

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

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Проектирование переключательного пункта Магистральный под схему выдачи мощности четвертого и пятого блока Нерюнгринской ГРЭС на инновационной основе

Исполнитель

студент группы 142-ом

подпись, дата

А.И. Мифтахов

Руководитель

канд. техн. наук, доцент

подпись, дата

А.Н. Козлов

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 2023

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование переключательного пункта Магистральный под схему выдачи мощности четвертого и пятого блока Нерюнгринской ГРЭС на инновационной основе

(утверждено приказом от 07.02.2023 № 228-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2022 г., нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 2022 г

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2022 г., нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 2022 г

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 2 листа графической части, 52 таблицы, 18 рисунков, программные продукты RastrWin3, MathCad, 6 приложений, 61 формула

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

7. Дата выдачи задания 22.02.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, Зав. кафедрой Энергетики, профессор, доктор технических наук.

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 117 стр., 18 рисунков, 53 таблицы, 6 приложений, 54 источника, 62 формулы.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ПОДСТАНЦИЯ, ПОТОКИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПОТОКИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ДЛИТЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЙ ТОК, ТРАНСФОРМАТОР, РЕЖИМ РАБОТЫ СЕТИ, ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, ПОТРЕБИТЕЛЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ.

Актуальность темы обусловлена экономическим развитием Амурской области в связи с увеличением мощности потребляемой в Западном энергорайоне.

Цель работы была в проектирование переключательного пункта Магистральный под схему выдачи мощности четвертого и пятого блока Нерюнгринской ГРЭС на инновационной основе для питания Западного энергорайона Амурской области.

В результате были определены 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. Осуществлён прогноз электрических нагрузок района проектирования. На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны варианты подключения ПП Магистральный. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Анализ современного состояния схемно–режимной ситуации в электрических сетях Амурской области	10
1.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	10
1.2 Экономическая характеристика Амурской области	13
1.3 Климатические характеристики и территориальные особенности Амурской области	14
1.4 Структурный анализ электроэнергетической системы района	15
1.4.1 Характеристика источников питания	15
1.4.2 Структурный анализ ЛЭП	20
1.4.3 Структурный анализ ПС	22
1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	24
1.6 Выводы	41
2 Характеристика инновационного оборудования, применяемого в электрических сетях 220 кВ	45
2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования	45
2.1.1 Применение КРУЭ при проектировании распределительных устройств	45
2.1.2 Применение цифровой подстанции (переключательный пункт)	51
2.2 Выводы	58
3 Проектирование развития электрической сети Амурской области в связи с подключением ПП Магистральный	59
3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	59
3.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети	61
3.2.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПП Магистральный к существующим сетям на напряжение 220 кВ и	

выдачи мощности 4 и 5 блоков Нерюнгринской ГРЭС в Западный энергорайон Амурской области	61
3.2.2 Вариант развития электрической сети при подключении ПП Магистральный к существующим сетям на напряжение 220 кВ и выдачи мощности 4 и 5 блоков Нерюнгринской ГРЭС ПС Тында и ПС Сквородино	69
3.3 Расчет токов короткого замыкания	76
3.4 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального	79
3.4.1 Выбор и проверка выключателей	82
3.4.2 Выбор и проверка разъединителей	84
3.4.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	85
3.4.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	87
3.4.5 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН	88
3.4.6 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов	91
3.4.7 Выбор ОПН	92
3.5 Выводы	96
4 Выбор оптимального варианта развития сети	97
4.1 Капиталовложения	97
4.2 Расчет эксплуатационных издержек	99
4.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	101
4.4 Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения	102
4.5 Оценка экономической эффективности проекта	106
4.6 Выводы	110
Заключение	111
Библиографический список	112
Приложение А Граф рассматриваемого эквивалента сети	118
Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	119
Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима	135

Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1	144
Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2	150
Приложение Е Однолинейные схемы вариантов	156

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- ЕЭС – единая энергосистема;
- ЗГЭС – Зейская гидроэлектростанция;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
- КРУН – комплектное распределительное устройство наружное;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НГРЭС – Нерюнгринская ГРЭС;
- НН – низкое напряжение;
- ОЗ – операционная зона;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ПБВ – переключение без возбуждения;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройств электроустановок;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- РУ – распределительное устройство;
- РЖД – российская железная дорога;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

В данной магистерской диссертации проводится разработка инновационного развития электрической сети напряжением 220 кВ с центром питания Нерюнгринская ГРЭС и Зейская ГЭС при вводе ПП Магистральный в Амурской области, для выдачи мощности 4 и 5 блока Нерюнгринской ГРЭС для подключение новых социально–экономически значимых объектов, улучшения качества электроэнергии, решения проблемы с дефицитом электрической энергии в Западном энергорайоне Амурской области и повышения надёжность электроснабжения потребителей электрической сети.

Актуальность темы обусловлена экономическим развитием Амурской области в связи с увеличением мощности потребляемой в Западном энергорайоне.

Объект исследования – электрические сети 220 кВ Западного района Амурской области.

Предмет исследования – инновационные технологии применяемые в линиях электропередачи и на переключательном пункте.

Целью данной магистерской диссертации является проектирование инновационной схемы электрических сетей 220 кВ с центром питания Нерюнгринской ГРЭС и Зейская ГЭС при вводе ПП Магистральный.

Для достижения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) произвести анализ схемно–режимной ситуации электрической сети, к которой планируется ввод ПП Магистральный;
- 2) разработать мероприятия, направленные на повышение эффективности функционирования заданного района в нормальных и послеаварийных режимах;
- 3) выбрать основные характеристики технических устройств для реализации предложенных мероприятий,
- 4) разработать варианты подключения ПП Магистральный к сети;

5) произвести расчет токов короткого замыкания и выбрать оборудование для подключения ПП Магистральный;

б) определить оптимальный вариант инновационного развития сети на основании расчёта экономической эффективности с учетом фактора надежности.

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

Практическая значимость работы заключается в том, что в результате мы получаем экономически выгодное и инновационное технически-схемное решение по осуществлению эффективного, а также надёжного электроснабжения социально–экономически значимых объектов, и Западного энергорайона Амурской области в котором присутствует проблема с дефицитом электрической энергии, при вводе ПП Магистральный и выдачи в район мощности с 4 и 5 блока Нерюнгринской ГРЭС.

В данной работе проделано следующее: определён эквивалент рассматриваемого участка сети, дана экономическая и климатическая характеристики, а также рассмотрены территориальные особенности Амурской области, дана характеристика источников питания в рассматриваемом эквиваленте сети, выполнен структурный анализ ЛЭП и ПС, расчёт и анализ режимов существующей сети, приведена характеристика применяемого инновационного оборудования, разработаны варианты развития электрической сети и выполнена их техническая проработка, на основании расчёта экономической эффективности был сделан выбор оптимального варианта развития сети, а так же сделаны необходимые выводы и подведены результаты.

Применяемое лицензионное программное обеспечение: Microsoft Office Word 2016 г., Microsoft Office Visio 2016 г, Microsoft Office Excel 2016 г., MathCad Prime 4.0, Mathcad 15.0, Rastr Win 3.

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

Анализ современного состояния схемно – режимной ситуации в электрических сетях производится для определения района проектирования рассмотрения источников питания питающих данный район, электрических сетей, расположенных в рассматриваемом районе и ПС находящихся в нем. Анализ режимной ситуации, производится для определения узких мест рассматриваемого района и возможности подключения новых потребителей в нем.

1.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети

Эквивалент рассматриваемого участка сети определяется для отделения от энергосистемы района, предполагаемого для подключения новых потребителей. В качестве эквивалента выбран участок существующих сетей Амурской области на напряжение 220 кВ [45].



Рисунок 1 – Карта-схема района проектирования Амурской области

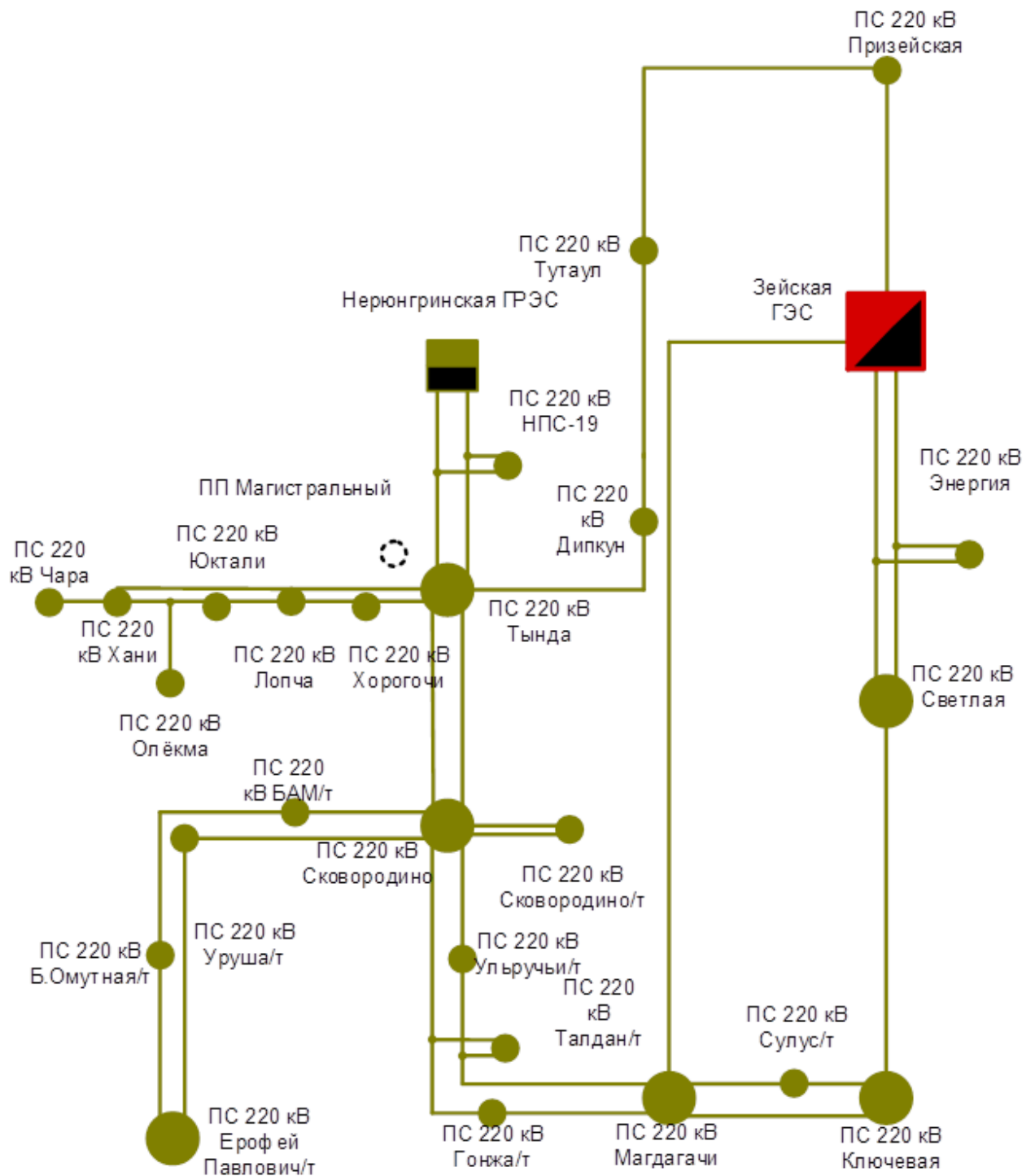


Рисунок 2 – Граф рассматриваемого участка сети

В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбраны 3 объекта генерации, выбрана одна ПС с классом напряжения 500 кВ и 29 подстанции с высшим классом напряжения 220 кВ данные объекты представлены в таблице 1 [45]:

Таблица 1 – Выбранный эквивалент сети

№	Объекты генерации	Подстанции
1	Зейская ГЭС	Призейская
2	Нерюнгринская ГРЭС	Тутаул
3		Дипкун
4		Тында
5		Энергия
6		Светлая
7		Ключевая
8		Сулус/т
9		Магдагачи
10		Гонжа/т
11		Талдан/т
12		Ульручы/т
13		Сковородино
14		Сковородино/т
15		Хорогочи
16		Лопча
17		Юктали
18		Олекма
19		Хани
20		Чара
21		Бам/т
22		Уруша/т
23		Б.Омутная/т
24		Ерофей-Павлович
25		Аячи/т
26		Чичатка
27		Амазар
28		Семиозерный
29		Могоча
30		Нагорный

1.2 Экономическая характеристика Амурской области

Западный энергорайон Амурской области имеет высокий потенциал для развития экономики и энергетики. В регионе находятся крупные предприятия, такие как ОАО "Амурский ГПЗ", ОАО "Свободный Сокол", ОАО "Амурский ЦБК", которые являются крупнейшими потребителями электроэнергии в регионе [44].

Общая установленная мощность энергосистемы Западного энергорайона составляет около 1,5 ГВт, при этом среднегодовое потребление электроэнергии составляет около 5,5 млрд кВт·ч. Это говорит о том, что энергосистема региона имеет достаточный потенциал для удовлетворения потребностей потребителей, а также для экспорта электроэнергии в соседние регионы.

Важным фактором для экономической характеристики региона является стоимость электроэнергии. В Западном энергорайоне Амурской области стоимость электроэнергии для населения и бюджетных организаций составляет от 3,5 до 4,5 рублей за кВт·ч, что является достаточно низкой ценой по сравнению с другими регионами России [44].

Развитие РЖД в западном районе Амурской области также является важным фактором для экономического развития региона. В настоящее время в регионе активно ведутся работы по модернизации и расширению железнодорожной инфраструктуры, в том числе строительство новых железнодорожных магистралей, реконструкция и модернизация существующих путей и станций [44].

Одним из ключевых проектов в этой области является строительство железнодорожного моста через реку Амур, который позволит значительно сократить время доставки грузов из Китая в Россию и обеспечит более эффективное использование транспортной инфраструктуры региона. Также в рамках развития железнодорожной инфраструктуры в западном районе Амурской области планируется строительство новых железнодорожных станций и терминалов, а также модернизация и расширение существующих [44].

Развитие железнодорожной инфраструктуры в западном районе Амурской области имеет большое значение для развития экономики региона, так как позволяет обеспечить более эффективную и быструю доставку грузов и товаров, а также создание новых рабочих мест.

1.3 Климатические характеристики и территориальные особенности Амурской области

Климат района проектирования резко-континентальный. Зима холодная, сухая, малоснежная, безоблачная. Лето преимущественно – теплое, дождливое, но со значительным количеством солнечного сияния. Среднегодовая температура воздуха составляет минус 7,8°С. Абсолютный минимум – минус 54 °С приходится на январь и февраль. Абсолютный максимум - 35°С [27].

Основные климатические показатели приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Климатические условия

Наименование	Показатели
Район по гололеду	III
Район по ветру	II
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 40 до 60
Степень загрязнения атмосферы	I
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	минус 7,8
Минимальная, °С	минус 54
Максимальная, °С	плюс 35
Наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, °С	минус 37
При гололедно-изморозевых отложениях, °С	минус 10
При ветре	минус 10

Гололёд – явление редкое, наблюдается 1 день в 10 лет. Нормативная толщина стенки гололёда на высоте 10 м – 20 мм.

Изморозь может наблюдаться с сентября по май. Распределение изморози неравномерно. Образование изморози зависит от рельефа и высоты места, производственно-бытовой деятельности человека и других местных условий.

Интенсивность пляски проводов – умеренная. Среднегодовая продолжительность гроз – 50 часов [27].

Территория области имеет сложное геологическое строение, рельеф преимущественно равнинный с высотами от 0 до 500 м и с преобладающим направлением хребтов с юга на север. Некоторые участки территории области находятся в 4-балльной сейсмической зоне, но крупных землетрясений в регионе не было. Наибольшая вероятность землетрясений характерна для северных районов [44].

Климат в регионе муссонный, субмеридиональные горные хребты определяют внутрирегиональную дифференциацию климата. Многолетняя мерзлота сформировалась на большей части территории края. Распространение растительности определяется высотной зональностью, преобладают хвойные леса, покрывающие 52,6 млн га, что составляет 68% от общей площади территории края. Однако 60% лесопокрытой территории является экономически недоступной [44].

Для выбранного района рекомендуется применения оборудования марки УХЛ.

1.4 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи: характеристику источников питания; структурный анализ ЛЭП; структурный анализ ПС.

1.4.1 Характеристика источников питания

Нерюнгринская ГРЭС

Основным источником питания является Нерюнгринская ГРЭС 220/110/35/10 кВ. Это тепловая электростанция, расположенная в пгт

Серебряный бор Нерюнгринского района республики Саха Якутия, входит в состав АО ДГК с 2005 года. Установленная мощность НГРЭС составляет: электрическая – 570 МВт, тепловая – 1220 Гкал/ч. Годовая выработка электроэнергии – 3030 млн.кВт·ч, тепловая – 1864 тыс.Гкал [45].

На НГРЭС установлено:

- 3 котлоагрегата ТПЕ–214 СЗХЛ;
- 1 турбина 1хЛ–210–130–3;
- 2 турбины 2хТ–180/210–130–3;
- 3 генератора 3хТГВ–200–2МУЗ;
- 2 автотрансформатора АДЦТН–125000/220/110/35кВ;
- 3двухобмоточный трансформатор ТДЦ–250000/220/10 кВ.

Распределительное устройство 220 кВ выполнено по типовой схеме «13Н – Две рабочие и обходная системы шин», содержит 3 трансформаторные ячейки и 4 линейных [45].

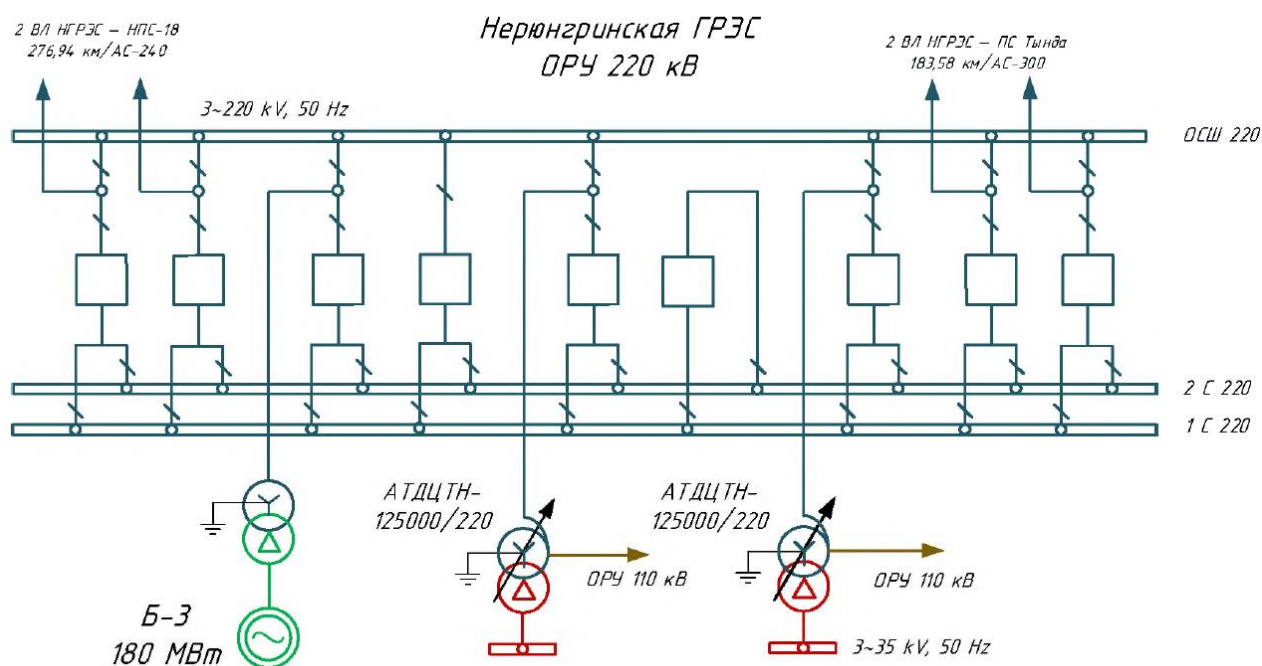


Рисунок 3 – Схема выдачи мощности 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС

Зейская ГЭС

Зейская ГЭС находится в городе Зей Амурской области. Установленная мощность данной станции – 1330 МВт. Строительство ГЭС началось в 1964 году, закончилось в 1980 году.

На Зейской ГЭС установлены генераторы марки – 6 × СВ–1130/220–44ХЛ4. Мощность генераторов – 4 × 225, 2 × 215 МВт. Генераторное напряжение – 15,75 кВ [14].

Главная электрическая схема ГЭС построена следующим образом: два гидрогенератора (№1 и №2) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ–250000/220 и ТНЕРЕ–265000/242 и выдают мощность на напряжении 220 кВ, и четыре гидрогенератора (г№3 – г№6) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ–250000/500 и ТНЕРЕ–265000/525 для выдачи мощности на напряжении 500 кВ. Последние попарно объединены в укрупненные блоки (3ГТ–4ГТ и 5ГТ–6ГТ) [45].

На ГЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ–500 и ОРУ–220 кВ. На ОРУ–500 кВ применена схема 17 – Полуторная, с тремя выключателями на два присоединения. ОРУ–220 кВ выполнено по схеме 12 – Одиночная рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин, с секционной связью через два обходных выключателя. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОЦТН–167000/500/220–75–У1, имеющих резервную фазу [45].

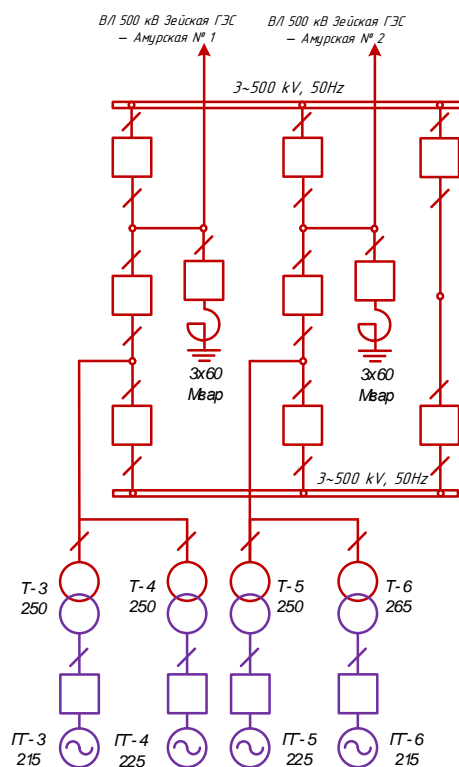


Рисунок 4 – Схема выдачи мощности 500 кВ Зейской ГЭС

Зейская ГЭС питает ПС 500 кВ «Амурская» по двум линиями 500 кВ Л–501 и Л–502. По четырем линиям 220 кВ связь с энергосистемой дальнего востока осуществляется через ПС Призейская Л–208, ПС Светлая Л–200, Л–201, ПС Магдагачи Л–203. С ПС 220 кВ Энергия связь осуществляется отпайками от Л–200 и Л–201 [45].

Таблица 3 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦТН–167000/500/220/35	3	11	35	21,5	325	125	1503	0,4
ТЦ–250000/500/15,75	3	13			600	250	1125	0,45
ТНЕРЕ–265000/242/15,75	1	13			600	250	1125	0,45

Таблица 4 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{ном} , МВт	U _{ном} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ–1130/220–44 ХЛ4	4	225	15,75	136	230
СВ–1130/220–44 ХЛ4	2	215	15,75	136	230

РУ СН ЗГЭС:

$U_{НОМ}$: 220 кВ

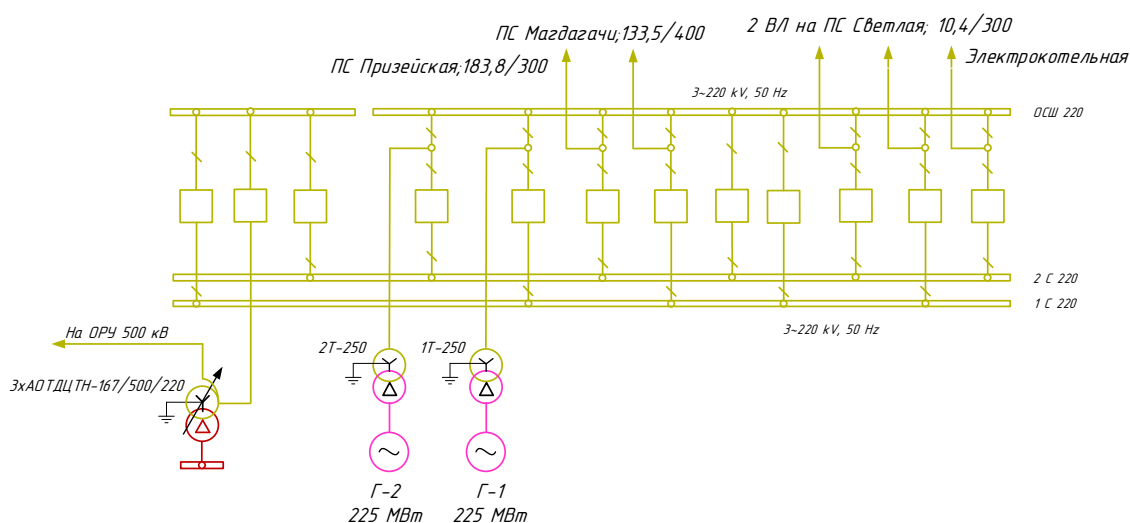


Рисунок 5 – Схема выдачи мощности 220 кВ Зейской ГЭС

Количество ячеек: 5 линейных, 3 трансформаторные, 2 на присоединение автотрансформаторов, 2 обходные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин, 1 – на обходную шину, 1 – на развилку присоединения АТ.

Выключатели: установлены по 1 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор, 2 на развилку подключения АТ к секциям шин [45].

