1ф	ВН ПС Солнечная	1,70	1,70	1,70
1ф1ф	ВН ПС Солнечная	3,40	0,00	-3,40
3ф	НН ПС Солнечная	7,47	0,00	0,00
2ф	НН ПС Солнечная	3,74	-3,74	0,00
1ф	НН ПС Солнечная	3,74	3,74	3,74
1ф1ф	НН ПС Солнечная	7,47	0,00	-7,47

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\Pi O}^{(3)} \quad (18)$$

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

K_{yo} – ударный коэффициент .

Для части системы, с которой электростанция (подстанция) связана ВЛЭП напряжением 110 кВ ударный коэффициент равен $K_{yo} = 1,717 - 1,78$, значение постоянной времени $T_a = 0,03 - 0,04$ [25].

Таблица 22 – Значения токов короткого замыкания ПС 110 кВ Солнечная

Точка КЗ	Трехфазное КЗ, кА	Ударный ток, кА	Однофазное КЗ, кА
ВН ПС Солнечная	3,40	8,56	1,70
НН ПС Солнечная	7,47	18,8	7,47

Рассчитанные токи короткого замыкания на позволят выбрать оборудование

5.2 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального

Комплектное распределительное устройство элегазовое (КРУЭ) — это система распределения электроэнергии, представляющая собой согласованный комплекс шкафов, включающих в себя не только аппаратуру, приборы и устройства для измерения и защиты, но и вспомогательные элементы. Для КРУ напряжением от 6 до 35 кВ применяются выключатели обычной конфигурации с втычными контактами вместо разъединителей. Обычно КРУ поставляется в отдельных ячейках с возможностью сборки в распределительном устройстве. По запросу заказчика, КРУЭ также может поставляться в транспортных блоках, включающих три ячейки с соединениями главных и вспомогательных цепей. В состав КРУЭ могут входить различные элементы, включая шинные мосты, шинные и кабельные вводы, кабельные лотки, блоки для аппаратуры и шкафы для соединения с другими сериями КРУ по желанию заказчика. Для распределительного устройства 110 кВ примем к установке комплектное распределительное устройство серии ЯТЭ-110Л/2500 У1 предназначенное для распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц,

номинальным напряжением 110 кВ. В таблице 23 представлены параметры КРУЭ , для распределительного устройства 10 кВ выбираем КРУ типа «Волга»[20].

Таблица 23 – Параметры КРУЭ - ЯТЭ-110Л/2500 У1 [20]

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1250
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	40
Электродинамическая стойкость, кА	64
Термическая стойкость, кА/с	25
Тип выключателя	Элегазовый
Тип привода к выключателю	Встроенный пружинный

Таблица 24 – Параметры КРУ-Волга 10 кВ

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1600
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	20
Электродинамическая стойкость, кА	51
Термическая стойкость, кА/с	20
Тип выключателя	Вакуумный
Тип привода к выключателю	Встроенный пружинный

5.2.1 Проверка ячеек КРУЭ 110 кВ.

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 25.

Таблица 25 – Условия выбора и проверки выключателей КРУЭ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{уст}=110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном}=1250 \text{ А}$	$I_{раб.маx1}=84 \text{ А}$ $I_{раб.маx2}=65 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$i_{дин}=81 \text{ кА}$	$i_{уд}=8,56 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном}=1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном}=12,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Таблица 26 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{уст}=110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном}=1250 \text{ А}$	$I_{раб.маx1}=84 \text{ А}$ $I_{раб.маx2}=65 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл}=40 \text{ кА}$	$I_{п.о}=3,4 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{вкл}=40 \text{ кА}$	$i_{уд}=8,56 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл}=40 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3=3,4 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин}=64 \text{ кА}$	$i_{уд}=8,56 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин}=64 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3=3,4 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном}=1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к}=12,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУЭ марки ЯТЭ-110Л/2500 У1 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

Выбор и проверка ячеек КРУ 10 кВ.

Выбор ячеек КРУ производится аналогично выбору выключателей.

1 По напряжению установки:

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}.$$

2 По току продолжительного режима:

$$1600 \text{ А} \geq 924 \text{ А}.$$

Проверка ячеек КРУ.

1 По отключающей способности: на отключение периодической составляющей тока КЗ и на отключение полного расчётного тока КЗ КРУ проверяются при выборе встроенных в него выключателей.

2 По термической стойкости выключателя

Тепловой импульс [25]:

$$W_k = I_{п.0.к2}^2 \cdot (t_{отк} + T_{а.к2}), \quad (19)$$

$$W_k = 7,47^2 \cdot (1,02 + 0,6) = 89,3 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$1875 \text{ кА} \geq 89,3 \text{ кА}.$$

3 По электродинамической стойкости [25]:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд.к2}, \quad (20)$$

$$81 \text{ кА} \geq 18,8 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 27.

Таблица 27 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб. max 1} = 722 \text{ А}$ $I_{раб. max 2} = 924 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 18,8 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 89,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУ марки Волга-10 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

Выбор и проверка силовых выключателей КРУ 10 кВ.

В качестве силовых выключателей в КРУ применяются VF-10.

Таблица 28 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб. max 1} = 722 \text{ А}$ $I_{раб. max 2} = 924 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{н.о} = 8,92 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{вкл} = 81 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 22,45 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 8,92 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 22,45 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 8,92 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 2460 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 129 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выбранные выключатели на стороне 110, 10 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки. Выбор секционных выключателей не производится поскольку максимальный ток будет в два раза меньше, а остальные параметры принимаются одинаковыми с вводными выключателями.

5.2.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбор и проверка разъединителя в КРУЭ 110 и 10 кВ не производится, поскольку в их конструкции используются выкатные элементы и конструктивно разъединители не предусмотрены.

5.2.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 110 кВ.

Принимаем к установке в вводной ячейке ТОЛ-110-1000.

Таблица 29– Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

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

Таблица 30 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в вводной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб. max1} = 84 \text{ А}$ $I_{раб. max2} = 65 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,53 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$

$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 8,56 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 12,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Выбранные трансформаторы тока удовлетворяют условиям проверки.
Принимаем к установке в вводной ячейке ТОЛ-10-630.

Таблица 31– Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

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

Таблица 32 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в вводной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах1} = 924 \text{ А}$ $I_{раб.мах2} = 722 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,53 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 18,8 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 12,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Для ТТ в секционной ячейке:

К установке принимается ТОЛ -10-1000.

Таблица 33 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в секционной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С

Амперметр	СА-3021	0,5	0	0,5
Итого		0,5	0	0,5

Таблица 34 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в секционной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах1} = 924 \text{ А}$ $I_{раб.мах2} = 722 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,53 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 18,8 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 12,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_{к}$

Для ТТ в фидерных ячейках: К установке принимается ТОЛ -10-630.

Таблица 35 – Состав вторичной нагрузки в фидерных ячейках

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

Таблица 36 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в фидерных ячейках

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.мах1} = 184 \text{ А}$ $I_{раб.мах2} = 180 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,53 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 18,8 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 12,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_{к}$

Все выбранные трансформаторы тока удовлетворяют условиям проверки.

5.2.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Для исключения вероятности возникновения феррорезонансных перенапряжений примем к установке антирезонансный ТН марки НАМИ-110.

Таблица 37 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	10
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	2	15
Итого				47

Таблица 38 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 47 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения соответствуют условиям их выбора.

Выбор и проверка трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ.

Таблица 39 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	6	30
Варметр	СТ-3021	5	6	30

Счетчик АЭ и РЭ	Ртутный 230	7,5	9	67,5
Итого				139,5

Таблица 40 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 139,5 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

Для исключения вероятности возникновения феррорезонансных перенапряжений примем к установке антирезонансный ТН марки НАМИ-10.

5.2.5 Выбор и проверка токоведущих частей

Принимаем пакет из 3 алюминиевых прямоугольных шин АД31Т1 сечением 30х4 мм, с номинальным током $I_{ном} = 1600 \text{ А}$

Выбор сечения шин производится по допустимому току:

$$I_{maxHH} \leq I_{доп} \quad (21)$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{12,9 \cdot 10^3}}{82} = 1,38; \quad (22)$$

$$q_{min} < q - \text{условие выполняется};$$

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,4 \cdot 3^3}{12} = 0,9; \quad (23)$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса:

$$l \leq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \leq \frac{173,2}{200^2} \cdot \sqrt{\frac{0,9}{120}} \leq 0,7; \quad (24)$$

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{18,8^2}{0,22} = 278; \quad (25)$$

a – расстояние между фазами для 10.5 кВ равно 0,22 м;

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}} = \frac{278 \cdot 0,22^2}{10 \cdot 0,6} = 2,24; \quad (26)$$

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,4 \cdot 3^2}{6} = 0,6; \quad (27)$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{ДОП}; \quad (28)$$

Таблица 41 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.мах1} = 924 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 12,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 120 \text{ мм}^2$	$q_{мин} = 1,38 \text{ мм}^2$	$q_{мин} \leq q$
$\sigma_{дон} = 12,4 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 2,24 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$

5.2.6 Выбор и проверка изоляторов на стороне 10 кВ.

К установке приняты опорные изоляторы ИО-10-3,75 с допустимой нагрузкой на изгиб:

Таблица 42 – Сопоставление данных опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{расч}$
$F_{дон} = 2250 \text{ Н}$	$F_{расч} = 285,8 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{дон}$

Условия выбора;

По номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \quad (29)$$

$$10 \leq 10;$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{ДОП} \quad (30)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F; \quad (31)$$

$$F_{ДОП} = 3600 \text{ Н};$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (32)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (33)$$

$$k_h = 1,654;$$

$$F_{расч} = 285,8 \text{ Н};$$

$F_{расч} \leq F_{ДОП}$ – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки.

Таким образом, опорный изолятор ИО-10-3,75 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

5.2.7 Выбор ОПН

Выбор ОПН для стороны 110 кВ проводится аналогично выбору для 10 кВ. Рассмотрим подробно выбор ОПН на примере 10 кВ, а для 110 кВ сведем в таблицу 43.

Таблица 43 – Параметры ОПН-П1-110/44/10 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П1-110/44/10 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	101,3
Длина пути утечки, см	163
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	2,8

Выбор ОПН для РУ 10 кВ.

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}$$

Принимаем первоначально ОПН-П1-10/10,5/10 УХЛ1 по номинальному напряжению 10 кВ.

$$10\text{кВ} \geq 10\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 6,64 \text{ кВ}$$

$$10,5 \text{ кВ} \geq 6,64 \text{ кВ}$$

Энергия пропускаемая ОПН во время грозового импульса для сетей 3-35 кВ определяется:

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot \left[(K_{\Pi} \cdot 0,82 \cdot U_{НР})^2 - (1,77 \cdot U_{Н.Д})^2 \right], \quad (34)$$

где C – емкость кабельной линий;

K_{Π} – кратность резонансных перенапряжений, равная 2,5;

$U_{НР}$ – наибольшее рабочее напряжение сети;

$U_{НД}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН.

Ёмкость кабельной линий определяется как:

$$C = l \cdot C_0, \quad (35)$$

где $C_0 = 0,25 \frac{\text{мкФ}}{\text{км}}$ – удельная емкость кабеля АПВВНГ(А)-LS-3х50/16-10, который использован в сети 10 кВ;

$l = 4,35 \text{ км}$ – длина самой длинной линии в сети 10 кВ.

$$C = 4,35 \cdot 0,25 = 1,1 \text{ мкФ}$$

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 1,1 \cdot \left[(2,5 \cdot 0,82 \cdot 10)^2 - (1,77 \cdot 10,5)^2 \right] = 41,17 \text{ кДж}$$

Удельная энергоемкость ОПН составит:

$$\mathcal{E}' = \frac{41,17}{10} = 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$

Таблица 44 – Параметры ОПН-П1-10/10,5/10 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П1-10/10,5/10 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение	12,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	37
Длина пути утечки, см	88
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

5.2.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники компрессорной. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/110 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [4]. 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 таблица 45.

Таблица 45 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Р _{уст} , кВт	Q, квар
Охлаждение трансформатора	0,73	20,6	18,5
Подогрев 2 КРУ	1	20	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Освещение	1	10	-
Прочее	1	46	-
Итог		203,6	18,5

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (36)$$

$$S_{рас} = \sqrt{203,6^2 + 18,5^2} \cdot 0,8 = 159 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТСЗ – 160/10/0,4.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима. Подробный расчет приведен в приложении Г.

Таблица 46 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
БТЭЦ-110 - Центральная-110	381,96	610	62,64
БТЭЦ-110 - Центральная-110	381,96	610	62,64
Центральная-110 - Отп. Владимировка	277,63	510	54,49
Отп. Владимировка - Волково-110	261,26	510	51,40
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	250,72	610	41,11
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	250,72	610	41,11
Ивановка-110 - Волково-110	130,60	380	34,37
Волково-110 - Тамбовка-110	120,84	510	24,04
Хвойная-110 - Озерная-110	86,95	380	23,38
Михайловка-110 - РГРЭС-110	110,60	510	21,69
Озерная-110 - Отп. Анновка	70,86	380	19,03
Отп. Анновка - Полевая-110	67,23	380	17,99
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	98,16	610	16,57
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	97,54	610	16,46
Ивановка-110 - Волково	40,61	265	15,59
Ивановка-110 - Волково	40,61	265	15,59
Благовещенская-110 - Центральная-110	61,96	510	12,27

Таблица 47– Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
ПС 110 кВ Солнечная	110,00	118,23	7,85
ПС 110 кВ Солнечная НН1	10,50	10,65	1,38
ПС 110 кВ Солнечная НН2	10,50	10,65	1,38

Таблица 48 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при отключении АТ-1 ПС 220 кВ Благовещенская

Название	I max	I _{доп_расч}	I/I _{доп}
1	2	3	4
Хвойная-110 - Озерная-110	222,83	380	59,01
БТЭЦ-110 - Центральная-110	345,38	610	56,64
БТЭЦ-110 - Центральная-110	345,38	610	56,64
Озерная-110 - Отп. Анновка	205,59	380	54,34
Отп. Анновка - Полевая-110	201,01	380	53,07
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	259,95	610	42,62
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	259,95	610	42,62
Центральная-110 - Отп. Владимировка	172,15	510	33,83
Отп. Владимировка - Волково-110	156,28	510	30,88
Полевая-110 - Ивановка-110	114,14	380	30,34
Волково-110 - Тамбовка-110	137,28	510	27,24
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	131,11	610	22,00
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	129,85	610	21,79
Благовещенская-110 - Центральная-110	97,34	510	19,20
Благовещенская-110 - Центральная-110	97,34	510	19,20
Ивановка-110 - Волково	43,15	265	16,53
Ивановка-110 - Волково	43,15	265	16,53
Михайловка-110 - РГРЭС-110	81,61	510	16,00
РГРЭС-220 - Завитая-220	78,24	610	12,83
РГРЭС-220 - Завитая-220	77,92	610	12,77
Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	69,14	610	11,35
Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	63,30	610	10,38
Тамбовка-110 - Михайловка-110	29,42	510	6,60
Варваровка-220 - Благовещенская-220	25,07	610	5,31
Отп. Владимировка - Владимировка-110	16,27	510	3,19

Таблица 49 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме при отключении АТ-1 ПС 220 кВ Благовещенская

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	d U, %
ПС 110 кВ Солнечная	110,00	115,95	4,86
ПС 110 кВ Солнечная НН1	10,50	10,92	4,00
ПС 110 кВ Солнечная НН2	10,50	10,92	4,00

В таблицах представлены узлы, отклонение напряжения в которых максимальное от номинального значения. Также в таблицах представлены максимально загруженные ЛЭП. В послеаварийном режиме ток по оборудованию не превышает длительно допустимый, а напряжения в узлах сети остаются в допустимых пределах.

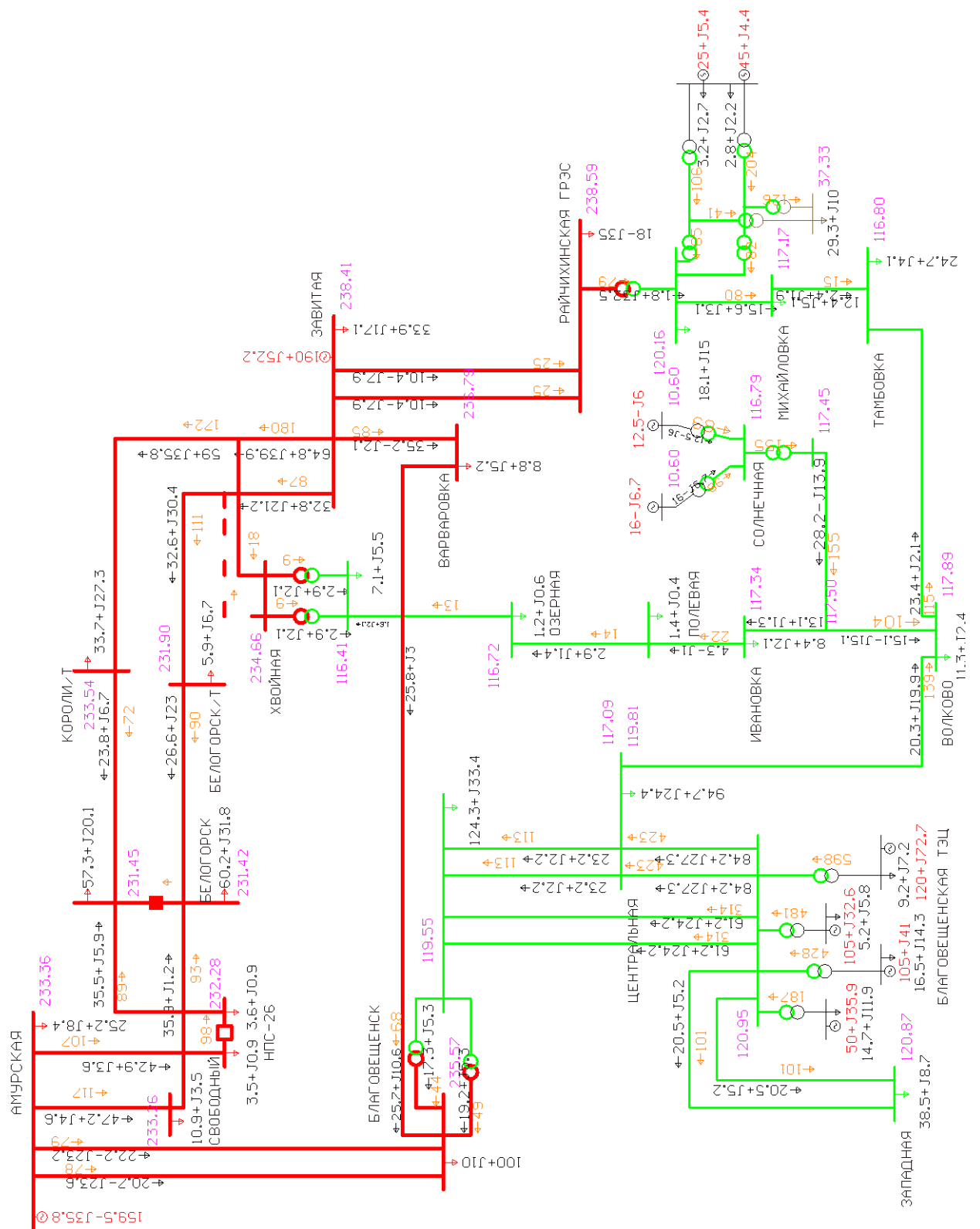


Рисунок 12 - Вариант 1 схема нормального режима

5.3 Вариант развития электрической сети при подключении ПС 220 кВ Солнечная к ВЛ 220 кВ Благовещенская - Варваровка

При подключении ПС 110 кВ Солнечная к ВЛ 110 кВ Благовещенская – Варваровка необходимо строительство отпайки длиной 2 км.

Для ПС 110 кВ Солнечная выбираем следующую схему РУ:

Схема РУ ВН (110 кВ): Блок линия-трансформатор (4Н).

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС 110 кВ Солнечная, будут выполнены проводами марки АС-240/32.

Трансформаторы выбираем такой же мощности, как и для первого варианта.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима.

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения и токовая нагрузка по оборудованию в сети находятся в допустимых пределах. В таблицах представлены узлы, отклонение напряжения в которых максимальное от номинального значения. Также в таблицах представлены максимально загруженные ЛЭП. В послеаварийном режиме ток по оборудованию не превышает длительно допустимый, а напряжения в узлах сети остаются в допустимых пределах.