Таблица 5 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	$U_k, \%$			$\Delta P_k, \text{кВт}$	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$\Delta Q_x, \text{кВАр}$	$I_x, \%$
		В-С	В-Н	С-Н				
ТЦ-250000/220/15,75	1	11			650	240	1125	0,45
ТНЕРЕ-265000/242/15,75 (ABB, Швейцария)	1	11			650	240	1125	0,45

Таблица 6 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{НОМ}, \text{МВт}$	$U_{НОМ}, \text{кВ}$	Ном. частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4	4	225	15,75	136	230
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	215	15,75	136	230

1.4.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 7– Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети [45]

Наименование линии	U _{ном} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
1	2	3	4	5
ЗГЭС - Призейская	220	АС-300	183.81	ВЛ
Призейская - Тутаул		АС-300	98.715	ВЛ
Тутаул - Дипкун		АС-300	54.284	ВЛ
Тында - Дипкун		АС-300	147.556	ВЛ
ЗГЭС – Светлая с отп. на ПС Энергия 2 цепи		АС-300	10.4	ВЛ
Светлая - Ключевая		АС-300	110.2	ВЛ
Ключевая - Магдагачи		АС-300	54.6	ВЛ
Ключевая – Сулус/т		АС-240	20.61	ВЛ
Магдагачи – Сулус/т		АС-240	33.616	ВЛ
ЗГЭС - Магдагачи		АС-400	133.5	ВЛ
Магдагачи – Гонжа/т		АС-300	35.973	ВЛ
Магдагачи – Ульручы/т с отп. на ПС Талдан/т		АС-240	124.15	ВЛ
Сковородино – Ульручы/т		АС-300	29.627	ВЛ
Сковородино – Гонжа/т с отп. на ПС Талдан/т		АС-300	114.887	ВЛ
Сковородино – Сковородино/т 2 цепи		АС-300	5.3	ВЛ
Тында – Сковородино 2 цепи		АС-300	155.2	ВЛ
НГРЭС – Тында		АС-300	180	ВЛ
Тында – Хорогочи		АС-300	74.45	ВЛ
Хорогочи – Лопча		АСО - 300	87.1	ВЛ

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5
Лопча – Юктали	220	АС-300	146.1	ВЛ
Юктали – Хани с отп. на ПС Олекма		АСО - 300	134.4	ВЛ
Хани – Чара		АСО - 300	97.14	ВЛ
Сковородино – Бам/т		АС-300	25.83	ВЛ
Сковородино – Уруша/т		АС-300	75.686	ВЛ
Бам/т –Б.Омутная/т		АС-300	106.91	ВЛ
Б.Омутная/т – Ерофей Павлович/т		АС - 300	24.1	ВЛ
Уруша/т – Ерофей Павлович/т		АС - 300	64.6	ВЛ
Ерофей Павлович/т –Аячи/т		АС - 300	26.5	ВЛ
Ерофей Павлович/т – Чичатка		АСО - 300	23.94	ВЛ
Аячи/т –Амазар		АСО - 300	63.83	ВЛ
Чичатка – Семиозерный		АСО - 300	87.27	ВЛ
Амазар – Могоча		АСО - 300	85.37	ВЛ
Семиозерный – Могоча		АСО - 300	44.04	ВЛ

Таблица 8 – Характеристика сечений

U _{НОМ} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
220	АС-400	133.5
	АСО-300	623.08
	АС-300	2075.62
	АС-240	178.38

Таблица 9 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U _{НОМ} , кВ	Суммарная протяженность, км
220	3010.58

1.4.3 Структурный анализ ПС

В данном пункте выделим ПС по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и марки, установленных на них трансформаторов [45].

Таблица 10 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Схема РУ ВН	Способ присоединения к сети
1	2	3
Призейская	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)	Транзитная
Тугаул	Мостик (5АН)	Транзитная
Дипкун	Мостик (5АН)	Транзитная
Тында	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)	Узловая
Хорогочи	Мостик (5АН)	Транзитная
Лопча	Мостик (5АН)	Транзитная
Юктали	Мостик (5АН)	Транзитная
Олекма	Блока линия-трансформатор (3Н)	Отпаечная
Хани	Мостик (5АН)	Транзитная
Чара	Мостик (5АН)	Транзитная
Энергия	Два блока линия-трансформатор (4Н)	Отпаечная
Светлая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)	Узловая
Ключевая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)	Транзитная
Сулус/т	Мостик (5АН)	Транзитная
Магдагачи	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)	Транзитная
Гонжа/т	Мостик (5АН)	Транзитная
Талдан/т	Два блока линия-трансформатор (4Н)	Отпаечная
Ульручы/т	Мостик (5АН)	Транзитная
Сковородино	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)	Узловая
Сковородино/т	Два блока линия– трансформатор (4Н)	Тупиковая
Бам/т	Мостик (5АН)	Транзитная
Уруша/т	Мостик (5АН)	Транзитная

Продолжение таблицы 10

1	2	3
Б.Омутная/т	Мостик (5АН)	Транзитная
Ерофей-Павлович	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)	Узловая
Аячи/т	Мостик (5АН)	Транзитная
Чичатка	Мостик (5АН)	Транзитная
Амазар	Мостик (5АН)	Транзитная
Семиозерный	Мостик (5АН)	Транзитная

Таблица 11 – Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов [45]

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
1	2
Призейская	2 x ТДТН-25000/220/35/10
Тутаул	2 x ТДТН-25000/220/35/10
Дипкун	2 x ТДТН-25000/220/35/10
Тында	2 x АДЦТН-63000/220/110/10.5 2 x ТДТН-25000/110/35/10
Хорогочи	2 x ТДТН-25000/220/35/10
Лопча	2 x ТДТН-25000/220/35/10
Юктали	2 x ТДТН-25000/220/35/10
Олекма	ТДТН-25000/220/35/10
Хани	2 x ТДТН-25000/220/35/10
Чара	2 x ТДТН-25000/220/35/10
Энергия	2 x ТДТН-25000/220/35/10
Светлая	2 x АДЦТН-63000/220/110/10.5 2 x ТДТН-25000/220/35/10
Ключевая	3 x ТДТН-25000/220/35/10
Сулуc/т	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Магдагачи	2 x ТРДН-40000/220/35 ТДТН-25000/220/35/10
Гонжа/т	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10

1	2
Талдан/т	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Ульручы/т	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Сковородино	2 x АДЦТН-63000/220/110/10.5 2 x ТДТН-25000/110/35/10
Сковородино/т	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Бам/т	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Уруша/т	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Б.Омутная/т	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Ерофей-Павлович	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Аячи/т	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Чичатка	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Амазар	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Семиозерный	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Могоча	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10

Исходя из структурного анализа можно сделать вывод что выделенный район питается от 2-х электростанций. В данном районе преобладают сети напряжением 220 кВ. ВЛ 220 кВ рассматриваемого района имеют большую протяженность. Подстанции рассматриваемого района по способу подключения в основном являются транзитными. Большинство ПС рассматриваемого района питают тяговую нагрузку.

1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима [32].

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

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2022 г [45];
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 2022 г [25];

- Данные контрольных замеров ФСК ЕЭС за период 2017-2022 г [46];

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем расчёт режимов следует осуществлять [32]:

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

- сети 110 кВ и выше - замкнутыми;

- точки размыкания сетей 110-220 кВ должны быть обоснованы.

Таблица 12 – Данные КЗ

Название ПС	15.12.22, 18:00		19.06.22, 18:00	
	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
Призейская	28,9	33,4	24,5	28,4
Тутаул	1,1	0,3	1,0	0,2
Дипкун	2,1	0,8	1,8	0,7
Тында	32,7	4,9	27,8	4,2
Энергия	5,4	3,0	4,6	2,6
Светлая	43,1	3,2	36,6	2,7
Ключевая	34,5	12,9	29,3	11,0
Сулус/т	28,4	29,3	24,2	24,9
Магдагачи	16,7	17,4	14,2	14,8
Гонжа/т	25,2	11,5	21,4	9,7
Талдан/т	25,3	15,9	21,5	13,6
Ульручьи/т	24,3	17,3	20,7	14,7
Сковородино	46,7	9,1	39,7	7,7
Сковородино/т	12,6	9,5	10,7	8,1
БАМ/т	19,9	16,5	16,9	14,0
Уруша/т	31,6	32,3	26,8	27,5
Б.Омутная/т	18,9	19,5	16,0	16,6
Ерофей Павлович/т	7,0	6,9	5,9	5,9
Аячи/т	8,6	6,7	7,3	5,7
Чичатка	8,5	7,1	7,3	6,0
Амазар	8,5	4,7	7,3	4,0
Семиозерный	8,5	7,2	7,3	6,2
Могоча	4,7	3,8	4,0	3,2
Хорогочи	3,6	3,4	3,1	2,9
Лопча	1,6	0,9	1,3	0,7
Юктали	3,3	1,4	2,8	1,2
Олекма	0,1	0,1	0,1	0,1
Хани	4,0	1,4	3,4	1,2

1	2	3	4	5
Чара	27,2	26,5	23,2	22,5
ПП Нагорный	0,3	0,3	0,2	0,3
Призейская	28,9	33,4	24,5	28,4

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок.

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

Средняя активная и реактивная мощности определяется по формулам [50]:

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

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

где T – период;

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

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности определяется по выражениям [50]:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} = P_{cp} \cdot k_{\phi}; \quad (3)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} = Q_{cp} \cdot k_{\phi}. \quad (4)$$

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 [50].

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

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

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

t_{β} – коэффициент Стьюдента, равный 1,85.

Под минимальной мощностью понимают среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергосистемы. Формула для вычисления P_{\min} аналогична вычислению максимальной мощности [50].

$$P_{\min} = P_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = P_{cp} \cdot k_{\min}. \quad (7)$$

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

Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов [50]:

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (9)$$

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

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2023–2027 гг. [44];

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

Определим прогнозируемые мощности для ПС Дипкун.

$$P_{Дипкун}^{прог} = 2.4 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 2.4 \text{ МВт};$$

$$Q_{Дипкун}^{прог} = 0.8 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 0.96 \text{ МВар.}$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы. Исходные данные для расчета режима и прогнозные нагрузки приведены в таблице 13. В таблицах 14 и 15 приведены параметры схемы замещения для расчета режима и эквивалент сети на рисунке 6.

Таблица 13 – Исходные данные для расчета режима и прогнозные нагрузки

Наименование ПС	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
Призейская	33,5	26,80	31,36	24,1	38,7	30,96	36,22	26,7
Тутаул	1,3	1,04	1,22	0,2	0,3	0,24	0,28	1,0
Дипкун	2,4	1,92	2,25	0,6	0,96	0,77	0,90	1,9
Тында	37,9	30,32	35,47	3,6	5,7	4,56	5,34	30,2
Энергия	6,3	5,04	5,90	2,2	3,5	2,80	3,28	5,0
Светлая	50	40,00	46,80	2,3	3,7	2,96	3,46	39,8
Ключевая	40	32,00	37,44	9,3	15	12,00	14,04	31,8
Сулус/т	33	26,40	30,89	21,2	34	27,20	31,82	26,3
Магдагачи	19,4	15,52	18,16	12,6	20,2	16,16	18,91	15,4
Гонжа/т	29,2	23,36	27,33	8,3	13,3	10,64	12,45	23,2
Талдан/т	29,4	23,52	27,52	11,5	18,5	14,80	17,32	23,4
Ульручы/т	28,2	22,56	26,40	12,5	20,1	16,08	18,81	22,4
Сковородино	54,2	43,36	50,73	6,5	10,5	8,40	9,83	43,1
Сковородино/т	14,6	11,68	13,67	6,9	11	8,80	10,30	11,6
БАМ/т	23,1	18,48	21,62	11,9	19,1	15,28	17,88	18,4
Уруша/т	36,6	29,28	34,26	23,4	37,5	30,00	35,10	29,1
Б.Омутная/т	21,9	17,52	20,50	14,1	22,6	18,08	21,15	17,4
Ерофей Павлович/т	8,1	6,48	7,58	5,0	8	6,40	7,49	6,4
Аячи/т	10	8,00	9,36	4,9	7,8	6,24	7,30	8,0
Чичатка	9,9	7,92	9,27	5,1	8,2	6,56	7,68	7,9
Амазар	9,9	7,92	9,27	3,4	5,5	4,40	5,15	7,9
Семиозерный	9,9	7,92	9,27	5,2	8,4	6,72	7,86	7,9
Могоча	5,5	4,40	5,15	2,7	4,4	3,52	4,12	4,4
Хорогочи	4,2	3,36	3,93	2,5	4	3,20	3,74	3,3
Лопча	1,8	1,44	1,68	0,6	1	0,80	0,94	1,4

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Юктали	3,8	3,04	3,56	1,0	1,6	1,28	1,50	3,0
Олекма	0,1	0,08	0,09	0,1	0,1	0,08	0,09	0,1
Хани	4,6	3,68	4,31	1,0	1,6	1,28	1,50	3,7
Чара	31,6	25,28	29,58	19,1	30,7	24,56	28,74	25,1
ПП Нагорный	0,3	0,24	0,28	0,2	0,4	0,32	0,37	0,2

Таблица 14 – Выбранные узлы для схемы замещения и их параметры

Тип узла	Номер	Название	U_ном,кВ	P_н,МВт	Q_н,МВар	P_г,МВт	Q_г,МВар
1	2	3	4	5	6	7	8
База	1	Зейская ГЭС	220	0	0	350,46	61,83
Нагр	2	Призейская	220	33,5	38,7	0	0
Нагр	3	Тутаул	220	1,3	0,3	0	-20
Нагр	4	Дипкун	220	2,4	0,96	0	0
Ген	5	Тында	220	37,9	5,7	0	-36,68
Нагр	6	Энергия	220	6,3	3,5	0	0
Нагр	7	Светлая	220	50	3,7	0	0
Нагр	8	Ключевая	220	40	15	0	0
Нагр	9	Сулус/т	220	33	34	0	0
Нагр	10	Магдагачи	220	19,4	20,2	0	0
Нагр	11	Гонжа/т	220	29,2	13,3	0	0
Нагр	12	Талдан/т	220	29,4	18,5	0	0
Нагр	13	Ульручы/т	220	28,2	20,1	0	0
Нагр	14	Сковородино	220	54,2	10,5	0	0
Нагр	15	Сковородино/т	220	14,6	11	0	0
Нагр	16	БАМ/т	220	23,1	19,1	0	0
Нагр	17	Уруша/т	220	36,6	37,5	0	0
Нагр	18	Б.Омутная/т	220	21,9	22,6	0	0
Нагр	19	Ерофей Павлович/т	220	8,1	8	0	0
Нагр	20	Аячи/т	220	10	7,8	0	0
Нагр	21	Чичатка	220	9,9	8,2	0	0
Нагр	22	Амазар	220	9,9	5,5	0	10
Нагр	23	Семиозерный	220	9,9	8,4	0	10
Нагр	24	Могоча	220	5,5	4,4	0	0
Нагр	25	Хорогочи	220	4,2	4	0	0
Нагр	26	Лопча	220	1,8	1	0	0
Нагр	27	Юктали	220	3,8	1,6	0	0
Нагр	28	Олекма	220	0,1	0,1	0	0
Нагр	29	Хани	220	4,6	1,6	0	-9,1
Нагр	30	Чара	220	31,6	30,7	0	-50
Нагр	31	ПП Нагорный	220	0,3	0,4	0	0
Ген	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	570	21,31
Нагр	33	1	220	0	0	0	0

1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	34	2	220	0	0	0	0
Нагр	35	3	220	0	0	0	0
Нагр	36	4	220	0	0	0	0
Нагр	37	5	220	0	0	0	0
Нагр	38	6	220	0	0	0	0
Нагр	39	7	220	0	0	0	0

Таблица 15 – Список ветвей

Тип	Начало	Конец	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1	2	3	4	5	6	7
ЛЭП	1	2	Зейская ГЭС - Призейская	17,65	78,85	-486,2
ЛЭП	1	10	Зейская ГЭС - Магдагачи	9,74	53,99	-355,5
ЛЭП	1	33	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3
ЛЭП	1	34	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3
ЛЭП	33	6	1 - Энергия	0,26	0,89	-5,6
ЛЭП	34	6	2 - Энергия	0,26	0,89	-5,6
ЛЭП	33	7	1 - Светлая	0,66	2,94	-18,1
ЛЭП	34	7	2 - Светлая	0,66	2,94	-18,1
ЛЭП	7	8	Светлая - Ключевая	10,78	48,17	-297
ЛЭП	8	9	Ключевая - Сулус/т	4,99	19,84	-123,7
ЛЭП	8	10	Ключевая - Магдагачи	5,24	23,43	-144,5
ЛЭП	9	10	Сулус/т - Магдагачи	3,81	13,02	-81,9
ЛЭП	10	11	Магдагачи - Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1
ЛЭП	10	35	Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5
ЛЭП	11	36	Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2
ЛЭП	12	35	Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4
ЛЭП	12	36	Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4
ЛЭП	14	36	Сковородино - 4	3	14	-90
ЛЭП	13	35	Ульручы/т - 3	3	8	-52
ЛЭП	14	13	Сковородино - Ульручы/т	0,38	1,63	-10
ЛЭП	14	15	Сковородино - Сковородино/т	0,51	2,27	-14
ЛЭП	14	15	Сковородино - Сковородино/т	0,51	2,27	-14
ЛЭП	14	16	Сковородино - БАМ/т	2,53	11,1	-68,4
ЛЭП	14	17	Сковородино - Уруша/т	7,26	32,43	-199,9
ЛЭП	16	18	БАМ/т - Б.Омутная/т	10,06	44,96	-277,2
ЛЭП	17	19	Уруша/т - Ерофей Павлович/т	6,2	27,72	-170,9
ЛЭП	18	19	Б.Омутная/т - Ерофей Павлович/т	2,32	10,35	-63,8
ЛЭП	19	20	Ерофей Павлович/т - Аячи/т	2,54	11,35	-70

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7
ЛЭП	19	21	Ерофей Павлович/т - Чичатка	5,26	22,67	-144,2
ЛЭП	20	22	Аячи/т - Амазар	6,25	26,93	-171,3
ЛЭП	22	24	Амазар - Могоча	8,36	36,02	-229,1
ЛЭП	21	23	Чичатка - Семиозерный	8,55	36,82	-234,2
ЛЭП	23	24	Семиозерный - Могоча	4,41	19	-120,8
ЛЭП	5	14	Тында - Сквородино	14,9	66,59	-410,6
ЛЭП	5	14	Тында - Сквородино	14,9	66,59	-410,6
ЛЭП	2	3	Призейская - Тутаул	9,29	41,53	-256,1
ЛЭП	3	4	Тутаул - Дипкун	14,18	63,36	-390,6
ЛЭП	4	5	Дипкун - Тында	14,18	63,36	-390,6
ЛЭП	5	31	Тында - ПП Нагорный	0,95	3,5	-21
ЛЭП	5	32	Тында - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1
ЛЭП	31	32	ПП Нагорный - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1
ЛЭП	5	25	Тында - Хорогочи	7,15	31,94	-196,9
ЛЭП	25	26	Хорогочи - Лопча	8,36	37,37	-230,4
ЛЭП	26	27	Лопча - Юктали	14,02	62,66	-386,3
ЛЭП	27	39	Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6
ЛЭП	28	39	Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1
ЛЭП	29	39	Хани - 7	4,69	20,96	-129,2
ЛЭП	29	30	Хани - Чара	12,55	54,07	-343,9
ЛЭП	5	26	Тында - Лопча	11,68	67,2	-432,16
ЛЭП	26	29	Лопча - Хани	20,48	117,836	-757,798
ЛЭП	29	30	Хани - Чара	11,95	53,39	-329,24

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи [32]:

- 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 ПК RastrWin 3 [23].

Моделирование существующего участка электрической сети в ПК RastrWin 3 [23].

В качестве исходных данных для моделирования режима возьмем нагрузки ПС принятые в максимум контрольного замера за 2022 года. В таблице 11 представлены отклонение напряжение в нормальном режиме для выбранного эквивалента сети [23].

$U_{\text{ном}}$ - Номинальное напряжение, кВ;

U - Фактическое напряжение, кВ;

$U_{\text{кз}}$ - Напряжения по данным КЗ, кВ;

ΔU - Отклонение напряжения, %;

$\Delta U_{\text{кз}}$, % - Отклонение напряжения от данных КЗ, %.

Таблица 16 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	U , кВ	$U_{\text{кз}}$, кВ	ΔU , %	$\Delta U_{\text{кз}}$, %
1	2	3	4	5	6
Зейская ГЭС	220	241,00	242	9,55	0,41
Призейская	220	235,04	236	6,84	0,41
Тугаул	220	236,63	235	7,56	-0,69
Дипкун	220	239,73	240	8,97	0,11
Тында	220	237,00	238	7,73	0,42
Энергия	220	240,77	241	9,44	0,10
Светлая	220	240,36	240	9,25	-0,15
Ключевая	220	228,91	229	4,05	0,04
Сулус/т	220	226,71	226	3,05	-0,31
Магдагачи	220	227,39	229	3,36	0,71
Гонжа/т	220	226,10	227	2,77	0,40
Талдан/т	220	225,83	226	2,65	0,08
Ульручьи/т	220	225,33	226	2,42	0,30
Сковородино	220	225,44	225	2,47	-0,19
Сковородино/т	220	225,37	227	2,44	0,72
БАМ/т	220	224,05	225	1,84	0,42
Уруша/т	220	221,18	222	0,54	0,37
Б.Омутная/т	220	221,90	222	0,86	0,05

1	2	3	4	5	6
Ерофей Павлович/т	220	222,34	223	1,06	0,30
Аячи/т	220	222,84	224	1,29	0,52
Чичатка	220	223,17	224	1,44	0,37
Амазар	220	224,53	225	2,06	0,21
Семиозерный	220	224,72	225	2,15	0,12
Могоча	220	224,83	226	2,19	0,52
Хорогочи	220	239,92	240	9,06	0,03
Лопча	220	242,26	243	10,12	0,30
Юктали	220	241,34	242	9,70	0,27
Олекма	220	238,51	239	8,41	0,21
Хани	220	236,00	235	7,27	-0,43
Чара	220	227,68	228	3,49	0,14
ПП Нагорный	220	237,35	237	7,89	-0,15
Нерюнгринская ГРЭС	220	242,00	242	10,00	0,00
1	220	240,77	241	9,44	0,09
2	220	240,77	241	9,44	0,09
3	220	226,02	227	2,74	0,43
4	220	225,84	226	2,66	0,07
5	220	0,00	0	0,00	0,00
6	220	0,00	0	0,00	0,00
7	220	238,51	239	8,41	0,21

В таблице 12 представлена токовая загрузка оборудования в нормальном режиме.

$I_{нач}$ – Ток в начале ЛЭП, А;

$I_{кон}$ – Ток в конце ЛЭП, А;

$I_{доп.расч}$ – Длительно допустимы ток, А;

$I/I_{доп}$ - Загрузка, %.

Таблица 17 – Токовая загрузка оборудования

Название	$I_{нач}$	$I_{кон}$	$I_{доп.расч}$	$I/I_{доп}$
1	2	3	4	5
Тында - Нерюнгринская ГРЭС	278,51	284,51	630	45,16
Тында - ПП Нагорный	265,80	265,95	600	44,33
ПП Нагорный - Нерюнгринская ГРЭС	266,57	272,81	630	43,30
Магдагачи - 3	263,64	264,29	690	38,30
Зейская ГЭС - Магдагачи	326,56	339,10	960	35,32
Тында - Сквородино	178,01	195,67	630	31,06
Тында - Сквородино	178,01	195,67	630	31,06
Светлая - Ключевая	298,57	307,95	1000	30,80
Сквородино - Уруша/т	175,71	181,01	630	28,73
Сквородино - БАМ/т	178,77	180,35	630	28,63
Ульручы/т - 3	157,17	157,57	630	25,01

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5
Зейская ГЭС - 2	216,42	216,65	1000	21,66
Зейская ГЭС - 1	216,42	216,65	1000	21,66
2 - Светлая	208,61	209,05	1000	20,90
1 - Светлая	208,61	209,05	1000	20,90
Магдагачи - Гонжа/т	129,61	131,47	630	20,87
БАМ/т - Б.Омутная/т	118,23	118,62	630	18,83
Талдан/т - 3	112,11	111,64	630	17,80
Ключевая - Сулус/т	105,66	111,43	630	17,69
Зейская ГЭС - Призейская	97,77	111,39	630	17,68
Хани - Чара	70,78	110,11	630	17,48
Хани - Чара	68,78	109,65	630	17,41
Сковородино - Ульручь/т	101,80	102,54	630	16,28
Тында - Хорогочи	98,17	77,94	630	15,58
Уруша/т - Ерофей Павлович/т	95,05	84,87	630	15,09
Сковородино - 4	85,50	85,72	630	13,61
Хани - 7	80,25	65,85	630	12,74
Ерофей Павлович/т - Аячи/т	78,51	73,78	630	12,46
Хорогочи - Лопча	78,25	55,98	630	12,42

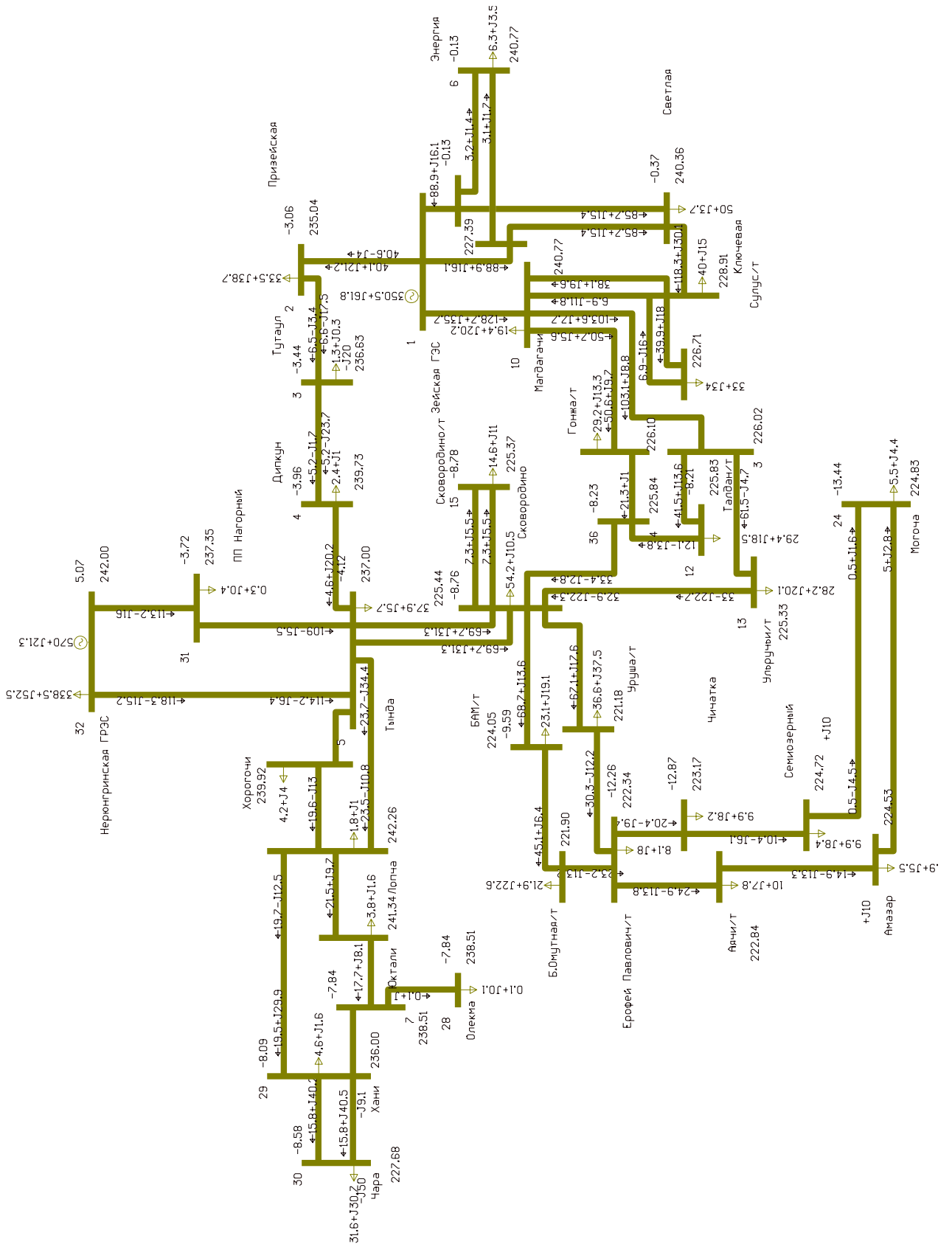


Рисунок 6 – Схема нормального режима

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать: для сети региональной энергосистемы или участка сети - отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы (энергоблок, автотрансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок [32].

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена ВЛ Нерюнгринская ГРЭС – Тында при ремонте Магдагачи – Ульручы /т с отпайкой на Талдан/т;
- отключена ВЛ Нерюнгринская ГРЭС – Тында после строительства 4 и 5 энергоблоков на нерюнгринской ГРЭС.

При отключении ВЛ Нерюнгринская ГРЭС – Тында при ремонте Магдагачи – Ульручы /т с отпайкой на Талдан/т мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, но на некоторых подстанциях приближаются к минимальному значению, а ток по линиям не превышает длительно допустимого и как при нормальном режиме большинство линий являются недогруженными, но появляются 2 перегруженные ВЛ. Токовая загрузка ЛЭП представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Токовая загрузка оборудования в послеаварийном режиме

Название	$I_{нач}$	$I_{кон}$	$I_{доп.расч}$	$I/I_{доп}$
1	2	3	4	5
Тында - ПП Нагорный	561,55	561,73	600	93,62
ПП Нагорный - Нерюнгринская ГРЭС	562,61	559,02	630	89,30
Магдагачи - Гонжа/т	427,09	431,07	630	68,42
Гонжа/т - 4	345,44	348,83	630	55,37
Сковородино - 4	260,44	258,17	630	41,34
Зейская ГЭС - Магдагачи	347,49	367,54	960	38,29
Тында - Сковородино	197,91	213,99	630	33,97
Тында - Сковородино	197,91	213,99	630	33,97
Светлая - Ключевая	317,28	332,56	1000	33,26
Сковородино - Уруша/т	196,27	203,43	630	32,29
Сковородино - БАМ/т	199,19	201,46	630	31,98
Зейская ГЭС - Призейская	141,02	166,77	630	26,47
Зейская ГЭС - 2	223,92	224,29	1000	22,43
Зейская ГЭС - 1	223,92	224,29	1000	22,43
2 - Светлая	216,07	216,80	1000	21,68
1 - Светлая	216,07	216,80	1000	21,68

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5
БАМ/т - Б.Омутная/т	128,15	132,59	630	21,05
Хани - Чара	91,17	126,26	630	20,04
Хани - Чара	88,93	125,43	630	19,91
Ключевая - Сулус/т	117,24	125,20	630	19,87
Хани - 7	102,24	88,76	630	16,23
Сковородино - Ульручы/т	95,69	96,39	630	15,30
Уруша/т - Ерофей Павлович/т	95,70	89,11	630	15,19
Талдан/т - 4	95,49	94,76	630	15,16
Юктали - 7	67,25	89,03	630	14,13
Дипкун - Тында	51,04	83,27	630	13,22
Ерофей Павлович/т - Аячи/т	80,05	76,62	630	12,71
Лопча - Юктали	57,71	77,58	630	12,31
Тында - Хорогочи	75,90	65,90	630	12,05
Б.Омутная/т - Ерофей Павлович/т	74,40	71,32	630	11,81
Ключевая - Магдагачи	105,73	113,50	1000	11,35
Лопча - Хани	51,46	109,87	1000	10,99
Ерофей Павлович/т - Чичатка	67,72	60,81	630	10,75
Призейская - Тугаул	57,95	61,53	630	9,77
Тугаул - Дипкун	61,17	57,64	630	9,71
Хорогочи - Лопча	59,26	52,70	630	9,41
Аячи/т - Амазар	66,49	52,52	710	9,37
Тында - Лопча	75,71	61,60	1000	7,57
Чичатка - Семиозерный	51,21	32,86	710	7,21
Сулус/т - Магдагачи	28,24	21,67	630	4,48
Сковородино - Сковородино/т	24,45	25,42	630	4,04
Сковородино - Сковородино/т	24,45	25,42	630	4,04
Амазар - Могоча	23,46	16,17	630	3,72
Семиозерный - Могоча	10,04	4,59	710	1,41
2 - Энергия	8,29	8,64	690	1,25
1 - Энергия	8,29	8,64	690	1,25
Олекма - 7	0,38	0,30	630	0,06
Тында - Нерюнгринская ГРЭС	0,00	0,00	630	0,00
Ульручы/т - 3	0,00	0,00	630	0,00
Талдан/т - 3	0,00	0,00	630	0,00

В таблице 19 представлено отклонение напряжение в послеаварийном режиме для выбранного эквивалента сети.

Таблица 19 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	ΔU, %
1	2	3	5
Зейская ГЭС	220	241,00	9,55
Призейская	220	228,40	3,82
Тугаул	220	227,02	3,19
Дипкун	220	226,14	2,79
Тында	220	220,21	0,09

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4
Энергия	220	240,69	9,41
Светлая	220	240,14	9,16
Ключевая	220	224,07	1,85
Сулус/т	220	221,08	0,49
Магдагачи	220	221,31	0,59
Гонжа/т	220	215,08	-2,24
Талдан/т	220	209,97	-4,56
Ульручы/т	220	207,35	-5,75
Сковородино	220	207,56	-5,66
Сковородино/т	220	207,48	-5,69
БАМ/т	220	205,64	-6,53
Уруша/т	220	201,75	-8,30
Б.Омутная/т	220	202,01	-8,18
Ерофей Павлович/т	220	202,29	-8,05
Аячи/т	220	202,62	-7,90
Чичатка	220	202,79	-7,82
Амазар	220	204,09	-7,23
Семиозерный	220	204,14	-7,21
Могоча	220	204,22	-7,17
Хорогочи	220	220,98	0,44
Лопча	220	221,02	0,46
Юктали	220	216,60	-1,55
Олекма	220	212,04	-3,62
Хани	220	208,66	-5,15
Чара	220	198,56	-9,74
ПП Нагорный	220	220,91	0,41
Нерюнгринская ГРЭС	220	242,00	10,00
1	220	240,70	9,41
2	220	240,70	9,41
3	220	0,00	0,00
4	220	210,19	-4,46
5	220	0,00	0,00
6	220	0,00	0,00
7	220	212,04	-3,62

При отключении ВЛ Нерюнгринская ГРЭС – Тында после строительства 4 и 5 энергоблоков на нерюнгринской ГРЭС ожидается увеличение мощности Нерюнгринской ГРЭС на величину 420 МВт из перспектив развития Амурской области представленных в пункте 1.3 мы ожидаем значительный прирост нагрузки в Западном энергорайоне на величину 250 МВт часть нагрузки планируется запитать от Зейской ГЭС, а 200 МВт от Нерюнгринской ГРЭС Токовая загрузка ЛЭП представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Токовая загрузка оборудования в послеаварийном режиме

Название	I _{нач}	I _{кон}	I _{доп.расч}	I/I _{доп}
1	2	3	4	5
ПП Нагорный - Нерюнгринская ГРЭС	1128,52	1118,33	630	179,13
Тында - ПП Нагорный	1067,47	1067,91	600	177,98
Магдагачи - 3	636,71	640,61	690	92,84
Ульручы/т - 3	451,53	448,57	630	71,67
Зейская ГЭС - Магдагачи	621,06	648,67	960	67,57
Светлая - Ключевая	549,78	571,76	1000	57,18
Сковородино - Ульручы/т	342,20	341,66	630	54,32
Тында - Сковородино	283,07	275,97	630	44,93
Тында - Сковородино	283,07	275,97	630	44,93
Сковородино - 4	273,98	267,85	630	43,49
Магдагачи - Гонжа/т	260,81	266,47	630	42,30
Сковородино - Уруша/т	220,64	229,37	630	36,41
Сковородино - БАМ/т	223,90	226,76	630	35,99
Зейская ГЭС - Призейская	175,59	226,01	630	35,87
Ключевая - Сулус/т	215,77	224,41	630	35,62
Зейская ГЭС - 2	334,59	335,27	1000	33,53
Зейская ГЭС - 1	334,59	335,27	1000	33,53
2 - Светлая	327,01	328,33	1000	32,83
1 - Светлая	327,01	328,33	1000	32,83
Талдан/т - 3	192,45	191,71	630	30,55
Гонжа/т - 4	172,71	178,91	630	28,40
Ключевая - Магдагачи	234,90	244,94	1000	24,49
БАМ/т - Б.Омутная/т	139,49	147,77	630	23,45
Дипкун - Тында	105,72	147,38	630	23,39
Хани - Чара	95,27	123,52	630	19,61
Хани - Чара	93,12	122,53	630	19,45
Призейская - Тутаул	91,98	121,01	630	19,21
Тутаул - Дипкун	68,93	110,40	630	17,52
Хани - 7	107,22	96,02	630	17,02
Юктали - 7	77,01	96,16	630	15,26
Сулус/т - Магдагачи	91,11	95,46	630	15,15
Уруша/т - Ерофей Павлович/т	94,37	91,88	630	14,98
Талдан/т - 4	89,73	90,53	630	14,37
Лопча - Юктали	62,18	87,77	630	13,93
Ерофей Павлович/т - Аячи/т	78,89	76,96	630	12,52
Б.Омутная/т - Ерофей Павлович/т	73,05	71,48	630	11,59
Лопча - Хани	55,49	114,79	1000	11,48
Тында - Хорогочи	65,99	67,47	630	10,71
Ерофей Павлович/т - Чичатка	65,41	61,89	630	10,38
Хорогочи - Лопча	52,82	59,14	630	9,39
Аячи/т - Амазар	62,26	51,60	710	8,77
Тында - Лопча	60,94	70,17	1000	7,02
Чичатка - Семиозерный	47,19	33,25	710	6,65
Сковородино - Сковородино/т	26,85	27,74	630	4,40
Сковородино - Сковородино/т	26,85	27,74	630	4,40
Амазар - Могоча	19,89	17,75	630	3,16

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5
2 - Энергия	8,31	8,66	690	1,25
1 - Энергия	8,31	8,66	690	1,25
Семиозерный - Могоча	7,90	4,75	710	1,11
Олекма - 7	0,38	0,31	630	0,06

В таблице 21 представлено отклонение напряжение в послеаварийном режиме для выбранного эквивалента сети.

Таблица 21 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	ΔU , %
1	2	3	5
Зейская ГЭС	220	241,00	9,55
Призейская	220	215,41	-2,09
Тутаул	220	207,65	-5,61
Дипкун	220	197,76	-10,11
Тында	220	183,46	-16,61
Энергия	220	240,37	9,26
Светлая	220	239,18	8,72
Ключевая	220	203,42	-7,53
Сулус/т	220	197,34	-10,30
Магдагачи	220	195,81	-11,00
Гонжа/т	220	190,71	-13,31
Талдан/т	220	187,15	-14,93
Ульручы/т	220	182,31	-17,13
Сковородино	220	181,62	-17,44
Сковородино/т	220	181,54	-17,48
БАМ/т	220	178,98	-18,65
Уруша/т	220	173,67	-21,06
Б.Омутная/т	220	173,29	-21,23
Ерофей Павлович/т	220	173,33	-21,21
Аячи/т	220	173,42	-21,17
Чичатка	220	173,38	-21,19
Амазар	220	174,59	-20,64
Семиозерный	220	174,44	-20,71
Могоча	220	174,48	-20,69
Хорогочи	220	182,38	-17,10
Лопча	220	180,66	-17,88
Юктали	220	174,01	-20,91
Олекма	220	168,65	-23,34
Хани	220	164,97	-25,01
Чара	220	154,69	-29,69
ПП Нагорный	220	183,92	-16,40
Нерюнгринская ГРЭС	220	242,00	10,00
1	220	240,38	9,26
2	220	240,38	9,26
3	220	187,62	-14,72

1	2	3	4
4	220	186,91	-15,04
5	220	0,00	0,00
6	220	0,00	0,00
7	220	168,65	-23,34

Данные по потерям сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	22,96
Отключена ВЛ Нерюнгринская ГРЭС – Тында при ремонте Магдагачи – Ульручи /т с отпайкой на Талдан/т	38,68
Отключена ВЛ Нерюнгринская ГРЭС – Тында после строительства 4 и 5 энергоблоков на нерюнгринской ГРЭС	116,05

Как видно из выше приведённой таблицы самым оптимальным является нормальным режим, так как потери в сети являются минимальными.

В данном разделе был произведен расчет нагрузок с перспективой на 5 лет, а также произведены расчеты нормальных и послеаварийных режимов.

1.6 Выводы

К особенностям электроэнергетической системы Западного энергорайона Амурской области можно отнести отсутствие в выбранном районе генерирующих мощностей, данный район получает питание от Зейской ГЭС и Нерюнгринской ГРЭС; большую протяженность линий напряжением 220 кВ, что приводит к большим перетокам реактивной мощности, и как следствие, к высоким уровням напряжения на шинах подстанций за счет зарядных мощностей, но в Западном энергорайоне амурской области при расчете режима наблюдается обратная ситуация снижение напряжения на шинах подстанций из-за большой доли тяговой нагрузки в данном районе которая потребляет большое количество реактивной мощности. После расчета существующего режима никаких проблем с параметрами режима не наблюдается, также мы не

наблюдаем отклонения параметров режима при отключении самой загруженной ВЛ и ремонте еще одной ВЛ, но при данной схеме появляются две перегруженные ВЛ, но ток протекающий по ним не превышает длительно допустимого тока. Но согласно планам развития Амурской области ожидается увеличение потребления Западного энергорайона на величины 250 МВт большую часть данной мощности район будет получать от Нерюнгринской ГРЭС, на которой для этих целей строится 4 и 5 энергоблоки. При расчете послеаварийного режима после увеличения мощности потребления мы наблюдаем значительное снижения напряжения по 25 ПС, ток по двум ВЛ стал превышать длительно допустимые значения. Это происходит из-за слабых связей Якутии с Западным энергорайоном Амурской области. В дальнейших главах требуется рассмотреть варианты решения данной проблемы.

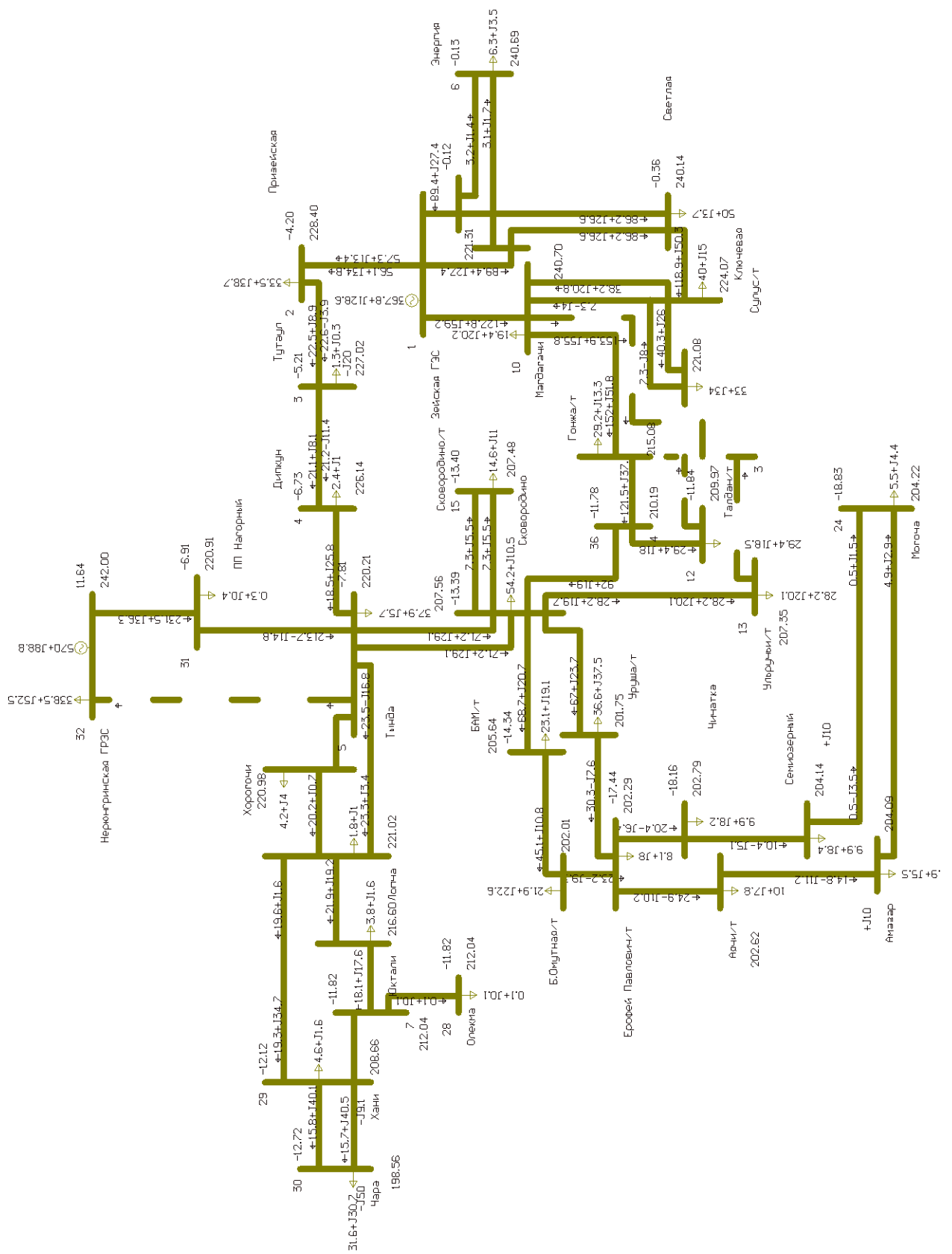


Рисунок 7 – Схема послеаварийного режима при отключении ВЛ
 Нерюнгринская ГРЭС – Тында при ремонте Магдагачи – Ульручы /т с
 отпайкой на Талдан/т

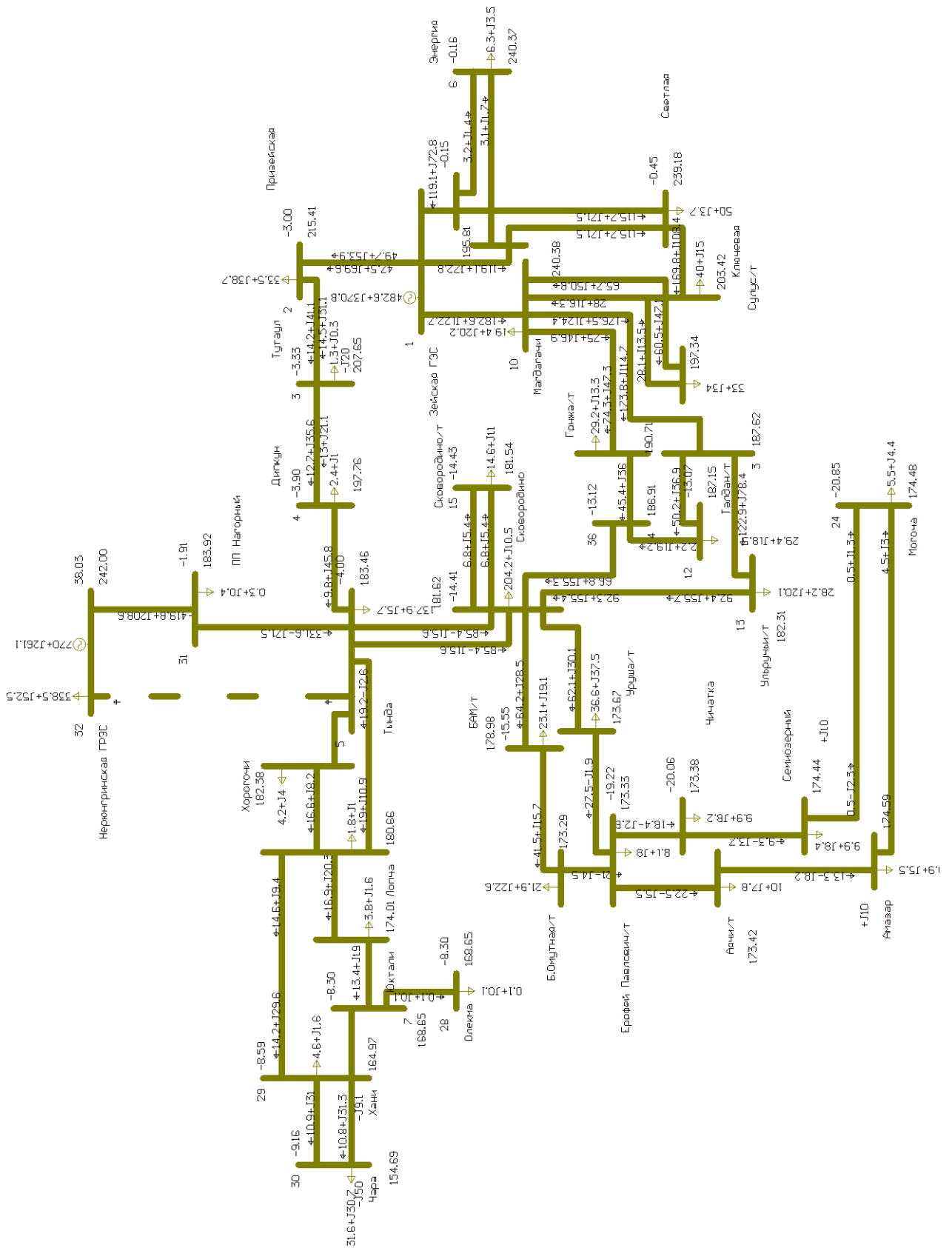


Рисунок 8 – Схема послеаварийного режима при отключении ВЛ Нерюнгинская ГРЭС – Тынды после строительства 4 и 5 энергоблоков на нерюнгинской ГРЭС

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИМЕНЯЕМОГО В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 220 КВ

В магистерской диссертации поставлена цель повышение эффективности и надежности электроснабжения Амурской области в связи со строительством ПП Магистральный для выдачи мощности Нерюнгринской ГРЭС. После проведения мероприятий по повышению эффективности и надежности электроснабжения ожидается увеличение надежности электроснабжения в Амурской области, снижение дефицита мощности в Западном энергорайоне и возможность подключения новых крупных потребителей. Для того чтобы решать проблемы, необходимо применение современного оборудования. В этом разделе приведем инновационное оборудование, необходимое для подстанции.

2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования

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 подстанций рассмотрены ниже.

2.1.1 Применение КРУЭ при проектировании распределительных устройств

Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией, сокращенно КРУЭ, заявили о себе в конце 60х годов прошлого столетия, ворвавшись на мировой рынок. В нынешнее время в индустриально-промышленных развитых странах применение КРУЭ интенсивно распространено. Популярность они завоевали благодаря своей компактности. Интересно то, что эта компактность никак не сказалась на других технических характеристиках. Это главным образом позволяет решать проблему с дефицитом земельных участков, который играет весьма важную роль при выборе электрических установок. Площадь, которая требуется для подстанции КРУЭ, расположена примерно от 10-20 процентов от площади для ОРУ, если учитывать

коммутационную аппаратуру. Еще большая экономия достигается при помощи кабельных соединений и коротких кабельных каналов КРУЭ. В большей половине случаев компактность и уменьшенная площадь осуществляют оптимальный выбор новых подстанций. Для внутреннего и подземного КРУЭ это стало возможным как в городских районах, так и в районах с высокой плотностью населения. А что касается ГЭС, то КРУЭ может быть смонтировано рядом с турбинами и генераторами, что вполне позволяет обеспечивать значительную экономию кабельной сети и шинопроводов. Если монтаж подстанции максимально приближен к повышающим трансформаторам, то возрастает надежность всей электрической станции. Появление КРУЭ сыграло значительную роль в оптимизации планирования подстанций, в проектировании, технического обслуживания, а также осуществило возможность увеличить надежность подстанции со стороны их устойчивости к климатическим факторам и к сейсмическому воздействию [10].

КРУЭ может устанавливаться на различные напряжения, даже на 800 кВ. Могут сооружаться на подстанции практически всех возможных видов конструкций. Как по техническим, так и по экологическим характеристикам отвечают требованиям, предъявляемые к аппаратуре. Информация, полученная от фирмы "Сименс", которая является немецким транснациональным концерном, специализирующимся в области электротехники, электроники, энергетического оборудования: для одного открытого распределительного устройства (ОРУ) напряжением 500 кВ понадобилось 30000 квадратных метров. Если же использовать КРУЭ, то удастся уменьшить нужную площадь вплоть до 920 квадратных метров, то есть, как мы видим осуществляется значительное сокращение площади, примерно в 30 раз [10].

Преувеличенные климатических условий, такие как: низкие температуры, солевые отложения вблизи моря, промышленные испарения и осадки, песчаные бури исключают свое влияние на конструкцию КРУЭ. Нужно отдать должное металлической оболочке КРУЭ, ведь она делает РУ не чувствительным к влиянию окружающей среды. Малая площадь существенно уменьшает

стоимость строительных работ, даже в условиях скального грунта и вечной мерзлоты [11].