Таблица 50 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	I _{доп_расч}	I/I _{доп}
1	2	3	4
БТЭЦ-110 - Центральная-110	381,61	610	62,58
БТЭЦ-110 - Центральная-110	381,61	610	62,58
Центральная-110 - Отп. Владимировка	275,68	510	54,11
Отп. Владимировка - Волково-110	259,31	510	51,02
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	251,09	610	41,18

Продолжение таблицы 50

1	2	3	4
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	251,09	610	41,18
Ивановка- Волково-110	127,88	380	33,65
Хвойная-110 - Озерная-110	90,00	380	24,18
Волково-110 - Тамбовка-110	121,11	510	24,09
Михайловка-110 - РГРЭС-110	110,08	510	21,59
Озерная-110 - Отп. Анновка	73,81	380	19,80
Отп. Анновка - Полевая-110	70,13	380	18,74
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	98,99	610	16,70
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	98,35	610	16,60
Ивановка-110 -Волково	50,86	380	13,44
Благовещенская-110 - Центральная-110	62,18	510	12,32
Благовещенская-110 - Центральная-110	62,18	510	12,32
Тамбовка-110 - Михайловка-110	49,44	510	10,04
РГРЭС-220 - Завитая-220	55,51	610	9,10
РГРЭС-220 - Завитая-220	55,30	610	9,07

Таблица 51 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при отключении одной из питающих ВЛ

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
Хвойная-110 - Озерная-110	224,35	380	59,42
БТЭЦ-110 - Центральная-110	361,59	610	59,30
БТЭЦ-110 - Центральная-110	361,59	610	59,30
Озерная-110 - Отп. Анновка	207,11	380	54,75
Отп. Анновка - Полевая-110	202,53	380	53,47
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	266,16	610	43,65
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	266,16	610	43,65
Центральная-110 - Отп. Владимировка	160,07	510	31,45

Продолжение таблицы 51

1	2	3	4
Полевая-110 - Ивановка-110	115,52	380	30,72
Отп. Владимировка - Волково-110	143,76	510	28,40
Волково-110 - Тамбовка-110	123,78	510	24,56
Ивановка-110 - Волково	87,60	380	23,23
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	131,47	610	22,06
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	130,20	610	21,85
Михайловка-110 - РГРЭС-110	92,42	510	18,12
Варваровка-220 - Благовещенская-220	73,74	610	15,39
Благовещенская-110 - Центральная-110	68,60	510	13,55
Благовещенская-110 - Центральная-110	68,60	510	13,55
РГРЭС-220 - Завитая-220	80,35	610	13,17
РГРЭС-220 - Завитая-220	80,02	610	13,12

Таблица 52 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	d U, %
ПС 220 кВ Солнечная	220	230,67	10,24
ПС 220 кВ Солнечная НН1	10	10,69	1,79
ПС 220 кВ Солнечная НН2	10	10,69	1,79

Таблица 53 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме при отключении АТ-1 ПС 220 кВ Благовещенская

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	d U, %
ПС 220 кВ Солнечная	220,00	227,19	-2,56
ПС 220 кВ Солнечная НН1	10	10,31	-1,84
ПС 220 кВ Солнечная НН2	10	10,31	-1,84

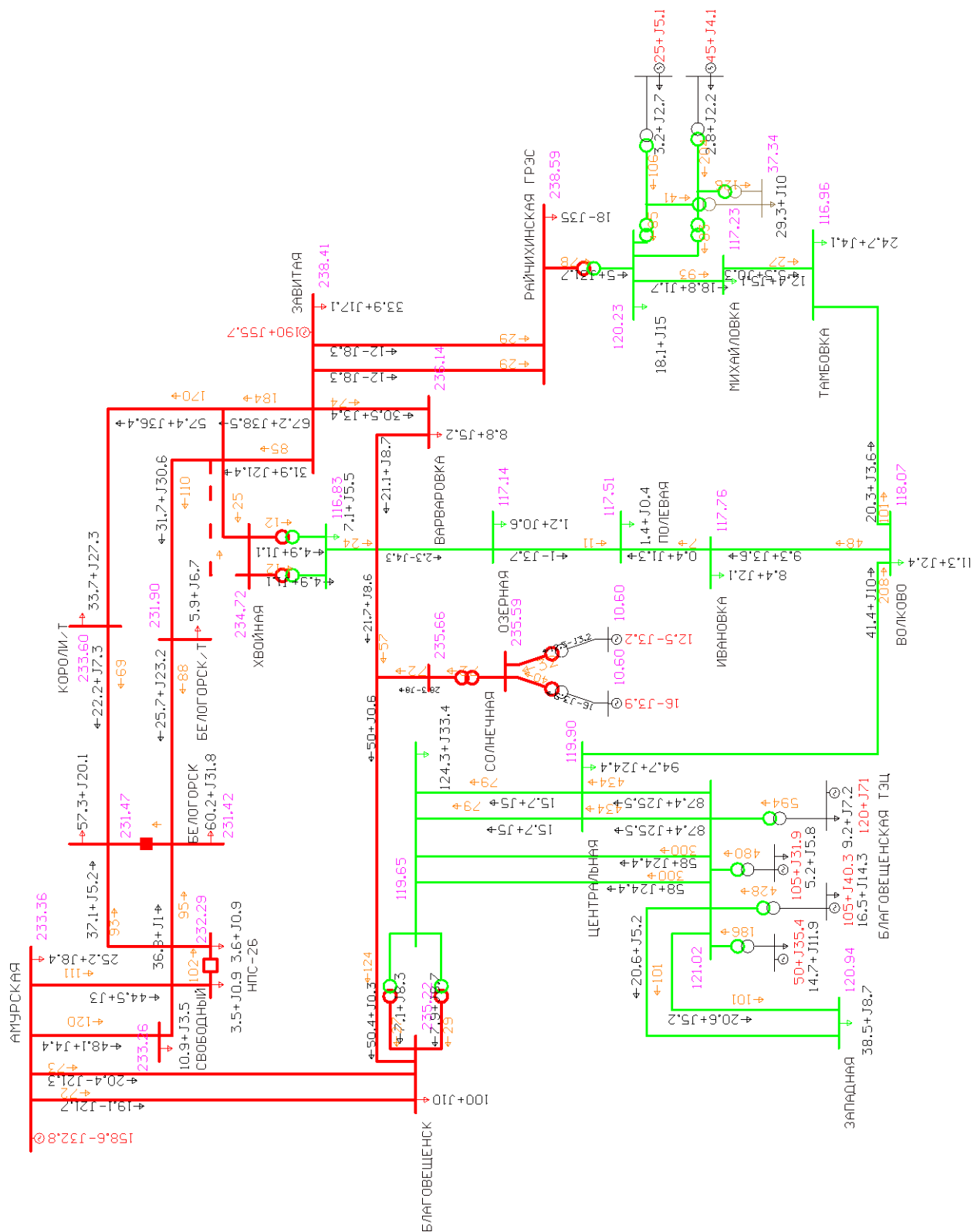


Рисунок 14 - Вариант 2 нормальный режим

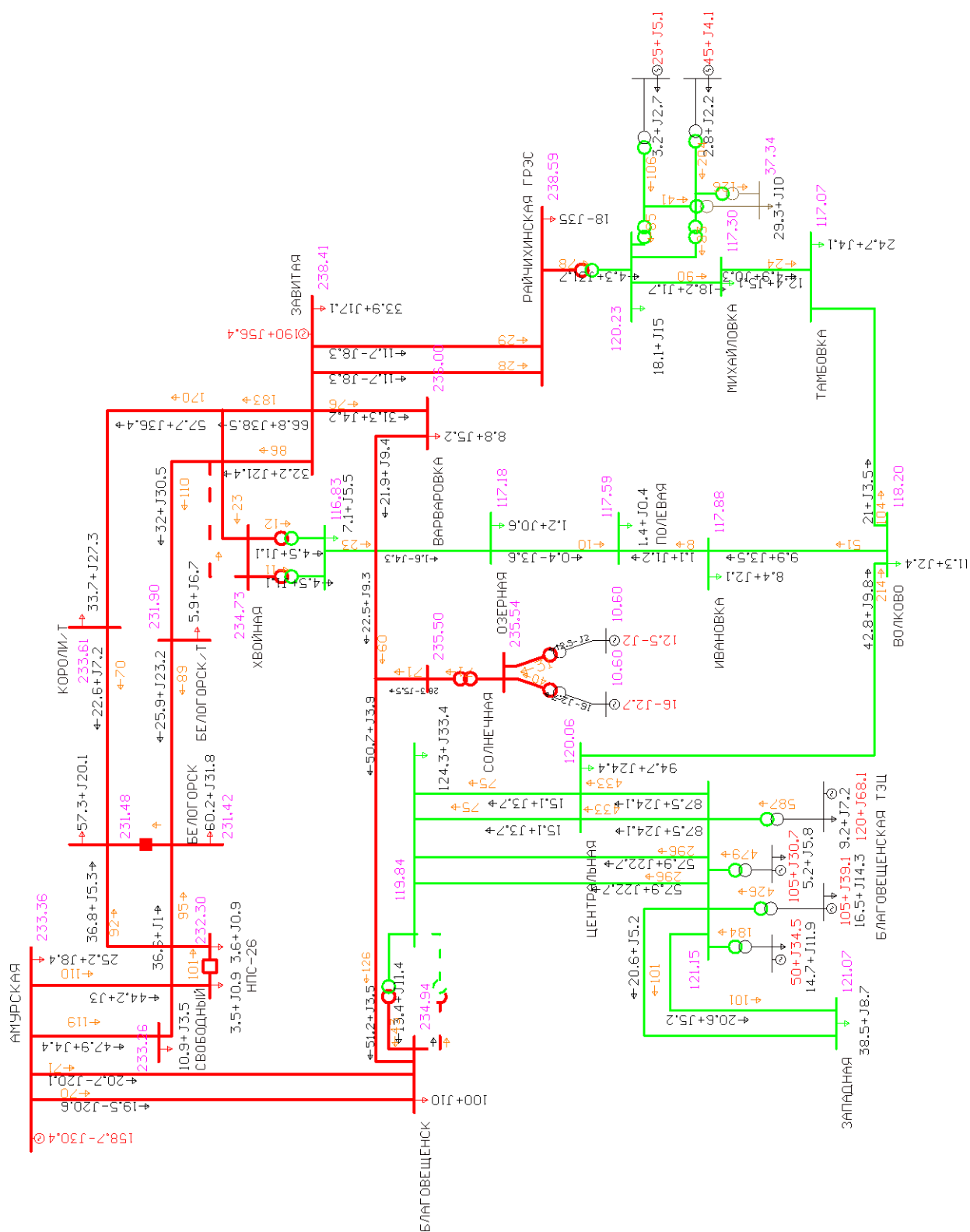


Рисунок 15 - Вариант 2 послеаварийный режим при отключении АТ-1 ПС
220 кВ Благовещенская

6. ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАННОЕ В ПРОЕКТЕ

В магистерской диссертации поставлена цель включение Ровненской и Алимской СЭС к существующей сети 110 кВ. Для того чтобы подключение удовлетворяло всем современным требованиям, необходимо применение современного оборудования. В этом разделе приведем инновационное оборудование, необходимое для подключения и эксплуатации подстанции.

6.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования подстанций

Сегодня при проектировании развития той или иной сети, участка сети, схемы выдачи мощности, необходимо применение новых инновационных технологий для бесперебойного и надежного электроснабжения потребителей. Технологии, применяемые при проектировании ЛЭП и подстанций рассмотрены ниже.

6.1.1 Установка системы накопления электрической энергии.

Установка системы накопления энергии (СНЭ) на солнечной электростанции (СЭС) решает критическую проблему нестабильности генерации, обусловленную природой солнечного ресурса. Вот ключевые аспекты проблематики:

Провалы мощности из-за погоды: Облачность, пыль, осадки, время суток вызывают резкие скачки выработки. Например, проход густой тучи снижает мощность СЭС на 70–90% за секунды. Как следствие невозможность гарантировать стабильную подачу энергии в сеть.

Суточная цикличность связана с отсутствием генерации в ночное время и возможностью несения пиковой нагрузки только в полдень как следствие . возникновение дисбаланса между спросом (часто вечерний пик) и предложением энергии.

Недоиспользование мощности избыток энергии днём (когда тарифы низкие) не компенсирует отсутствие генерации в часы высоких тарифов

(вечер), разница между дневным и вечерним тарифом достигает 30–40%. Напряжение в узлах сети постоянно меняется из-за изменения нагрузки, режима работы источников питания, схемы сети.

6.1.2 Структура систем накопления электрической энергии.

Типовая архитектура СНЭЭ приведена на рисунках 16,17. На рисунке 16 показана архитектура, в которой питание вспомогательной подсистемы подведено от основной подсистемы, а на рисунке 17 - от другого внешнего присоединения.

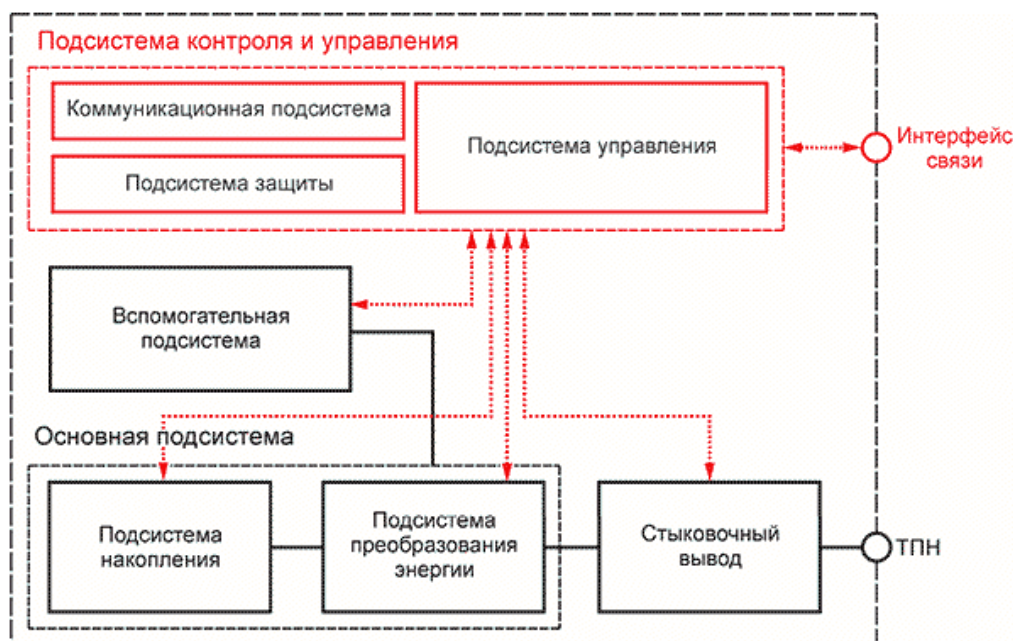


Рисунок 16 – Типовая архитектура СНЭЭ без вспомогательной ТПН

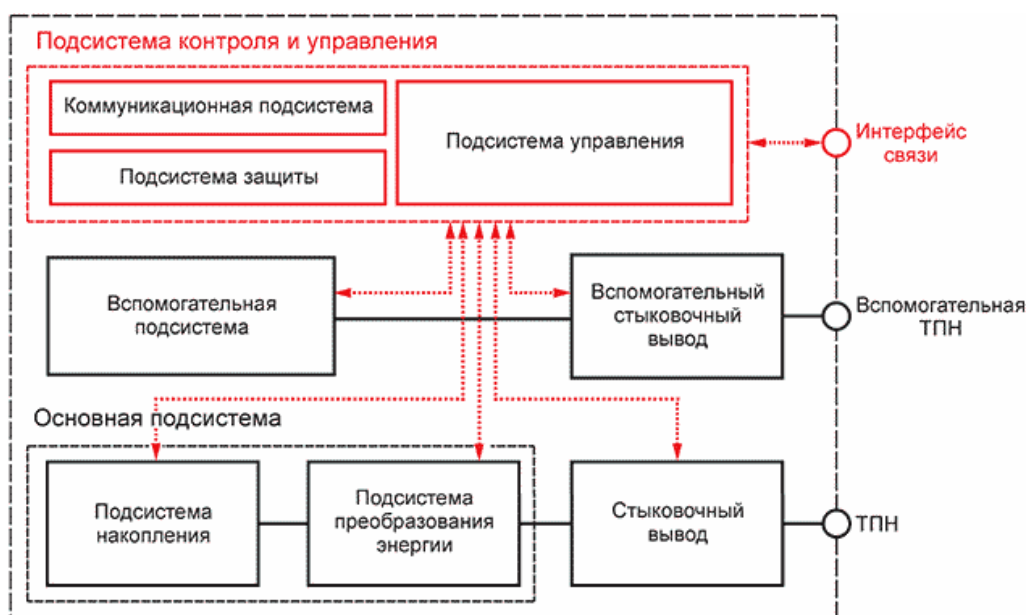


Рисунок 17– Типовая архитектура СНЭЭ со вспомогательной ТПН

Подсистема накопления энергии. Энергоемкость подсистемы накопления энергии должна быть оценена в зависимости от вида используемой энергии. Нормированные входная и выходная энергоемкости в основной ТПН напрямую зависят от энергоемкости подсистемы накопления. То есть от энергоемкости подсистемы накопления зависят как значения активных входной и выходной мощностей в основной ТПН, так и длительность, в течение которой СНЭЭ может поглощать и отдавать указанную активную мощность через основную ТПН.

Подсистема преобразования энергии предназначена для преобразования энергии подсистемы накопления в электрическую энергию в ТПН, обычно в отдаваемую электрическую энергию переменного тока при разряде подсистемы накопления энергии, а также энергии переменного тока, поступающей от сети в форму, подходящую для заряда подсистемы накопления. Это преобразование может быть осуществлено с помощью электрических и/или механических систем. Подсистема преобразования энергии влияет на характеристики полной мощности СНЭЭ, а также может влиять на качество электроэнергии в ТПН.

Обычно подсистема преобразования подключена к подсистеме накопления и основному стыковочному выводу. С точки зрения проектирования подсистема преобразования энергии также должна включать в себя все устройства передачи энергии между стыковочным выводом и подсистемой накопления, например силовые трансформаторы, синус-фильтры или коммутационные элементы.

Вспомогательная подсистема включает все необходимое оборудование, предназначенное для выполнения дополнительных (неосновных) функций СНЭЭ, в том числе систему вентиляции, пожаротушения и при необходимости кондиционирования.

Подсистема контроля и управления может включать в себя подсистему управления, коммуникационную подсистему и подсистему защиты. На этапе

проектирования должны быть определены необходимые способы дистанционного управления и режимы работы, которые система контроля и управления будет поддерживать. СНЭЭ должна быть спроектирована таким образом, чтобы перебои в снабжении энергией не влияли на безопасность СНЭЭ и ее способность к повторному запуску. Необходимо определить максимальную продолжительность перебоев и в случае необходимости предусмотреть резервный источник питания. Между изготовителем (поставщиком) и заказчиком должны быть согласованы основные требования к безопасному отключению и безопасному останову системы.

Должны быть подробно описаны функциональные возможности подсистемы защиты СНЭЭ и параметры срабатывания защиты.

6.1.3 Проектирование системы накопления электрической энергии.

Проектирование СНЭЭ зависит от топологии электрической сети, а также от мощности нагрузки и генерации электроэнергии, предусмотренной в ТПН. Функциональность и назначение подключаемой СНЭЭ индивидуальны в каждом рассматриваемом варианте. В зависимости от решаемых задач к СНЭЭ могут быть предъявлены технические требования по:

- функциональности (покрытие пиковых нагрузок, обеспечение требуемой частоты, режим работы виртуальной синхронной машины и др.);
- параметрам подсистемы накопления энергии (энергоемкость, мощность и др.);
- параметрам подсистемы преобразования энергии (время отклика, контроль статизма, мощность, мощность короткого замыкания и др.);
- параметрам подсистемы защиты.

Для разработки оптимального решения, повышения адаптивности и эффективности функционирования системы требования к СНЭЭ должны быть четко определены. Также необходимо учитывать требования электрической сети. На этапе проектирования, на системном уровне и после уточнения приложения должны быть определены требования к СНЭЭ путем задания требований к соответствующим рабочим характеристикам СНЭЭ, включая:

- нормированную входную и выходную мощность;
- кратковременную входную и выходную мощность;
- нормированную энергоемкость;
- время отклика;
- энергопотребление вспомогательной подсистемой;
- саморазряд;
- эффективность заряда-разряда;
- эффективность заряда-разряда рабочего цикла;
- время восстановления;
- значение показателей рабочих характеристик в конце срока службы.

Как правило, значения нормированных рабочих характеристик необходимы для задания технических требований, устанавливаемых для определенного набора рабочих условий компонентов, устройств, оборудования или систем. При задании нормированных значений с целью проектирования СНЭЭ необходимо учитывать критические рабочие пределы диаграммы мощности, ухудшение рабочих характеристик вследствие старения, изменение условий окружающей среды и другие ограничивающие факторы. Все нормированные значения при проектировании СНЭЭ должны соответствовать значениям в конце ее срока службы.

На этапе проектирования также должен быть определен и учтен коэффициент эксплуатационной готовности.

Для СНЭЭ необходимо оценить энергопотребление вспомогательной подсистемой. Этот параметр подвержен изменению в течение срока службы СНЭЭ и поэтому должен быть указан на весь период эксплуатации СНЭЭ с учетом условий окружающей среды, ожидаемых в месте установки. Следует также учитывать влияние на эффективность СНЭЭ экстремальных погодных условий.

6.1.4 Определение параметров системы накопления электрической энергии.

Определение параметров СНЭЭ связано с выбором одного или нескольких характерных рабочих циклов, которые СНЭЭ должна выполнить в основной ТПН с тем, чтобы она соответствовала требованиям к рабочим характеристикам. Кроме того, необходимо определить минимальное и максимальное время восстановления СНЭЭ между рабочими циклами, а также требуемый срок службы СНЭЭ с учетом старения.

Технические характеристики установленных рабочих циклов должны включать:

- продолжительность и периодичность;
- требуемый график активной мощности в основной ТПН с указанием допустимых отклонений (максимальное и минимальное);
- требуемый график реактивной мощности в основной ТПН с указанием допустимых отклонений (максимальное и минимальное).

Следует учесть, что графики активной и реактивной мощности в основной ТПН могут включать периоды времени, в течение которых активная и/или реактивная мощность равны нулю. Графики должны давать представление о скорости изменения активной и реактивной мощности и их предельные значения.

Поскольку начальные значения параметров каждого рабочего цикла должны быть в определенных пределах, то может потребоваться цикл восстановления до состояния, в котором станет возможен очередной рабочий цикл. Степень свободы в циклах восстановления зависит преимущественно от условий сети. Для расчета параметров СНЭЭ необходимо задать следующие значения параметров процесса восстановления:

- минимальная продолжительность;
- максимальная продолжительность;

- диапазон допустимых значений выходной или входной активной мощности, включая максимальные и минимальные значения;
- требования или ограничения по входной и выходной реактивной мощности;
- максимально допустимые скорости изменения активной и реактивной мощности;
- допустимый диапазон значений коэффициента мощности в основной ТПН;
- требования к значению коэффициента мощности.