Растущее внедрение КРУЭ было вызвано общими экономическими параметрами. Но изначально расходы на установку КРУЭ значительно превосходят затраты на установку обычного оборудования, хотя в свою очередь элегазовое оборудование существенно снижает многие вторичные расходы, что даже может привести к снижению общей стоимости [10].

К явным преимуществам КРУЭ над другими установками напрашиваются следующие [10]:

- безопасность для эксплуатационного персонала;
- сейсмостойкость;
- простота монтажа;
- низкие эксплуатационные расходы;
- разнообразие компоновочных решений;
- высокая скорость подготовки площади обслуживания;
- уровень шума значительно ниже.

Полная герметизация КРУЭ осуществляет высокую безопасность для операторов и другого персонала. Также присутствует защита от проникновения животных. Визуальное влияние ОРУ может быть крайне недопустимо на фоне красот города. Компактность КРУЭ может скрыть подстанцию от взгляда общественности [10].

К недостаткам КРУЭ можно отнести [11]:

- высокая стоимость (в 2 или 3 раза превышает стоимость ОРУ), но как уже было сказано выше в совокупности ремонтных работ, различных эксплуатационных операций - все эти затраты на ОРУ оказываются значительно выше первоначальной стоимости КРУЭ, а ведь она, КРУЭ, в эксплуатации и ремонтных работах нуждается лишь частично. Также очень важно, что КРУЭ не требуется большая площадь для своего пребывания, ежели ОРУ, для которого нужна большая площадь для своего размещения, а цена земельного участка может превышать самой стоимости ОРУ;

- ответственные требования к монтажу, например, отклонение уровня пола не должно превышать десятых частей градуса.

КРУЭ внутренней установки имеют место для эксплуатации внутри помещения, также может находиться в новом здании, в подземельном помещении, в дамбе. КРУЭ внутренней установки нуждается в следующих условиях [10]:

- городские районы;
- прибрежные зоны, зоны загрязнения или на высоте над уровнем моря;
- стратегический характер размещения.

КРУЭ наружной установки осуществляется для эксплуатации вне помещения. В Российской Федерации КРУЭ наружной установки находят применение в [11]:

- подстанции в больших городах из-за нехватки места и по экологическим соображениям;
- подстанции в тех местах, где площадь ОРУ ограничена по естественным причинам (подземные подстанции)
- подстанции промышленных предприятий из-за значительных атмосферных осадков;
- морские районы;
- все районы, где обитает вечная мерзлота.

В заключении настоящей статьи считаю нужным обратить внимание на технические характеристики КРУЭ. Основными элементами КРУЭ являются: выключатели, разъединители, заземлители, сборные шины, трансформаторы тока и напряжения. Они расположены в алюминиевые защитные блоки, (иногда они носят название кожухи), тем самым осуществляя модульный принцип построения. Кожухи заполнены элегазом. Большинство производителей отдают предпочтение давлению на уровне 0,6-0,7 Мпа, чему равняется значение температуры перехода элегаза в жидкое состояние. Примерно при 30 градусах ниже нуля.

Отдельные блоки КРУЭ соединяют газоплотными фланцами, а электрические соединения втычными контактами. Номинальными параметрами КРУЭ являются [10]:

- номинальное напряжение и число фаз;
- номинальный уровень изоляции;
- номинальная частота;
- номинальные рабочие токи;
- степень защиты вспомогательных и контурных цепей.

КРУЭ включает в себя основное технологическое оборудование подстанции, такое как: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными свойствами [14].

Таким образом, КРУЭ является качественным распределительным устройством с множеством превосходных характеристик, включая компактность, безопасность, высокую надежность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды. В частности, разработка КРУЭ трехфазного герметичного исполнения позволила конструировать более компактные и экономически выгодные подстанции [14].

Высокая степень готовности к монтажу и стоимость земли играют значительную роль в выборе типа распределительного устройства. Подстанция с КРУЭ занимает 5-10% площади подстанции с открытым распределительным устройством (ОРУ). Благодаря таким компактным размерам КРУЭ Hyundai позволяет располагать подстанции в густо населенных районах, гористой местности, и т.д. КРУЭ может быть смонтировано даже в жилых домах, эффективно используя ограниченность пространства [14].

Все детали КРУЭ, находящиеся под напряжением, заключены в заземленный кожух, что обеспечивает повышенную безопасность персонала.

Так как все элементы КРУЭ заключены в герметичный металлический кожух, они полностью защищены от влияний внешней среды, таких как солевые

отложения в прибрежных зонах, снег, дожди, запыленный воздух, большая влажность, что обеспечивает высокую надежность работы КРУЭ [14].

КРУЭ отвечает экологическим требованиям и эстетически сочетается с окружающей его обстановкой [14].

КРУЭ состоит из стандартных модулей, что обеспечивает легкость монтажа и высокое качество сборки.

Небольшое количество труб и клапанов изолированной системы стандартных модулей гарантирует высокую степень герметичности и газонепроницаемости [14].

КРУЭ серии ЯГГ-220 с током включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами. Таким образом, КРУЭ является качественным распределительным устройством с множеством превосходных характеристик, включая компактность, безопасность, высокую надежность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды. Шкафы управления КРУЭ оснащены цифровыми терминалами, позволяющими реализовать систему «Цифровая подстанция» согласно МЭК 61850. Измерительные трансформаторы тока и напряжения, устанавливаемые в КРУЭ могут быть как электромагнитными с МОУ устройствами, так и полностью цифровыми. Встроенная в шкаф местного управления, панель управления приводами разъединителей и заземлителей, обеспечивает простой доступ к управлению аппаратной частью оборудования. Приводы включают индикаторы положения, доступ к ручному управлению и навесные замки для блокировки управления. Информация о плотности газа может передаваться комбинированным датчиком/монитором плотности и отображаться на лицевой панели шкафа местного управления. Все измерительные трансформаторы подключены к шкафу местного управления без дополнительных промежуточных клеммников. Площадка обслуживания обеспечивает удобный доступ к

смотровым окнам и штуцерам для подключения газотехнологического оборудования. Компания считает, что инновации являются ключом к ее конкурентным преимуществам, и постоянно инвестирует средства в научные исследования и разработки, чтобы добиться лидерства на рынке.

2.1.2 Применение цифровой подстанции (переключательный пункт)

Цифровая подстанция (переключательный пункт) до сих пор трактуется по-разному разными специалистами в области систем автоматизации и управления. Для того чтобы разобраться, какие технологии и стандарты относятся к цифровой подстанции, проследим историю развития систем АСУ ТП и РЗА. Внедрение систем автоматизации началось с появления систем телемеханики. Устройства телемеханики позволяли собирать аналоговые и дискретные сигналы с использованием модулей УСО и измерительных преобразователей. На базе систем телемеханики развивались первые АСУ ТП электрических подстанций и электростанций. АСУ ТП позволяли не только собирать информацию, но и производить её обработку, а также представлять информацию в удобном для пользователя интерфейсе. С появлением первых микропроцессорных релейных защит информация от этих устройства также стала интегрироваться в системы АСУ ТП. Постепенно количество устройств с цифровыми интерфейсами увеличивалось (противоаварийная автоматика, системы мониторинга силового оборудования, системы мониторинга щита постоянного тока и собственных нужд и т.д.). Вся эта информация от устройств нижнего уровня интегрировалась в АСУ ТП по цифровым интерфейсам. Несмотря на повсеместное использование цифровых технологий для построения систем автоматизации, такие подстанции не являются в полной мере цифровыми, так как вся исходная информация, включая состояния блок-контактов, напряжения и токи, передаётся в виде аналоговых сигналов от распределительного устройства в оперативный пункт управления, где оцифровывается отдельно каждым устройством нижнего уровня. Например, одно и то же напряжение параллельно подаётся на все устройства нижнего уровня, которые преобразовывают его в цифровой вид и передают в АСУ ТП. На

традиционных подстанциях различные подсистемы используют различные коммуникационные стандарты (протоколы) и информационные модели. Для функций защиты, измерения, учёта, контроля качества выполняются индивидуальные системы измерений и информационного взаимодействия, что значительно увеличивает как сложность реализации системы автоматизации на подстанции, так и её стоимость [1].

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

1. стандарт МЭК 61850:
 - унифицированное описание подстанции;
 - протоколы вертикального (MMS) и горизонтального (GOOSE) обмена;
 - протоколы передачи мгновенных значений токов и напряжений (SV);
2. цифровые (оптические и электронные) трансформаторы тока и напряжения;
3. аналоговые мультиплексоры (Merging Units);
4. выносные модули УСО (Micro RTU);
5. интеллектуальные электронные устройства (IED).

Основной особенностью и отличием стандарта МЭК 61850 от других стандартов является то, что в нём регламентируются не только вопросы передачи информации между отдельными устройствами, но и вопросы формализации описания схем — подстанции, защиты, автоматики и измерений, конфигурации устройств. В стандарте предусматриваются возможности использования новых цифровых измерительных устройств вместо традиционных аналоговых измерителей (трансформаторов тока и напряжения). Информационные технологии позволяют перейти к автоматизированному проектированию цифровых подстанций, управляемых цифровыми интегрированными системами. Все информационные связи на таких подстанциях выполняются цифровыми, образующими единую шину процесса. Это открывает возможности быстрого прямого обмена информацией между устройствами, что в конечном счёте даёт

возможность сокращения числа медных кабельных связей, и числа устройств, а также более компактного их расположения [1].

Структура цифровой подстанции (переключательного пункта)

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

- полевой уровень (уровень процесса);
- уровень присоединения;
- станционный уровень.

Из основных особенностей построения системы в первую очередь необходимо выделить новый «полевой» уровень, который включает в себя инновационные устройства первичного сбора информации: выносные УСО, цифровые измерительные трансформаторы, встроенные микропроцессорные системы диагностики силового оборудования и т.д.

Цифровые измерительные трансформаторы передают мгновенные значения напряжения и токов по протоколу МЭК 61850-9-2 устройствам уровня присоединения. Существует два вида цифровых измерительных трансформаторов: оптические и электронные. Оптические измерительные трансформаторы являются наиболее предпочтительными при создании систем управления и автоматизации цифровой подстанции, так как используют инновационный принцип измерений, исключающий влияние электромагнитных помех. Электронные измерительные трансформаторы базируются на базе традиционных трансформаторов и используют специализированные аналогово-цифровые преобразователи [1].

Данные от цифровых измерительных трансформаторов, как оптических, так и электронных, преобразуются в широковещательные Ethernet-пакеты с использованием мультиплексоров (Merging Units), предусмотренных стандартом МЭК 61850-9. Сформированные мультиплексорами пакеты передаются по сети Ethernet (шине процесса) в устройства уровня присоединения (контроллеры АСУ ТП, РЗА, ПА и др.) Частота дискретизации передаваемых данных не хуже 80 точек

на период для устройств РЗА и ПА и 256 точек на период для АСУ ТП, АИИС КУЭ и др.

Данные о положении коммутационных аппаратов и другая дискретная информация (положение ключей режима управления, состояние цепей обогрева приводов и др.) собираются с использованием выносных модулей УСО, установленных в непосредственной близости от коммутационных аппаратов. Выносные модули УСО имеют релейные выходы для управления коммутационными аппаратами и синхронизируются с точностью не ниже 1 мс. Передача данных от выносных модулей УСО осуществляется по оптоволоконной связи, являющейся частью шины процесса по протоколу МЭК 61850-8-1 (GOOSE). Передача команд управления на коммутационные аппараты также осуществляется через выносные модули УСО с использованием протокола МЭК 61850-8-1 (GOOSE) [1].

Силовое оборудование оснащается набором цифровых датчиков. Существуют специализированные системы для мониторинга трансформаторного и элегазового оборудования, которые имеют цифровой интерфейс для интеграции в АСУ ТП без использования дискретных входов и датчиков 4—20 мА. Современные КРУЭ оснащаются встраиваемыми цифровыми трансформаторами тока и напряжения, а шкафы управления в КРУЭ позволяют устанавливать выносные УСО для сбора дискретных сигналов. Установка цифровых датчиков в КРУЭ производится на заводе-изготовителе, что позволяет упростить процесс проектирования, а также монтажные и наладочные работы на объекте [1].

Другим отличием является объединение среднего (концентраторов данных) и верхнего (сервера и АРМ) уровня в один стационарный уровень. Это связано с единством протоколов передачи данных (стандарт МЭК 61850-8-1), при котором средний уровень, ранее выполнявший работу по преобразованию информации из различных форматов в единый формат для интегрированной АСУ ТП, постепенно теряет своё назначение. Уровень присоединения включает в себя интеллектуальные электронные устройства, которые получают

информацию от устройств полевого уровня, выполняют логическую обработку информации, передают управляющие воздействия через устройства полевого уровня на первичное оборудование, а также осуществляют передачу информации на стационарный уровень. К этим устройствам относятся контроллеры присоединения, терминалы МПРЗА и другие многофункциональные микропроцессорные устройства.

Следующим отличием в структуре является её гибкость. Устройства для цифровой подстанции могут быть выполнены по модульному принципу и позволяют совмещать в себе функции множества устройств. Гибкость построения цифровых подстанций позволяет предложить различные решения с учётом особенностей энергообъекта. В случае модернизации существующей подстанции без замены силового оборудования для сбора и оцифровки первичной информации можно устанавливать шкафы выносных УСО. При этом выносные УСО помимо плат дискретного ввода/вывода будут содержать платы прямого аналогового ввода (1/5 А), которые позволяют собрать, оцифровать и выдать в протоколе МЭК 61850-9-2 данные от традиционных трансформаторов тока и напряжения. В дальнейшем полная или частичная замена первичного оборудования, в том числе замена электромагнитных трансформаторов на оптические, не приведёт к изменению уровней присоединения и подстанционного. В случае использования КРУЭ имеется возможность совмещения функций выносного УСО, Merging Unit и контроллера присоединения. Такое устройство устанавливается в шкаф управления КРУЭ и позволяет оцифровать всю исходную информацию (аналоговую или дискретную), а также выполнить функции контроллера присоединения и функции резервного местного управления [1].

С появлением стандарта МЭК 61850 ряд производителей выпустили продукты для цифровой подстанции. В настоящее время во всём мире выполнено уже достаточно много проектов, связанных с применением стандарта МЭК 61850, показавших преимущества данной технологии. К сожалению, уже сейчас, анализируя современные решения для цифровой подстанции, можно заметить

достаточно свободную трактовку требований стандарта, что может привести в будущем к несогласованности и проблемам в интеграции уже современных решений в области автоматизации.

Сегодня в России активно ведётся работа по развитию технологии «Цифровая подстанция». Запущен ряд пилотных проектов, ведущие российские фирмы приступили к разработке отечественных продуктов и решений для цифровой подстанции. На наш взгляд, при создании новых технологий, ориентированных на цифровую подстанцию, необходимо строго следовать стандарту МЭК 61850, не только в части протоколов передачи данных, но и в идеологии построения системы. Соответствие требованиям стандарта позволит в будущем упростить модернизацию и обслуживание объектов на базе новых технологий [1].

В 2011 году ведущими российскими компаниями (ООО НПП «ЭКРА», ООО «ЭнергопромАвтоматизация», ЗАО «Профотек» и ОАО «НИИПТ») было подписано генеральное соглашение об организации стратегического сотрудничества с целью объединения научно-технических, инженерных и коммерческих усилий для создания цифровой подстанции на территории РФ.

В соответствии с МЭК 61850, разработанная система состоит из трёх уровней. Шина процесса представлена оптическими трансформаторами (ЗАО «Профотек») и выносным УСО (microRTU) NPT Expert (ООО «ЭнергопромАвтоматизация»). Уровень присоединения — микропроцессорные защиты ООО НПП «ЭКРА» и контроллер присоединения NPT ВАУ-9-2 ООО «ЭнергопромАвтоматизация». Оба устройства принимают аналоговую информацию по МЭК 61850-9-2 и дискретную информацию по МЭК 61850-8-1(GOOSE). Станционный уровень реализован на базе SCADA NPT Expert с поддержкой МЭК 61850-8-1(MMS).

В рамках совместного проекта была разработана также система автоматизированного проектирования ЦПС — SCADA Studio, проработана структура сети Ethernet для различных вариантов построения, собран макет

цифровой подстанции и проведены совместные испытания, в том числе на испытательном стенде в ОАО «НИИПТ».

Действующий прототип цифровой подстанции был представлен на выставке «Электрические сети России-2011». Внедрение пилотного проекта и выход на полномасштабное производство оборудования цифровой подстанции запланирован на 2012 год. Российское оборудование для «Цифровой подстанции» прошло полномасштабное тестирование, подтверждена также его совместимость по стандарту МЭК 61850 с оборудованием различных зарубежных (Omicron, SEL, GE, Siemens и др.) и отечественных (ООО «Прософт-Системы», НПП «Динамика» и др.) компаний.

Разработка собственного российского решения по цифровой подстанции позволит не только развивать отечественное производство и науку, но и повысить энергобезопасность нашей страны. Проведённые исследования технико-экономических показателей позволяют сделать вывод, что стоимость нового решения при переходе на серийный выпуск продукции не будет превышать стоимости традиционных решений построения систем автоматизации и позволит получить ряд технических преимуществ, таких как [1]:

- значительное сокращение кабельных связей;
- повышение точности измерений;
- простота проектирования, эксплуатации и обслуживания;
- унифицированная платформа обмена данными (МЭК 61850);
- высокая помехозащищённость;
- высокая пожаро-взрывобезопасность и экологичность;
- снижение количества модулей ввода/вывода на устройства АСУ ТП и РЗА, обеспечивающее снижение стоимости устройств.

Ещё ряд вопросов требует дополнительных проверок и решений. Это относится к надёжности цифровых систем, к вопросам конфигурирования устройств на уровне подстанции и энергообъединения, к созданию общедоступных инструментальных средств проектирования, ориентированных

на разных производителей микропроцессорного и основного оборудования. Для обеспечения требуемого уровня надёжности в рамках пилотных проектов должны быть решены следующие задачи [1].

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

2. Гармонизация международных стандартов и разработка отечественной нормативной документации.

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

4. Накопление статистики по надёжности оборудования цифровой подстанции.

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

2.2 Выводы

Проведенный анализ инновационным технологиям показал, что для развития сети в рассматриваемом регионе целесообразно применение КРУЭ из за района предполагаемого строительства ПП Магистральный. Проведенный анализ по технологии цифрового ПП показал, что для подключения нового ПП целесообразно ее применение.

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ПП МАГИСТРАЛЬНЫЙ

Данный пункт посвящён проектированию развития электрической сети Амурской области путём включения в существующую схему ПП Магистральный. Согласно «Схеме и программе развития электроэнергетики Амурской области на период 2022 – 2027 годов» предполагается строительство ПП Магистральный, предполагаемая электрическая мощность, передаваемая через ПП Магистральный, составит порядка 300 МВт что соответствует мощности планируемых 4 и 5 Блока Нерюнгринской ГРЭС [44].

3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе

Задача раздела: Разработка и описание нескольких вариантов развития электрической сети в связи с строительством ПП Магистральный, и их обоснование. Предложенные варианты представлены на структурной схеме согласно рисунка 1.

Вариант 1. Предусматривает подключение ПП Магистральный к существующим сетям на напряжение 220 кВ и выдачи мощности 4 и 5 блоков Нерюнгринской ГРЭС в Западный энергорайон Амурской области. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПП Магистральный;
- строительство двух ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ПП Магистральный;
- Строительство двух линейных ячеек на Нерюнгринской ГРЭС;
- строительство двух заходов от ВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи;
- строительство ВЛ 220 кВ Тында – ПП Магистральный;
- перевод одной КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында с ПС Тында на ПП Магистральный.

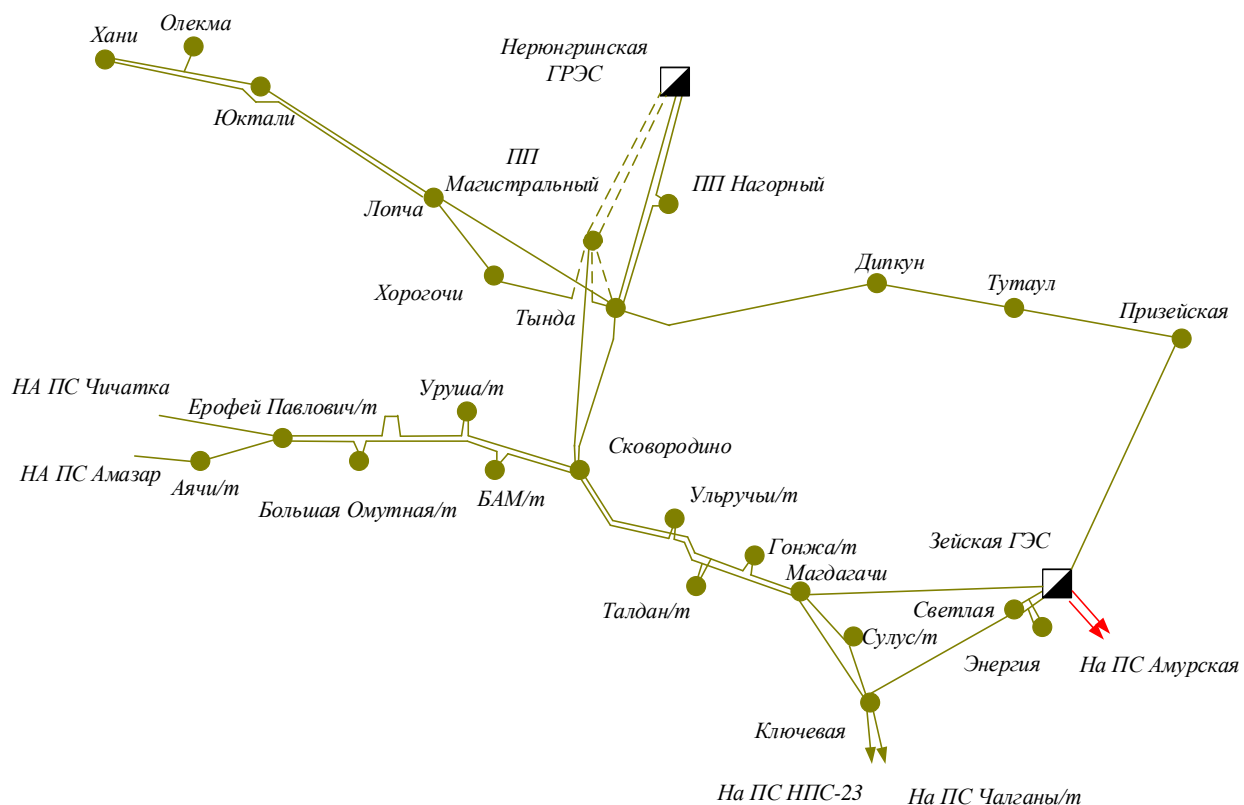


Рисунок 9 – Вариант подключения 1

Вариант 2. Предусматривает подключение ПП Магистральный к существующим сетям на напряжение 220 кВ и выдачи мощности 4 и 5 блоков Нерюнгринской ГРЭС на ПС Тында и ПС Сквородино. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПП Магистральный;
- строительство ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ПП Магистральный;
- строительство ВЛ 220 кВ Тында – ПП Магистральный;
- перевод одной КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында с ПС Тында на ПП Магистральный.

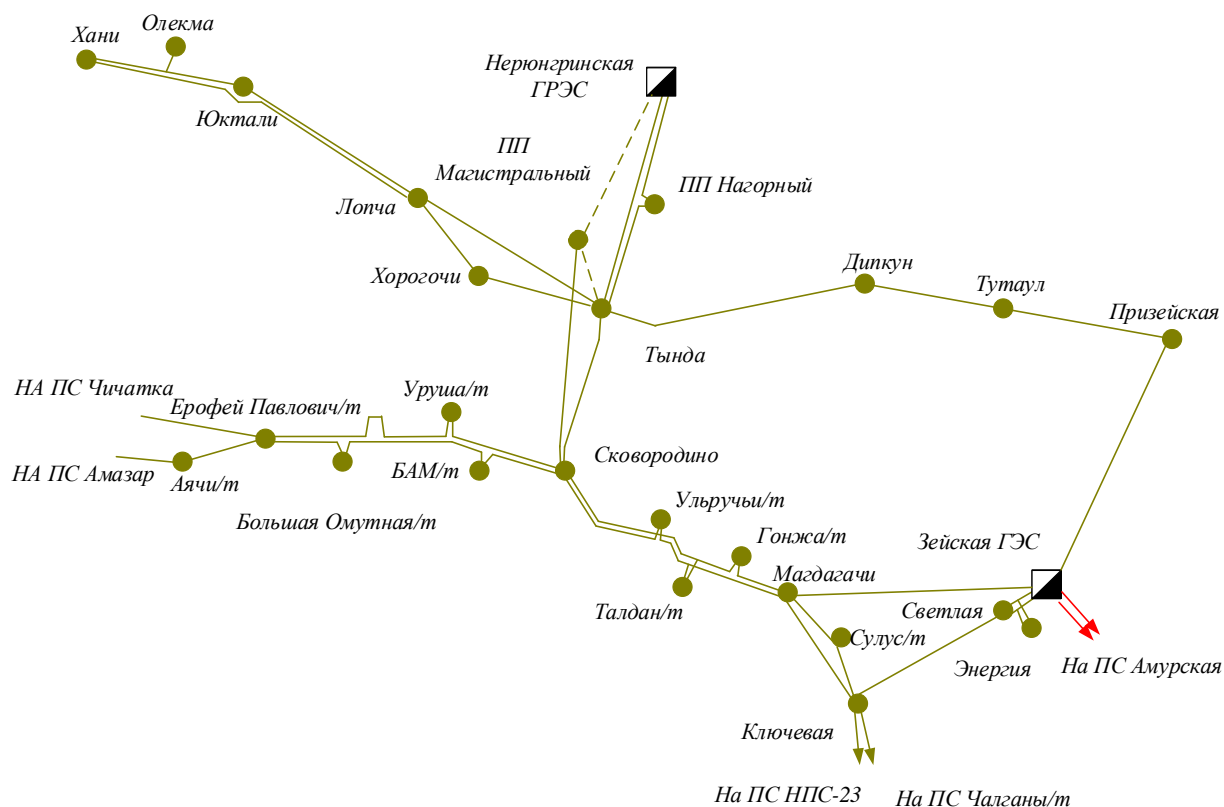


Рисунок 10 – Вариант подключения 2

Разработаны 2 варианта подключения ПП Магистральный в рассматриваемом районе.

3.2 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.

3.2.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПП Магистральный к существующим сетям на напряжение 220 кВ и выдачи мощности 4 и 5 блоков Нерюнгринской ГРЭС в Западный энергорайон Амурской области.