При определении рабочих характеристик СНЭЭ по параметрам рабочих циклов и времени восстановления необходимо учитывать наиболее вероятные сценарии развития событий в электрической системе. Следует также учитывать перспективы развития электрической системы в отношении генерации и нагрузки, а также изменения в структуре сети.

Требования определяют, исходя из набора рабочих циклов с различной продолжительностью (кратковременные и длительные) и с различными максимальными значениями мощности. В этом случае для правильного описания возможностей СНЭЭ может потребоваться совмещение рабочих циклов, характерных для различных условий эксплуатации.

Должны быть определены следующие характеристики рабочих циклов:

- время отклика;
- общая продолжительность;
- начальное содержание энергии;
- содержание энергии в конце рабочего цикла;
- максимальное значение активной выходной мощности;
- максимальное значение активной входной мощности;
- периодичность изменения активной мощности;
- периодичность переключений между активной входной или выходной мощностью;

- максимальная выходная энергия за рабочий цикл, т.е. максимальная выходная энергия в течение рабочего цикла в основной ТПН при отдаче только активной мощности (математический интеграл выходной активной мощности за период, в который выдается только активная мощность);

- максимальная входная энергия за рабочий цикл, т.е. максимальная входная энергия в течение рабочего цикла в основной ТПН при отборе только активной мощности (математический интеграл входной активной мощности за период, в который отбирается только активная мощность);

- максимальное значение реактивной выходной мощности;

- максимальное значение реактивной входной мощности;

- периодичность изменения реактивной мощности;

- периодичность переключений между реактивной входной и выходной мощностью.

Основные параметры СНЭЭ для проектируемых СЭС:

1. Базовая схема подключения. AC-Coupled (через переменный ток): СНЭЭ подключается параллельно СЭС к общей точке соединения с сетью, для обеспечения независимой работы СНЭЭ и СЭС а также дальнейшего упрощения масштабирования.

2. Основные компоненты архитектуры

- а) Накопительный блок выполняется литий-ионными батареями LFP (LiFePO_4).

- б) Мощность установки 8 МВт (30% от мощности СЭС),

- в) Ёмкость СНЭЭ 5 МВт·ч (обеспечивает 30–60 мин работы).

- г) Исполнение контейнерное решение (например Росатом РЭНЕРА по 1–4 МВт·ч/контейнер).

- д) Для безопасного функционирования необходимо предусмотреть систему жидкостного охлаждения, газовое пожаротушение.

3. Система преобразования энергии Преобразование постоянного тока (DC) батарей в переменный (AC) для сети, обратное преобразование при заряде, с наличием возможности регулирования мощности и частоты.

Требование к быстродействию системы не более 100 мс (для компенсации провалов мощности СЭС).

4. Система управления должна включать в себя возможность прогнозирования генерации СЭС на основе метеоданных (облачность, осадки), оптимизацию циклов заряда/разряда СНЭЭ, интеграцию с АСУ ТП СЭС а также возможность дистанционного управления из диспетчерского центра.

6.1.5 Цифровизация распределительного устройства 110 кВ проектируемых солнечных электростанций

В последние годы цифровизация стала одним из важнейших векторов развития энергосистем во всем мире. Она неразрывно связана с появлением функциональных структур нового поколения – так называемых цифровых подстанций (ПС), цифровых распределительных устройств (РУ), цифровых сетей, цифровой диагностики [22, 53].

С 2018 г., согласно стандарту, цифровая ПС обрела новое понимание. Теперь под термином «Цифровая подстанция» стали подразумевать подстанцию электроэнергетической системы с высоким уровнем автоматизации. В этой системе процессы информационного обмена между её элементами, а также управления её работой производятся в цифровом виде на основе стандартов серии МЭК 61850. Отличием этого определения от определения 2011 г. является наличие в основе технологии построения цифровой ПС международного стандарта МЭК 61850, где детально описывается реализация таких ПС [53].

К несомненным преимуществам данной технологии относятся:

- невысокая стоимость реализации;
- существенное (25-30%) сокращение объема кабельной продукции;
- полное соответствие действующим НТД ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС»;
- ПДС – полевые контроллеры, устанавливаемые в помещении в непосредственной близости к силовому оборудованию;

- габариты подстанций существенно меньше, чем с ОРУ аналогичного класса напряжения, что снижает экономический эффект от применения данного решения;

- ПДС, выполняющие сбор сигналов всех коммутационных аппаратов присоединения, в том числе с отключением выключателя от РЗА по GOOSE.

Результатом данного этапа является полная «оцифровка» дискретных сигналов ТС, ТУ, ОБ для всех коммутационных аппаратов и сокращение объема кабельной продукции ориентировочно на 50% в сравнении с исходным состоянием.

- полевые преобразователи аналоговых сигналов (ПАС), устанавливаемые в шкафы ИНБРЭС-ШПАС с выходом МЭК 61850-9-2, подключаемые к цепям традиционных ТТ/ТН;

- предусматривается полная «оцифровка» всех аналоговых цепей на ПС, с сохранением возможности использования традиционного оборудования вторичных систем.

- цифровые измерительные трансформаторы (ЦИТ) с выходом МЭК 61850-9-2. Максимальное применение цифровых технологий с сохранением распределенной структуры РЗА, ПА, АСУТП и прочих вторичных систем объекта [53].

Цели создания.

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 ПС (применение оптических цифровых ТТ и ТН, современного микропроцессорного вторичного оборудования даст возможность уменьшить);

- увеличение срока службы силового электрооборудования (расширенная диагностика);

- уменьшение затрат на проектирование, монтаж и пусконаладку (уменьшение количества кабелей, уменьшение кол-ва 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 т.ч. метрологических характеристик; сбор и отображение исчерпывающей информации о состоянии и функционировании ПС);

увеличение точности измерений (особенно при токах менее 10-15% I_n) и увеличение благодаря этому точности учета электроэнергии и точности ОМП;

- сокращение возможности появления дефектов типа «земля в сети постоянного тока» (сокращение размерности СОПТ ввиду использования цифровых оптических связей);

- 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, отказов РЗА (применение оптических кабелей вместо медных повысит электромагнитную совместимость современного вторичного оборудования

- микропроцессорных устройств РЗ и автоматики);

- повышение алгоритмической надежности функционирования РЗА (отсутствие насыщения и возможность измерения аperiodической составляющей у оптических цифровых ТТ позволит упростить и усовершенствовать алгоритмы РЗА);

- уменьшение потребления по цепям переменного тока и напряжения (в результате применения оптических ТТ и ТН) [22].

Описание структуры цифровой подстанции.

Термин «Цифровая подстанция» (ЦПС) обозначает особое (цифровое) построение и взаимодействие технологических систем подстанции (таких как РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ и т.д.) внутри каждой системы, между системами, а также между системами и первичным оборудованием. Работа и управление такими подстанциями базируется на программно-техническом комплексе цифровой подстанции (ПТК ЦПС), разделенном на структурные уровни (процесса, присоединения и подстанции), которые объединяются между собой посредством сегментов локально вычислительной сети Ethernet. Сегменты локально-вычислительной сети (ЛВС) образуют:

- шину процесса, объединяющую уровни процесса и присоединения;
- шину подстанции, объединяющую уровни присоединения и подстанции.

Уровень процесса.

Назначение:

- организация сопряжения основного оборудования с ПТК ЦПС;
- сбор дискретной информации с «сухих» контактов основного оборудования (например, с блок-контактов коммутационных аппаратов) и её оцифровка;
- сбор аналоговой информации (например, с измерительных трансформаторов тока и напряжения) и её оцифровка (при применении оптических измерительных трансформаторов сигнал изначально оцифрован);
- передача собранной информации на вышестоящие уровни;
- получение команд управления от вышестоящих уровней в цифровом виде с воздействием на основное оборудование (например, включить/отключить коммутационный аппарат).

Состав:

- в случае отсутствия у основного оборудования встроенного цифрового интерфейса для оцифровки сигналов используют устройства сопряжения с объектом (УСО):

а) ПАС (AMU) – преобразователи аналоговых сигналов;

б) ПДС (DMU) – преобразователи дискретных сигналов. - указанные устройства могут быть отдельными или объединенными в одном комбинированном устройстве.

- УСО для оцифровки не требуется, если цифровой интерфейс изначально встроен в основное оборудование (например, сбор аналоговых сигналов выполняется напрямую с оптических трансформаторов тока и напряжения).

- оба варианта соответствуют СТО 34.01-21-004-2019.

- на практике часто встречаются решения, где устройства уровня процесса совмещены с устройствами уровня присоединения.

Способ передачи данных:

- от основного оборудования до преобразователей аналоговых и дискретных сигналов (ПАС и ПДС) информация передается по контрольному кабелю с медными жилами.

ПАС и ПДС стремятся установить максимально близко к основному оборудованию.

- далее от ПАС и ПДС по волоконнооптическим кабельным линиям информация поступает в коммутаторы шины процесса.

- аналоговая информация в цифровом виде передается в виде потока данных SVпоток.

- SV-поток состоит из кадров Ethernet в соответствии со спецификацией МЭК 61850-9-2LE.

- в соответствии со спецификацией МЭК 61850-9-2LE с учетом МЭК 61869:

- поток данных для целей релейной защиты и автоматики и измерений включает в себя 1 набор данных (4 тока, 4 напряжения), за период осуществляется передача 80 кадров Ethernet.

- поток данных для целей коммерческого учета и контроля качества электроэнергии включает в себя 8 наборов данных (в каждом по 4 тока, 4 напряжения), за период осуществляется передача 32 кадров Ethernet [22].

Уровень присоединения.

Назначение:

- прием и обработка данных, получаемых от устройств уровня присоединения;
- выполнение соответствующих алгоритмов прикладных функций с передачей режимной и диагностической информации на уровень шины подстанции;
- обмен информацией с уровнями процесса.

Состав:

- интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ), выполняющие прикладные функции АСТУ, включая РЗА, для соответствующего основного оборудования [СТО 34.01-21-004-2019].

Способ передачи данных:

- Мгновенные значения тока и напряжения принимаются ИЭУ по протоколу МЭК 61850-9-2 SV по шине процессов по волокну-оптическим линиям связи.
- Обмен дискретной информацией с устройствами уровня процесса и другими устройствами уровня присоединения происходит по протоколу МЭК 61850-8-1 GOOSE по волокну-оптическим линиям связи.

Уровень подстанции.

Назначение:

- консолидация информации, получаемой от уровня присоединения;
- обеспечение скоординированного выполнения команд оператора непосредственно на подстанции и/или команд вышестоящего уровня управления с формированием управляющих воздействий с использованием сервисов МЭК 61850-8-1:
- для управления основным оборудованием;

- для управления программными ключами в составе АСТУ;
- для изменения уставок;
- прием и обработка данных, получаемых от устройств уровня присоединения;
- выполнение соответствующих алгоритмов прикладных функций с передачей режимной и диагностической информации на уровень шины подстанции;
- обмен информацией с уровнями процесса; Состав: - сервера АСУ ТП / ССПИ;
- сервера и АРМ SCADA системы ЦПС;
- устройства регистрации параметров переходных процессов в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах;
- средства информационной интеграции цифровой ПС и ЦУС в соответствии с МЭК 61850-90-2 - данный уровень должен быть образован серверами, объединенными в отказоустойчивый кластер, на платформе виртуализации которого работают сервера и АРМ уровня подстанции.

Способ передачи данных:

- сервера уровня подстанции взаимодействуют с устройствами уровня присоединения по ЛВС шины подстанции, используя сервисы клиент-серверного обмена в соответствии с МЭК 61850-8-1, обмен файловой информацией производится с использованием сервисов файлового обмена в соответствии с МЭК 61850-8 - для информационного обмена ЦПС с вышестоящими уровнями управления (ЦУС) и бизнес-аналитики для передачи оперативной и неоперативной информации в обоих направлениях сервера ССПИ должны поддерживать сервисы клиент-серверного обмена в соответствии с МЭК 61850-8-1.
- для информационного обмена с существующими (унаследованными) SCADA системами, не имеющими возможности клиент-серверного обмена в соответствии с МЭК 61850-8-1, сервера ССПИ должны в том числе поддерживать протокол МЭК 60870-5-104 [СТО 34.01-21-004- 2019] [22].

Достоинства и недостатки, области применения ЦПС.

Плюсы: Снижение стоимости оборудования на 30%:

- уменьшенная стоимость внедрения оборудования на смежных подстанциях за счёт использования общего оборудования;

- минимизация размеров здания общеподстанционных пунктов управления (ОПУ) за счёт сокращения количества медных кабелей, панелей и т.д. Сокращение сроков проектирования до 25%:

- стандартизированные физические интерфейсы;

- упрощённые прошивка и настройки;

- упрощённое автоматическое создание чертежей с помощью программного обеспечения;

- стандартизированное документирование соединений с первичным оборудованием.

Сокращение объёмов монтажных и пусконаладочных работ до 45%:

- установка объединенного устройства управления подстанцией, совмещающего функции управления и релейной защиты, сокращает временные затраты на монтаж за счёт исключения кабельных соединений;

- снижение риска ошибки за счёт стандартизированных физических соединений;

- упрощённая установка шкафов управления за счёт понятного интерфейса подключения;

- нивелирование ошибок благодаря регулярному мониторингу;

- обеспечение безопасности сотрудникам на объекте за счёт отсутствия кабелей в здании ОПУ.

Сокращение затрат до 15% на обслуживание энергообъекта:

- возможность расширения и модернизации системы в процессе эксплуатации;

- снижение количества приёмных проверок благодаря стандартизированного подхода к этапам разработки и монтажа оборудования.

Минусы:

- Пробелы в НТД;
 - отсутствие промышленных образцов цифровых ТТ и ТН, годных к широкому внедрению на энергообъектах;
 - отсутствие единого подхода субъектов энергетики к цифровизации объектов;
 - необходимо разрабатывать ПО для проектирования ЦПС.
- Разработка ПО в соответствии с ИЕС 61850-4;
- оборудование и ПО должно проходить опытную эксплуатацию для определения явных преимуществ;
 - повышение квалификации наладочных, эксплуатирующих и проектных организаций;
 - создание и проведение курсов по ЦП на базе сформированных стандартов;
 - применение сервисов цифрового проектирования, наладки, снижающих сложность для использования;
 - необходимость подготовки специалистов РЗА со знанием цифровых технологий – системный инженер (как предложение), который имеет базовые знания по электроэнергетике, РЗА и цифровым системам связи ЦПС;
 - проблема кибербезопасности – отсутствие адекватных предложений по решению вопроса;
 - высокая стоимость технологии на первом этапе;
 - обеспечение работоспособности системы РЗА, нужно рассчитывать параметры локально-вычислительной сети (ЛВС). Т.е. РЗА избавится от дискретных цепей, но будет зависеть от коммуникационной сети подстанции [55].

6.2 Выводы

Исходя из вышеперечисленного, для проектирования подключения ПС Зерновая и ПС Д предлагается применение следующих инновационные технологии:

– Применение автоматического регулирования источников реактивной мощности для повышения напряжения в электрических сетях позволит на шинах 35 кВ обеспечить снижение реактивной составляющей тока трансформаторов вплоть до полной компенсации реактивной мощности нагрузки;

– Цифровая подстанция поскольку это определенно новый качественный шаг к будущему энергетики. Переход к необслуживаемым подстанциям — это то к чему необходимо стремиться для безопасности обслуживающего персонала, экономии и бережливости в современном мире.

Возможность применения данных технологий для разрабатываемых вариантов рассмотрим в следующем разделе.

7 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТА

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

7.1 Капитальные вложения

В задачи данного раздела входит определение капитальных вложений в сооружение ЛЭП и подстанций. Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Суммарные затраты этих ресурсов называются капитальные вложения.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

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

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}. \quad (37)$$

Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования ПС, а также весьма значительный и различный по составу объем работ при расширении и реконструкции ПС, их стоимость может быть определена набором отдельных основных элементов, к которым относятся:

1. стоимость распределительных устройств;
2. трансформаторы (АТ);
3. компенсирующие и регулирующие устройства;
4. постоянная часть затрат;
6. затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 6 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1–5):

1,5–2,0 % – временные здания и сооружения;

8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;

1,0–1,2 % – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;

10,0–11,0 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (38)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформаторов, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

$K_{ПС*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ПС;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ВЫКЛ}$ – стоимость ячеек выключателей, зависящая от исполнения и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капитальные вложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (39)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии;

l – длина трассы;

$K_{ВЛ*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ВЛ;

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 6,58$, при условии, что цены взяты за 2000 год.

Расчёт капитальных вложений для варианта подключения объектов на напряжение 220 кВ приведён в приложении Б. Результаты расчета

капитальных вложений для варианта №1 сведены в таблицу 54, для варианта №2 представлены в таблице 55.

Таблица 54 – Капитальные вложения для варианта №1

Элементы сети	K , тыс.руб	Оборудование
Проводники	890	0,4 км АС-185/24
Трансформаторы	8100	ТРДН -32000
Постоянная часть затрат	11000	-
Стоимость распределительных устройств	7000	Блок линия - трансформатор

Таблица 55 – Капитальные вложения для варианта №4

Элементы сети	K , тыс.руб	Оборудование
Проводники	890	2,5 км АС-240/32
Трансформаторы	11000	ТРДН -32000
Постоянная часть затрат	26000	-
Стоимость распределительных устройств	12500	Блок линия - трансформатор

Суммарные капитальные вложения для вариантов развития сети:

- вариант №1: $K_{\text{общ}} = 1051576$ тыс.руб;

- вариант №4: $K_{\text{общ}} = 1530000$ тыс.руб.

7.2 Расчет эксплуатационных издержек

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

$$I = I_{AM} + I_{\text{Э.Р}} + I_{\Delta W}, \quad (40)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

$I_{\text{Э.Р}}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$ – затраты на потери электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{\text{Э.Р}} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (41)$$

где $\alpha_{\text{тэоВЛ}}$, $\alpha_{\text{тэоПС}}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ($\alpha_{\text{тэоВЛ}} = 0,007\%$; $\alpha_{\text{тэоПС}} = 0.05\%$).

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (42)$$

где ΔW - потери электроэнергии, КВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 КВт·ч электроэнергии, принята 1.6 руб/КВт·ч[24].

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах.

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (43)$$

где K – капитальные вложения в соответствующие оборудование;

a_p - норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Расчёт эксплуатационных издержек вариантов приведен в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 56.

Таблица 56 – Издержки

Вариант	И _{э.р.} , тыс.руб	И _{ам.рен.} , тыс.руб	И _{ΔW} тыс.руб	И, тыс.руб
№1	6081	52580	44	58700
№4	8506	75061	48	83615

7.3 Определение среднегодовых эксплуатационных 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 принимается в качестве оптимального тот вариант, у которого меньше стоимость потерь электроэнергии. 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:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (44)$$

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

K – капитальные вложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капитальными вложениями и издержками, получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 57.

Таблица 57 – Сравнение вариантов

Вариант	Капитальные вложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	1051576	58700	163861
4	1530000	83615	236615
Δ , %	31,2	29,7	30,7

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №1, так как капитальные вложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 30,7% по сравнению с вариантом №4.

7.4 Оценка экономической эффективности проекта

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

Оценка экономической эффективности варианта №2

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (45)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max}, \quad (46)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

$T_{\max}$ – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5500 ч.

$$W_t = 13230 \cdot 5500 = 115900 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

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

Прибыль от реализации продукции определится:

$$\Pi_{\sigma t} = O_{Pt} - I_t - K_t - U_t; \quad (47)$$

где K_t – суммарные капитальные вложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

U_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (П_{6t}). \quad (48)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($П_{чt}$) численно равна прибыли от реализации ($П_{6t}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$П_{чt} = П_{6t} - H_t; \quad (49)$$

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

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (50)$$

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

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капитальные вложения в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 15.

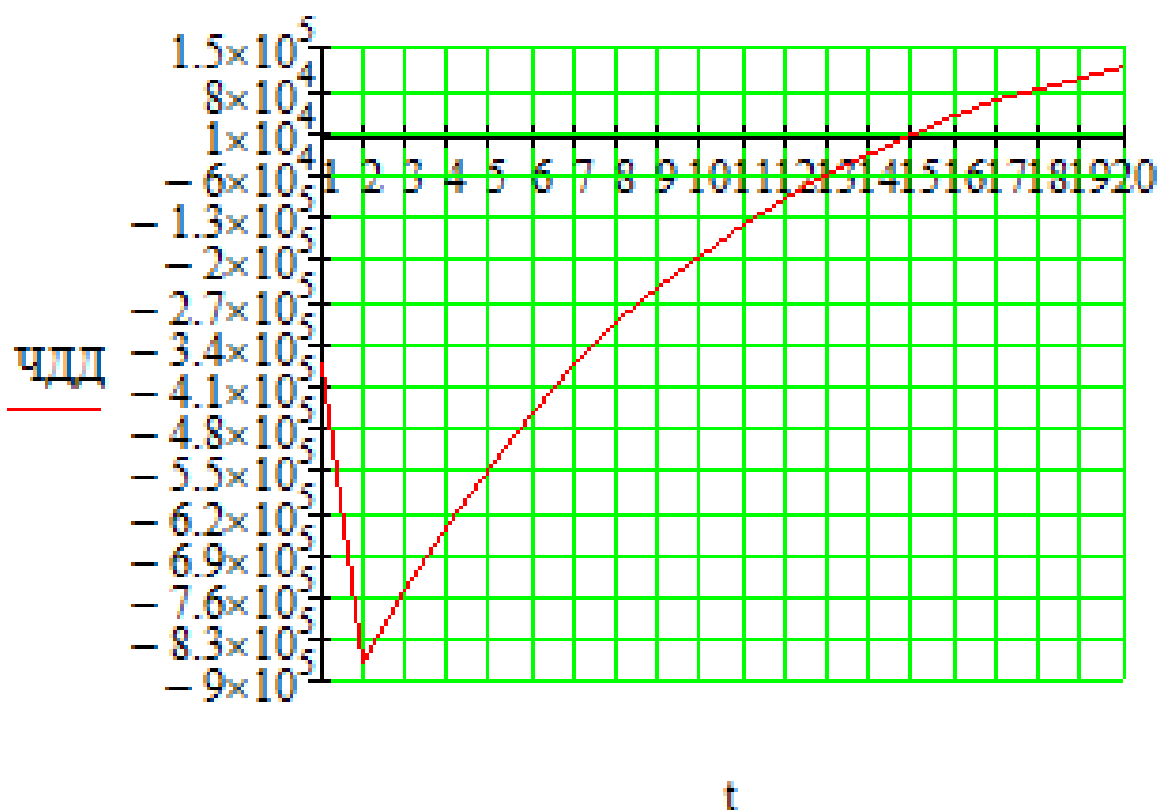


Рисунок 18 – График ЧДД

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 [1]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (51)$$

где K – суммарные капитальные вложения;
 Ξ_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 №2 в приложении Б.