При подключении ПП Магистральный к сетям 220 кВ необходимо строительство двух ВЛ 220 кВ от Нерюнгринской ГРЭС длиной 130 км, строительство КВЛ 220 кВ от ПС Тында длиной 50 км, строительство ВЛ 220 кВ от ПС Сковородино длиной 50 км, двух заходов от ВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи длиной 60 км [44].

Для ПП Магистральный выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (220 кВ): «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин» (12) [35].

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПП Магистральный от ПС Сковородино и два захода от ВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи будут выполнена проводами марки АС-300, две ВЛ 220 кВ от Нерюнгринской ГРЭС и КВЛ 220 кВ от ПС Тында будут выполнена проводами марки АС-400 расчет приведен в приложении Б.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима.

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах, анализируя токовую загрузку ЛЭП можно сделать вывод что большинство линии загружены оптимально.

При отключении одной из линий или одного из трансформаторов на каждой ПС отклонений по напряжению не наблюдается, а линии все также являются загружены оптимально. Подробный расчет приведен в приложении Г.

Таблица 23 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I_{\max}	$I_{\text{доп.расч}}$	$I/I_{\text{доп}}$
1	2	3	4
Магдагачи - 3	371,95	690	54,02
ПП Магистральный - Сковородино	301,65	630	49,55
Тында - Сковородино	274,34	630	45,62
ЗГЭС - Магдагачи	402,24	960	43,25
Ульручы/т - 3	245,90	630	39,05
Тында - НГРЭС	224,47	630	38,17
Светлая - Ключевая	361,37	1000	37,11
ПП Нагорный - НГРЭС	214,85	630	36,69
Тында - ПП Нагорный	213,82	600	35,72
НГРЭС - ПП Магистральный	298,13	1000	29,81
НГРЭС - ПП Магистральный	298,13	1000	29,81
Сковородино - Ульручы/т	182,09	630	28,96
Сковородино - Уруша/т	173,21	630	28,28
Сковородино - БАМ/т	176,25	630	28,21
Магдагачи - Гонжа/т	165,70	630	26,60
ЗГЭС - 2	245,69	1000	24,60

1	2	3	4
ЗГЭС - 1	245,69	1000	24,60
2 - Светлая	238,11	1000	23,86
1 - Светлая	238,11	1000	23,86
Сковородино - 4	143,42	630	22,77
Ключевая - Сулус/т	131,94	630	21,75
Талдан/т - 3	131,93	630	20,94
БАМ/т - Б.Омутная/т	117,16	630	18,60
ПП Магистральный - Хорогочи	119,78	690	17,36
Хани - Чара	65,91	630	16,88
Хорогочи - Лопча	106,16	630	16,85
Хани - Чара	63,97	630	16,82
ЗГЭС - Призейская	102,28	630	16,24
Уруша/т - Ерофей Павлович/т	95,16	630	15,10
Гонжа/т - 4	91,61	630	14,58
Ключевая - Магдагачи	135,45	1000	13,86
Дипкун - Тында	26,03	630	12,82
Ерофей Павлович/т - Аячи/т	78,43	630	12,45
Хани - 7	74,93	630	11,89
Б.Омутная/т - Ерофей Павлович/т	73,68	630	11,70
Ерофей Павлович/т - Чичатка	68,09	630	10,81
Призейская - Тутаул	66,50	630	10,56
Тында - ПП Магистральный	96,62	1000	10,07
Тында - ПП Магистральный	96,62	1000	10,07
Лопча - Юктали	62,46	630	9,91
Юктали - 7	42,66	630	9,63
Аячи/т - Амазар	68,25	710	9,61
Сулус/т - Магдагачи	58,45	630	9,28
Тында - Лопча	90,59	1000	9,06
Лопча - Хани	59,47	1000	8,20
Талдан/т - 4	51,41	630	8,16
Чичатка - Семиозерный	53,35	710	7,51
Тутаул - Дипкун	31,43	630	4,99
Амазар - Могоча	26,33	630	4,18
Сковородино - Сковородино/т	22,09	630	3,67
Сковородино - Сковородино/т	22,09	630	3,67
Семиозерный - Могоча	11,74	710	1,65
2 - Энергия	8,04	690	1,22
1 - Энергия	8,04	690	1,22
Олекма - 7	0,33	630	0,05

Таблица 24 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	U, кВ	ΔU , %
ЗГЭС	220	248,00	12,73
Призейская	220	245,87	11,76
Тутаул	220	248,96	13,16
Дипкун	220	248,73	13,06
Тында	220	242,73	10,33
Энергия	220	247,72	12,60
Светлая	220	247,23	12,38
Ключевая	220	233,35	6,07
Сулус/т	220	230,82	4,92
Магдагачи	220	231,23	5,10
Гонжа/т	220	229,58	4,36
Талдан/т	220	228,98	4,08
Ульручи/т	220	227,97	3,62
Сковородино	220	228,01	3,64
Сковородино/т	220	227,94	3,61
БАМ/т	220	226,69	3,04
Уруша/т	220	223,95	1,80
Б.Омутная/т	220	224,73	2,15
Ерофей Павлович/т	220	225,20	2,36
Аячи/т	220	225,72	2,60
Чичатка	220	226,07	2,76
Амазар	220	227,44	3,38
Семиозерный	220	227,65	3,48
Могоча	220	227,76	3,53
Хорогочи	220	245,02	11,37
Лопча	220	248,33	12,88
Юктали	220	248,27	12,85
Олекма	220	245,85	11,75
Хани	220	243,57	10,71
Чара	220	235,67	7,12
ПП Нагорный	220	242,86	10,39
НГРЭС	220	242,00	10,00
1	220	247,73	12,60
2	220	247,73	12,60
3	220	229,19	4,18
4	220	228,96	4,07
5	220	0,00	0,00
6	220	0,00	0,00
7	220	245,85	11,75
ПП Магистральный	220	242,58	10,26

Таблица 25 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I_{\max}	$I_{\text{доп.расч}}$	$I/I_{\text{доп}}$
Тында - Сквородино	525,06	630	84,90
Магдагачи - 3	477,02	690	69,48
ЗГЭС - Магдагачи	484,15	960	52,51
Ульручи/т - 3	327,66	630	52,01
Тында - НГРЭС	315,09	630	51,55
Тында - ПП Нагорный	300,58	600	50,16
ПП Нагорный - НГРЭС	301,57	630	49,44
Светлая - Ключевая	431,42	1000	44,68
НГРЭС - ПП Магистральный	404,37	1000	40,44
Сквородино - Ульручи/т	244,10	630	38,75
Магдагачи - Гонжа/т	203,32	630	32,86
Сквородино - 4	195,51	630	31,03
Сквородино - Уруша/т	188,05	630	30,89
Сквородино - БАМ/т	191,07	630	30,65
ЗГЭС - 2	278,47	1000	27,89
ЗГЭС - 1	278,47	1000	27,89
2 - Светлая	270,89	1000	27,17
1 - Светлая	270,89	1000	27,17
Ключевая - Сулус/т	164,05	630	27,12
Талдан/т - 3	155,95	630	24,75
БАМ/т - Б.Омутная/т	123,95	630	20,17
Гонжа/т - 4	122,87	630	20,05
Ключевая - Магдагачи	173,50	1000	18,02
Дипкун - Тында	64,83	630	17,47
Хани - Чара	68,83	630	17,24
Хани - Чара	66,85	630	17,17
ПП Магистральный - Хорогочи	118,17	690	17,13
Хорогочи - Лопча	104,63	630	16,61
Тында - ПП Магистральный	154,02	1000	15,40
Тында - ПП Магистральный	154,02	1000	15,40
Уруша/т - Ерофей Павлович/т	95,08	630	15,09
Ерофей Павлович/т - Аячи/т	79,23	630	12,58
Хани - 7	78,10	630	12,40
Б.Омутная/т - Ерофей Павлович/т	73,86	630	11,72
Ерофей Павлович/т - Чичатка	67,57	630	10,72
Сулус/т - Магдагачи	66,96	630	10,63
Талдан/т - 4	65,17	630	10,40
ЗГЭС - Призейская	45,80	630	10,30
Юктали - 7	44,86	630	10,14
Тутаул - Дипкун	40,36	630	9,95

Таблица 26 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	U, кВ	ΔU , %
ЗГЭС	220	248,00	12,73
Призейская	220	245,48	11,58
Тутаул	220	248,22	12,83
Дипкун	220	247,53	12,51
Тында	220	241,23	9,65
Энергия	220	247,67	12,58
Светлая	220	247,06	12,30
Ключевая	220	229,95	4,52
Сулус/т	220	226,95	3,16
Магдагачи	220	227,09	3,22
Гонжа/т	220	224,99	2,27
Талдан/т	220	224,01	1,82
Ульручы/т	220	222,49	1,13
Сковородино	220	222,44	1,11
Сковородино/т	220	222,37	1,08
БАМ/т	220	222,03	0,92
Уруша/т	220	221,40	0,63
Б.Омутная/т	220	223,96	1,80
Ерофей Павлович/т	220	225,34	2,43
Аячи/т	220	226,95	3,16
Чичатка	220	228,27	3,76
Амазар	220	231,24	5,11
Семиозерный	220	233,18	5,99
Могоча	220	235,00	6,82
Хорогочи	220	244,64	11,20
Лопча	220	247,41	12,46
Юктали	220	247,22	12,37
Олекма	220	244,74	11,25
Хани	220	242,43	10,19
Чара	220	234,47	6,58
ПП Нагорный	220	241,37	9,72
НГРЭС	220	242,00	10,00
1	220	247,67	12,58
2	220	247,67	12,58
3	220	224,26	1,94
4	220	223,96	1,80
5	220	0,00	0,00
6	220	0,00	0,00
7	220	244,74	11,25
ПП Магистральный	220	242,50	10,23

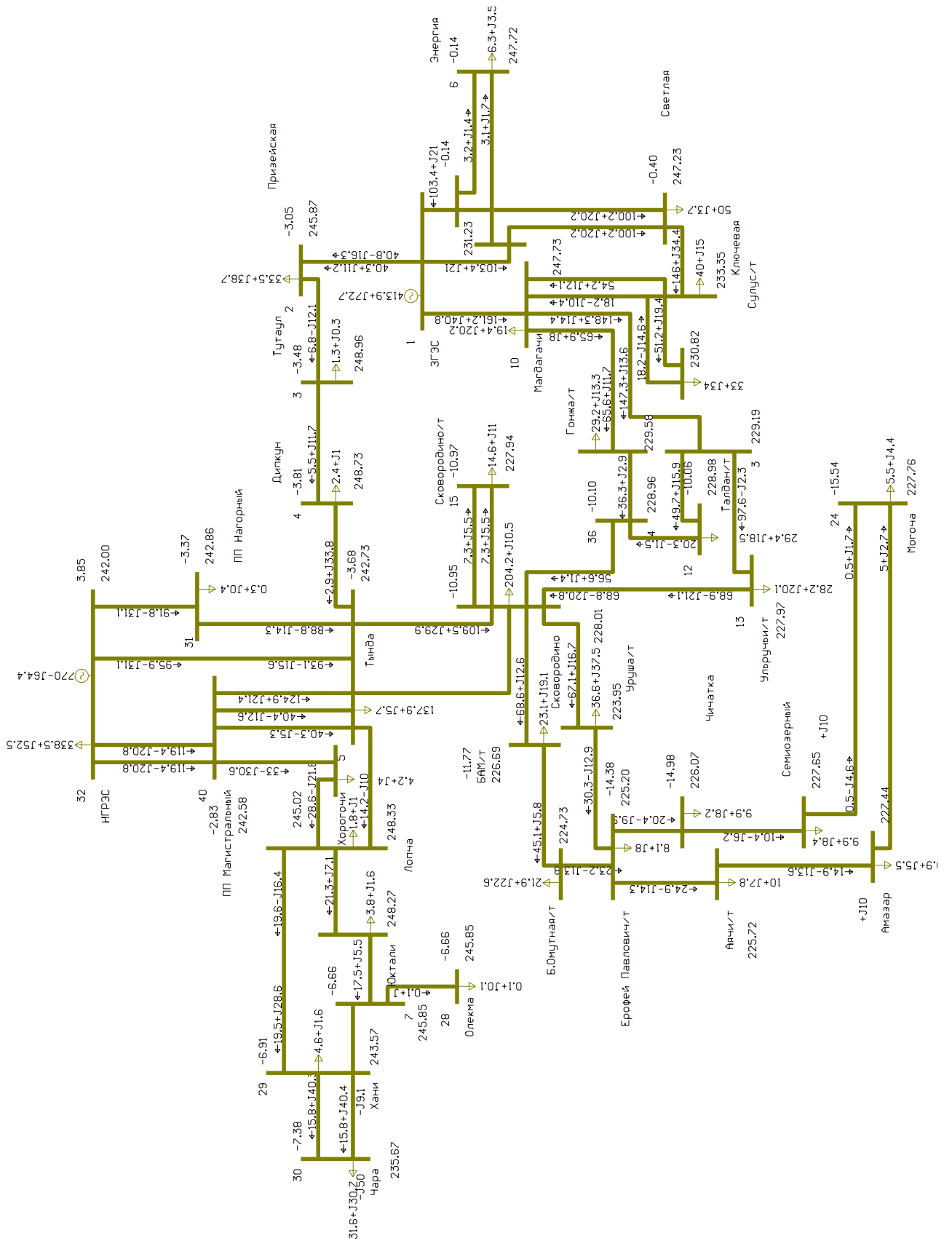


Рисунок 11 – Вариант 1 схема нормального режима

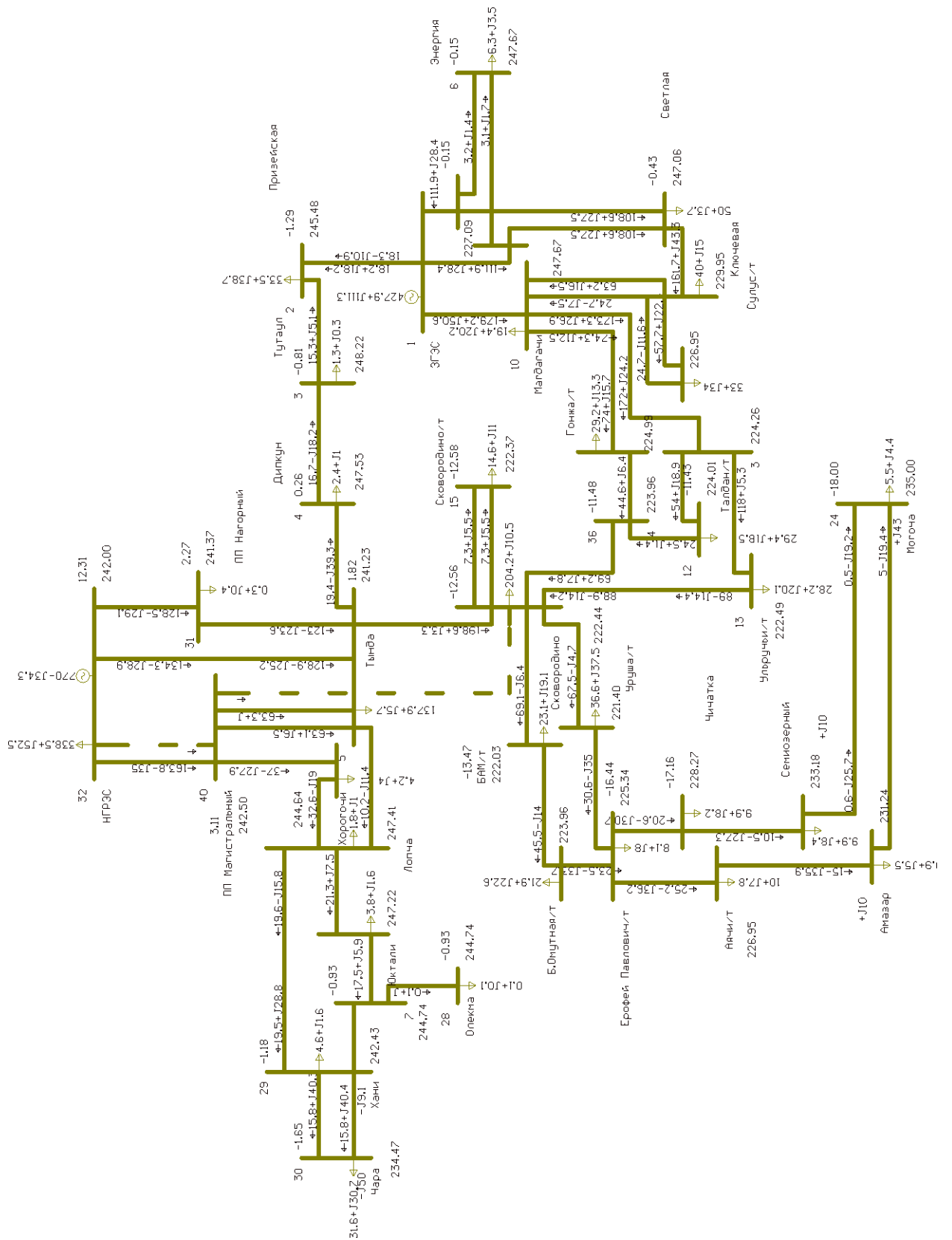


Рисунок 12 – Вариант 1 схема послеаварийного режима

3.2.2 Вариант развития электрической сети при подключении ПП Магистральный к существующим сетям на напряжение 220 кВ и выдачи мощности 4 и 5 блоков Нерюнгринской ГРЭС на ПС Тында и ПС Сквородино.

При подключении ПП Магистральный к сетям 220 кВ необходимо строительство ВЛ 220 кВ от Нерюнгринской ГРЭС длиной 130 км, строительство КВЛ 220 кВ от ПС Тында длиной 50 км, строительство ВЛ 220 кВ от ПС Сквородино длиной 50 км.

Для ПП Магистральный выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (220 кВ): «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин» (12) [32].

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПП Магистральный от ПС Сквородино будут выполнены проводами марки АС-300, две ВЛ 220 кВ от Нерюнгринской ГРЭС и КВЛ 220 кВ от ПС Тында будут выполнены проводами марки АС-400 [53] расчет приведен в приложении Б.

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. В таблицах представлены узлы, отклонение напряжения в которых максимальное от номинального значения. Также в таблицах представлены максимально загруженные ЛЭП. В послеаварийном режиме также напряжения в узлах сети и токовая нагрузка по оборудованию остаются в допустимых пределах.

Таблица 27 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I_{\max}	$I_{\text{доп.расч}}$	$I/I_{\text{доп}}$
1	2	3	4
Магдагачи - 3	387,22	690	56,12
Тында - Нерюнгринская ГРЭС	312,24	630	50,66
Тында - ПП Нагорный	297,94	600	49,70
ПП Магистральный - Сквородино	303,78	630	49,30
ПП Нагорный - Нерюнгринская ГРЭС	298,84	630	48,56
Тында - Сквородино	274,36	630	45,21
Зейская ГЭС - Магдагачи	415,97	960	44,37
Ульручы/т - 3	258,22	630	41,14

1	2	3	4
Нерюнгринская ГРЭС - ПП Магистральный	409,22	1000	40,92
Светлая - Ключевая	373,15	1000	38,06
Сковородино - Ульручи/т	202,51	630	32,23
Сковородино - БАМ/т	179,76	630	28,53
Сковородино - Уруша/т	177,62	630	28,19
Магдагачи - Гонжа/т	171,45	630	27,36
Зейская ГЭС - 2	253,86	1000	25,41
Зейская ГЭС - 1	253,86	1000	25,41
2 - Светлая	246,06	1000	24,65
1 - Светлая	246,06	1000	24,65
Сковородино - 4	151,47	630	24,20
Ключевая - Сулус/т	134,87	630	22,03
Талдан/т - 3	135,61	630	21,52
БАМ/т - Б.Омутная/т	133,95	630	21,26
Уруша/т - Ерофей Павлович/т	131,72	630	20,91
Ерофей Павлович/т - Аячи/т	114,98	630	18,25
Зейская ГЭС - Призейская	101,14	630	18,17
Хани - Чара	71,67	630	17,59
Хани - Чара	69,65	630	17,51
Б.Омутная/т - Ерофей Павлович/т	107,87	630	17,12
Ерофей Павлович/т - Чичатка	105,04	630	16,67
Аячи/т - Амазар	113,03	710	15,92
Гонжа/т - 4	97,95	630	15,55
Тында - Лопча	101,01	690	14,64
Ключевая - Магдагачи	141,05	1000	14,23
Тында - Хорогочи	87,04	630	13,82
Чичатка - Семиозерный	96,98	710	13,66
Хани - 7	81,19	630	12,89
Тында - ПП Магистральный	110,99	1000	11,82
Амазар - Могоча	73,91	630	11,73
Сулус/т - Магдагачи	67,48	630	10,71
Хорогочи - Лопча	67,17	630	10,66
Юктали - 7	47,25	630	10,65
Тутаул - Дипкун	60,11	630	9,54
Лопча - Юктали	58,56	630	9,30
Талдан/т - 4	56,58	630	8,98
Лопча - Хани	54,63	1000	8,84
Семиозерный - Могоча	58,33	710	8,21
Дипкун - Тында	12,14	630	7,63
Призейская - Тутаул	47,27	630	7,50

Таблица 28 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I_{\max}	$I_{\text{доп.расч}}$	$I/I_{\text{доп}}$
Тында - Сквородино	518,84	630	82,80
Тында - Нерюнгринская ГРЭС	505,48	630	80,62
Магдагачи - 3	481,62	690	69,97
Зейская ГЭС - Магдагачи	491,11	960	52,76
Нерюнгринская ГРЭС - ПП Магистральный	523,90	1000	52,53
Тында - ПП Магистральный	524,27	1000	52,53
Ульручи/т - 3	330,61	630	52,48
Светлая - Ключевая	437,49	1000	44,93
Сквородино - Ульручи/т	256,57	630	40,75
Магдагачи - Гонжа/т	205,75	630	33,02
Сквородино - 4	197,15	630	31,29
Сквородино - БАМ/т	193,02	630	30,64
Сквородино - Уруша/т	191,97	630	30,47
Зейская ГЭС - 2	284,67	1000	28,50
Зейская ГЭС - 1	284,67	1000	28,50
2 - Светлая	276,82	1000	27,75
1 - Светлая	276,82	1000	27,75
Ключевая - Сулус/т	163,60	630	26,79
Уруша/т - Ерофей Павлович/т	157,86	630	25,06
Талдан/т - 3	157,57	630	25,01
БАМ/т - Б.Омутная/т	151,40	630	24,03
Ерофей Павлович/т - Аячи/т	142,29	630	22,59
Б.Омутная/т - Ерофей Павлович/т	132,76	630	21,07
Ерофей Павлович/т - Чичатка	131,28	630	20,84
Аячи/т - Амазар	143,18	710	20,17
Гонжа/т - 4	125,43	630	20,10
Хани - Чара	80,06	630	18,63
Хани - Чара	77,95	630	18,53
Ключевая - Магдагачи	175,20	1000	17,93
Чичатка - Семиозерный	126,02	710	17,75
Амазар - Могоча	105,22	630	16,70
Зейская ГЭС - Призейская	54,04	630	15,71
Хани - 7	90,27	630	14,33
Дипкун - Тында	46,01	630	13,30
Тында - Лопча	89,04	690	12,90
Семиозерный - Могоча	88,82	710	12,51
Тында - Хорогочи	77,58	630	12,31
Юктали - 7	55,29	630	12,14
Сулус/т - Магдагачи	75,52	630	11,99
Талдан/т - 4	69,05	630	10,98

Таблица 29 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	ΔU , %
Зейская ГЭС	220	241,00	9,55
Призейская	220	234,90	6,77
Тутаул	220	236,43	7,47
Дипкун	220	239,48	8,85
Тында	220	237,00	7,73
Энергия	220	240,73	9,42
Светлая	220	240,26	9,21
Ключевая	220	227,44	3,38
Сулус/т	220	225,16	2,34
Магдагачи	220	225,79	2,63
Гонжа/т	220	224,43	2,01
Талдан/т	220	224,15	1,88
Ульручы/т	220	223,54	1,61
Сковородино	220	223,67	1,67
Сковородино/т	220	223,60	1,64
БАМ/т	220	223,18	1,45
Уруша/т	220	222,37	1,08
Б.Омутная/т	220	224,76	2,16
Ерофей Павлович/т	220	226,05	2,75
Аячи/т	220	227,56	3,43
Чичатка	220	228,78	3,99
Амазар	220	231,59	5,27
Семиозерный	220	233,36	6,07
Могоча	220	235,00	6,82
Хорогочи	220	239,45	8,84
Лопча	220	241,23	9,65
Юктали	220	240,14	9,16
Олекма	220	237,22	7,83
Хани	220	234,68	6,67
Чара	220	226,28	2,86
ПП Нагорный	220	237,33	7,88
Нерюнгринская ГРЭС	220	242,00	10,00
1	220	240,74	9,43
2	220	240,74	9,43
3	220	224,35	1,98
4	220	224,14	1,88
5	220	0,00	0,00
6	220	0,00	0,00
7	220	237,22	7,83
ПП Магистральный	220	236,05	7,30

Таблица 30 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	U, кВ	ΔU , %
Зейская ГЭС	220	241,00	9,55
Призейская	220	232,28	5,58
Тутаул	220	232,41	5,64
Дипкун	220	233,51	6,14
Тында	220	229,34	4,25
Энергия	220	240,63	9,38
Светлая	220	239,95	9,07
Ключевая	220	220,89	0,40
Сулус/т	220	217,64	-1,07
Магдагачи	220	217,72	-1,04
Гонжа/т	220	215,43	-2,08
Талдан/т	220	214,36	-2,57
Ульручи/т	220	212,70	-3,32
Сковородино	220	212,64	-3,34
Сковородино/т	220	212,57	-3,38
БАМ/т	220	212,48	-3,42
Уруша/т	220	212,49	-3,41
Б.Омутная/т	220	215,76	-1,93
Ерофей Павлович/т	220	217,53	-1,12
Аячи/т	220	219,61	-0,18
Чичатка	220	221,36	0,62
Амазар	220	225,09	2,32
Семиозерный	220	227,84	3,56
Могоча	220	230,49	4,77
Хорогочи	220	230,98	4,99
Лопча	220	231,91	5,41
Юктали	220	229,36	4,25
Олекма	220	225,72	2,60
Хани	220	222,82	1,28
Чара	220	213,69	-2,87
ПП Нагорный	220	229,34	4,25
Нерюнгринская ГРЭС	220	242,00	10,00
1	220	240,64	9,38
2	220	240,64	9,38
3	220	214,63	-2,44
4	220	214,29	-2,59
5	220	0,00	0,00
6	220	0,00	0,00
7	220	225,72	2,60
ПП Магистральный	220	231,66	5,30

Исходя из проделанных расчетов вариантов в данном разделе можно сделать вывод что реализация предложенных вариантов позволяет решить поставленную проблему электроснабжения Западного энергорайона Амурской области. Из двух рассмотренных вариантов для дальнейшего выбора наилучшего варианта произведем технико экономическое обоснование вариантов 1 и 2.

3.3 Расчет токов короткого замыкания

В данном разделе будет произведен расчет токов КЗ на шинах 220 кВ ПП Магистральный.

Расчет токов короткого замыкания необходим проверки оборудования.

Расчет ТКЗ производим в программе RastrWin3

Необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль обозначается – зак., изолированная нейтраль – у. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы) [23].

Таблица 31 – Узлы/Несим/ИД

Тип	№ узла	Название	Уном
1	2	3	4
зак	1	Зейская ГЭС	220
зак	2	ПС 220 кВ Призейская	220
зак	3	ПС 220 кВ Тутаул	220
зак	4	ПС 220 кВ Дипкун	220
зак	5	ПС 220 кВ Тында	220
зак	6	ПС 220 кВ Энергия	220
зак	7	ПС 220 кВ Светлая	220
зак	8	ПС 220 кВ Ключевая	220
зак	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220
зак	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220
зак	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220
зак	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220
зак	13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220
зак	14	ПС 220 кВ Сковородино	220
зак	15	ПС 220 кВ Сковородино/т	220
зак	16	ПС 220 кВ БАМ/т	220
зак	17	ПС 220 кВ Уруша/т	220
зак	18	ПС 220 кВ Б.Омутная/т	220

1	2	3	4
зак	19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220
зак	20	ПС 220 кВ Аячи/т	220
зак	21	ПС 220 кВ Чичатка	220
зак	22	ПС 220 кВ Амазар	220
зак	23	ПС 220 кВ Семиозерный	220
зак	24	ПС 220 кВ Могоча	220
зак	25	ПС 220 кВ Хорогочи	220
зак	26	ПС 220 кВ Лопча	220
зак	27	ПС 220 кВ Юктали	220
зак	28	ПС 220 кВ Олекма	220
зак	29	ПС 220 кВ Хани	220
зак	30	ПС 220 кВ Чара	220
зак	31	НПС - 19	220
зак	32	Нерюнгринская ГРЭС	220
зак	33	1	220
зак	34	2	220
зак	35	3	220
зак	36	4	220
зак	37	5	220
зак	38	6	220
зак	39	7	220
зак	40	ПП Магистральный	220

Таблица 32 – Ветви/Несим/ИД

Название	X	X0
1	2	3
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	78,85	236,55
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	53,99	161,97
Зейская ГЭС - 1	1,51	4,53
Зейская ГЭС - 2	1,51	4,53
1 - ПС 220 кВ Энергия	0,89	2,67
2 - ПС 220 кВ Энергия	0,89	2,67
1 - ПС 220 кВ Светлая	2,94	8,82
2 - ПС 220 кВ Светлая	2,94	8,82
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	48,17	144,51
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	19,84	59,52
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	23,43	70,29
ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	13,02	39,06
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	15,42	46,26
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	9,86	29,58
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	15,71	47,13
ПС 220 кВ Талдан/т - 3	1,85	5,55
ПС 220 кВ Талдан/т - 4	1,85	5,55
ПС 220 кВ Сковородино - 4	14	42
ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	8	24

1	2	3
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручы/т	1,63	4,89
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	2,27	6,81
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	2,27	6,81
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	11,1	33,3
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	32,43	97,29
ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	44,96	134,88
ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	27,72	83,16
ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	10,35	31,05
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи/т	11,35	34,05
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	22,67	68,01
ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	26,93	80,79
ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	36,02	108,06
ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	36,82	110,46
ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	19	57
ПП Магистральный - ПС 220 кВ Сквородино	66,59	199,77
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	66,59	199,77
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	41,53	124,59
ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	63,36	190,08
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	63,36	190,08
ПС 220 кВ Тында - 5	3,5	10,5
ПС 220 кВ Тында - 6	3,5	10,5
5 - НПС - 19	1,71	5,13
6 - НПС - 19	1,71	5,13
5 - Нерюнгринская ГРЭС	77,23	231,69
6 - Нерюнгринская ГРЭС	77,23	231,69
ПС 220 кВ Тында - ПП Магистральный	31,94	95,82
ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	37,37	112,11
ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	62,66	187,98
ПС 220 кВ Юктали - 7	36,75	110,25
ПС 220 кВ Олекма - 7	0,17	0,51
ПС 220 кВ Хани - 7	20,96	62,88
ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	54,07	162,21
Нерюнгринская ГРЭС - ПП Магистральный	54,6	163,8
Нерюнгринская ГРЭС - ПП Магистральный	54,6	163,8
ПС 220 кВ Тында - ПП Магистральный	21	63
ПП Магистральный - ПС 220 кВ Хорогочи	21	63
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Лопча	54,6	163,8
ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Хани	54,6	163,8

Таблица 33 – Токи КЗ ПП Магистральный

Тип КЗ	Место КЗ	Ток прямой последовательности, кА	Ток прямой обратной, кА	Ток прямой нулевой, кА
3ф	ПП Магистральный	6,29	0,00	0,00
2ф		3,15	-3,15	0,00
1ф		3,67	-2,62	-1,05
1ф1ф		1,40	1,40	1,40

Ударный ток рассчитывается по формуле [15]:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{по}^{(3)} \quad (10)$$

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

$K_{y\delta}$ – ударный коэффициент.

Для части системы, с которой электростанция (подстанция) связана ВЛЭП напряжением 220 кВ ударный коэффициент равен $K_{y\delta} = 1,717 - 1,78$, значение постоянной времени $T_a = 0,03 - 0,04$ [4].

Таблица 34 – Значения токов кз на шинах ПП Магистральный

Точка КЗ	Трехфазное КЗ, кА	Ударный ток, кА	Однофазное КЗ, кА
ВН ПП Магистральный	6,29	15,83	1,4

Произведенный расчет токов к.з. на ПП Магистральный позволит проверить оборудование, применяемое на нем.

3.4 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального

Распределительные устройства подразделяются на следующие конструктивные исполнения [15]:

- открытые (ОРУ) распределительные устройства – это устройства, у которых основное оборудование располагается на открытом воздухе. ОРУ обладают следующими достоинствами:

- удобный доступ для наблюдения за всем оборудованием;
- простота расширения и модернизации;
- относительно низкая цена.

- закрытые(ЗРУ) распределительные устройства - это устройства, оборудование которых устанавливается в закрытых помещениях. Такие устройства применяются при строительстве подстанций вблизи жилых домов, а также в районах Крайнего Севера. Главным достоинством ЗРУ по сравнению с ОРУ является меньшая занимаемая площадь, поскольку расстояние между токоведущими частями в закрытых устройствах меньше, чем в открытых. Размещение таких устройств обосновано на промышленных предприятиях и в городских условиях с интенсивной застройкой. Так как район проектирования подстанции находится вблизи строящегося микрорайона, было принято решение возводить подстанцию с закрытым распределительным устройством, типа КРУЭ – 220 кВ. В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в данном разделе для линейных ячеек примим рабочий ток длительно допустимого тока линии.

Проведем проверку для КРУЭ 220 кВ.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению [15]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (11)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}.$$

2) По номинальному току [15]:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (12)$$

$$4000 \text{ А} \geq 1000 \text{ А}.$$

3) По предельному сквозному току КЗ - на электродинамическую стойкость [15]:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}}, \quad (13)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 8,64 \text{ кА}.$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (14)$$

$$79 \text{ кА} \geq 20,77 \text{ кА}.$$

4) По тепловому импульсу-на термическую стойкость [15]

$$B_{\text{к}} = I_{\text{По}}^2 \cdot (t_{\text{с.в}} + t_{\text{р.з.}} + T_a); \quad (15)$$

где T_a - постоянная затухания;

$t_{\text{с.в.}}$ - собственное время отключения выключателя

$t_{\text{р.з.}}$ - ступень селективности.

Таблица 35 – Время отключения выключателей.

№ выключателя	$t_{\text{р.з.}}$, с	T_a , с	$t_{\text{с.в.}}$, с	$t_{\text{откл.}}$, с
ОРУ 220 кВ				
1	0,1	0,05	0,05	0,15

$$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}} \quad (16)$$

$$B_{\text{к}} = 6,29^2 \cdot (0,05 + 0,1 + 0,05) = 79 \text{ кА}^2 \text{ с};$$

$$B_{\text{к.ном}} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 36.

Таблица 36 – Параметры выбора КРУЭ 220 кВ [10]

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 1000 \text{ А}$ $I_{\text{max2}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{отклном}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 6,29 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 63 \text{ кА}$	$i_y = 15,83 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{дин}} = 130 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 6,29 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 130 \text{ кА}$	$i_y = 15,83 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{кНОМ}} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 79 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{кНОМ}}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям и принимается к эксплуатации.

3.4.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатели КРУЭ обладают следующими особенностями:

- Надежная включающая и отключающая способность;
- Низкий шум;
- Самоконтроль системы;
- не требует технического обслуживания
- Однофазное автоматическое повторное включение.

Произведем типовой расчет выбора выключателя для КРУЭ – ЯГГ 220 кВ.

Проверим выключатель по основным параметрам.

1) Выключатель проверяется по напряжению [15]:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (17)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}.$$

2) Выключатель проверяется по длительно допустимому току [15]:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{р.НОМ}}, \quad (18)$$

$$2000\text{А} \geq 1000\text{А}.$$

3) Выключатель проверяется по отключающей способности [15]:

$$I_{\text{откл.НОМ}} \geq I_{\text{ПО}}, \quad (19)$$

$$63 \geq 8,64\text{А}.$$

$$i_{\text{вкл.НОМ}} \geq 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}, \quad (20)$$

$$63 \geq 36,49\text{А}.$$

4) Выключатель проверяется на термическую стойкость по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{\text{к}} = 6,29^2 \cdot (0,05 + 0,1 + 0,05) = 79\text{кА}^2\text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (21)$$

где $t_{\text{тер}}$ - длительность протекания термического тока по каталогу.

$$63^2 \cdot 3 \geq 304 \text{кА}^2\text{с}.$$

$$11907 \geq 136 \text{кА}^2\text{с}.$$

Результаты выбора сведем в таблицу 37.

Таблица 37 – Параметры выключателя КРУЭ ЯГГ 220 кВ [10]

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 1000 \text{ А}$ $I_{\text{max2}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{отклном}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 6,29 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 63 \text{ кА}$	$i_y = 15,83 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{дин}} = 130 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 6,29 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 130 \text{ кА}$	$i_y = 15,83 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 63 \text{ кА}$	$i_a = 6,29 \text{ кА}$	$i_a < i_{\text{аном.}}$
$V_{\text{кном}} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{к}} = 79 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{к}} < V_{\text{кном}}$

Данный выключатель удовлетворяет условиям проверки.

3.4.2 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ [15].

Таблица 38 – Разъединитель КРУЭ ЯГГ – 220 [10]

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 1000 \text{ А}$ $I_{\text{max2}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{отклном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 6,29 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 40 \text{ кА}$	$i_y = 15,83 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 6,29 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_y = 15,83 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 40 \text{ кА}$	$i_a = 6,29 \text{ кА}$	$i_a < i_{\text{аном.}}$
$V_{\text{кном}} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{к}} = 79 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{к}} < V_{\text{кном}}$

Данный разъединитель удовлетворяет условиям проверки.

3.4.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

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

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи: ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ [15].

Таблица 39 – Зависимость длины соединительных проводов напряжения

U_H , кВ	l , м
220	60 – 75

Принимаем кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}, \quad (22)$$

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (23)$$

где $r_{\text{приб}}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток;

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов (принимаем равным 0,1 Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2}; \quad (24)$$

КРУЭ 220 кВ:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,53 \text{ Ом};$$

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

$$Z_{2\text{н}} = 0,068 + 0,53 + 0,1 = 0,7 \text{ Ом};$$

Таблица 40 – Измерительные приборы и приборы учета в вводных ячейках РУ 220 кВ [10]

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах		
		А	В	С
Амперметр	Ad - 721	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ЩВ120.1	0,5	0,5	0,5
Варметр	ЩВ120.1	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	ЕМС-3В	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	ЕМС-3В	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 41 – Измерительные приборы и приборы учета в секционной ячейке РУ 220 кВ [10]

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах		
		А	В	С
Амперметр	Ad - 721	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

Таблица 42 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока вводных ячеек

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1200 \text{ А}$	$I_{max1} = 1000 \text{ А}$ $I_{max2} = 690 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,83 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{Кном} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 79 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Кном} > B_k$

Таблица 43 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока секционных ячеек

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1500 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,67 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,83 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{Кном} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 79 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Кном} > B_k$

3.4.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке [15]

КРУЭ 220 кВ:

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 220 кВ [10].

Таблица 44 – Вторичная нагрузка ТН на ВН

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
Вольтметр	ЦВ 2136	2	1	2	4
Вольтметр регистрирующий	Прима- 200	10	1	2	20
Счетчик АЭ и РЭ	ЕМС-3В	16	4	4	64
Итого					88

Суммарная мощность приборов:

$$88 \text{ ВА} \leq 120 \text{ ВА}$$

Таблица 45 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 120 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 88 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

Выбранный трансформатор тока прошел проверку.

3.4.5 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

Принимаем жесткую ошиновку из алюминиевого сплава 1915Т с 120 мм наружным диаметром трубной шины, 64мм внутренний диаметр трубной шины.

$$I_{доп} = 2000 \text{ А};$$

Выбор сечения шин производится по допустимому току [15]:

$$I_{maxВН} \leq I_{доп}; \tag{25}$$

$$1000 \leq 1025 \text{ – условие выполняется.}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (26)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{79 \cdot 10^6}}{91} = 103,4 \text{ мм}^2;$$

$q_{\min} < q$ – условие выполняется.

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя:

$$J = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64}; \quad (27)$$

$$J = \frac{3.14(70^4 - 64^4)}{64} = 39 \text{ см}^4;$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса [15]:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (28)$$

$$f_0 = 200 \text{ Гц};$$

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{39}{8}} = 2,008 \text{ м}^2;$$

$$l = \sqrt{2,008} = 1,417 \text{ м};$$

Принимаем $l = 1,35 \text{ м}$.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a}; \quad (29)$$

a – расстояние между фазами для 110 кВ равно 2 м;

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{36490^2}{2} = 198,7 \text{ Н / м.}$$

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа) [15]:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (30)$$

$$W_{\phi} = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D} = 1,9 \text{ см}^3; \quad (31)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{198,7 \cdot 6^2}{10 \cdot 1,9} = 37,65 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}. \quad (32)$$

Для выбранной шины $\sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}$, следовательно условие по механической прочности выполняется и выбранная шина подходит для установки.

Таблица 46 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУЭ 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 79 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 632 \text{ мм}^2$	$q_{мин} = 103,4 \text{ мм}^2$	$q_{мин} \leq q$
$\sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 37,6 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

3.4.6 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

Опорный изолятор предназначен для крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах электрических станций и подстанций, комплектных распределительных устройствах. По конструкции представляет собой деталь из изоляционного материала цилиндрической или конической формы, внутрь которой заделана металлическая арматура с резьбовыми отверстиями для крепления шин и монтажа изолятора.

Условия выбора;

По номинальному напряжению [15]

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \quad (33)$$

$$220 \leq 220.$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке [15]

$$F_{расч} \leq F_{ДОП} \quad (34)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F; \quad (35)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ Н};$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (36)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (37)$$

$$k_h = \frac{900 + 64 + \frac{70}{2}}{900} = 1,11;$$

$$F_{расч} = 198,7 \cdot 1,1 \cdot 2 = 437,14 \text{ Н}.$$

К установке приняты опорные изоляторы ИО-220-400 с допустимой нагрузкой на изгиб:

Таблица 47 – Сопоставление данных опорных изоляторов [15]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{расч}$
$F_{доп} = 18000 \text{ Н}$	$F_{расч} = 437,14 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{доп}$

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

Таким образом, опорный изолятор ИО-220-400 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

3.4.7 Выбор ОПН

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия [15]:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}. \quad (38)$$

Принимаем первоначально ОПН–П1–220/172/10 У1 по номинальному напряжению 220 кВ.

$$220\text{кВ} \geq 220\text{кВ}.$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН [15]:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}. \quad (39)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}}, \quad (40)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 220}{\sqrt{3}} = 146,06\text{кВ}.$$

$$172\text{кВ} \geq 146,06\text{кВ}.$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 110-750 кВ определяется как:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{осм}}{Z_B} \right) \cdot U_{осм} \cdot 2T \cdot n, \quad (41)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений;

$U_{осм}$ – остающееся напряжение на ограничителе (596 кВ);

Z_B – волновое сопротивление линии с учетом импульсной короны, составляет 740 Ом;

T – время распространения волны;

n — количество последовательных токовых импульсов, равное 1.

Величина неограниченных перенапряжений:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (42)$$

где U_0 — напряжение волны перенапряжения в месте ее возникновения, принимается равным 900 кВ;

k — коэффициент полярности, принимается равным $0,2 \cdot 10^{-3}$;

l — длина защитного подхода, определяется из ПУЭ и принимается 2,5 км.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,5 \cdot 900} = 644 \text{ кВ}.$$

Время распространения волны:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (43)$$

где β — коэффициент затухания волны, принимается 0,91;

c — скорость распространения волны, составляет 300000 км/с.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 3000000} = 10,99 \text{ мкс}.$$

$$\mathcal{E} = \left(\frac{644 - 596}{740} \right) \cdot 596 \cdot 2 \cdot 10,99 \cdot 1 = 849,74 \text{ кДж}.$$

Далее определяется удельная энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{НОМ}}, \quad (44)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{849,74}{220} = 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}.$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$.

Таблица 48 – Параметры ОПН–П1–110/105/10 УХЛ1 [15]

Тип ОПН	ОПН–П1–220/172/10 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	172
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	596
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

3.5 Выводы

По полученным исходным данным была произведена разработка варианта подключения ПП Магистральный к существующим сетям Амурской области на напряжение 220 кВ. Анализ нормального и послеаварийного режима показал отсутствие отклонения параметров режима при реализации вариантов. Для ПП Магистральный произвели расчет токов к.з на шинах ПП, а также выбор и проверку оборудования ПП. Исходя из проделанных расчетов вариантов в данном разделе можно сделать вывод, что их реализация позволяет решить проблему, определенную в главе 2, что в послеаварийных режимах при

увеличении мощности Нерюнгринской ГРЭС мы не сможем передать всю необходимую мощность от нее в энергосистему Амурской области.

Из двух рассмотренных вариантов развития электрической сети выберем один путем технико-экономического сравнения. Все выбранное в данном разделе оборудования удовлетворяет условиям проверки, его принимаем к установке. Также на данном оборудовании возможно применение технологии цифровой ПС.

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

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

4.1 Капиталовложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанций.

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями [54].

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение переключательного пункта;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (45)$$

Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования ПП, а также весьма значительный и различный по составу объем работ при расширении и реконструкции ПП, 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.

$$K_{ПП} = (K_{КУ} + K_{РУ} + K_{ПОСТ} + K_{ВЫКЛ}) \cdot K_{инф}, \quad (46)$$

где $K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

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

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

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

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (47)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии [53];

l – длина трассы;

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

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 8,57$, при условии, что цены взяты за 2000 год [21].

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

капиталовложений для варианта №1 сведены в таблицу 49, для варианта №2 представлены в таблице 50.

Таблица 49 – Капиталовложения для варианта №1

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	996548.4
Постоянная часть затрат	33400
Стоимость распределительных устройств	24000
Ячейка ОРУ	2200

Таблица 50 – Капиталовложения для варианта №2

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	607100
Постоянная часть затрат	33400
Стоимость распределительных устройств	24000
Ячейка ОРУ	1100

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- вариант №1: $K_{\text{общ}} = 9114359.544$ тыс.руб;

- вариант №2: $K_{\text{общ}} = 5787000$ тыс.руб.

По результатам расчета капиталовложений наиболее выгодным является вариант №2.

4.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле [53]:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (48)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

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

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле [53]:

$$I_{\text{Э.Р}} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (49)$$

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

Издержки на потери электроэнергии в сети [53]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (50)$$

где ΔW - потери электроэнергии, КВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 КВт·ч электроэнергии, принята 2.84 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 [53]:

$$I_{\text{АМ}} = K \cdot a_p, \quad (51)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p - норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Расчёт эксплуатационных издержек варианта №1 приведён в приложении Б, а для варианта №2 в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 51.

Таблица 51 – Издержки

Вариант	$I_{\text{Э.Р}}$, тыс.руб	$I_{\text{ам.рен}}$, тыс.руб	$I_{\Delta W}$ тыс.руб	I , тыс.руб
№1	10320	69790	86307	166400
№2	7661	43880	97330	148900

По результатам расчета эксплуатационных издержек наиболее выгодным является вариант №2.

4.3 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 [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (52)$$

где E – норматив дисконтирования ($E = 0,1$);

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками, получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 52.

Таблица 52 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	9114359.544	166400	1077853.033
2	5787000	148900	727619.03072

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №2, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 350200 тыс. руб по сравнению с вариантом №1.

4.4 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения

Для определения показателей надежности ПП аналитическим методом для варианта 1 и варианта 2 составляются расчетные схемы. Расчетная схема включает в себя только те элементы схемы, которые нормально включены в рассматриваемом режиме [16]. Расчетная схема для варианта 1 представлена на рисунке 15, а для варианта 2 на рисунке 16.

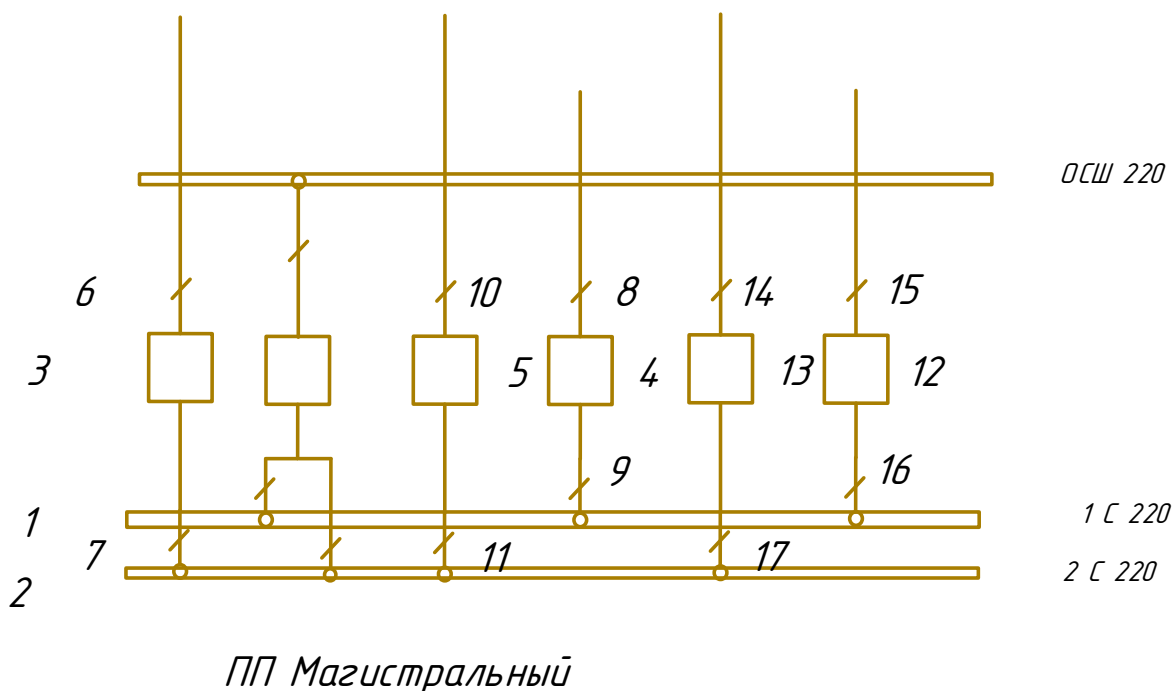
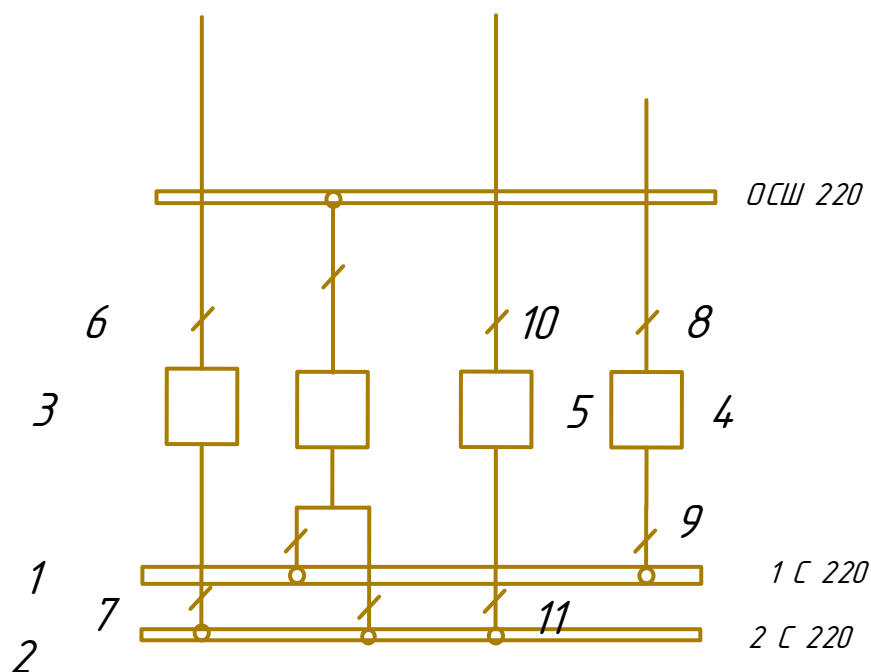


Рисунок 15 – Расчетная схема для определения надёжности Варианта 1



ПП Магистральный

Рисунок 16 – Расчетная схема для определения надёжности Варианта 2

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

- интенсивность отказа или параметр потока отказов;
- среднее время восстановления;
- частота плановых или преднамеренных отключений;
- время плановых или преднамеренных отключений.