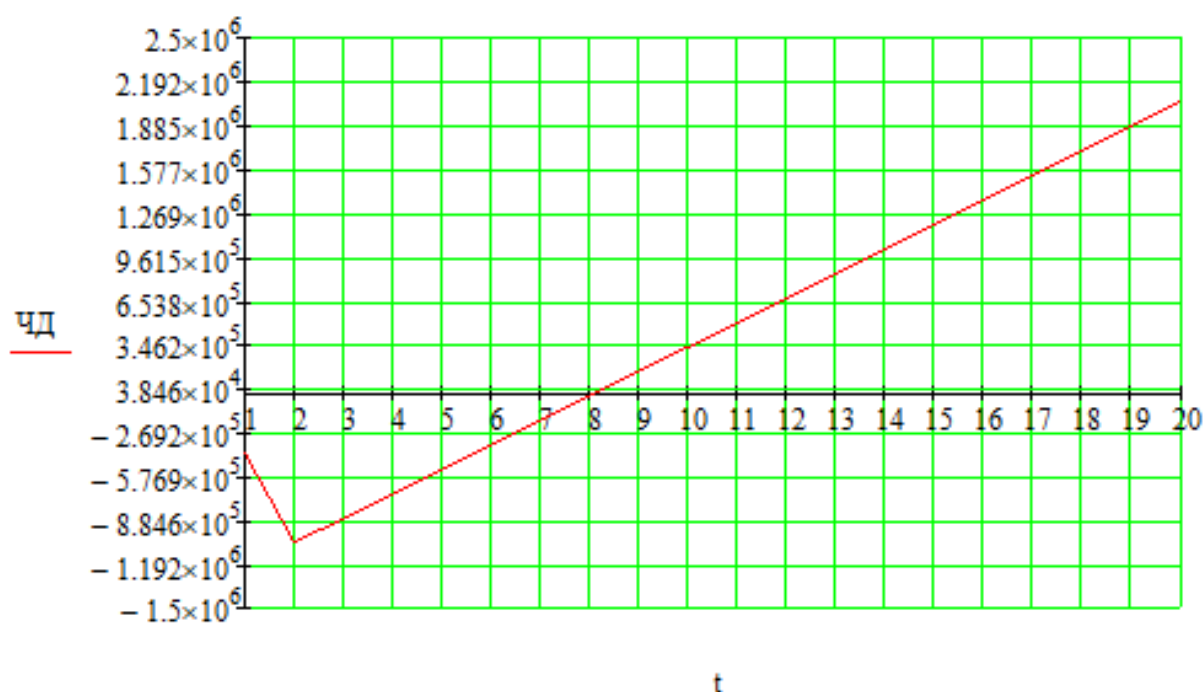


Рисунок 19 – График ЧД

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капитальных вложениях в 1030 миллионов руб. составит 15 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $IDД > 1$ ($IDД = 1.117$). Рентабельность проекта составит 16.652 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения курсового проекта выполнен структурный и режимный анализ участка существующей электрической сети Амурской области. Выявлены слабые места электрической сети данного района.

Рассчитаны вероятностные характеристики электрических нагрузок, определяющиеся с целью проектирования надежной и экономически выгодной электрической сети.

Предложены несколько вариантов развития электрической сети данного района проектирования с применением инновационного оборудования и использования элементов активно-адаптивной сети, позволяющие повысить надёжность электроснабжения потребителей электроэнергии, уменьшить потери электроэнергии в сети.

Подготовлено техническое обоснование вариантов, осуществлено проектирование подстанций, линий электропередачи, сделан выбор необходимых элементов электрической сети с целью повышения функционирования сети.

Выполнены расчёты нормальных и послеаварийных режимов электрической сети для каждого из предлагаемых вариантов развития.

Разработан оптимальный вариант инновационного развития электрической сети на основании расчётов экономической эффективности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. AI Explainability and Governance in Smart Energy Systems: A Review // arxiv.org URL: <https://arxiv.org/vc/arxiv/papers/2211/2211.00069v1.pdf> (дата обращения: 18.04.2024).
2. Application of Deep Learning Methods in Monitoring and Optimization of Electric Power Systems // arxiv.org URL: <https://arxiv.org/pdf/2309.00498.pdf> (дата обращения: 18.04.2024).
3. Artificial Intelligence in Power System Optimization // www.oreilly.com URL: <https://www.oreilly.com/library/view/artificial-intelligence-in/9781466573420/> (дата обращения: 18.04.2024).
4. Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования часть 1 электроэнергетические системы и сети / С. С. Ананичева, А. Л. Мызин, С. Н. Шелюг – Екатеринбург : Изд-во УГТУ, 2005. – 52 с.
5. Басова Т.Ф., Борисов Е.И., Бологова В.В. и др. Экономика и управление энергетическими предприятиями: Учебник для студентов высших учебных заведений / под ред. Кожевникова Н.Н. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 432 с.
6. Васильева В.Я., Дробиков Г.А., Лагутин В.А. Эксплуатация электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие. – Чебоксары: Чувашский гос. ун-т, 2000. – 864 с.
7. Выбор силовых трансформаторов // Каталог силовых трансформаторов с характеристиками и фото [Электронный ресурс]. URL: <http://silovoytransformator.ru/stati/silovye-transformatory.html> (дата обращения 22.11.2023).
8. Габариты трансформаторов // Блог проектировщика: материалы для расчета и оформления проектов [Электронный ресурс]. URL: <http://energoproekt.blogspot.ru/2009/05/gabarity-transformatorov.html> (дата обращения 22.11.2023).

9. ГОСТ 16110-82. Трансформаторы силовые. Термины и определения.
10. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей.
11. ГОСТ Р 59364-2021. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования.
12. ГОСТ Р 59365-2021. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования.
13. ГОСТ Р 59366-2021. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Концентраторы синхронизированных векторных данных. Нормы и требования.
14. Использование искусственного интеллекта в энергетике: технологии и перспективы // tmr-power.com URL: <https://tmr-power.com/stati/ispolsovanie-ai-v-energetike> (дата обращения: 18.04.2024).
15. Кадомская К.П. Высоковольтные В Л. Эффективность и управляемость шунтирующих реакторов // Новости электротехники. - № 3(51) - 2008. - С. 70-71.
16. Казакул, А. А. Алгоритмы задач электроэнергетики: методические указания по выполнению лабораторных работ / А. А. Казакул – Благовещенск : Изд – во АмГУ, 2014. – 134 с.
17. Карапетян, И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей. 4-е издание [Электронный ресурс] / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро. - М.: ЭНАС, 2012. - 376 с. Режим доступа: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=84939>

18. Китушин, В. Г. Надежность энергетических систем [Текст] : учеб. пособие / В. Г. Китушин Ч. 1 : Теоретические основы. – Новосибирск : изд-во НГТУ, 2003. -255 с.
19. Кондратенко Д.В., Цыганов С.И. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы как средство повышения эффективности работы электроэнергетических систем// Электро. - 2008. - №1.
20. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281. – Режим доступа :<http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294812/4294812999.pdf>
21. Методические указания по устойчивости энергосистем СО153 34.20.576-2003, утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. №277. – Режим доступа :<http://www.gostrf.com/normadata/1/4294814/4294814841.pdf>
22. 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.
23. Мясоедов, Ю. В. Электрические станции и подстанции : учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. — Благовещенск : АмГУ, 2013. — 201 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156454>
24. Мясоедов, Ю.В. Расчёт симметричных и несимметричных коротких замыканий в системах электроснабжения : уч. пособие / Ю.В. Мясоедов, Л.Б. Гоголева. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2008. – 186 с.
25. Немировский, А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие / А. Е. Немировский, И. Ю. Сергиевская, Л. Ю. Крепышева. — 4-е изд. — Москва, Вологда : Инфра-Инженерия, 2020. — 174 с. — ISBN 978-5-9729-0404-4. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL:

<http://www.iprbookshop.ru/98362.html> (дата обращения: 13.04.2022). — Режим доступа: для авторизир. Пользователей

26. Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Приморского РДУ 2023 г;

27. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. N 380. Режим доступа :www.sahen.elektra.ru/POTREBL/RASK_INF/19_380.docx

28. Острейковский, В.А. Теория надежности [Текст] : учеб. : рек. УМО / В. А. Острейковский. -2-е изд., испр. . -М. : Высш. шк., 2008. - 464 с.

29. Пекелис В.Г., Чашкина С.Ю. К вопросу об эффективности применения управляемых шунтирующих реакторов большой мощности // Электротехника. -2003. - №1- С.13-18.

30. Повышение пропускной способности ЛЭП -
/<https://locus.ru/about/library/povyshenie-propusknoy-sposobnosti-lep/>

31. Половко, А.М. Основы теории надежности [Текст] : практикум : рек. УМО / А.М. Половко, С. В. Гуров. - СПб. : БХВ-Петербург, 2006. - 558 с.

32. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.- М. : Омега-Л, 2006, 2013. – 269 с.

33. Приказ по проектированию развития энергосистем Минэнерго России от 06 декабря 2022 г. N 1286.

34. Проектирование электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учебное пособие / С. Н. Антонов, Е. В. Коноплев, П. В. Коноплев, А. В. Ивашина. — Электрон. текстовые данные. — Ставрополь : Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. — 104 с. — 2227-8397. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/47343.html>

35. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Б.Н. Неклепаев [и др.]. – М. :, 2013. – 36 с.
36. Розанов Ю.К., Основы современной энергетики. Том 2. Современная электроэнергетика. [Электронный ресурс] : учеб. / Розанов Ю.К., Старшинов В.А., Серебрянников С.В.. — Электрон.дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2010. — 632 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72256>
37. Розанов Ю.К., Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учебное пособие. [Электронный ресурс] : учеб.пособие / Розанов Ю.К., Бурман А.П., Шакарян Ю.Г.. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2012. — 384 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72311>
38. Савина, Н. В. Возможности вейвлет–анализа при диспетчерском и технологическом управлении энергообъектами [Текст] / Н. В. Савина, Л. А. Гурина, Ю. В. Мясоедов // Энергетика России в XXI веке: развитие, функционирование, управление : сб. трудов Всероссийской конференции. – Иркутск, 2005. – С. 635–642.
39. Савина, Н. В. Методы расчета и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях / Н. В. Савина. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. – 150 с.
40. Савина, Н. В. Практикум по электрическим сетям : учебное пособие / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов, В. Ю. Маркитан. — Благовещенск : АмГУ, 2014. — 254 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156469> (дата обращения: 12.04.2024).
41. Савина, Н. В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : методические указания / Н. В. Савина. — Благовещенск : АмГУ, 2013. — 65 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156471> (дата обращения: 12.03.2024).

42. 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.

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

44. Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем [Электронный ресурс] :учебное пособие / Н. В. Савина. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 194 с. – Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7031.pdf

45. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей [Электронный ресурс] : метод. указ. для самостоят. работы магист. направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. – 2-е изд., испр. и доп. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 36 с. – Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9632.pdf

46. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей [Электронный ресурс] : метод. указ. к курсовому проектированию магист. направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. – 2-е изд., испр. и доп. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 46 с. – Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9633.pdf

47. 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.

48. СО 153– 34.20.118– 2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем: Москва: ФГУП НТЦ "Промышленная безопасность" – 2006 – 53 с. [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://www.znaytovar.ru/gost/2/SO_15334201182003_Metodicheski.html.

49. СТО 34.01-21-004-2019. Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ. Стандарт организации; введен 2019-03-29. - ПАО «Россети», 2019. - 114 с.

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

51. СТО 56947007- 29.060.50.268-2019. Указания по проектированию ВЛ 220 кВ и выше с неизолированными проводами нового поколения.

52. 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.

53. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022-2028 годы. Введ. 2022-02-28. – Минэнерго России, 2022. – 257 с.

54. Схема нормального зимнего режима электрических соединений Приморских электрических сетей, зимний режим 2023 г.

55. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. – Режим доступа : <http://www.fskees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf>

56. Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html>- 29.04.2024

57. Ушаков, В. Я. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие для вузов В. Я. Ушаков. — Москва : Издательство Юрайт, 2020. — 446 с. — (Высшее образование). — ISBN 978-5-534-00649-0. — Текст : электронный // ЭБС Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/451327> (дата обращения: 07.04.2024).

58. Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели сетей 35 – 1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : ЭНАС, 2013. – 376 с.

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

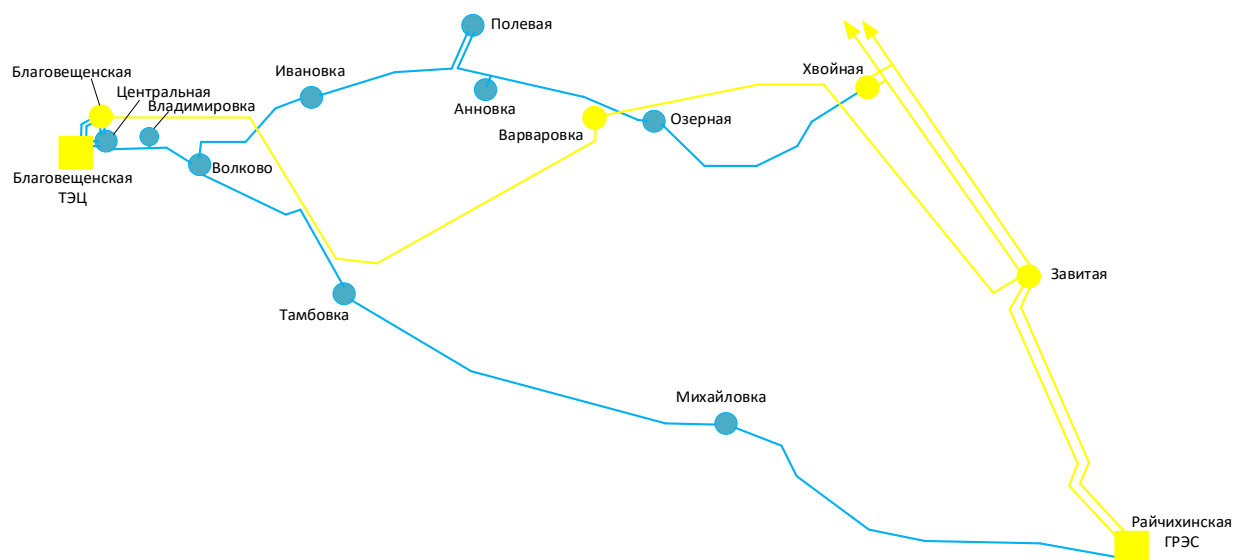
60. Электротехнический справочник. Том 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. [Электронный ресурс] : справ. — Электрон.дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2009. — 964 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72341>

61. Электротехническое оборудование последнего поколения [Электронный ресурс] : учеб. пособие для магист. программы "Электроэнергет. системы и сети" / сост. А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева; АмГУ, Эн. ф. - 2-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 165 с. Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9692.pdf

62. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. – Введ. 2020-06-09. – Москва : Правительство Российской Федерации, 2020. – 93 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Граф рассматриваемого эквивалента сети



Приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

ТДН 16000/110/10

$$S_{\text{НОМ}} := 16000 \quad \text{кВА}$$

$$P_{\text{к}} := 90000 \quad \text{Вт}$$

$$P_{\text{хх}} := 21000 \quad \text{Вт}$$

Нагрузки эквивалентного графика по участкам:

$$S_1 := 2940 \quad \text{кВА} \quad S_5 := 13230 \quad \text{кВА} \quad S_9 := 8820 \quad \text{кВА}$$

$$S_2 := 2940 \quad \text{кВА} \quad S_6 := 14700 \quad \text{кВА} \quad S_{10} := 7350 \quad \text{кВА}$$

$$S_3 := 2940 \quad \text{кВА} \quad S_7 := 12495 \quad \text{кВА} \quad S_{11} := 5880 \quad \text{кВА}$$

$$S_4 := 7350 \quad \text{кВА} \quad S_8 := 13965 \quad \text{кВА} \quad S_{12} := 5880 \quad \text{кВА}$$

$$t := 2 \quad \text{ч}$$

3 ПРЕОБРАЗОВАНИЕ МНОГОСТУПЕНЧАТОГО ГРАФИКА
НАГРУЗКИ В ДВУХСТУПЕНЧАТЫЙ:

$$K_1 := \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t + S_2^2 \cdot t + S_3^2 \cdot t + S_4^2 \cdot t + S_5^2 \cdot t + S_6^2 \cdot t + S_7^2 \cdot t + S_8^2 \cdot t + S_9^2 \cdot t + S_{10}^2 \cdot t + S_{11}^2 \cdot t + S_{12}^2 \cdot t}{12 \cdot t}} = 0.577$$

Участок перегрузки:

$$K_2' := \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} = 6.25 \times 10^{-5}$$

$$S_{\text{max}} := 14700 \quad \text{кВА}$$

$$K_{\text{max}} := \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} = 0.919$$

$$0.9 \cdot K_{\text{max}} = 0.827$$

Так как $0.9 \cdot K_{\text{max}} < K_2'$, то следует $K_2 = K_2'$

$$K_2 := (0.9 \cdot K_{\text{max}}) = 0.827$$

Расчётная продолжительность перегрузки:

$$h := \frac{(K_2')^3}{(0.9 \cdot K_{\text{max}})^2} = 3.571 \times 10^{-13} \quad \text{ч}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

РАСЧЁТ ТЕМПЕРАТУРЫ НАИБОЛЕЕ НАГРЕТОЙ ТОЧКИ И ОТНОСИТЕЛЬНОГО ИЗНОСА ИЗОЛЯЦИИ.

Постоянная времени нагрева трансформатора согласно ГОСТ:

$$T_{ПН} := 3 \quad \text{часа}$$

Определяется температура нагрева масла:

$v_{M,НОМ}$ -превышение температуры масла в верхних слоях над температурой окружающей среды при номинальных условиях

Для системы охлаждения М и Д:

$$v_{M,НОМ} := 55 \quad ^\circ\text{C}$$

$$x := 0.9$$

Отношение потерь короткого замыкания к потерям хх.:

$$d := \frac{P_K}{P_{XX}} = 4.286$$

$v_{о.э}$ - эквивалентная зимняя температура, принимаемая по справочным данным

Для Амурской области

$$\Theta_{охл} := -18.6 \quad ^\circ\text{C}$$

$$v_{M,K1} := v_{M,НОМ} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K_1^2}{1 + d} \right)^x = 27.302 \quad ^\circ\text{C}$$

Температура масла не превышает предельно допустимые ($115 \text{ } ^\circ\text{C}$).

Определяется температура наиболее нагреток точки обмотки:

$v_{ННТ,М,НОМ}$ -суммарный перепад температуры между наиболее нагретой точкой изоляции и верхними слоями масла при номинальных условиях.

Для системы охлаждения М,Д:

$$v_{ННТ,М,НОМ} := 23 \quad ^\circ\text{C}$$

$$y := 1.6$$

$$v_{ННТ,М,K1} := v_{ННТ,М,НОМ} \cdot K_1^y = 9.545 \quad ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки:

$$\Theta_{ННТ,K1} := \Theta_{охл} + v_{M,K1} + v_{ННТ,М,K1} = 18.247 \quad ^\circ\text{C}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Температура наиболее нагретой точки обмотки в переходном тепловом режиме нагрева:

$$v_{M.K2} := v_{M.HOM} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K_2^2}{1 + d} \right)^x = 42.126 \quad ^\circ\text{C}$$

$$v_{M.h} := v_{M.K1} + (v_{M.K2} - v_{M.K1}) \cdot \left(1 - e^{\frac{-h}{T_{ПН}}} \right) = 27.302 \quad ^\circ\text{C}$$

$$v_{HHT.M.K2} := v_{HHT.M.HOM} \cdot K_2^y = 16.968 \quad ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{HHT.h} := \Theta_{OHL} + v_{M.h} + v_{HHT.M.K2} = 25.671 \quad ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки при загрузке установившейся нагрузке K2

$$\Theta_{HHT.K2} := \Theta_{OHL} + v_{M.K2} + v_{HHT.M.K2} = 40.494 \quad ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмоток в начале нагрева:

$$v_{M.h.0} := v_{M.K1} + (v_{M.K2} - v_{M.K1}) \cdot \left(1 - e^{\frac{0}{T_{ПН}}} \right) = 27.302 \quad ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{HHT.h.0} := \Theta_{OHL} + v_{M.h.0} + v_{HHT.M.K2} = 25.671 \quad ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки в переходном тепловом режиме снижения температуры:

$$t := 24 - h - 12 = 12 \quad \text{ч}$$

$$v_{M.t} := v_{M.K1} + (v_{M.h} - v_{M.K1}) \cdot e^{\frac{-t}{T_{ПН}}} = 27.302 \quad ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{HHT.t} := \Theta_{OHL} + v_{M.t} + v_{HHT.M.K1} = 18.247 \quad ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмоток в начале снижения температуры:

$$t := 0$$

$$v_{M.t.0} := v_{M.K1} + (v_{M.h} - v_{M.K1}) \cdot e^{\frac{-t}{T_{ПН}}} = 27.302 \quad ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{HHT.t.0} := \Theta_{OHL} + v_{M.t.0} + v_{HHT.M.K1} = 18.247 \quad ^\circ\text{C}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Выбор вводных выключателей: $\alpha_4 := 1$ $\alpha_4 := 1.05$ $K_{уд110} := 1.75$ $K_{уд10} := 1.85$

$$I_{по110} := 3.05$$

$$I_{по10} := 11.38$$

$$T_{a110} := 0.3 \quad T_{a10} := 0.6$$

$$i_{уд110} := \sqrt{2} \cdot K_{уд110} \cdot I_{по110} = 7.548$$

$$i_{уд10} := \sqrt{2} \cdot K_{уд10} \cdot I_{по10} = 29.773$$

$$B_{крас110} := I_{по110}^2 (1.02 + T_{a110}) = 12.279$$

$$B_{крас10} := I_{по10}^2 (1.02 + T_{a10}) = 209.797$$

$$i_{a110} := \sqrt{2} \cdot I_{по110} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a110}}} = 4.172$$

$$i_{a10} := \sqrt{2} \cdot I_{по10} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a10}}} = 15.828$$

$$I_{раб110} := \frac{\sqrt{14.7^2 + 5.88^2}}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 0.042$$

$$I_{раб10.5} := \frac{\sqrt{14.7^2 + 5.88^2}}{2\sqrt{3} \cdot 10.5} = 0.435$$

$$\sqrt{14.7^2 + 5.88^2} = 15.832$$

*Сравнить варианты пот дисконтированным затратам. Определить оптимальный.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО
5694700729.240.124-2012.