По расчетной схеме составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле надёжности. Последовательное соединение используется для не резервируемых частей схем; параллельное - для частей схем с резервированием замещением [16].

Последовательно соединенные элементы в схеме замещения заменяются одним эквивалентным, для которого рассчитываются следующие показатели надёжности:

- параметр потока отказа ω , 1/год;

– время безотказной работы $t_{без}$, лет;

– время восстановления t_B , час.

Расчет показателей надежности представлен в приложении Б.

Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения – это комплексный показатель надежности электроснабжения потребителей, т.е. экономическая категория.

Он характеризует свойство потребительской стоимости электроэнергии, поставляемой с определенной надежностью. Его применяют при подсчете штрафов, пени и неустоек, связанных с нарушением договорных обязательств, вызванных перерывами электроснабжения потребителей.

При выборе стратегий оперативного и технического обслуживания учет фактора надежности осуществляется на основе количественной оценки ущерба [16].

Основной ущерб – ущерб, обусловленный перерывом в электроснабжении, при условии сохранения технологического процесса, оборудования, отсутствия брака, т.е. ущерб Y_0 из-за невыполнения плана по производству продукции.

Ущерб внезапности – составляющая ущерба, связанная с появлением фактора внезапности, в результате которого могут произойти нарушения технологического процесса, брак, поломка оборудования и т.д. Этот ущерб зависит от типа потребителя, величины недоданной энергии, глубины ограничения и наличия у потребителя резервов разного рода.

Удельный ущерб потребителя при отключении будет определяться по следующей формуле [16]:

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left(y_0 + \frac{y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр} \cdot t_{огр}, \quad (53)$$

где y_0 – средняя величина удельного основного ущерба, у.е./кВт*ч;

P_n – мощность нагрузки потребителя, кВт;

$t_{огр}$ – продолжительность отключения электроснабжения, ч;
 $y_{вн}$ – удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./кВт [16];

$P_{техн.бр}$ – мощность технологической брони потребителя, кВт.

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{техн.бр} = P_n \cdot \sigma_{техн.бр}, \quad (54)$$

где $\sigma_{техн.бр}$ – доля нагрузки технологической брони.

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год [16]:

$$Y = y \cdot T_{ср} \cdot c, \quad (55)$$

где $T_{ср}$ – среднее время отключения потребителя в год, ч;

c – тариф на электроэнергию, равен 2,87 руб/кВт*ч [60].

Подробный расчёт величины ущерба для варианта №4 и №5 приведён в приложении Б. Результаты расчета величины ущерба для ПП Магистральный представлены в таблице 53.

Таблица 53 – Расчет величины ущерба для ПП Магистральный

Объект	ω , 1/год	t_B , час	$t_{без}$, лет	y , кВт	$T_{ср}$, ч	Y , тыс.руб
ПП Магистральный Вариант 1	0,0006	12,5	142,32	813300	138,61	323500
ПП Магистральный Вариант 2	0,0007	12,8	142,89	813300	138,28	322800

По результатам расчета приведенных затрат с учетом ущерба можно сделать вывод, что наиболее экономически привлекательный по всем рассчитанным показателям является вариант №2, который принимается для дальнейшего расчета.

4.5 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 [53]:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (56)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется [53]:

$$W_t = P_H \cdot T_{max}, \quad (57)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

T_{max} – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5200 ч.

$$W_t = 210000 \cdot 5200 = 1092000 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O_{Pt} = 1092000 \cdot 0.9 = 982800 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$\Pi_{\sigma t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (58)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

U_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (P_{6t}). \quad (59)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($P_{чt}$) численно равна прибыли от реализации (P_{6t}) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль [53]:

$$P_{чt} = P_{6t} - H_t. \quad (60)$$

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 [53]:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (61)$$

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

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 17.

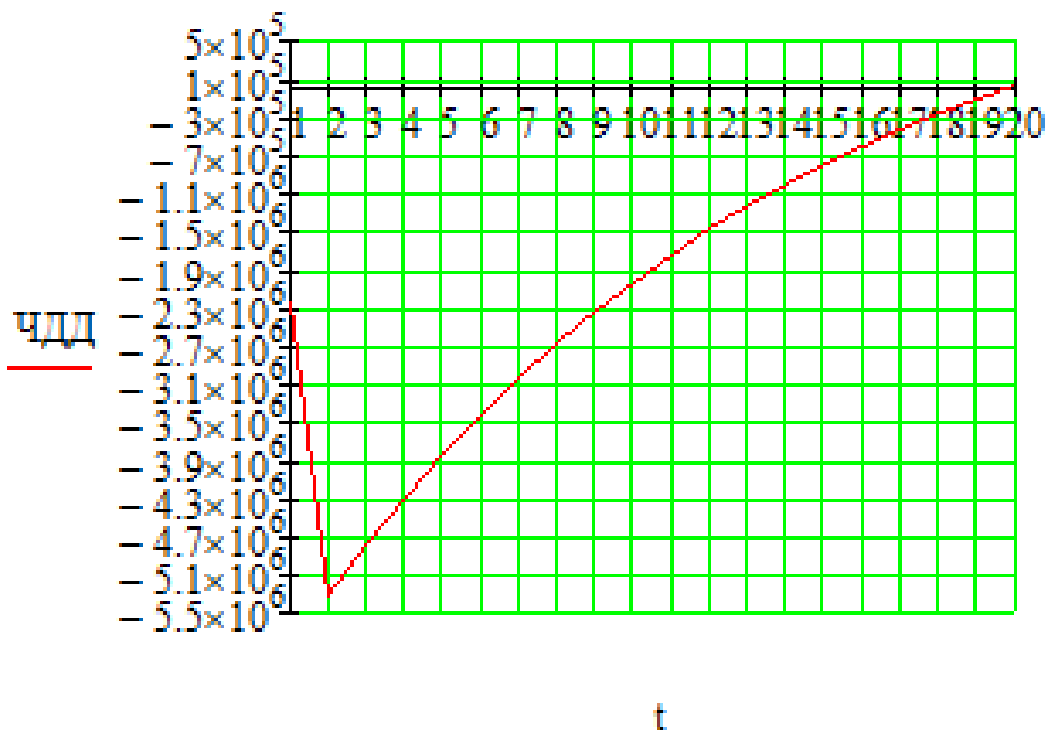


Рисунок 17 – График ЧДД

Рентабельность инвестиций рассчитывается 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 [53]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (62)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

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

I_t – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

H_t - налог на прибыль.

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации (3 год) равна 20%.

«Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало строительства сетевого объекта. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остается положительным [53].

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.

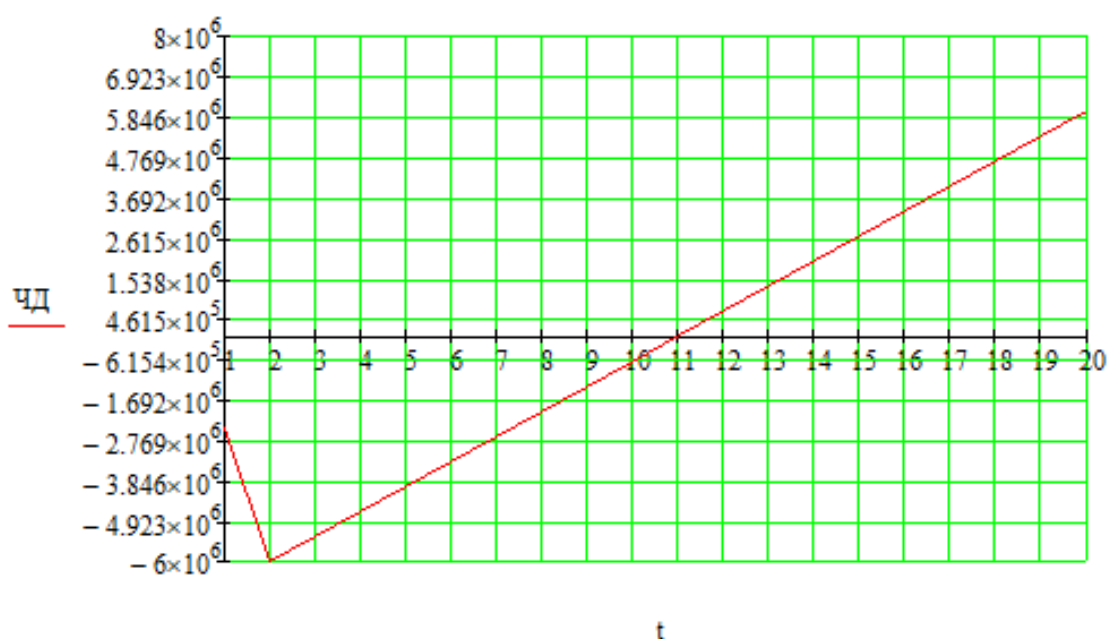


Рисунок 18 – График ЧД

Из графика ЧДД видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 20 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации.

4.6 Вывод

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 5787 миллионов руб. составит 19 лет и 10 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 1,009$). Рентабельность проекта составит 11,527 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации рассмотрен вопрос подключения ПП Магистральный в Западном энергорайоне Амурской области для обеспечения схемы выдачи мощности 4 и 5 блоков Нерюнгринской ГРЭС.

Подробно осуществлен анализ электрических сетей, Западного энергорайона из которого отмечены такие проблемы как: большая протяженность линий. При расчете существующего режима отклонений от параметра режима не наблюдается по его результатам сделан вывод о наличии резервов генерирующей мощности на электрических станциях и малой загруженности электрических сетей 220 кВ Западного района Амурской области и о возможности подключения крупных потребителей к существующим сетям.

Для электрической схемы развития посчитаны и проанализированы установившиеся максимальный и послеаварийный режимы, отрегулировано напряжение.

В качестве инновационных технологий предложено применение КРУЭ, а также использование технологии цифрового ПП.

Определены оптимальные экономические затраты и капиталовложения на реализацию предложенных проектов. Лучшим по этим показателям является вариант с подключением ПП Магистральный к существующим сетям на напряжение 220 кВ при строительстве одной ЛЭП 220 кВ НГРЭС – Магистральный и Завода одной ЛЭП Сквородино – Тында на ПП Магистральный.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Аношин А.О., Чайкин В.С. Лабораторная работа «Исследование и проверка поддерживаемых сервисов передачи данных устройствами релейной защиты, в соответствии с положениями стандарта МЭК 61850». Методические указания. - М.: ООО «ТЕКВЕЛ», 2014. -55 с.

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

3 В.А. Овсейчук Обеспечение надежности электроснабжения в условиях рыночной экономики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://news.elteh.ru/arh/2011/67/03.php> – 30.03.2022.

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

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

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

7 Завод электротехнического оборудования – технический каталог элегазового оборудования

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

9 Инновационные конструкции неизолированных проводов – <http://www.uncomtech.ru/> .

10 КРУЭ серии ЯГГ-220 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://elektroapparat.ru/products/kruе/kruе-220/> – 1.05.2023.

11 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд–во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).

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

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

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

15 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.

16 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>

17 Неизолированные провода для воздушных линий электропередачи Nexans Aero– Z. – <http://www.kabtrade.ru>.

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

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

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

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

22 Непомнящий В.А., Овсейчук В.А., Епифанцев С.Н. Надежность в задачах развития, управления и эксплуатации электроэнергетических систем и электрических сетей в условиях рыночных отношений (методы, модели и практика расчетов). М.: ИИЦ ИПКГосслужбы, 2010.

23 Неуймин В.Г. Пособия по работе с программой RastrWin/ В.Г. Неуймин [Электронный ресурс] – Екатеринбург: «УПИ–Энерго», 2009.– 93 с.

24 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015.

25 Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 2022 г;

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

27 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.

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

29 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд–во НИЦ ЭНАС, 2014.

30 Рапопорт А.Н., Кучеров Ю.Н. Новые технологии обеспечения надежности ЕНЭС в условиях формирующегося рынка электроэнергии: сб. Новые технологии для электрических сетей / Под ред. А.Н. Рапопорта, С.В. Серебрянникова. М.: Изд. дом МЭИ, 2006. С. 12–18.

31 СН 14278– т1 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38– 750 кВ.

32 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.

33 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.

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

35 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.

36 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: 12.04.2022).

37 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: 12.03.2022).

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

39 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.

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

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

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

43 Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4– 750 кВ/ под ред. Е.Г. Гологорского – М.: ЭНАС, 2007 – 560 с.

44 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2022–2027 годов.

45 Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2022 г;

46 Схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 2022 г;

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

48 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> – 1.05.2023

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

50 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 2013 – 368 с

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

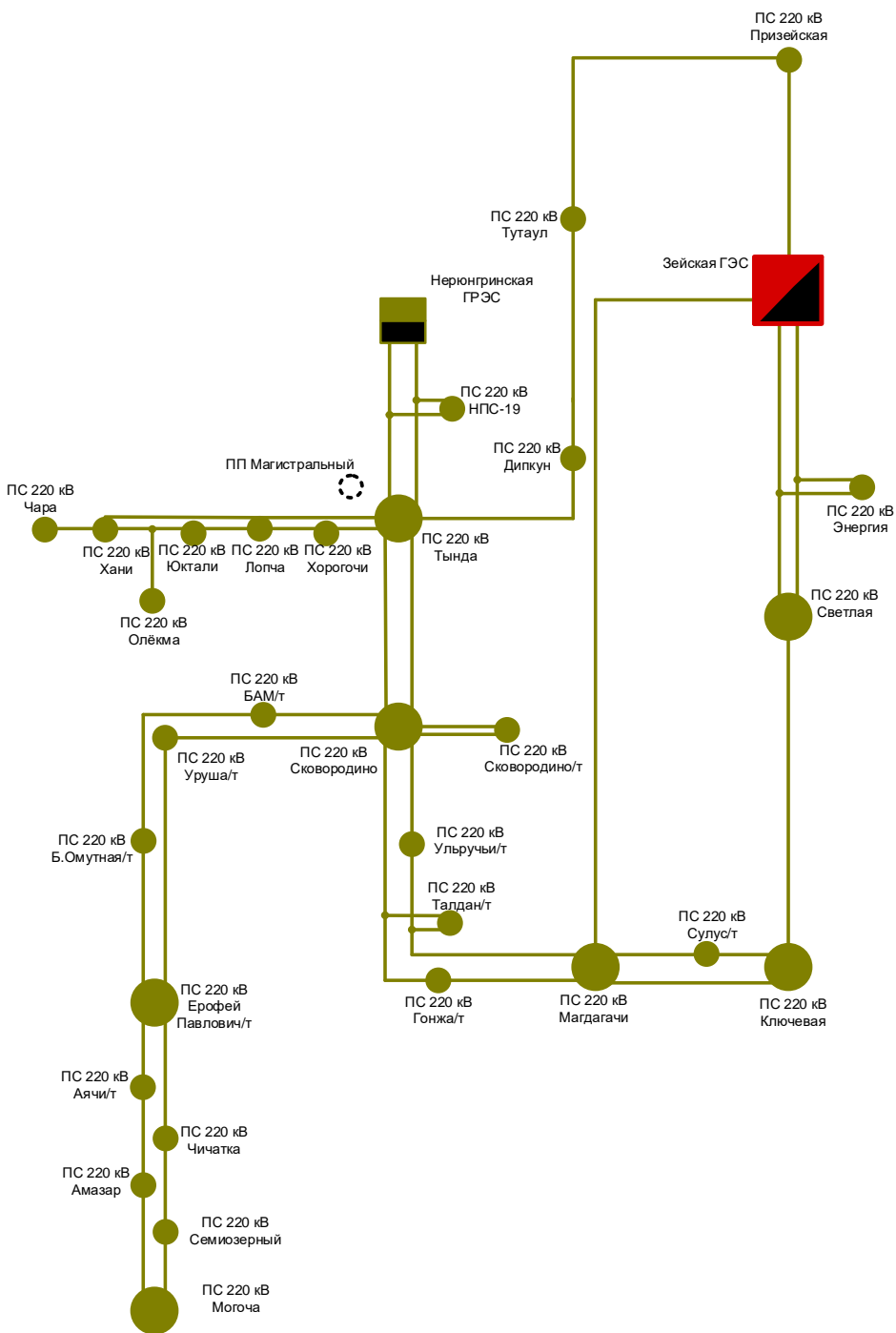
52 Шевцов М. В. Передача дискретных сигналов между УРЗА по цифровым каналам связи // Релейщик. 2009. № 1.

53 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии – Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2008. – 964 с.

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Граф рассматриваемого эквивалента сети



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёт в программе Mathcad

*Сравнить варианты пот дисконтированным затратам. Определить оптимальный.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО 5694700729.240.124-2012.

Расчёт приведённых затрат.

$$Z := E \cdot K + И$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

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

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l \quad C_{4002} := 3870 \quad \text{тыс.руб/км} \quad C_{400} := 2310 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{3002} := 3780 \quad \text{тыс.руб/км} \quad C_{300} := 2290 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$l_1 := 130 \quad l_2 := 50 \quad l_3 := 60$$

Вариант №1.

$$K_{вл1} := C_{4002} \cdot l_1 + C_{400} \cdot l_2 + C_{300} \cdot l_2 + C_{300} \cdot l_3 = 870500 \quad \text{тыс.руб}$$

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:

$$K_{\Sigma вл1} := K_{вл1} + K_{вл1} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 996548.4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_{вл2} := C_{400} \cdot l_1 + C_{400} \cdot l_2 + C_{300} \cdot l_2 = 5.303 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma вл2} := K_{вл2} + K_{вл2} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 6.071 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

$$K_{пс} := K_{пост} + K_{ру} + K_{тр} + K_{ку}$$

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат;

$K_{ру}$ - стоимость распределительных устройств;

$K_{тр}$ - стоимость трансформаторов;

$K_{ку}$ - стоимость компенсирующих устройств.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт в программе Mathcad

$$K_{\text{пост}220} := 33400 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру}220} := 24000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{1\text{тр}16} := 16900 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{1\text{тр}63} := 19300 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{яч}220} := 1100 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}2} := K_{\text{пост}220} + K_{\text{ру}220} + 2 \cdot K_{\text{яч}220} = 5.96 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}1} := K_{\text{пост}220} + K_{\text{ру}220} + K_{\text{яч}220} = 5.85 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:

$$K_{\Sigma\text{пс}1} := K_{\text{пс}1} + K_{\text{пс}1} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 6.697 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma\text{пс}2} := K_{\text{пс}2} + K_{\text{пс}2} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 6.823 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K_{\text{инф}} := 8.57$$

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma\text{вл}1} + K_{\Sigma\text{пс}1}) \cdot K_{\text{инф}} = 9114359.544 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_2 := (K_{\Sigma\text{вл}2} + K_{\Sigma\text{пс}2}) \cdot K_{\text{инф}} = 5.787 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$И := И_3 + И_{\text{зм}} + И_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

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

Вариант №1.

$$И_{\text{э}1} := \alpha_{\text{э.вл}} \cdot K_{\Sigma\text{вл}1} + \alpha_{\text{э.пс}} \cdot K_{\Sigma\text{пс}1} = 1.032 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$И_{\text{э}2} := \alpha_{\text{э.вл}} \cdot K_{\Sigma\text{вл}2} + \alpha_{\text{э.пс}} \cdot K_{\Sigma\text{пс}2} = 7.661 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$T_{\text{сл.вл}} := 15 \quad \text{лет} \quad T_{\text{сл.пс}} := 20 \quad \text{лет}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт в программе Mathcad

Вариант №1.

$$I_{\text{эл1}} := \frac{K_{\Sigma \text{вл1}}}{T_{\text{ст.вл}}} + \frac{K_{\Sigma \text{пт1}}}{T_{\text{ст.пт}}} = 6.979 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\text{эл2}} := \frac{K_{\Sigma \text{вл2}}}{T_{\text{ст.вл}}} + \frac{K_{\Sigma \text{пт2}}}{T_{\text{ст.пт}}} = 4.388 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

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

Потери электроэнергии:

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

Потери в ВЛ:

Вариант №1.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл1}} := 30390$$

Вариант №2.

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл2}} := 34270$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Sigma W_{\text{тр}} := 0$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл1}} + \Sigma W_{\text{тр}}) = 3.039 \times 10^4$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл2}} + \Sigma W_{\text{тр}}) = 3.427 \times 10^4$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт в программе Mathcad

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 2.84 \text{ руб/кВт*ч}$$

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := (\Sigma W_1 \cdot C_0) = 86307.6 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W2} := (\Sigma W_2 \cdot C_0) = 9.733 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{z1} + I_{am1} + I_{\Delta W1} = 1.664 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_2 := I_{z2} + I_{am2} + I_{\Delta W2} = 1.489 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 1077853.033 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 727619.03072 \quad \text{тыс.руб}$$

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №2, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 350200 тыс. руб по сравнению с вариантом №1.

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

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

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 0.9 \text{ руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт в программе Mathcad

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} \quad T_{\text{max}} := 5200 \quad \text{ч}$$

$$S_{\text{ном1}} := 210000 \quad \text{кВт} \quad n := 2 \quad k_{1\text{эном}} := 0.5$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{1\text{эном}} = 2.1 \times 10^5 \quad \text{кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 1$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 2.1 \times 10^5 \quad \text{кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 2.1 \times 10^5 \quad \text{кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 1.092 \times 10^9 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_{\text{э}}) \cdot 10^{-3} = 9.828 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := И_2 - И_{\text{эл2}} = 1.05 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$П_{\text{год}} := O - И = 8.778 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{\text{год}} \cdot 0.24 = 2.107 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

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

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_2 = 2.315 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_2 = 3.472 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт в программе Mathcad

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\Theta_1 := -И - K_{t1} = -2.42 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\Theta_1}{(1 + E_n)^1} = -2.241 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -2.241 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Theta_2 := -И - K_{t2} = -3.577 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\Theta_2}{(1 + E_n)^2} = -3.067 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2. := \text{ЧДД}_1. + \text{ЧДД}_2 = -5.308 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\Theta_3 := О - И - Н = 6.671 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\Theta_3}{(1 + E_n)^3} = 5.296 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3. := \text{ЧДД}_2. + \text{ЧДД}_3 = -4.778 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Theta := \Theta_3 = 6.671 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^4} = 4.904 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4. := \text{ЧДД}_3. + \text{ЧДД}_4 = -4.288 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^5} = 4.54 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_5. := \text{ЧДД}_4. + \text{ЧДД}_5 = -3.834 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^6} = 4.204 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_6. := \text{ЧДД}_5. + \text{ЧДД}_6 = -3.413 \times 10^6$$

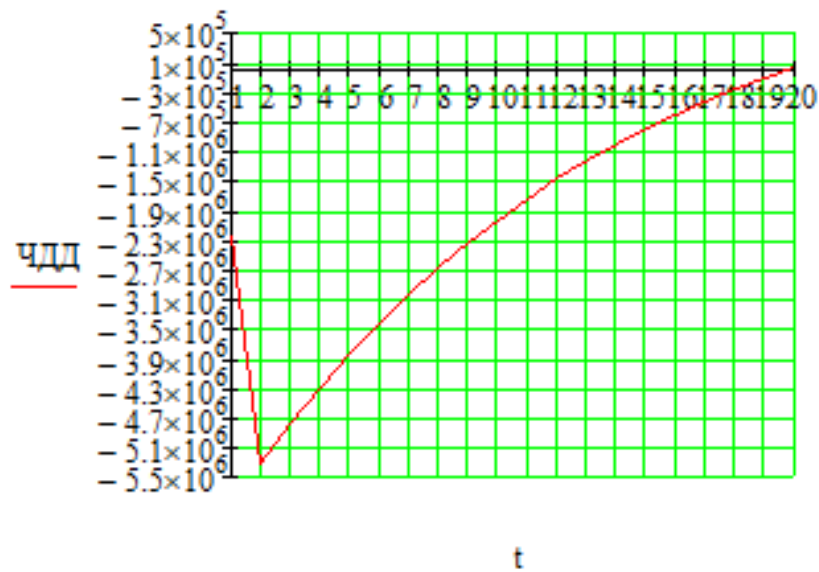
$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^7} = 3.893 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_7. := \text{ЧДД}_6. + \text{ЧДД}_7 = -3.024 \times 10^6$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧДД}_8 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^8} = 3.604 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = -2.664 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^9} = 3.337 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = -2.33 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{10}} = 3.09 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = -2.021 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{11}} = 2.861 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = -1.735 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{12}} = 2.649 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = -1.47 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{13}} = 2.453 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = -1.225 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{14}} = 2.271 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = -9.975 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{15}} = 2.103 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = -7.872 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{16}} = 1.947 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = -5.924 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{17}} = 1.803 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = -4.121 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{18}} = 1.67 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = -2.452 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{19}} = 1.546 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = -9.059 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{20}} = 1.431 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 5.255 \times 10^4$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_2} + 1 = 1.009$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

*Определить простой и дисконтированный сроки окупаемости.

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

Чистый доход:

$$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -2.42 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -2.42 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -3.577 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -5.997 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 6.671 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -5.33 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 6.671 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -4.663 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 6.671 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

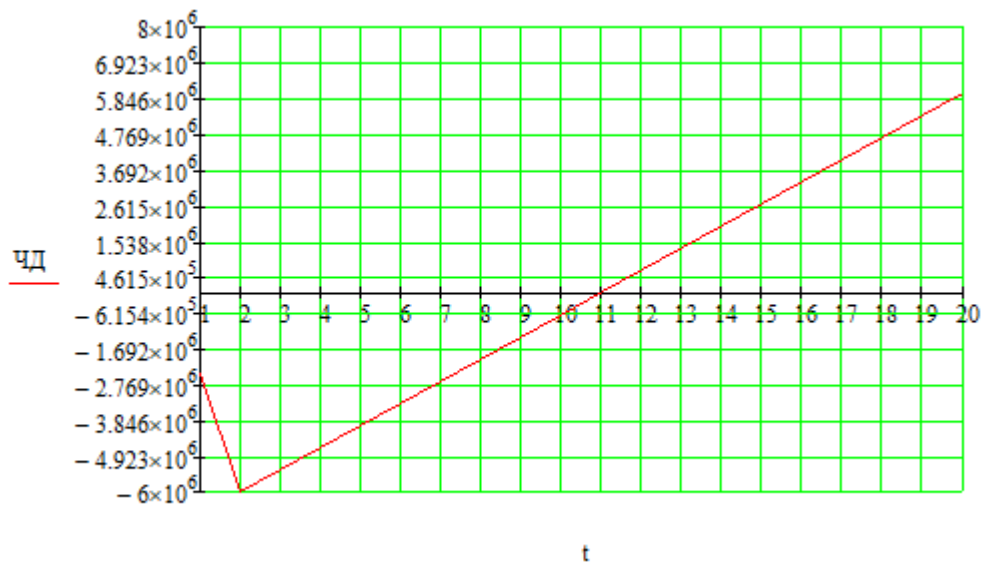
$$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = -3.996 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 6.671 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт в программе Mathcad

		$ЧД_6 := ЧД_5 + ЧД_6 = -3.329 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_7 := Э = 6.671 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_7 := ЧД_6 + ЧД_7 = -2.662 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_8 := Э = 6.671 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_8 := ЧД_7 + ЧД_8 = -1.995 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_9 := Э = 6.671 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_9 := ЧД_8 + ЧД_9 = -1.327 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{10} := Э = 6.671 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{10} := ЧД_9 + ЧД_{10} = -6.603 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{11} := Э = 6.671 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{11} := ЧД_{10} + ЧД_{11} = 6.788 \times 10^3$	тыс.руб
$ЧД_{12} := Э = 6.671 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = 6.739 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{13} := Э = 6.671 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = 1.341 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{14} := Э = 6.671 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = 2.008 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{15} := Э = 6.671 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 2.675 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{16} := Э = 6.671 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 3.342 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{17} := Э = 6.671 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 4.01 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{18} := Э = 6.671 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = 4.677 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{19} := Э = 6.671 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = 5.344 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{20} := Э = 6.671 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = 6.011 \times 10^6$	тыс.руб

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт в программе Mathcad



Простой срок окупаемости составит 11 лет.