Расчёт приведённых затрат.

$$З := E \cdot K + И$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K := (K_{вл} + K_{пс}) \cdot K_{инф}$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

$$C_{300.2} := 3280 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{300} := 2100 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{240.2} := 3210 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{240} := 2000 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{185.2} := 3040 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{185} := 1970 \quad \text{тыс.руб/км}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$$C_{150.2} := 2860 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{150} := 1900 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{120.2} := 2830 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{120} := 1900 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{95.2} := 2820 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{95} := 1910 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{70.2} := 2920 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{70} := 1940 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{\text{кабел}185} := 1400 \quad \text{тыс.руб/км}$$

Вариант №1.

$$K_{\text{вл1}} := C_{70} \cdot 20 = 38800$$

тыс.руб

Затраты, сопутствующие строительству:

3,3% - временные здания и сооружения;

3,18% - содержание службы заказчика, строительный контроль;

8% - проектно-изыскательные работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации.

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл1}} := K_{\text{вл1}} + K_{\text{вл1}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 44418.24 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_{\text{вл2}} := C_{120} \cdot 20 = 3.8 \times 10^4$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл2}} := K_{\text{вл2}} + K_{\text{вл2}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 4.35 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

$$K_{\text{ПС}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ру}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{ку}}$$

$K_{\text{пост}}$ - постоянная часть затрат;

$K_{\text{ру}}$ - стоимость распределительных устройств;

$K_{\text{тр}}$ - стоимость трансформаторов;

$K_{\text{ку}}$ - стоимость компенсирующих устройств.

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$$K_{\text{постодна}} := 47500 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{постмаст}} := 21000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру2блока}} := 54000 = 5.4 \times 10^4$$

$$K_{\text{румост}} := 66000 = 6.6 \times 10^4$$

$$K_{\text{тр6.3}} := 3600 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр10}} := 4100 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр16}} := 5900 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр25}} := 7100 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр40}} := 8600 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр63}} := 9200 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр100}} := 18700 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр125}} := 23400 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ВЫК110}} := 7000$$

$$K_{\text{ВЫК220}} := 12500$$

$$K_{\text{ору1}} := K_{\text{ру2блока}} + (K_{\text{ВЫК110}} \cdot 2) = 6.8 \times 10^4$$

$$K_{\text{ору2}} := K_{\text{румост}} = 6.6 \times 10^4$$

$$K_{\text{тр1}} := 2K_{\text{тр16}} = 1.18 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр2}} := 2K_{\text{тр16}} = 1.18 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс1}} := K_{\text{постмаст}} + K_{\text{ору1}} + K_{\text{тр1}} = 1.008 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс2}} := K_{\text{постмаст}} + K_{\text{ору2}} + K_{\text{тр2}} = 9.88 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:

$$K_{\Sigma \text{пс1}} := K_{\text{пс1}} + K_{\text{пс1}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 1.154 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma \text{пс2}} := K_{\text{пс2}} + K_{\text{пс2}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 1.131 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K_{\text{инф}} := 6.58$$

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma \text{вл}1} + K_{\Sigma \text{пс}1}) \cdot K_{\text{инф}} = 1051576.646 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_2 := (K_{\Sigma \text{вл}2} + K_{\Sigma \text{пс}2}) \cdot K_{\text{инф}} = 1.03 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$И := И_э + И_{\Delta W} + И_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

$$\alpha_{э.вл} := 0.007 \quad \alpha_{э.пс} := 0.05$$

Вариант №1.

$$И_{э1} := \alpha_{э.вл} \cdot K_{\Sigma \text{вл}1} + \alpha_{э.пс} \cdot K_{\Sigma \text{пс}1} = 6.081 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$И_{э2} := \alpha_{э.вл} \cdot K_{\Sigma \text{вл}2} + \alpha_{э.пс} \cdot K_{\Sigma \text{пс}2} = 5.96 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$\text{лет} \quad T_{\text{сл.}} := 20 \quad \text{лет}$$

Вариант №1.

$$И_{\text{ам}1} := \frac{K_1}{T_{\text{сл.}}} = 5.258 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} \quad K_1 = 1.052 \times 10^6$$

Вариант №2.

$$И_{\text{ам}2} := \frac{K_2}{T_{\text{сл.}}} = 5.152 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} \quad K_2 = 1.03 \times 10^6$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$И_{\Delta W} := \Delta W \cdot C_0$$

Потери электроэнергии:

$$\Delta W := \Sigma W_{\text{вл}} + \Sigma W_{\text{тр}}$$

Потери в ВЛ:

Вариант №1.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

$$dP_1 := 3.4$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл1}} := dP_1 \cdot T = 1.87 \times 10^4$$

Вариант №2.

$$dP_2 := 3.84$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл2}} := dP_2 \cdot T = 2.112 \times 10^4$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

$$dP_{1\text{тр}} := 1.6$$

$$dP_{2\text{тр}} := 1.61$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Sigma W_{\text{тр1}} := dP_{1\text{тр}} \cdot T = 8.8 \times 10^3$$

$$\Sigma W_{\text{тр2}} := dP_{2\text{тр}} \cdot T = 8.855 \times 10^3$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл1}} + \Sigma W_{\text{тр1}}) = 2.75 \times 10^4$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл2}} + \Sigma W_{\text{тр2}}) = 2.998 \times 10^4$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 1.6 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Вариант №1.

$$И_{\Delta W1} := \frac{\Sigma W_1 \cdot C_0}{1000} = 44 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Вариант №2.

$$I_{\Delta W2} := \frac{\Sigma W_2 \cdot C_0}{1000} = 47.96 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{\Sigma 1} + I_{\Sigma 11} + I_{\Delta W1} = 5.87 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_2 := I_{\Sigma 2} + I_{\Sigma 12} + I_{\Delta W2} = 5.753 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 163861.217 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 160580.51648 \quad \text{тыс.руб}$$

*Для выбранного варианта рассчитать ЧДД, индекс доходности, внутреннюю норму доходности.

Для расчёта ЧДД необходимо рассчитать годовую прибыль, годовой налог на прибыль.

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 2 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P \cdot T_{\text{max}} = \text{■} \quad T_{\text{max}} := 8760 \quad \text{ч}$$

$$S_{\text{ном1}} := 14700 \quad \text{кВт} \quad n := 2 \quad k_{1\text{ном}} := 0.5$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{1\text{ном}} = 1.47 \times 10^4 \quad \text{кВА}$$

$$\cos \phi_1 := 0.9$$

Продолжение 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:

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

Экономическая эффективность:

$$И := И_2 - И_{\text{ам2}} = 6.008 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

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

Налог на прибыль:

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

Чистый дисконтированный доход:

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

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:

$$E_n := 0.12$$

$$\Delta_1 := -И - K_{t1} = -4.182 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\Delta_1}{(1 + E_n)^1} = -3.734 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

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

Второй год:

$$\Delta_2 := -И - K_{t2} = -6.243 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

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

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

Третий год:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

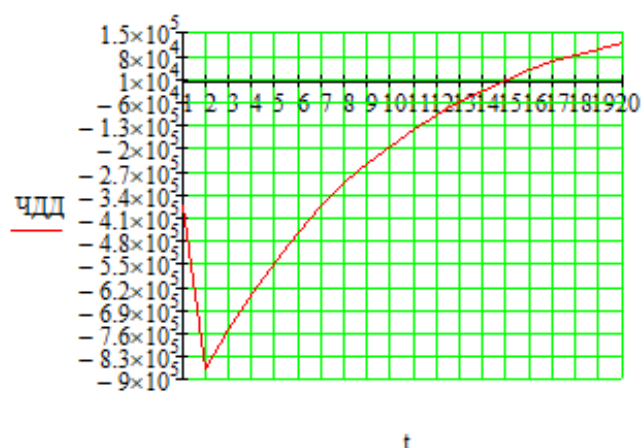
Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

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

Продолжение приложение 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:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

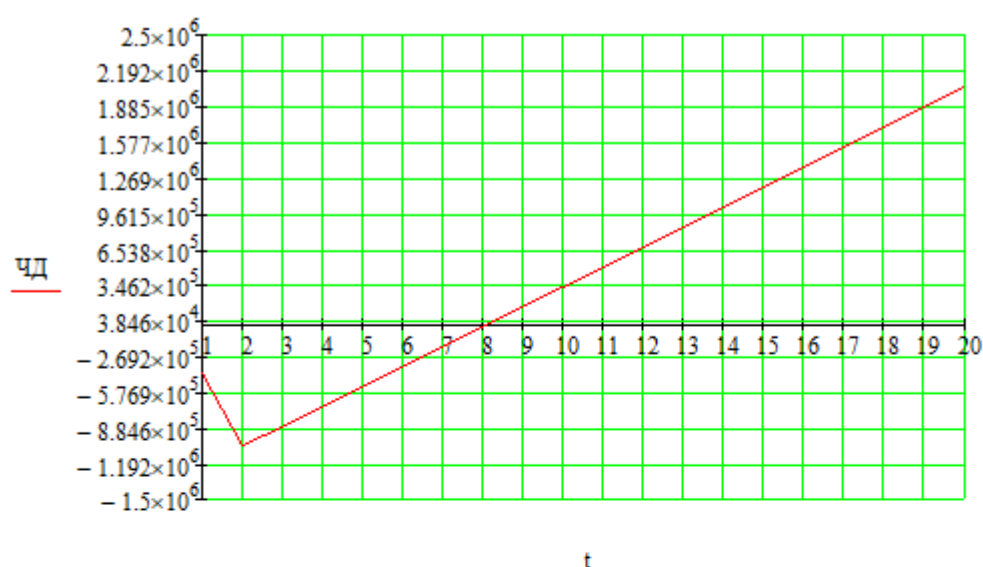
Продолжение приложение Б.

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 приложение 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 в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta	
Ген	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	1	0	0	60	-4,94835	6,9	-20	20	0	0	6,9	9,52381	16,51314
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901004	9,539754	16,41308
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901004	9,539754	16,41308
Нагр	4	Г1-Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,9959	9,996288	16,41011
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	0	26,16302	
Ген+	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	50	11	-50	50	0	0	10,85782	3,407793	17,32603
Ген+	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	124	50	11	-50	50	0	0	10,76604	2,533732	16,57816
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0	1	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	0	121,5146	5,664856	12,33793
Нагр	9	Благовещенская-110	115	0	1	141	17	0	0	0	0	0	0	0	120,9454	5,16992	11,53378
Нагр	10	Благовещенская-35	38	0	1	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	0	38,43357	1,140962	11,39233
База	11	Благовещенская-220	230	0	1	2,9	1,16	39,04501	26,51177	234	0	0	0	0	234	1,73913	12,32341
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	229,959	-0,01784	11,52595
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	229,959	-0,01784	11,52595
Нагр	14	Центральная-110	115	0	1	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	0	120,7245	4,977844	11,63771
Нагр	15	Отп. Владимирова	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119,8758	4,239851	11,30628
Нагр	16	Владимировка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119,8738	4,238113	11,30589
Нагр	17	Владимировка-10	10,5	0	1	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	0	11,37329	8,317051	10,57937
Нагр	18	Волково-110	115	0	1	4	1,8	0	0	0	0	0	0	0	117,4075	2,093441	10,29854
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,9524	-0,04141	9,72368
Нагр	20	Тамбовка-35	38	0	1	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	0	36,79274	-3,177	4,970726
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	0	1	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	0	10,31534	-1,75864	2,367308
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109,9679	-4,37571	4,952041
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109,9731	-4,37121	4,964319
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,7108	-0,25148	10,76729
Нагр	25	Михайловка-35	38	0	1	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	0	36,7854	-3,19633	6,236543
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	0	1	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	0	10,47035	-0,2824	5,124254
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110,0084	-4,34054	6,189339
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110,2157	-4,16024	6,167131
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0	1	22,59	9,036	0	0	0	0	0	0	0	116,9753	1,717624	13,11811
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	232,5957	1,128583	11,87699
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	222,3471	-3,32737	13,09672
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,45031	-0,47322	13,09672
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	50	-4,63167	11	-20	20	0	0	11	4,761905	18,17811
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	33	-5,12376	11	-10	10	0	0	11	4,761905	17,29723
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,0518	0,045087	15,58132
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,0078	0,006807	15,5822
Нагр	37	РГРЭС-35	38	0	1	21,2	11	0	0	0	0	0	0	0	38,50538	1,329954	15,59129
База	38	Завитая-220	230	0	1	4,1	1,2	50,28773	60,73077	234	0	0	0	0	234	1,73913	11,61086
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	0	1	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	0	232,3065	1,002813	11,05173
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	0	1	25	10	0	0	0	0	0	0	0	232,3183	1,007973	11,05447
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	232,3045	1,00194	11,05134
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,0607	4,400594	9,624587
Нагр	43	Хвойная-35	38	0	1	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	0	38,06181	0,162659	9,240603
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,2972	-0,74037	9,616757
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,2948	-0,74139	9,615244
Нагр	46	Озерная-110	115	0	1	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	0	118,1108	2,705086	9,258125
Нагр	47	Отп. Анновка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	117,0299	1,765123	9,135456
Нагр	48	Анновка-110	115	0	1	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	0	117,0275	1,763062	9,134516
Нагр	49	Полевая-110	115	0	1	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	0	116,2627	1,097973	9,076929
Нагр	50	Ивановка-110	115	0	1	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	0	116,6969	1,475594	9,716772
Нагр	51	Варваровка-220	230	0	1	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	0	234,3304	1,882798	11,78328

Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы/Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Idon_расч	max	Загр.
Выкл	1	2	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	-30	2,474176	0	0	2518,741	0
Выкл	1	3	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	-30	2,474176	0	0	2518,741	0
Тр-р	4	2	0	0 Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98162	-2,52789	0	0	143,5694	0
Тр-р	4	3	0	0 Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98162	-2,52789	0	0	143,5694	0
Тр-р	4	8	0	0 Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-59,9631	5,053869	0	0	287,1374	0
Тр-р	8	5	0	0 БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	8	6	0	0 БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,2143	38,10366	0	0	549,5832	0
Тр-р	8	7	0	0 БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	123,0538	39,13774	0	0	613,5228	0
Тр-р	11	12	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	-13,1142	-16,5888	0	0	52,17478	0
Тр-р	11	13	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-13,1164	-16,5883	0	0	52,17708	0
Тр-р	12	9	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-11,8449	-15,0404	0	0	48,06569	0
Тр-р	13	9	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-11,8449	-15,0404	0	0	48,06569	0
Тр-р	12	10	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94985	-0,38257	0	0	2,570934	0
Тр-р	13	10	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94985	-0,38257	0	0	2,570934	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимирова-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-1,40681	-0,78917	0	0	7,768927	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимирова-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-1,42535	-1,21569	0	0	9,022726	0
Тр-р	19	22	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-7,61385	-4,18231	0	0	43,63017	0
Тр-р	19	23	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-18,8461	-10,5071	0	0	108,372	0
Тр-р	22	20	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	-0,88896	-0,78845	0	0	6,238449	0
Тр-р	23	20	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-3,34286	-0,90126	0	0	18,17642	0
Тр-р	22	21	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-6,6212	-2,494	0	0	37,14669	0
Тр-р	23	21	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-15,3116	-7,46444	0	0	89,42815	0
Тр-р	24	27	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-7,29241	-3,93193	0	0	41,6986	0
Тр-р	24	28	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-4,79168	-2,2578	0	0	26,66012	0
Тр-р	27	25	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-4,42822	-1,99043	0	0	25,48014	0
Тр-р	28	25	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	-3,06394	-0,99739	0	0	16,87903	0
Тр-р	27	26	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,76398	-1,11136	0	0	15,63472	0
Тр-р	28	26	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,65342	-0,751	0	0	9,51282	0
Тр-р	30	31	0	0 РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	17,90467	-41,2725	0	0	111,6715	0
Тр-р	31	29	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	18,23857	-38,4637	0	0	110,5348	0
Тр-р	31	32	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,047	0	0	3,346-14	-4,23Е-14	0	0	1,40Е-13	0
Тр-р	29	35	0	0 РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	29,49	1	0	0	30,40482	-13,924	0	0	105,0557	0
Тр-р	35	34	0	0 Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	32,96602	-6,13458	0	0	168,2692	0
Тр-р	35	37	0	0 Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,3347	0	0	-2,12464	-5,75758	0	0	30,79697	0
Тр-р	29	36	0	0 РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	29,5	1	0	0	30,39793	-14,2011	0	0	165,599	0
Тр-р	36	33	0	0 Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	49,92318	-6,91703	0	0	253,0132	0
Тр-р	36	37	0	0 Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,335	0	0	-19,0883	-5,24242	0	0	99,3735	0
Тр-р	41	44	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-8,41957	-6,29212	0	0	26,12304	0
Тр-р	41	45	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-7,70964	-5,80424	0	0	23,98397	0
Тр-р	44	42	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-5,69591	-3,95648	0	0	17,53875	0
Тр-р	45	42	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	-5,1135	-4,4724	0	0	17,18029	0
Тр-р	44	43	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,66465	-1,56226	0	0	7,811526	0
Тр-р	45	43	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,53644	-0,57906	0	0	6,579612	0
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-53,7804	-5,57942	0	600	256,9804	42,83007
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-53,7804	-5,57942	0	600	256,9804	42,83007
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	5,017446	-11,5785	0	500	60,82709	12,16542
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	5,017446	-11,5785	0	500	60,82716	12,16543
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-75,6463	-21,0247	0	600	373,1838	62,1973
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-75,6463	-21,0247	0	600	373,1838	62,1973
ЛЭП	14	15	0	0 Центральная-110 - Отп. Владимирова	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	-41,1698	-23,1343	0	500	226,1398	45,22795
ЛЭП	15	16	0	0 Отп. Владимирова - Владимирова-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,83244	-2,00217	0	300	16,71358	5,571193
ЛЭП	15	18	0	0 Отп. Владимирова - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	-38,1818	-20,8575	0	500	210,4379	42,08759
ЛЭП	18	19	0	0 Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-19,1891	-18,1891	0	500	131,7407	26,34814
ЛЭП	19	24	0	0 Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	7,49283	-3,42694	0	500	44,09972	8,819944
ЛЭП	24	29	0	0 Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	19,63284	1,741463	0	500	99,20188	19,84038
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	-8,97168	20,6756	0	600	55,94447	9,324079
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	-8,93274	20,59685	0	600	55,72669	9,287781
ЛЭП	38	51	0	0 Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	5,108513	3,987969	0	600	15,99014	2,665023
ЛЭП	51	11	0	0 Варваровка-220 - Благовещенская-220	10,752	48,04	-147,84	0	0	0	0	9,892311	0,182448	0	600	31,16357	5,193928
ЛЭП	38	39	0	0 Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-34,655	-14,232	0	600	95,30678	15,88446
ЛЭП	39	41	0	0 Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-6,75435	-5,51087	0	600	21,68198	3,613663
ЛЭП	38	40	0	0 Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-34,4755	-14,1097	0	600	94,77619	15,79603
ЛЭП	40	41	0	0 Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-9,37601	-6,51359	0	600	28,46005	4,743342
ЛЭП	42	46	0	0 Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	-10,8065	-8,43102	0	300	68,01887	22,67296
ЛЭП	46	47	0	0 Озерная-110 - Отп. Анновка	6,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	-7,1665	-7,50429	0	300	52,39528	17,46509
ЛЭП	47	48	0	0 Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	0	0	0	-1,00996	-0,38784	0	300	5,359118	1,786373
ЛЭП	47	49	0	0 Отп. Анновка - Полевая-110	4,599	8,0486	-25,07	0	0	0	0	-6,10759	-7,49502	0	300	49,01757	16,33919
ЛЭП	49	50	0	0 Полевая-110 - Ивановка-110	8,052	14,091	-43,89	0	0	0	0	9,623142	-1,6793	0	300	49,08733	16,36244
ЛЭП	50	18	0	0 Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	14,47949	0,426169	0	300	71,66732	23,88911

Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV	Delta
Ген	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	0	0	0	60	-5,61308	6,9	-20	20	0	6,9	9,52381	16,76809
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901138	9,541873	16,66802
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901138	9,541873	16,66802
Нагр	4	Г1-Н	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,9983	9,998419	16,66467
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	0	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	0	26,16302
Ген+	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	0	0	0	110	50	11	-50	50	0	10,86593	3,485041	17,57329
Ген+	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	0	0	0	124	50	11	-50	50	0	10,7741	2,610434	16,82665
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0	0	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	121,6128	5,750223	12,59275
Нагр	9	Благовещенская-110	115	0	0	141	17	0	0	0	0	0	0	120,815	5,05651	11,54945
Нагр	10	Благовещенская-35	38	0	0	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	38,39196	1,031474	11,40719
База	11	Благовещенская-220	230	0	0	2,9	1,16	38,55549	28,47348	234	0	0	0	234	1,73913	12,32341
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	229,7105	-0,12586	11,54111
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	229,7105	-0,12586	11,54111
Нагр	14	Центральная-110	115	0	0	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	120,3587	4,659735	11,49629
Нагр	15	Отп. Владимировка	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119,5272	3,936735	11,16979
Нагр	16	Владимировка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119,5252	3,934993	11,1694
Нагр	17	Владимировка-10	10,5	0	0	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	11,33956	7,995814	10,43857
Нагр	18	Волково-110	115	0	0	4	1,8	0	0	0	0	0	0	117,1133	1,837641	10,17902
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,6952	-0,26508	9,615764
Нагр	20	Тамбовка-35	38	0	0	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	36,70101	-3,41839	4,840082
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	0	0	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	10,28842	-2,01504	2,23276
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109,694	-4,61395	4,821356
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109,6992	-4,60942	4,833627
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,56	-0,38262	10,69688
Нагр	25	Михайловка-35	38	0	0	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	36,73207	-3,33665	6,153534
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	0	0	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	10,45496	-0,42898	5,037991
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109,8495	-4,47869	6,106192
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110,0572	-4,29813	6,08392
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0	0	22,59	9,036	0	0	0	0	0	0	116,9487	1,694563	13,08679
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	232,586	1,124351	11,87304
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	222,2975	-3,3489	13,06531
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,44798	-0,49539	13,06531
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	0	0	0	50	-4,53169	11	-20	20	0	11	4,761905	18,14747
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	0	0	0	33	-5,02364	11	-10	10	0	11	4,761905	17,2665
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,0414	0,036041	15,55062
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,9974	-0,00223	15,5515
Нагр	37	РГРЭС-35	38	0	0	21,2	11	0	0	0	0	0	0	38,5019	1,32079	15,56059
База	38	Завитая-220	230	0	0	4,1	1,2	51,17319	61,15529	234	0	0	0	234	1,73913	11,61086
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	0	0	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	232,2924	0,996709	11,0481
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	0	0	25	10	0	0	0	0	0	0	232,3045	1,001975	11,0509
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	232,2904	0,995812	11,04769
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,0023	4,349793	9,579277
Нагр	43	Хвойная-35	38	0	0	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	38,0435	0,114472	9,194682
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,188	-0,78783	9,571192
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,1856	-0,78888	9,569688
Нагр	46	Озерная-110	115	0	0	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	117,9866	2,597079	9,19184
Нагр	47	Отп. Анновка	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,861	1,618282	9,054409
Нагр	48	Анновка-110	115	0	0	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	116,8587	1,616219	9,053466
Нагр	49	Полевая-110	115	0	0	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	116,0607	0,92236	8,984711
Нагр	50	Ивановка-110	115	0	0	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	116,44	1,252159	9,60774
Нагр	51	Варваровка-220	230	0	0	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	234,3304	1,882798	11,78328

Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы/Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Idon_расч	max	Загр.
Выкл	1	2	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	-30	2,806541	0	0	2521,179	0
Выкл	1	3	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	-30	2,806541	0	0	2521,179	0
Тр-р	4	2	0	0 Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98157	-2,86029	0	0	143,7083	0
Тр-р	4	3	0	0 Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98157	-2,86029	0	0	143,7083	0
Тр-р	4	8	0	0 Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-59,963	5,718802	0	0	287,4153	0
Тр-р	8	5	0	0 БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	8	6	0	0 БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,2183	38,10906	0	0	549,1658	0
Тр-р	8	7	0	0 БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	123,0601	39,12207	0	0	613,0339	0
Тр-р	11	12	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	-12,8694	-17,5697	0	0	53,73505	0
Тр-р	11	13	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-12,8716	-17,5691	0	0	53,73716	0
Тр-р	12	9	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-11,5998	-16	0	0	49,67076	0
Тр-р	13	9	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-11,5998	-16	0	0	49,67076	0
Тр-р	12	10	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94988	-0,38258	0	0	2,573772	0
Тр-р	13	10	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94988	-0,38258	0	0	2,573772	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимирова-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-1,40655	-0,79014	0	0	7,792788	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимирова-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-1,42495	-1,21415	0	0	9,042777	0
Тр-р	19	22	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-7,61383	-4,18778	0	0	43,74119	0
Тр-р	19	23	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-18,8464	-10,5212	0	0	108,6509	0
Тр-р	22	20	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	-0,88865	-0,78627	0	0	6,245193	0
Тр-р	23	20	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-3,34322	-0,90348	0	0	18,22665	0
Тр-р	22	21	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-6,6217	-2,49801	0	0	3,274936	0
Тр-р	23	21	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-15,3119	-7,46679	0	0	89,65828	0
Тр-р	24	27	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-7,29237	-3,93394	0	0	41,75813	0
Тр-р	24	28	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-4,79174	-2,25913	0	0	26,69836	0
Тр-р	27	25	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-4,42826	-1,99044	0	0	25,5172	0
Тр-р	28	25	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	-3,06398	-0,99741	0	0	16,90359	0
Тр-р	27	26	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,764	-1,11154	0	0	15,65782	0
Тр-р	28	26	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,65345	-0,75112	0	0	9,526909	0
Тр-р	30	31	0	0 РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	17,47992	-41,4142	0	0	111,5849	0
Тр-р	31	29	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	17,81377	-38,6095	0	0	110,4349	0
Тр-р	31	32	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,047	0	0	7,69Е-15	-9,69Е-14	0	0	2,52Е-13	0
Тр-р	29	35	0	0 РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	29,49	1	0	0	30,4051	-13,8198	0	0	164,8809	0
Тр-р	35	34	0	0 Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	32,96605	-6,03355	0	0	168,1925	0
Тр-р	35	37	0	0 Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,3347	0	0	-2,12465	-5,75773	0	0	30,80408	0
Тр-р	29	36	0	0 РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	29,5	1	0	0	30,39822	-14,0967	0	0	165,4204	0
Тр-р	36	33	0	0 Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	49,92321	-6,81622	0	0	252,9673	0
Тр-р	36	37	0	0 Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,335	0	0	-19,0883	-5,24227	0	0	99,38226	0
Тр-р	41	44	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-8,65897	-6,43314	0	0	26,81115	0
Тр-р	41	45	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-7,92841	-5,93334	0	0	24,61293	0
Тр-р	44	42	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-5,93516	-4,08107	0	0	18,22433	0
Тр-р	45	42	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	-5,33206	-4,58573	0	0	17,79414	0
Тр-р	44	43	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,66461	-1,56189	0	0	7,814704	0
Тр-р	45	43	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,53649	-0,57947	0	0	6,583113	0
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-70,1888	-9,16649	0	600	336,1506	56,0251
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-70,1888	-9,16649	0	600	336,1506	56,0251
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	-11,0153	-15,5662	0	500	91,65203	18,33041
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	-11,0153	-15,5661	0	500	91,65209	18,33042
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	0	0	0	600	0	0
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-118,484	-34,1895	0	600	585,5906	97,59844
ЛЭП	14	15	0	0 Центральная-110 - Отп. Владимирова	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	-40,2826	-22,5654	0	500	221,7781	44,35561
ЛЭП	15	16	0	0 Отп. Владимирова - Владимирова-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,83175	-2,00162	0	300	16,75801	5,586004
ЛЭП	15	18	0	0 Отп. Владимирова - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	-37,3012	-20,3037	0	500	206,0293	41,20586
ЛЭП	18	19	0	0 Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-18,7754	-17,8955	0	500	129,593	25,91859
ЛЭП	19	24	0	0 Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	7,899546	-3,1302	0	500	45,20959	9,041918
ЛЭП	24	29	0	0 Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	20,04295	2,054278	0	500	101,54	20,30801
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	-8,75884	20,74662	0	600	55,90098	9,316831
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	-8,72086	20,66757	0	600	55,68353	9,280589
ЛЭП	38	51	0	0 Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	5,108513	3,987969	0	600	15,99014	2,665023
ЛЭП	51	11	0	0 Варваровка-220 - Благовещенская-220	10,752	48,04	-147,84	0	0	0	0	9,892311	0,182448	0	600	31,16357	5,193928
ЛЭП	38	39	0	0 Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-34,8875	-14,3748	0	600	95,97688	15,99615
ЛЭП	39	41	0	0 Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-6,98541	-5,64712	0	600	22,34247	3,723744
ЛЭП	38	40	0	0 Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-34,704	-14,2501	0	600	95,43452	15,90575
ЛЭП	40	41	0	0 Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-9,60302	-6,64753	0	600	29,11482	4,85247
ЛЭП	42	46	0	0 Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	-11,264	-8,66865	0	300	70,46997	23,48999
ЛЭП	46	47	0	0 Озерная-110 - Отп. Анновка	6,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	-7,61486	-7,72511	0	300	54,72429	18,24143
ЛЭП	47	48	0	0 Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	0	0	0	-1,00997	-0,38788	0	300	5,366891	1,788964
ЛЭП	47	49	0	0 Отп. Анновка - Полевая-110	4,599	8,0486	-25,07	0	0	0	0	-6,55131	-7,70667	0	300	51,26814	17,08938
ЛЭП	49	50	0	0 Полевая-110 - Ивановка-110	8,052	14,091	-43,89	0	0	0	0	9,182728	-1,88452	0	300	47,29677	15,76559
ЛЭП	50	18	0	0 Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	14,035	0,215818	0	300	69,59868	23,19956

Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген-	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	1	0	0	60	-20	6,9	-20	20	0	6,939018	10,14314	17,81037
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,943019	10,20665	17,71148
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,943019	10,20665	17,71148
Нагр	4	Г1-Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	121,7335	10,66679	17,69985
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	0	26,16302
Ген	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	37,7387	11	-50	50	0	11	4,761905	18,506
Ген	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	124	49,03701	11	-50	50	0	11	4,761905	17,73689
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0	1	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	124,401	8,174752	13,67863
Нагр	9	Благовещенская-110	115	0	1	141	17	0	0	0	0	0	0	123,9177	7,754525	12,8082
Нагр	10	Благовещенская-35	38	0	1	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	39,37275	3,612495	12,67227
База	11	Благовещенская-220	230	0	1	2,9	1,16	-4,6142	16,37973	240	0	0	0	240	4,347826	12,32341
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	235,5672	2,420526	12,79963
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	235,5672	2,420526	12,79963
Нагр	14	Центральная-110	115	0	1	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	123,864	7,707859	13,04885
Нагр	15	Отп. Владимировка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	106,6462	-7,26416	4,278156
Нагр	16	Владимировка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	106,644	-7,26609	4,277665
Нагр	17	Владимировка-10	10,5	0	1	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	10,09156	-3,88993	3,357056
Нагр	18	Волково-110	115	0	1	4	1,8	0	0	0	0	0	0	106,8736	-7,06647	4,365043
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	106,0579	-7,77571	4,49738
Нагр	20	Тамбовка-35	38	0	1	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	33,59399	-11,5948	-1,14894
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	0	1	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	9,374005	-10,7238	-4,28694
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	100,4142	-12,6833	-1,16926
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	100,4206	-12,6778	-1,15726
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	110,5267	-3,8898	7,502013
Нагр	25	Михайловка-35	38	0	1	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	35,30213	-7,09967	2,601418
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	0	1	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	10,04208	-4,36117	1,393178
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	105,5892	-8,18333	2,550172
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	105,8052	-7,99545	2,526058
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0	1	22,59	9,036	0	0	0	0	0	0	118,3618	2,923313	11,6751
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	242,297	5,346538	11,72869
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,0268	-2,16227	11,63945
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,57626	0,726268	11,63945
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	50	-9,85855	11	-20	20	0	11	4,761905	16,7003
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	33	-10,3577	11	-10	10	0	11	4,761905	15,82359
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,5957	0,518015	14,1067
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,5509	0,479073	14,10755
Нагр	37	РГРЭС-35	38	0	1	21,2	11	0	0	0	0	0	0	38,68743	1,809018	14,11656
База	38	Завитая-220	230	0	1	4,1	1,2	97,56894	122,2867	245	0	0	0	245	6,521739	11,61086
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	0	1	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	242,5625	5,461957	10,93241
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	0	1	25	10	0	0	0	0	0	0	242,5883	5,473169	10,93788
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	242,5574	5,459733	10,93139
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	122,4246	6,456199	7,581389
Нагр	43	Хвойная-35	38	0	1	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	38,83126	2,187535	7,197992
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,8875	1,255434	7,559232
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,8817	1,252934	7,558185
Нагр	46	Озерная-110	115	0	1	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	116,8946	1,647513	6,242163
Нагр	47	Отп. Анновка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	113,3854	-1,40397	5,38844
Нагр	48	Анновка-110	115	0	1	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	113,383	-1,4061	5,387439
Нагр	49	Полевая-110	115	0	1	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	110,8266	-3,62908	4,753421
Нагр	50	Ивановка-110	115	0	1	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	108,2229	-5,89314	4,427164
Нагр	51	Варваровка-220	230	0	1	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	243,2909	5,778639	11,78622

Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы/Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Idоп_расч	I max	I загр.
Выкл	1	2	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	-29,9972	9,989048	0	0	2630,613	0
Выкл	1	3	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	-29,9972	9,989048	0	0	2630,613	0
Тр-р	4	2	0	0 Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,97889	-10,0354	0	0	149,9368	0
Тр-р	4	3	0	0 Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,97889	-10,0354	0	0	149,9368	0
Тр-р	4	8	0	0 Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-59,9573	20,09292	0	0	299,9046	0
Тр-р	8	5	0	0 БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	8	6	0	0 БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,2716	26,84352	0	0	522,2123	0
Тр-р	8	7	0	0 БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	123,1454	38,19267	0	0	598,3791	0
Тр-р	11	12	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	7,4378	-18,7562	0	0	48,53858	0
Тр-р	11	13	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	7,435496	-18,7556	0	0	48,53525	0
Тр-р	12	9	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	8,72333	-17,295	0	0	47,47487	0
Тр-р	13	9	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	8,72333	-17,295	0	0	47,47487	0
Тр-р	12	10	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,95006	-0,38248	0	0	2,510102	0
Тр-р	13	10	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,95006	-0,38248	0	0	2,510102	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-1,39651	-0,82519	0	0	8,78168	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-1,41	-1,16192	0	0	9,891353	0
Тр-р	19	22	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-7,61103	-4,4035	0	0	47,86724	0
Тр-р	19	23	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-18,85	-11,0735	0	0	119,0104	0
Тр-р	22	20	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	-0,87811	-0,71491	0	0	6,510561	0
Тр-р	23	20	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-3,35434	-0,97509	0	0	20,08349	0
Тр-р	22	21	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-6,63479	-2,64026	0	0	41,05751	0
Тр-р	23	21	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-15,3139	-7,57112	0	0	98,21715	0
Тр-р	24	27	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-7,29061	-3,99159	0	0	43,41766	0
Тр-р	24	28	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-4,79302	-2,29731	0	0	27,76426	0
Тр-р	27	25	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-4,42915	-1,99038	0	0	26,55109	0
Тр-р	28	25	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	-3,06507	-0,99762	0	0	17,58886	0
Тр-р	27	26	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,76429	-1,1167	0	0	16,3016	0
Тр-р	28	26	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,65403	-0,75426	0	0	9,919744	0
Тр-р	30	31	0	0 РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-2,43152	-71,3591	0	0	170,1347	0
Тр-р	31	29	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-2,04419	-65,6264	0	0	168,459	0
Тр-р	31	32	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,047	0	0	-2,076-14	4,596-14	0	0	1,296-13	0
Тр-р	29	35	0	0 РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	29,49	1	0	0	30,38887	-19,4353	0	0	175,9552	0
Тр-р	35	34	0	0 Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	32,96355	-11,4419	0	0	174,2748	0
Тр-р	35	37	0	0 Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,3347	0	0	-2,12423	-5,74972	0	0	30,61454	0
Тр-р	29	36	0	0 РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	29,5	1	0	0	30,38134	-19,7205	0	0	176,6777	0
Тр-р	36	33	0	0 Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	49,92087	-12,2126	0	0	256,7851	0
Тр-р	36	37	0	0 Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,335	0	0	-19,0886	-5,25028	0	0	98,91826	0
Тр-р	41	44	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-20,9968	-15,5411	0	0	62,17877	0
Тр-р	41	45	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-19,2036	-14,2741	0	0	56,95398	0
Тр-р	44	42	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-18,252	-11,6447	0	0	53,67322	0
Тр-р	45	42	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	-16,5867	-11,5528	0	0	50,11242	0
Тр-р	44	43	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,66385	-1,58364	0	0	7,682799	0
Тр-р	45	43	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,53726	-0,55617	0	0	6,439618	0
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-60,0495	-1,92433	0	600	278,8579	46,47631
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-60,0495	-1,92433	0	600	278,8579	46,47631
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	19,3864	-9,98965	0	500	101,9123	20,38246
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	19,3864	-9,98963	0	500	101,9123	20,38247
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-69,4044	-10,8424	0	600	326,0991	54,34985
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-69,4044	-10,8424	0	600	326,0991	54,34985
ЛЭП	14	15	0	0 Центральная-110 - Отп. Владимировка	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	0	0	0	500	0	0
ЛЭП	15	16	0	0 Отп. Владимировка - Владимировка-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,80655	-1,98494	0	300	18,61679	6,205597
ЛЭП	15	18	0	0 Отп. Владимировка - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	2,806552	1,984938	0	500	18,60982	3,721964
ЛЭП	18	19	0	0 Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-0,57062	-7,36055	0	500	42,16633	8,433266
ЛЭП	19	24	0	0 Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	25,91209	7,75066	0	500	147,2333	29,44666
ЛЭП	24	29	0	0 Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	38,65421	14,71217	0	500	216,0457	43,20915
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	1,219533	35,75173	0	600	85,23948	14,20658
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	1,211986	35,60742	0	600	84,8952	14,1492
ЛЭП	38	51	0	0 Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	2,486456	-9,75126	0	600	38,16437	6,360729
ЛЭП	51	11	0	0 Варваровка-220 - Благовещенская-220	10,752	48,04	-147,84	0	0	0	0	7,288272	-13,9754	0	600	56,47298	9,412163
ЛЭП	38	39	0	0 Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-46,8749	-23,2489	0	600	126,7139	21,11899
ЛЭП	39	41	0	0 Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-18,8962	-14,4451	0	600	56,63053	9,438422
ЛЭП	38	40	0	0 Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-46,4807	-22,9651	0	600	125,5767	20,92945
ЛЭП	40	41	0	0 Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-21,3054	-15,2958	0	600	62,51416	10,41903
ЛЭП	42	46	0	0 Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	-34,8088	-23,1976	0	300	199,1285	66,37616
ЛЭП	46	47	0	0 Озерная-110 - Отп. Анновка	6,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	-30,2333	-20,6415	0	300	182,0637	60,68791
ЛЭП	47	48	0	0 Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	0	0	0	-1,01001	-0,38858	0	300	5,531601	1,843867
ЛЭП	47	49	0	0 Отп. Анновка - Полевая-110	4,599	8,0486	-25,07	0	0	0	0	-28,614	-19,633	0	300	177,6148	59,20495
ЛЭП	49	50	0	0 Полевая-110 - Ивановка-110	8,052	14,091	-43,89	0	0	0	0	-12,481	-13,0902	0	300	96,24497	32,08166
ЛЭП	50	18	0	0 Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	-7,46184	-10,6333	0	300	70,8428	23,61427

Приложение Г. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta	
Ген	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	1	0	0	0	60	-3,10004	6,9	-20	20	0	6,9	9,52381	16,20145
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,900633	9,533861	16,10138
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,900633	9,533861	16,10138
Нагр	4	Г1-Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,9894	9,990363	16,0995
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	0	26,16302	
Ген+	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	50	11	-50	50	0	10,83527	3,19301	17,03571	
Ген+	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	124	50	11	-50	50	0	10,74363	2,32027	16,28443	
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0	1	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	0	121,2416	5,427489	12,02659
Нагр	9	Благовещенская-110	115	0	1	141	17	0	0	0	0	0	0	0	120,6948	4,952002	11,2387
Нагр	10	Благовещенская-35	38	0	1	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	0	38,35542	0,935326	11,09583
База	11	Благовещенская-220	230	0	1	2,9	1,16	48,39874	30,26787	234	0	0	0	0	234	1,73913	12,32341
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	229,4923	-0,22072	11,22999
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	229,4923	-0,22072	11,22999
Нагр	14	Центральная-110	115	0	1	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	0	120,4148	4,708502	11,31247
Нагр	15	Отп. Владимировка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119,3734	3,802958	10,90269
Нагр	16	Владимировка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119,3714	3,801213	10,9023
Нагр	17	Владимировка-10	10,5	0	1	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	0	11,32468	7,854072	10,16963
Нагр	18	Волково-110	115	0	1	4	1,8	0	0	0	0	0	0	0	116,3091	1,138321	9,631342
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113,9909	-0,8775	9,130006
Нагр	20	Тамбовка-35	38	0	1	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	0	36,44979	-4,07949	4,291827
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	0	1	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	0	10,21468	-2,71732	1,638185
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	108,9436	-5,26642	4,272986
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	108,9489	-5,26181	4,285241
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,1465	-0,74216	10,38642
Нагр	25	Михайловка-35	38	0	1	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	0	36,58587	-3,72139	5,808456
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	0	1	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	0	10,41276	-0,83089	4,683968
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109,4139	-4,85749	5,760738
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109,6224	-4,67621	5,738288
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0	1	22,59	9,036	0	0	0	0	0	0	0	116,8856	1,639687	12,95874
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	232,5583	1,11229	11,85646
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	222,1813	-3,39946	12,93705
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,44252	-0,54744	12,93705
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	50	-4,29379	11	-20	20	0	11	4,761905	18,02101	
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	33	-4,78542	11	-10	10	0	11	4,761905	17,13986	
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,0167	0,014515	15,42401
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,9727	-0,02372	15,4249
Нагр	37	РГРЭС-35	38	0	1	21,2	11	0	0	0	0	0	0	0	38,49361	1,298985	15,43399
База	38	Завитая-220	230	0	1	4,1	1,2	56,51004	63,33169	234	0	0	0	0	234	1,73913	11,61086
Нагр	39	Короли/г-Хвойная	230	0	1	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	0	232,1945	0,954146	11,01887
Нагр	40	Белогорск/г-Хвойная	230	0	1	25	10	0	0	0	0	0	0	0	232,2083	0,96015	11,02219
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	232,1921	0,953087	11,01835
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119,6156	4,013543	9,221461
Нагр	43	Хвойная-35	38	0	1	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	0	37,92269	-0,20344	8,832871
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	227,4679	-1,10093	9,211744
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	227,4649	-1,10221	9,210293
Нагр	46	Озерная-110	115	0	1	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	0	117,1293	1,851553	8,6549
Нагр	47	Отп. Анновка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,6852	0,595833	8,39024
Нагр	48	Анновка-110	115	0	1	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	0	115,6828	0,593748	8,389278
Нагр	49	Полевая-110	115	0	1	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	0	114,6495	-0,30483	8,223674
Нагр	50	Ивановка-110	115	0	1	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	0	114,6374	-0,31531	8,695493
Нагр	51	Варваровка-220	230	0	1	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	0	234,3304	1,882798	11,78328
Нагр	52	Приамурская	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,2313	3,846643	8,614117
Нагр	53	Приамурская НН1	10,5	0	1	7,35	2,94	0	0	0	0	0	0	0	10,64508	1,381739	5,80537
Нагр	54	Приамурская НН2	10,5	0	1	7,35	2,94	0	0	0	0	0	0	0	10,64508	1,381739	5,80537

Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы/Название	R	X	B	G	кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Идоп_расч	max	Загр.
Выкл	1	2	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	-30	1,550021	0	0	2513,566	0
Выкл	1	3	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	-30	1,550021	0	0	2513,566	0
Тр-р	4	2	0	0 Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98173	-1,60375	0	0	143,2746	0
Тр-р	4	3	0	0 Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98173	-1,60375	0	0	143,2746	0
Тр-р	4	8	0	0 Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-59,9633	3,205125	0	0	286,5478	0
Тр-р	8	5	0	0 БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	8	6	0	0 БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,2013	38,08856	0	0	550,7383	0
Тр-р	8	7	0	0 БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	123,0335	39,17796	0	0	614,8702	0
Тр-р	11	12	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	-17,7911	-18,4669	0	0	63,26845	0
Тр-р	11	13	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-17,7933	-18,4663	0	0	63,27123	0
Тр-р	12	9	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-16,5198	-16,6801	0	0	59,06065	0
Тр-р	13	9	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-16,5198	-16,6801	0	0	59,06065	0
Тр-р	12	10	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,9498	-0,38258	0	0	2,576044	0
Тр-р	13	10	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,9498	-0,38258	0	0	2,576044	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-1,4063	-0,79054	0	0	7,802707	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-1,42463	-1,21345	0	0	9,051066	0
Тр-р	19	22	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-7,61289	-4,20261	0	0	44,04353	0
Тр-р	19	23	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-18,845	-10,5594	0	0	109,4104	0
Тр-р	22	20	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	-0,88775	-0,78029	0	0	6,263682	0
Тр-р	23	20	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-3,34404	-0,90933	0	0	18,36448	0
Тр-р	22	21	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-6,62215	-2,50888	0	0	37,52851	0
Тр-р	23	21	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-15,3106	-7,47298	0	0	90,284	0
Тр-р	24	27	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-7,29197	-3,9394	0	0	41,92073	0
Тр-р	24	28	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-4,79171	-2,26277	0	0	26,8028	0
Тр-р	27	25	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-4,4283	-1,99038	0	0	25,61886	0
Тр-р	28	25	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	-3,06406	-0,9974	0	0	16,97099	0
Тр-р	27	26	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,76395	-1,11203	0	0	15,72086	0
Тр-р	28	26	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,65346	-0,75141	0	0	9,565387	0
Тр-р	30	31	0	0 РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	15,76469	-41,7073	0	0	110,6926	0
Тр-р	31	29	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	16,0981	-38,9393	0	0	109,492	0
Тр-р	31	32	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,047	0	0	2,14Е-14	-4,48Е-14	0	0	1,29Е-13	0
Тр-р	29	35	0	0 РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	29,49	1	0	0	30,40573	-13,5721	0	0	164,4702	0
Тр-р	35	34	0	0 Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	32,96613	-5,79321	0	0	168,0161	0
Тр-р	35	37	0	0 Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,3347	0	0	-2,12467	-5,75809	0	0	30,80882	0
Тр-р	29	36	0	0 РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	29,5	1	0	0	30,39888	-13,8487	0	0	165,0009	0
Тр-р	36	33	0	0 Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	49,92327	-6,57642	0	0	252,8619	0
Тр-р	36	37	0	0 Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,335	0	0	-19,0883	-5,24191	0	0	99,40308	0
Тр-р	41	44	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-10,5399	-7,36559	0	0	31,97303	0
Тр-р	41	45	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-9,64748	-6,78726	0	0	29,33047	0
Тр-р	44	42	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-7,81488	-4,87334	0	0	23,37616	0
Тр-р	45	42	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	-7,04951	-5,3066	0	0	22,39598	0
Тр-р	44	43	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,66432	-1,55952	0	0	7,835762	0
Тр-р	45	43	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,53676	-0,58209	0	0	6,606119	0
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-52,3984	-5,15005	0	610	250,8008	41,11489
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-52,3984	-5,15005	0	610	250,8008	41,11489
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	1,709005	-12,8399	0	510	62,59681	12,27388
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	1,709005	-12,8399	0	510	62,59688	12,2739
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-77,0192	-22,4027	0	610	382,1129	62,64147
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-77,0192	-22,4027	0	610	382,1129	62,64147
ЛЭП	14	15	0	0 Центральная-110 - Отп. Владимировка	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	-50,5124	-28,3065	0	510	277,9193	54,49397
ЛЭП	15	16	0	0 Отп. Владимировка - Владимировка-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,83128	-2,00135	0	510	16,77698	3,289603
ЛЭП	15	18	0	0 Отп. Владимировка - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	-47,446	-25,8253	0	510	262,1467	51,40131
ЛЭП	18	19	0	0 Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-17,1162	-17,3115	0	510	122,6104	24,04125
ЛЭП	19	24	0	0 Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	9,534321	-2,54532	0	510	51,73144	10,14342
ЛЭП	24	29	0	0 Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	21,69743	2,711495	0	510	110,5987	21,68602
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	-7,89924	20,89344	0	610	55,45352	9,090741
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	-7,86512	20,81378	0	610	55,23857	9,055504
ЛЭП	38	51	0	0 Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	5,108513	3,987969	0	610	15,99014	6,21334
ЛЭП	51	11	0	0 Варваровка-220 - Благовещенская-220	10,752	48,04	-147,84	0	0	0	0	9,892311	0,182448	0	610	31,16357	5,108782
ЛЭП	38	39	0	0 Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-36,715	-15,3273	0	610	101,0582	16,56691
ЛЭП	39	41	0	0 Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-8,80162	-6,54808	0	610	27,29341	4,47433
ЛЭП	38	40	0	0 Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-36,4993	-15,1862	0	610	100,4268	16,46342
ЛЭП	40	41	0	0 Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-11,3874	-7,53332	0	610	34,03296	5,579174
ЛЭП	42	46	0	0 Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	-14,8591	-10,1828	0	380	88,86033	23,3843
ЛЭП	46	47	0	0 Озерная-110 - Отп. Анновка	6,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	-11,1319	-9,09533	0	380	72,30421	19,02742
ЛЭП	47	48	0	0 Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	0	0	0	-1,00995	-0,38812	0	380	5,421342	12,66669
ЛЭП	47	49	0	0 Отп. Анновка - Полевая-110	4,599	8,0486	-25,07	0	0	0	0	-10,0273	-8,99685	0	380	68,35656	17,98857
ЛЭП	49	50	0	0 Полевая-110 - Ивановка-110	8,052	14,091	-43,89	0	0	0	0	5,734226	-3,11797	0	380	34,3417	9,037289
ЛЭП	50	18	0	0 Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	25,38288	5,304712	0	380	130,5981	34,36791
Тр-р	52	53	0	0 Приамурская - Приамурская НН1	4,38	86,7	8,47	1,44	0,095455	9	1	-7,3894	-3,48707	0	0	41,29732	0
Тр-р	52	54	0	0 Приамурская - Приамурская НН2	4,38	86,7	8,47	1,44	0,095455	9	1	-7,3894	-3,48707	0	0	41,29732	0
Выкл	53	54	0	0 Приамурская НН1 - Приамурская НН2	0	0	0	0	0	0	0	2,12Е-07	-3,51Е-10	0	0	1,15Е-05	0
ЛЭП	50	52	0	0 Ивановка-110 - Приамурская	4,28	4,44	-25,5	0	0	0	0	-7,41167	-3,17566	0	265	41,3011	15,58532
ЛЭП	50	52	0	0 Ивановка-110 - Приамурская	4,28	4,44	-25,5	0	0								

Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta	
Ген-	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	1	0	0	60	-20	6,9	-20	20	0	0	6,960191	10,47922	16,88811
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,964173	10,54243	16,78983
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,964173	10,54243	16,78983
Нагр	4	Г1-Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	122,1048	11,00439	16,7783
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	0	0	26,16302
Ген	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	34,01775	11	-50	50	0	11	4,761905	17,59976	
Ген	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	124	44,06632	11	-50	50	0	11	4,761905	16,83328	
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0	1	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	0	124,7584	8,485585	12,7813
Нагр	9	Благовещенская-110	115	0	1	141	17	0	0	0	0	0	0	0	124,5061	8,266151	11,95504
Нагр	10	Благовещенская-35	38	0	1	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	0	39,56505	4,118562	11,81289
База	11	Благовещенская-220	230	0	1	2,9	1,16	28,05332	62,40683	245	0	0	0	0	245	6,521739	12,32341
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236,7156	2,919815	11,93902
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236,7156	2,919815	11,93902
Нагр	14	Центральная-110	115	0	1	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	0	124,1581	7,963565	12,12173
Нагр	15	Отп. Владимировка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	123,4404	7,339521	11,92241
Нагр	16	Владимировка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	123,4385	7,337829	11,92204
Нагр	17	Владимировка-10	10,5	0	1	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	0	11,71808	11,60074	11,2371
Нагр	18	Волково-110	115	0	1	4	1,8	0	0	0	0	0	0	0	121,3653	5,535034	11,34453
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118,8576	3,354467	10,68076
Нагр	20	Тамбовка-35	38	0	1	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	0	38,18009	0,473933	6,251232
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	0	1	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	0	10,72203	2,114555	3,837065
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,1117	-0,77239	6,23314
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,1165	-0,76829	6,245502
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118,23	2,808676	11,36758
Нагр	25	Михайловка-35	38	0	1	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	0	38,02667	0,070191	7,115301
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	0	1	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	0	10,82853	3,128885	6,074681
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113,7071	-1,12425	7,071118
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113,9077	-0,94983	7,050337
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0	1	22,59	9,036	0	0	0	0	0	0	0	119,9283	4,28552	13,28632
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	242,8627	5,592475	11,92395
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	227,956	-0,88871	13,25598
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,71393	2,037437	13,25598
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	50	-18,594	11	-20	20	0	11	4,761905	18,27049	
Ген-	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	33	-10	11	-10	10	0	0	11,09221	5,640057	17,35462
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,5054	1,309041	15,66621
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,4586	1,268351	15,68295
Нагр	37	РГРЭС-35	38	0	1	21,2	11	0	0	0	0	0	0	0	38,99179	2,609981	15,68387
База	38	Завитая-220	230	0	1	4,1	1,2	79,02278	96,98562	245	0	0	0	0	245	6,521739	11,61086
Нагр	39	Короли/г-Хвойная	230	0	1	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	0	242,5682	5,464441	10,86168
Нагр	40	Белогорск/г-Хвойная	230	0	1	25	10	0	0	0	0	0	0	0	242,5938	5,475583	10,86842
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	242,5631	5,462235	10,86039
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	122,865	6,839137	6,834507
Нагр	43	Хвойная-35	38	0	1	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	0	38,97691	2,570804	6,456791
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	233,7566	1,633322	6,815406
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	233,7498	1,630348	6,814242
Нагр	46	Озерная-110	115	0	1	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	0	117,175	1,891312	4,896447
Нагр	47	Отп. Анновка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113,5967	-1,22028	3,594551
Нагр	48	Анновка-110	115	0	1	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	0	113,5942	-1,2224	3,593553
Нагр	49	Полевая-110	115	0	1	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	0	111,0088	-3,47062	2,606112
Нагр	50	Ивановка-110	115	0	1	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	0	108,3825	-5,75435	1,628347
Нагр	51	Варваровка-220	230	0	1	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	0	245,3694	6,682338	11,79123
Нагр	52	Приамурская	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107,9502	-1,86347	1,538523
Нагр	53	Приамурская НН1	10,5	0	1	7,35	2,94	0	0	0	0	0	0	0	10,92033	4,003114	-1,61756
Нагр	54	Приамурская НН2	10,5	0	1	7,35	2,94	0	0	0	0	0	0	0	10,92033	4,003114	-1,61756

Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы/Название	R	X	B	G	кг/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	ldon_расч	l_max	l_загр.
Выкл	1	2	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	-29,9933	9,974063	0	0	2621,909	0
Выкл	1	3	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	-29,9933	9,974063	0	0	2621,909	0
Тр-р	4	2	0	0 Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,97781	-10,0046	0	0	149,4298	0
Тр-р	4	3	0	0 Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,97781	-10,0046	0	0	149,4298	0
Тр-р	4	8	0	0 Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-59,9543	20,06181	0	0	298,9328	0
Тр-р	8	5	0	0 БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	8	6	0	0 БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,2751	23,31914	0	0	517,0837	0
Тр-р	8	7	0	0 БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	123,1508	33,47736	0	0	590,5925	0
Тр-р	11	12	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	-7,23627	-34,9521	0	0	84,11249	0
Тр-р	11	13	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-7,23867	-34,9515	0	0	84,11225	0
Тр-р	12	9	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-5,92929	-32,6559	0	0	80,95017	0
Тр-р	13	9	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-5,92929	-32,6559	0	0	80,95017	0
Тр-р	12	10	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,95006	-0,38245	0	0	2,497895	0
Тр-р	13	10	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,95006	-0,38245	0	0	2,497895	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-1,41022	-0,77936	0	0	7,536173	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-1,43021	-1,23186	0	0	8,828672	0
Тр-р	19	22	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-7,61785	-4,10656	0	0	42,0378	0
Тр-р	19	23	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-18,8506	-10,3115	0	0	104,3709	0
Тр-р	22	20	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	-0,89394	-0,82206	0	0	6,144559	0
Тр-р	23	20	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-3,33798	-0,86792	0	0	17,44942	0
Тр-р	22	21	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-6,61709	-2,43507	0	0	35,67421	0
Тр-р	23	21	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-15,3151	-7,43521	0	0	86,1325	0
Тр-р	24	27	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-7,29499	-3,88846	0	0	40,36821	0
Тр-р	24	28	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-4,79144	-2,2288	0	0	25,80545	0
Тр-р	27	25	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-4,42765	-1,99064	0	0	24,64911	0
Тр-р	28	25	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	-3,06319	-0,99731	0	0	16,32819	0
Тр-р	27	26	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,76398	-1,1074	0	0	15,11868	0
Тр-р	28	26	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,65311	-0,74859	0	0	9,197991	0
Тр-р	30	31	0	0 РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	20,82479	-62,2988	0	0	156,1563	0
Тр-р	31	29	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	21,20647	-57,3403	0	0	154,841	0
Тр-р	31	32	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,047	0	0	3,24Е-14	-9,42Е-14	0	0	2,52Е-13	0
Тр-р	29	35	0	0 РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	29,49	1	0	0	30,26655	-23,9003	0	0	185,6585	0
Тр-р	35	34	0	0 Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	32,96011	-11,0133	0	0	172,213	0
Тр-р	35	37	0	0 Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,3347	0	0	-2,23251	-10,456	0	0	52,98321	0
Тр-р	29	36	0	0 РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	29,5	1	0	0	30,46625	-24,2153	0	0	187,3539	0
Тр-р	36	33	0	0 Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	49,91315	-21,1733	0	0	268,7907	0
Тр-р	36	37	0	0 Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,335	0	0	-18,9806	-0,54368	0	0	94,13595	0
Тр-р	41	44	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-25,2153	-14,4566	0	0	69,18203	0
Тр-р	41	45	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-23,0615	-13,2857	0	0	63,34842	0
Тр-р	44	42	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-22,465	-10,1125	0	0	60,84824	0
Тр-р	45	42	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	-20,4407	-10,1637	0	0	56,38425	0
Тр-р	44	43	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,66443	-1,58813	0	0	7,661135	0
Тр-р	45	43	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,53668	-0,55141	0	0	6,411179	0
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-55,9938	4,476809	0	610	259,9517	42,61504
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-55,9938	4,476809	0	610	259,9517	42,61504
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	8,767769	-19,072	0	510	97,93683	19,2033
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	8,767769	-19,0719	0	510	97,9369	19,20331
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-73,4652	-13,1527	0	610	345,4798	56,63603
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-73,4652	-13,1527	0	610	345,4798	56,63603
ЛЭП	14	15	0	0 Центральная-110 - Отп. Владимировка	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	-29,3194	-22,6047	0	510	172,5341	33,83021
ЛЭП	15	16	0	0 Отп. Владимировка - Владимировка-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,84046	-2,00829	0	510	16,27856	3,191875
ЛЭП	15	18	0	0 Отп. Владимировка - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	-26,3877	-20,497	0	510	157,4722	30,8769
ЛЭП	18	19	0	0 Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-22,1481	-18,4989	0	510	138,9373	27,24261
ЛЭП	19	24	0	0 Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	4,566528	-3,97794	0	510	33,68218	6,604349
ЛЭП	24	29	0	0 Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	16,68341	0,975047	0	510	81,60878	16,00172
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	-10,4349	31,21173	0	610	78,23566	12,82552
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	-10,3901	31,08707	0	610	77,92081	12,7739
ЛЭП	38	51	0	0 Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	5,87018	4,479343	0	610	17,40064	2,852564
ЛЭП	51	11	0	0 Варваровка-220 - Благовещенская-220	10,752	48,04	-147,84	0	0	0	0	10,65477	0,125145	0	610	32,39426	5,310535
ЛЭП	38	39	0	0 Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-50,9715	-22,3036	0	610	134,1957	21,9993
ЛЭП	39	41	0	0 Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-22,9704	-13,3992	0	610	63,30919	10,37856
ЛЭП	38	40	0	0 Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-50,5051	-22,0371	0	610	132,9322	21,79216
ЛЭП	40	41	0	0 Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-25,3078	-14,2699	0	610	69,22404	11,3482
ЛЭП	42	46	0	0 Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	-42,8676	-20,2762	0	380	224,2507	59,01335
ЛЭП	46	47	0	0 Озерная-110 - Отп. Анновка	6,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	-38,0048	-17,2217	0	380	206,4997	54,34203
ЛЭП	47	48	0	0 Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	0	0	0	-1,01001	-0,38854	0	380	5,521314	1,452977
ЛЭП	47	49	0	0 Отп. Анновка - Полевая-110	4,599	8,0486	-25,07	0	0	0	0	-36,2091	-15,9065	0	380	201,652	53,06632
ЛЭП	49	50	0	0 Полевая-110 - Ивановка-110	8,052	14,091	-43,89	0	0	0	0	-19,9498	-9,14389	0	380	115,302	30,34264
ЛЭП	50	18	0	0 Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	0	0	0	380	0	0
Тр-р	52	53	0	0 Приамурская - Приамурская НН1	4,38	86,7	8,47	1,44	0,10395	4	1	-7,39165	-3,531	0	0	43,81186	0
Тр-р	52	54	0	0 Приамурская - Приамурская НН2	4,38	86,7	8,47	1,44	0,10395	4	1	-7,39165	-3,531	0	0	43,81186	0
Выкл	53	54	0	0 Приамурская НН1 - Приамурская НН2	0	0	0	0	0	0	0	9,36Е-10	-6,00Е-11	0	0	4,96Е-08	0
ЛЭП	50	52	0	0 Ивановка-110 - Приамурская	4,28	4,44	-25,5	0	0	0	0	-7,41592	-3,25783	0	265	43,81186	16,53278
ЛЭП	50	52	0	0 Ивановка-110 - Приамурская	4,28	4,44	-25,5	0	0	0	0	-7,41592	-3,25783</				

Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

№	№ сост	Тип	П 1	l 1	dl 1	l 2	dl 2	l 0	dl 0
1	1	3φ	52	3,051697	-66,8326	1,69E-16	0	-8,47E-17	0
1	1	2φ	52	1,525849	-66,8326	-1,52585	-66,8326	-1,31E-16	0
1	1	1φ1φ	52	2,020886	-68,2711	-1,0327	-64,0167	-0,99399	-72,6914
1	1	1φ	52	1,006794	-69,7959	1,006794	-69,7959	1,006794	-69,7959
1	1	3φ	53	11,38688	-80,1189	6,32E-16	0	-3,16E-16	0
1	1	2φ	53	5,693438	-80,1189	-5,69344	-80,1189	4,48E-16	0
1	1	1φ1φ	53	11,38688	-80,1189	1,72E-07	0	-11,3869	-80,1189
1	1	1φ	53	5,693438	-80,1189	5,693438	-80,1189	5,693438	-80,1189

Приложение Д. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	1	0	0	60	-3,0927	6,9	-20	20	0	6,9	9,52381	16,21828
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,900632	9,533837	16,11821
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,900632	9,533837	16,11821
Нагр	4	Г1-Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	120,9894	9,99034	16,11633
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	0	26,16302
Ген+	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	50	11	-50	50	0	10,83517	3,192142	17,05263
Ген+	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	124	50	11	-50	50	0	10,74354	2,319399	16,30134
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0	1	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	121,2405	5,426546	12,04342
Нагр	9	Благовещенская-110	115	0	1	141	17	0	0	0	0	0	0	120,6931	4,950484	11,25434
Нагр	10	Благовещенская-35	38	0	1	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	38,35478	0,933635	11,11145
База	11	Благовещенская-220	230	0	1	2,9	1,16	47,90372	30,29342	234	0	0	0	234	1,73913	12,32341
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229,4885	-0,22239	11,24562
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229,4885	-0,22239	11,24562
Нагр	14	Центральная-110	115	0	1	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	120,414	4,707858	11,33006
Нагр	15	Отп. Владимирова	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	119,3757	3,804968	10,92564
Нагр	16	Владимировка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	119,3737	3,803224	10,92524
Нагр	17	Владимировка-10	10,5	0	1	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	11,3249	7,856204	10,1926
Нагр	18	Волково-110	115	0	1	4	1,8	0	0	0	0	0	0	116,32	1,147837	9,671983
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	114,0006	-0,86905	9,165322
Нагр	20	Тамбовка-35	38	0	1	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	36,45327	-4,07035	4,328032
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	0	1	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	10,2157	-2,7076	1,674915
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	108,954	-5,2574	4,309192
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	108,9593	-5,25279	4,321447
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	114,1523	-0,73715	10,40848
Нагр	25	Михайловка-35	38	0	1	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	36,58791	-3,71603	5,831012
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	0	1	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	10,41334	-0,82529	4,706651
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	109,42	-4,85222	5,783298
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	109,6284	-4,67095	5,760851
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0	1	22,59	9,036	0	0	0	0	0	0	116,885	1,639173	12,96692
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,5588	1,112524	11,85757
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	222,1799	-3,40005	12,94523
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,44246	-0,54805	12,94523
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	50	-4,29156	11	-20	20	0	11	4,761905	18,02921
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	33	-4,78319	11	-10	10	0	11	4,761905	17,14806
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,0165	0,014313	15,43222
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	114,9725	-0,02392	15,4331
Нагр	37	РГРЭС-35	38	0	1	21,2	11	0	0	0	0	0	0	38,49354	1,298781	15,44219
База	38	Завитая-220	230	0	1	4,1	1,2	56,99598	63,65084	234	0	0	0	234	1,73913	11,61086
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	0	1	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	232,1786	0,947202	11,01407
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	0	1	25	10	0	0	0	0	0	0	232,1926	0,953325	11,01748
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,1761	0,946115	11,01354
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	119,553	3,95913	9,16262
Нагр	43	Хвойная-35	38	0	1	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	37,90315	-0,25487	8,773382
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,3514	-1,15157	9,152641
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,3483	-1,1529	9,151198
Нагр	46	Озерная-110	115	0	1	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	116,9904	1,730744	8,566145
Нагр	47	Отп. Анновка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,4948	0,430229	8,280079
Нагр	48	Анновка-110	115	0	1	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	115,4924	0,428141	8,279114
Нагр	49	Полевая-110	115	0	1	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	114,421	-0,50347	8,097128
Нагр	50	Ивановка-110	115	0	1	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	114,346	-0,56871	8,543148
Нагр	51	Варваровка-220	230	0	1	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	234,3304	1,882798	11,78328
Нагр	52	Приамурская	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	114,6665	4,242298	8,763335
Нагр	53	Приамурская НН1	10,5	0	1	7,35	2,94	0	0	0	0	0	0	10,68776	1,788205	5,976446
Нагр	54	Приамурская НН2	10,5	0	1	7,35	2,94	0	0	0	0	0	0	10,68776	1,788205	5,976446

Продолжение приложение Д.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы/Название	R	X	B	G	Kт/r	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	lдоп_расч	l max	l загр.
Выкл	1	2	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	-30	1,546348	0	0	2513,551	0
Выкл	1	3	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	-30	1,546348	0	0	2513,551	0
Тр-р	4	2	0	0 Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98173	-1,60008	0	0	143,2737	0
Тр-р	4	3	0	0 Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98173	-1,60008	0	0	143,2737	0
Тр-р	4	8	0	0 Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-59,9633	3,197778	0	0	286,546	0
Тр-р	8	5	0	0 БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	8	6	0	0 БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,2012	38,08833	0	0	550,7425	0
Тр-р	8	7	0	0 БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	123,0333	39,17776	0	0	614,8748	0
Тр-р	11	12	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	-17,5436	-18,4797	0	0	62,86915	0
Тр-р	11	13	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-17,5457	-18,4791	0	0	62,87189	0
Тр-р	12	9	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-16,2724	-16,7014	0	0	58,66365	0
Тр-р	13	9	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-16,2724	-16,7014	0	0	58,66365	0
Тр-р	12	10	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,9498	-0,38258	0	0	2,576085	0
Тр-р	13	10	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,9498	-0,38258	0	0	2,576085	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимирова-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-1,4063	-0,79053	0	0	7,802539	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимирова-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-1,42463	-1,21346	0	0	9,050924	0
Тр-р	19	22	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-7,61288	-4,20239	0	0	44,03918	0
Тр-р	19	23	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-18,845	-10,5588	0	0	109,3994	0
Тр-р	22	20	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	-0,88776	-0,78037	0	0	6,263415	0
Тр-р	23	20	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-3,44402	-0,90925	0	0	18,36253	0
Тр-р	22	21	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-6,62211	-2,50872	0	0	37,52448	0
Тр-р	23	21	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-15,3106	-7,47288	0	0	90,27496	0
Тр-р	24	27	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-7,29197	-3,93932	0	0	41,91841	0
Тр-р	24	28	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-4,79171	-2,26271	0	0	26,80131	0
Тр-р	27	25	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-4,4283	-1,99037	0	0	25,61742	0
Тр-р	28	25	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	-3,06406	-0,9974	0	0	16,97004	0
Тр-р	27	26	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,76395	-1,11202	0	0	15,71996	0
Тр-р	28	26	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,65346	-0,75141	0	0	9,564838	0
Тр-р	30	31	0	0 РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	15,87231	-41,7179	0	0	110,8116	0
Тр-р	31	29	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	16,20577	-38,9451	0	0	109,6138	0
Тр-р	31	32	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,047	0	0	1,93Е-14	-9,44Е-14	0	0	2,50Е-13	0
Тр-р	29	35	0	0 РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	29,49	1	0	0	30,40573	-13,5698	0	0	164,4664	0
Тр-р	35	34	0	0 Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	32,96613	-5,79096	0	0	168,0144	0
Тр-р	35	37	0	0 Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,3347	0	0	-2,12467	-5,75809	0	0	30,80889	0
Тр-р	29	36	0	0 РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	29,5	1	0	0	30,39889	-13,8463	0	0	164,997	0
Тр-р	36	33	0	0 Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	49,92327	-6,57417	0	0	252,8609	0
Тр-р	36	37	0	0 Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,335	0	0	-19,0883	-5,24191	0	0	99,40328	0
Тр-р	41	44	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-10,848	-7,51727	0	0	32,81956	0
Тр-р	41	45	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-9,92907	-6,92617	0	0	30,10418	0
Тр-р	44	42	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-8,12274	-4,99983	0	0	24,2219	0
Тр-р	45	42	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	-7,3308	-5,4217	0	0	23,15478	0
Тр-р	44	43	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,66428	-1,55913	0	0	7,839201	0
Тр-р	45	43	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,53681	-0,58252	0	0	6,60987	0
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-52,4758	-5,15367	0	610	251,1712	41,17561
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-52,4758	-5,15367	0	610	251,1712	41,17561
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	1,879304	-12,8629	0	510	62,81788	12,31723
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	1,879304	-12,8629	0	510	62,81795	12,31724
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-76,9417	-22,4026	0	610	381,7622	62,58396
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-76,9417	-22,4026	0	610	381,7622	62,58396
ЛЭП	14	15	0	0 Центральная-110 - Отп. Владимирова	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	-50,0178	-28,3557	0	510	275,9733	54,11241
ЛЭП	15	16	0	0 Отп. Владимирова - Владимирова-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,83128	-2,00135	0	510	16,77667	3,289543
ЛЭП	15	18	0	0 Отп. Владимирова - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	-46,9545	-25,883	0	510	260,2001	51,01964
ЛЭП	18	19	0	0 Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-17,2191	-17,2878	0	510	122,8693	24,09202
ЛЭП	19	24	0	0 Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	9,432127	-2,52039	0	510	51,19984	10,03918
ЛЭП	24	29	0	0 Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	21,59354	2,731841	0	510	110,0846	21,58521
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	-7,95317	20,89875	0	610	55,5132	9,100524
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	-7,9188	20,81907	0	610	55,29796	9,065239
ЛЭП	38	51	0	0 Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	5,108513	3,987969	0	610	15,99014	2,621334
ЛЭП	51	11	0	0 Варваровка-220 - Благовещенская-220	10,752	48,04	-147,84	0	0	0	0	9,892311	0,182448	0	610	31,16357	5,108782
ЛЭП	38	39	0	0 Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-37,0143	-15,4826	0	610	101,8896	16,70322
ЛЭП	39	41	0	0 Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-9,09904	-6,69465	0	610	28,10651	4,607624
ЛЭП	38	40	0	0 Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-36,7934	-15,3388	0	610	101,2437	16,59733
ЛЭП	40	41	0	0 Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-11,6796	-7,67742	0	610	34,8387	5,711262
ЛЭП	42	46	0	0 Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	-15,4476	-10,4241	0	380	91,8884	24,18116
ЛЭП	46	47	0	0 Озерная-110 - Отп. Анновка	6,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	-11,7057	-9,31	0	380	75,23205	19,79791
ЛЭП	47	48	0	0 Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	0	0	0	-1,00996	-0,38816	0	380	5,430309	1,429029
ЛЭП	47	49	0	0 Отп. Анновка - Полевая-110	4,599	8,0486	-25,07	0	0	0	0	-10,5931	-9,19632	0	380	71,2251	18,74345
ЛЭП	49	50	0	0 Полевая-110 - Ивановка-110	8,052	14,091	-43,89	0	0	0	0	5,174192	-3,30668	0	380	32,62754	8,586194
ЛЭП	52	18	0	0 Приамурская - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	24,80999	5,43195	0	380	127,8782	33,65216
Тр-р	52	53	0	0 Приамурская - Приамурская НН1	4,38	86,7	8,47	1,44	0,095455	9	1	-7,38935	-3,48443	0	0	41,13469	0
Тр-р	52	54	0	0 Приамурская - Приамурская НН2	4,38	86,7	8,47	1,44	0,095455	9	1	-7,38935	-3,48443	0	0	41,13469	0
Выкл	53	54	0	0 Приамурская НН1 - Приамурская НН2	0	0	0	0	0	0	0	-2,12Е-07	-2,73Е-09	0	0	1,14Е-05	0
ЛЭП	50	52	0	0 Ивановка-110 - Приамурская	4,28	4,44	-25,5	0	0	0	0	9,996368	-1,23611	0	380	51,08868	13,44439

Продолжение приложение Д.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta	
Ген	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	1	0	0	0	60	-6,45173	6,9	-20	20	0	6,9	9,52381	16,95814
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901306	9,544547	16,85808
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901306	9,544547	16,85808
Нагр	4	Г1-Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	121,0012	10,00111	16,85424
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	0	26,16302	
Ген+	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	50	11	-50	50	0	10,87584	3,579462	17,75546	
Ген+	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	124	50	11	-50	50	0	10,78189	2,684667	17,01286	
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0	1	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	0	121,7366	5,857925	12,78267
Нагр	9	Благовещенская-110	115	0	1	141	17	0	0	0	0	0	0	0	121,1425	5,341311	11,95167
Нагр	10	Благовещенская-35	38	0	1	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	0	38,49399	1,299976	11,81125
База	11	Благовещенская-220	230	0	1	2,9	1,16	19,39096	-6,42281	234	0	0	0	0	234	1,73913	12,32341
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	230,3198	0,13904	11,94449
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	230,3198	0,13904	11,94449
Нагр	14	Центральная-110	115	0	1	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	0	120,9852	5,204498	12,1017
Нагр	15	Отп. Владимировка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,3461	4,648765	11,89089
Нагр	16	Владимировка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,3441	4,647033	11,8905
Нагр	17	Владимировка-10	10,5	0	1	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	0	11,41878	8,750276	11,16953
Нагр	18	Волково-110	115	0	1	4	1,8	0	0	0	0	0	0	0	118,526	3,066052	11,2804
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,3725	1,193497	10,58227
Нагр	20	Тамбовка-35	38	0	1	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	0	37,29814	-1,84701	5,950563
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	0	1	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	0	10,46358	-0,34688	3,418314
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	111,4775	-3,06308	5,9321
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	111,4825	-3,05872	5,94441
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,7479	1,519912	11,27364
Нагр	25	Михайловка-35	38	0	1	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	0	37,50453	-1,30386	6,907265
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	0	1	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	0	10,67788	1,694136	5,837337
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	112,1512	-2,47722	6,861846
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	112,3546	-2,30037	6,840482
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0	1	22,59	9,036	0	0	0	0	0	0	0	119,5724	3,975994	13,19971
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	242,76	5,547829	11,91593
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	227,2821	-1,18171	13,1681
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,68226	1,735778	13,1681
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	50	-16,6427	11	-20	20	0	11	4,761905	18,19306	
Ген-	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	33	-10	11	-10	10	0	11,07235	5,450913	17,28554	
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,3022	1,132344	15,59103
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,2558	1,092041	15,60436
Нагр	37	РГРЭС-35	38	0	1	21,2	11	0	0	0	0	0	0	0	38,9238	2,431063	15,60701
База	38	Завитая-220	230	0	1	4,1	1,2	87,96961	131,1231	245	0	0	0	0	245	6,521739	11,61086
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	0	1	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	0	242,5492	5,456194	10,86175
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	0	1	25	10	0	0	0	0	0	0	0	242,5752	5,46748	10,86848
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	242,5441	5,453955	10,86045
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	122,7635	6,750912	6,823503
Нагр	43	Хвойная-35	38	0	1	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	0	38,94465	2,485926	6,444722
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	233,5643	1,549691	6,80392
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	233,5574	1,546707	6,802773
Нагр	46	Озерная-110	115	0	1	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	0	117,0032	1,741924	4,891119
Нагр	47	Отп. Анновка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113,3765	-1,41176	3,592287
Нагр	48	Анновка-110	115	0	1	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	0	113,374	-1,41389	3,591286
Нагр	49	Полевая-110	115	0	1	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	0	110,7524	-3,69354	2,605516
Нагр	50	Ивановка-110	115	0	1	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	0	108,067	-6,02869	1,633354
Нагр	51	Варваровка-220	230	0	1	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	0	240,7966	4,694181	11,78008
Нагр	52	Приамурская	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107,1892	-2,55524	1,455343
Нагр	53	Приамурская НН1	10,5	0	1	7,35	2,94	0	0	0	0	0	0	0	10,30722	-1,83599	-1,74713
Нагр	54	Приамурская НН2	10,5	0	1	7,35	2,94	0	0	0	0	0	0	0	10,30722	-1,83599	-1,74713

Продолжение приложение Д.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы/Название	R	X	B	G	Kт/r	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	lдоп_расч	l max	l загр.
Выкл	1	2	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	-30	3,225863	0	0	2524,689	0
Выкл	1	3	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	-30	3,225863	0	0	2524,689	0
Тр-р	4	2	0	0 Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98136	-3,27887	0	0	143,9073	0
Тр-р	4	3	0	0 Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98136	-3,27887	0	0	143,9073	0
Тр-р	4	8	0	0 Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-59,9627	6,557739	0	0	287,8145	0
Тр-р	8	5	0	0 БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	8	6	0	0 БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,2576	38,07479	0	0	548,7297	0
Тр-р	8	7	0	0 БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	123,1527	38,72713	0	0	612,2639	0
Тр-р	11	12	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	-6,47094	-15,1562	0	0	40,66064	0
Тр-р	11	13	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-6,47314	-15,1556	0	0	40,66152	0
Тр-р	12	9	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-5,20299	-13,8583	0	0	37,10677	0
Тр-р	13	9	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-5,20299	-13,8583	0	0	37,10677	0
Тр-р	12	10	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,95006	-0,38259	0	0	2,567408	0
Тр-р	13	10	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,95006	-0,38259	0	0	2,567408	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимирова-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-1,40753	-0,78794	0	0	7,738686	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимирова-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-1,42625	-1,21784	0	0	8,997487	0
Тр-р	19	22	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-7,616	-4,15386	0	0	43,0393	0
Тр-р	19	23	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-18,8495	-10,4338	0	0	106,8875	0
Тр-р	22	20	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	-0,89079	-0,80061	0	0	6,202979	0
Тр-р	23	20	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-3,34123	-0,88939	0	0	17,90623	0
Тр-р	22	21	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-6,62046	-2,47245	0	0	36,60092	0
Тр-р	23	21	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-15,3146	-7,45318	0	0	88,20584	0
Тр-р	24	27	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-7,29405	-3,90617	0	0	40,91783	0
Тр-р	24	28	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-4,79161	-2,24063	0	0	26,15856	0
Тр-р	27	25	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-4,42792	-1,99061	0	0	24,9923	0
Тр-р	28	25	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	-3,06352	-0,99738	0	0	16,55564	0
Тр-р	27	26	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,76406	-1,10902	0	0	15,33191	0
Тр-р	28	26	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,65329	-0,74958	0	0	9,328055	0
Тр-р	30	31	0	0 РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	19,43163	-64,5717	0	0	160,3722	0
Тр-р	31	29	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	19,81518	-59,3827	0	0	159,0226	0
Тр-р	31	32	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,047	0	0	2,01Е-15	5,08Е-14	0	0	1,29Е-13	0
Тр-р	29	35	0	0 РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	29,49	1	0	0	30,29381	-22,8534	0	0	183,2265	0
Тр-р	35	34	0	0 Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	32,96164	-11,0347	0	0	172,5547	0
Тр-р	35	37	0	0 Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,3347	0	0	-2,20864	-9,43317	0	0	48,09479	0
Тр-р	29	36	0	0 РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	29,5	1	0	0	30,44828	-23,1618	0	0	184,7203	0
Тр-р	36	33	0	0 Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	49,91531	-19,1596	0	0	265,5238	0
Тр-р	36	37	0	0 Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,335	0	0	-19,0043	-1,56663	0	0	94,69957	0
Тр-р	41	44	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-25,267	-14,7219	0	0	69,60988	0
Тр-р	41	45	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-23,1085	-13,5282	0	0	63,74016	0
Тр-р	44	42	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-22,5164	-10,3508	0	0	61,25805	0
Тр-р	45	42	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	-20,4874	-10,3801	0	0	56,77381	0
Тр-р	44	43	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,66434	-1,58737	0	0	7,666291	0
Тр-р	45	43	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,53677	-0,55223	0	0	6,417711	0
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-55,8039	-5,94712	0	610	266,2401	43,64593
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-55,8039	-5,94712	0	610	266,2401	43,64593
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	9,686187	-10,6484	0	510	69,08037	13,54517
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	9,686187	-10,6484	0	510	69,08042	13,54518
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-73,6634	-19,6673	0	610	361,7324	59,30039
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-73,6634	-19,6673	0	610	361,7324	59,30039
ЛЭП	14	15	0	0 Центральная-110 - Отп. Владимирова	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	-27,8698	-18,6653	0	510	160,4054	31,45204
ЛЭП	15	16	0	0 Отп. Владимирова - Владимирова-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,83381	-2,003	0	510	16,656	3,265882
ЛЭП	15	18	0	0 Отп. Владимирова - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	-24,9571	-16,5878	0	510	144,8149	28,39509
ЛЭП	18	19	0	0 Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-20,7544	-14,664	0	510	125,2474	24,55831
ЛЭП	19	24	0	0 Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	5,911131	-0,06976	0	510	29,96038	5,874585
ЛЭП	24	29	0	0 Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	18,02347	4,94439	0	510	92,42402	18,12236
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	-9,73674	32,35071	0	610	80,34816	13,17183
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	-9,6951	32,22099	0	610	80,02419	13,11872
ЛЭП	38	51	0	0 Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	-1,57456	-26,8282	0	610	77,97185	12,78227
ЛЭП	51	11	0	0 Варваровка-220 - Благовещенская-220	10,752	48,04	-147,84	0	0	0	0	3,319451	-30,5771	0	610	93,90629	15,39447
ЛЭП	38	39	0	0 Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-51,0224	-22,5651	0	610	134,579	22,06213
ЛЭП	39	41	0	0 Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-23,0202	-13,6554	0	610	63,7256	10,44682
ЛЭП	38	40	0	0 Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-50,5551	-22,294	0	610	133,3085	21,85385
ЛЭП	40	41	0	0 Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-25,3568	-14,5216	0	610	69,62754	11,41435
ЛЭП	42	46	0	0 Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	-42,9652	-20,731	0	380	225,793	59,41921
ЛЭП	46	47	0	0 Озерная-110 - Отп. Анновка	6,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	-38,0839	-17,6426	0	380	208,0371	54,7466
ЛЭП	47	48	0	0 Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	0	0	0	-1,01001	-0,38859	0	380	5,532038	1,455799
ЛЭП																	