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

Дисконтированный срок окупаемости составит 19 лет 10 месяцев.

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

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

$$R_1 := \frac{\Theta_1}{K_2} \cdot 100 = -41.814 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\Theta_2}{K_2} \cdot 100 = -61.814 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Theta_3}{K_2} \cdot 100 = 11.527 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 5787 миллионов руб. составит 19 лет и 10 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД = 1.009). Рентабельность проекта составит 11.527 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт в программе Mathcad

Парметры элементов

ВЛ 220 кВ $\omega_{ВЛ} := 0.5 \quad \frac{1}{ГОД}$ $\mu_{ВЛ} := 2.8 \quad \frac{1}{ГОД}$

$T_{ВВЛ} := 11 \quad ч$ $T_{РВЛ} := 17 \quad ч$

Вероятность отказа дана на 100 км длины

$l_1 := 130 \quad км$ $\omega_1 := \omega_{ВЛ} \cdot \frac{l_1}{100} = 0.65$

$l_2 := 50 \quad км$ $\omega_2 := \omega_{ВЛ} \cdot \frac{l_2}{100} = 0.25$

$l_3 := 60 \quad км$ $\omega_3 := \omega_{ВЛ} \cdot \frac{l_3}{100} = 0.3$

Шины 220 кВ

$\omega_{Ш220} := 0.013 \quad \frac{1}{ГОД}$ $\mu_{Ш220} := 0.166 \quad \frac{1}{ГОД}$

$T_{ВШ220} := 7 \quad ч$ $T_{РШ220} := 3 \quad ч$

Выключатели 220 кВ

$\omega_{В220} := 0.016 \quad \frac{1}{ГОД}$ $\mu_{В220} := 0.8 \quad \frac{1}{ГОД}$

$T_{ВВ220} := 55 \quad ч$ $T_{РВ220} := 15 \quad ч$

$a_{кзв220} := 0.006$ $a_{оп220} := 0.004$

Разъединители 220 кВ

$\omega_{Р220} := 0.01 \quad \frac{1}{ГОД}$ $\mu_{Р220} := 0.166 \quad \frac{1}{ГОД}$

$T_{ВР220} := 55 \quad ч$ $T_{РР220} := 12.8 \quad ч$

Параметры надежности защиты

ДЗШ	$q_{ДЗШ} := 0.0096$	$\omega_{ДЗШ} := 0.00136$	$p_{ДЗШ} := 1 - q_{ДЗШ} = 0.99$
ДЗТ	$q_{ДЗТ} := 0.0044$	$\omega_{ДЗТ} := 0.0002$	$p_{ДЗТ} := 1 - q_{ДЗТ} = 0.996$
ГЗ	$q_{ГЗ} := 0.00525$	$\omega_{ГЗ} := 0.0000087$	$p_{ГЗ} := 1 - q_{ГЗ} = 0.995$
ДФЗ ВЛ	$q_{ДФЗ} := 0.0012$	$\omega_{ДФЗ} := 0.00194$	$p_{ДФЗ} := 1 - q_{ДФЗ} = 0.999$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчёт в программе Mathcad

Вероятность отказа и безотказной работы элементов схемы

ВЛ 220 кВ

$$q_{\text{ВЛ1}} := \frac{\omega_1 \cdot T_{\text{ВВЛ}}}{8760} = 8.162 \times 10^{-4}$$

$$q_{\text{ВЛ2}} := \frac{\omega_2 \cdot T_{\text{ВВЛ}}}{8760} = 3.139 \times 10^{-4}$$

$$q_{\text{ВЛ3}} := \frac{\omega_3 \cdot T_{\text{ВВЛ}}}{8760} = 3.767 \times 10^{-4}$$

$$p_{\text{ВЛ1}} := 1 - q_{\text{ВЛ1}} = 0.999$$

$$p_{\text{ВЛ2}} := 1 - q_{\text{ВЛ2}} = 1$$

$$p_{\text{ВЛ3}} := 1 - q_{\text{ВЛ3}} = 1$$

Шины

$$q_{\text{Ш220}} := \frac{\omega_{\text{Ш220}} \cdot T_{\text{ВШ220}}}{8760} = 1.039 \times 10^{-5}$$

$$p_{\text{Ш220}} := 1 - q_{\text{Ш220}} = 1$$

Выключатели

$$q_{\text{В220}} := \frac{\omega_{\text{В220}} \cdot T_{\text{ВВ220}}}{8760} = 1.005 \times 10^{-4}$$

$$p_{\text{В220}} := 1 - q_{\text{В220}} = 1$$

Разъединители

$$q_{\text{Р220}} := \frac{\omega_{\text{Р220}} \cdot T_{\text{ВР220}}}{8760} = 6.279 \times 10^{-5}$$

$$p_{\text{Р220}} := 1 - q_{\text{Р220}} = 1$$

Определяем вероятность отказа и безотказной работы схемы состоящей из последовательно и параллельно соединенных элементов

Определяем параметры потока отказов элементов схемы замещения

$$\omega_1 := \omega_{\text{Ш220}} + \omega_{\text{В220}} + \omega_1 + \omega_{\text{В220}} + \omega_{\text{Ш220}} = 0.708$$

$$\omega_2 := \omega_1 = 0.708$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчёт в программе Mathcad

Определим вероятность отказа и безотказной работы схемы состоящей из последовательно и параллельно соединенных элементов

$$q1 := q_{шт220} + q_{в220} + q_{вл1} + q_{в220} + q_{шт220} = 1.038 \times 10^{-3}$$
$$q2 := q1 = 1.038 \times 10^{-3}$$

Определим среднее время восстановления каждой цепи

$$t_{в1} := \frac{q1}{\omega1} \cdot 8760 = 12.842$$

Определяем параметр потока отказов системы

$$\omega_c := \omega1 \cdot q1 = 7.348 \times 10^{-4} \qquad t_{пр} := 60$$

Определение средней вероятности состояния отказа или коэффициента простоя системы

$$K_{пр1} := 1 - e^{-\frac{t_{пр}}{t_{в1}}} = 0.991$$

Среднее время безотказной работы

$$T_c := \frac{1}{\omega_c} = 1.361 \times 10^3$$

Расчетное время безотказной работы

$$T_p := 0.105 \cdot T_c = 142.89$$

Среднее время восстановления системы

$$t_{вс} := \frac{q1}{\omega1} \cdot 8760 = 12.842$$

8. Расчетное время безотказной работы при α 0.1

$$T_p := -\ln(1 - 0.1) \cdot T_c = 143.38$$

9. Математическое ожидание количество недоотпущенной электроэнергии

$$P_{деф} := 400000 \qquad P_{дефi} := 400 \cdot 10^{-6}$$

$$W_{нед} := P_{деф} \cdot P_{дефi} \cdot 8760 = 1.402 \times 10^6 \text{ кВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчёт в программе Mathcad

10. Расчет ущерба

Определение годового ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителю

$$Y_0 := 1.5 \quad Y_{\text{ОВН}} := 0.4 \quad P_{\text{Мак}} := 200000$$

$$Y_{\text{осн}} := Y_0 \cdot W_{\text{нед}} = 2.102 \times 10^6$$

Ущерб внезапности

$$Y_{\text{ОВН}} := Y_{\text{ОВН}} \cdot P_{\text{Мак}} = 8 \times 10^4 \quad \text{руб}$$

Продолжительность отключения, ч

$$t_{\text{огр}} := 1$$

Доля нагрузки технологической брони:

$$\sigma_{\text{техн.бр}} := 0.9$$

Мощность нагрузки, МВт

$$P_{\text{ПС}} := 200$$

Технологическая броня, МВт:

$$P_{\text{техн.бр.ПС}} := P_{\text{ПС}} \cdot \sigma_{\text{техн.бр}} = 180$$

Удельная величина ущерба, у.е.

$$Y_{\text{ПС}} := Y_{\text{осн}} \cdot P_{\text{ПС}} \cdot t_{\text{огр}} + \left(Y_{\text{осн}} + \frac{Y_{\text{ОВН}}}{t_{\text{огр}}} \right) \cdot P_{\text{техн.бр.ПС}} \cdot t_{\text{огр}} = 8.133 \times 10^8 \quad \frac{\text{кВт}}{\text{час}}$$

$$\omega_{0.\text{ВЛ220}} := \frac{0.5}{100} \quad T_{\text{в.вл220}} := 11 \quad \omega_{\text{ПЛ.ВЛ220}} := 2.8 \quad T_{\text{в.ПЛ.вл220}} := 17$$

$$T_{\text{пр.1}} := \omega_{0.\text{ВЛ220}} \cdot I_1 \cdot T_{\text{в.вл220}} + \omega_{\text{ПЛ.ВЛ220}} \cdot T_{\text{в.ПЛ.вл220}} = 54.75$$

$$T_{\text{пр.2}} := \omega_{0.\text{ВЛ220}} \cdot I_2 \cdot T_{\text{в.вл220}} + \omega_{\text{ПЛ.ВЛ220}} \cdot T_{\text{в.ПЛ.вл220}} = 50.35$$

$$T_{\text{пр.3}} := \omega_{0.\text{ВЛ220}} \cdot I_3 \cdot T_{\text{в.вл220}} + \omega_{\text{ПЛ.ВЛ220}} \cdot T_{\text{в.ПЛ.вл220}} = 50.9$$

$$\omega_{0.\text{тр220}} := 0.025 \quad T_{\text{в.тр220}} := 60 \quad \omega_{\text{тек.тр220}} := 1 \quad T_{\text{в.тек.тр220}} := 30$$

$$\omega_{\text{кап.тр220}} := 0.166 \quad T_{\text{в.кап.тр220}} := 330$$

$$T_{\text{пр.тр.220}} := \omega_{0.\text{тр220}} \cdot T_{\text{в.тр220}} + \omega_{\text{тек.тр220}} \cdot T_{\text{в.тек.тр220}} + \omega_{\text{кап.тр220}} \cdot T_{\text{в.кап.тр220}} = 86.28$$

$$T_{\text{пр.4}} := T_{\text{пр.тр.220}} = 86.28$$

Среднее время отключения потребителя, ч:

$$t_{\text{пр.ПС}} := \frac{T_{\text{пр.1}} + T_{\text{пр.2}} + T_{\text{пр.3}}}{3} + T_{\text{пр.4}} = 138.28$$

Величина ущерба, тыс. руб.

$$Y_{\text{ПС}} := \frac{Y_{\text{ПС}} \cdot t_{\text{пр.ПС}} \cdot 2.87}{1000} = 3.228 \times 10^8$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчёт в программе Mathcad

Определяем параметры потока отказов элементов схемы замещения

$$\omega_1 := \omega_{ш220} + \omega_{в220} + \omega_1 + \omega_{в220} + \omega_{ш220} = 0.708$$

$$\omega_2 := \omega_1 = 0.708$$

Определим вероятность отказа и безотказной работы схемы состоящей из последовательно и параллельно соединенных элементов

$$q_1 := q_{ш220} + q_{в220} + q_{в1} + q_{в220} + q_{ш220} = 1.038 \times 10^{-3}$$

$$q_2 := q_1 = 1.038 \times 10^{-3}$$

Определим среднее время восстановления каждой цепи

$$t_{в1} := \frac{q_1}{\omega_1} \cdot 8760 = 12.842$$

Определяем параметр потока отказов системы

$$\omega_c := \omega_1 \cdot q_1 = 7.348 \times 10^{-4}$$

$$t_{пр} := 60$$

Определение средней вероятности состояния отказа или коэффициента простоя системы

$$K_{пр1} := 1 - e^{-\frac{t_{пр}}{t_{в1}}} = 0.991$$

Среднее время безотказной работы

$$T_c := \frac{1}{\omega_c} = 1.361 \times 10^3$$

Расчетное время безотказной работы

$$T_p := 0.105 \cdot T_c = 142.89$$

Среднее время восстановления системы

$$t_{вс} := \frac{q_1}{\omega_1} \cdot 8760 = 12.842$$

8. Расчетное время безотказной работы при $\alpha = 0.1$

$$T_p := -\ln(1 - 0.1) \cdot T_c = 143.38$$

9. Математическое ожидание количество недоотпущенной электроэнергии

$$P_{деф} := 400000 \quad P_{дефi} := 400 \cdot 10^{-6}$$

$$W_{нед} := P_{деф} \cdot P_{дефi} \cdot 8760 = 1.402 \times 10^6 \text{ МВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчёт в программе Mathcad

10. Расчет ущерба

Определение годового ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителю

$$Y_0 := 1.5 \quad Y_{\text{овн}} := 0.4 \quad P_{\text{макс}} := 200000$$

$$Y_{\text{осн}} := Y_0 \cdot W_{\text{нед}} = 2.102 \times 10^6$$

Ущерб внезапности

$$Y_{\text{овн}} := Y_{\text{овн}} \cdot P_{\text{макс}} = 8 \times 10^4 \quad \text{руб}$$

Продолжительность отключения, ч

$$t_{\text{огр}} := 1$$

Доля нагрузки технологической брони:

$$\sigma_{\text{техн.бр}} := 0.9$$

Мощность нагрузки, МВт

$$P_{\text{пс}} := 200$$

Технологическая броня, МВт:

$$P_{\text{техн.бр.ПС}} := P_{\text{пс}} \cdot \sigma_{\text{техн.бр}} = 180$$

Удельная величина ущерба, у.е.

$$Y_{\text{ПС}} := Y_{\text{осн}} \cdot P_{\text{пс}} \cdot t_{\text{огр}} + \left(Y_{\text{осн}} + \frac{Y_{\text{овн}}}{t_{\text{огр}}} \right) \cdot P_{\text{техн.бр.ПС}} \cdot t_{\text{огр}} = 8.133 \times 10^8 \quad \frac{\text{кВт}}{\text{час}}$$

$$\omega_{0.\text{ВЛ220}} := \frac{0.5}{100} \quad T_{\text{в.вл220}} := 11 \quad \omega_{\text{пл.ВЛ220}} := 2.8 \quad T_{\text{в.пл.вл220}} := 17$$

$$T_{\text{пр.1}} := \omega_{0.\text{ВЛ220}} \cdot I_1 \cdot T_{\text{в.вл220}} + \omega_{\text{пл.ВЛ220}} \cdot T_{\text{в.пл.вл220}} = 54.75$$

$$T_{\text{пр.2}} := \omega_{0.\text{ВЛ220}} \cdot I_2 \cdot T_{\text{в.вл220}} + \omega_{\text{пл.ВЛ220}} \cdot T_{\text{в.пл.вл220}} = 50.35$$

$$T_{\text{пр.3}} := \omega_{0.\text{ВЛ220}} \cdot I_3 \cdot T_{\text{в.вл220}} + \omega_{\text{пл.ВЛ220}} \cdot T_{\text{в.пл.вл220}} = 50.9$$

$$\omega_{0.\text{тр220}} := 0.025 \quad T_{\text{в.тр220}} := 60 \quad \omega_{\text{тек.тр220}} := 1 \quad T_{\text{в.тек.тр220}} := 30$$

$$\omega_{\text{кап.тр220}} := 0.166 \quad T_{\text{в.кап.тр220}} := 330$$

$$T_{\text{пр.тр.220}} := \omega_{0.\text{тр220}} \cdot T_{\text{в.тр220}} + \omega_{\text{тек.тр220}} \cdot T_{\text{в.тек.тр220}} + \omega_{\text{кап.тр220}} \cdot T_{\text{в.кап.тр220}} = 86.28$$

$$T_{\text{пр.4}} := T_{\text{пр.тр.220}} = 86.28$$

Среднее время отключения потребителя, ч:

$$t_{\text{пр.пс}} := \frac{T_{\text{пр.1}} + T_{\text{пр.1}} + T_{\text{пр.2}} + T_{\text{пр.3}} + T_{\text{пр.3}}}{5} + T_{\text{пр.4}} = 138.61$$

Величина ущерба, тыс. руб.

$$Y_{\text{ПС}} := \frac{Y_{\text{ПС}} \cdot t_{\text{пр.пс}} \cdot 2.87}{1000} = 3.235 \times 10^8$$

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	Delta
База	1	Зейская ГЭС	220	0	1	0	0	350,4606	61,83854	241	0	0	0	241	0
Нагр	2	Призейская	220	0	1	33,5	38,7	0	0	0	0	0	0	235,0386	-3,05977
Нагр	3	Тугаул	220	0	1	1,3	0,3	0	-20	0	0	0	0	236,6255	-3,43986
Нагр	4	Дипкун	220	0	1	2,4	0,96	0	0	0	0	0	0	239,7298	-3,95668
Ген	5	Тында	220	0	1	37,9	5,7	0	-36,689	237	-100	0	0	237	-4,11619
Нагр	6	Энергия	220	0	1	6,3	3,5	0	0	0	0	0	0	240,7652	-0,12958
Нагр	7	Светлая	220	0	1	50	3,7	0	0	0	0	0	0	240,3556	-0,36686
Нагр	8	Ключевая	220	0	1	40	15	0	0	0	0	0	0	228,908	-6,06246
Нагр	9	Сулус/т	220	0	1	33	34	0	0	0	0	0	0	226,71	-6,85411
Нагр	10	Магдагачи	220	0	1	19,4	20,2	0	0	0	0	0	0	227,3924	-7,01231
Нагр	11	Гонжа/т	220	0	1	29,2	13,3	0	0	0	0	0	0	226,0992	-7,85318
Нагр	12	Талдан/т	220	0	1	29,4	18,5	0	0	0	0	0	0	225,8303	-8,20763
Нагр	13	Ульручьи/т	220	0	1	28,2	20,1	0	0	0	0	0	0	225,3316	-8,69258
Нагр	14	Сковородино	220	0	1	54,2	10,5	0	0	0	0	0	0	225,4386	-8,76278
Нагр	15	Сковородино/т	220	0	1	14,6	11	0	0	0	0	0	0	225,3703	-8,77851
Нагр	16	БАМ/т	220	0	1	23,1	19,1	0	0	0	0	0	0	224,0507	-9,5931
Нагр	17	Уруша/т	220	0	1	36,6	37,5	0	0	0	0	0	0	221,1795	-11,1573
Нагр	18	Б. Омутная/т	220	0	1	21,9	22,6	0	0	0	0	0	0	221,8973	-11,9369
Нагр	19	Ерофей Павлович/т	220	0	1	8,1	8	0	0	0	0	0	0	222,3387	-12,2555
Нагр	20	Аячи/т	220	0	1	10	7,8	0	0	0	0	0	0	222,8402	-12,6282
Нагр	21	Чичатка	220	0	1	9,9	8,2	0	0	0	0	0	0	223,1668	-12,8683
Нагр	22	Амазар	220	0	1	9,9	5,5	0	10	0	0	0	0	224,5269	-13,2124
Нагр	23	Семиозерный	220	0	1	9,9	8,4	0	10	0	0	0	0	224,7198	-13,4248
Нагр	24	Могоча	220	0	1	5,5	4,4	0	0	0	0	0	0	224,8278	-13,4436
Нагр	25	Хорогочи	220	0	1	4,2	4	0	0	0	0	0	0	239,9221	-5,08321
Нагр	26	Лопча	220	0	1	1,8	1	0	0	0	0	0	0	242,2634	-5,96705
Нагр	27	Юктали	220	0	1	3,8	1,6	0	0	0	0	0	0	241,3416	-7,30868
Нагр	28	Олекма	220	0	1	0,1	0,1	0	0	0	0	0	0	238,5051	-7,8359
Нагр	29	Хани	220	0	1	4,6	1,6	0	-9,1	0	0	0	0	236,0032	-8,08899
Нагр	30	Чара	220	0	1	31,6	30,7	0	-50	0	0	0	0	227,6814	-8,5812
Нагр	31	ПП Нагорный	220	0	1	0,3	0,4	0	0	0	0	0	0	237,3524	-3,72182
Ген	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	570	21,31414	242	-200	200	0	242	5,070657
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	240,7744	-0,12722
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	240,7744	-0,12722
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	226,017	-8,12758
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	225,8426	-8,23464
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,72962
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,72962
Нагр	39		7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	238,5052	-7,83588

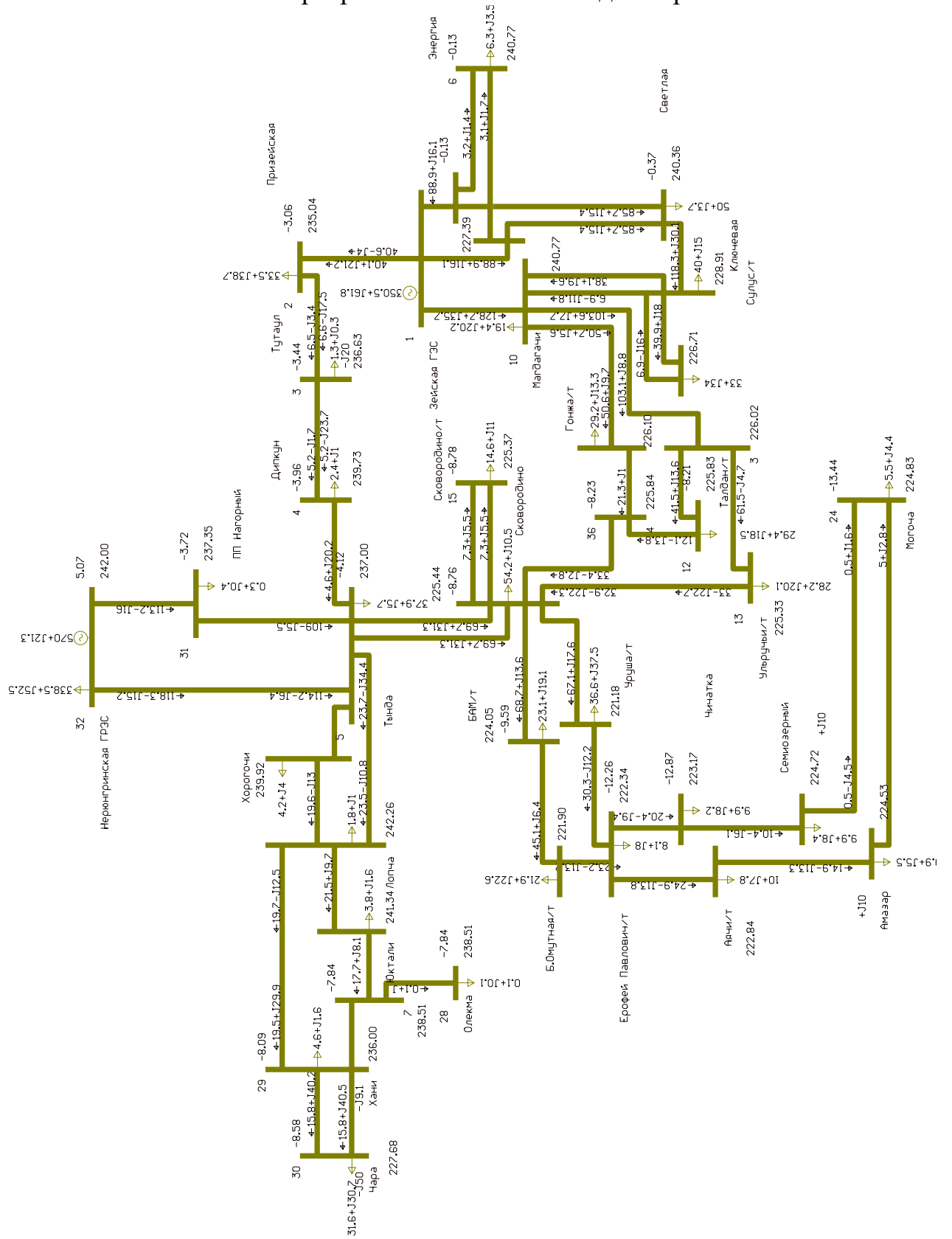
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

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	I_max	Идоп_рас	I_загр.
лэп	1	2	0	0	Зейская ГЭС - Призейская	17,65	78,85	-486,2	0	0	0	0	-40,6181	3,966751	0	111,3918	630	17,68124
лэп	1	10	0	0	Зейская ГЭС - Магдагачи	9,74	53,99	-355,5	0	0	0	0	-131,951	-34,2058	0	339,1006	960	35,32297
лэп	1	33	0	0	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-88,9457	-15,7997	0	216,6464	1000	21,66464
лэп	1	34	0	0	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-88,9457	-15,7997	0	216,6464	1000	21,66464
лэп	33	6	0	0	0 1 - Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-3,15006	-1,42556	0	8,641053	690	1,252327
лэп	34	6	0	0	0 2 - Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-3,15006	-1,42556	0	8,641053	690	1,252327
лэп	33	7	0	0	0 1 - Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-85,748	-14,7016	0	209,0487	1000	20,90487
лэп	34	7	0	0	0 2 - Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-85,748	-14,7016	0	209,0487	1000	20,90487
лэп	7	8	0	0	Светлая - Ключевая	10,78	48,17	-297	0	0	0	0	-121,323	-27,029	0	307,9548	1000	38,79548
лэп	8	9	0	0	Ключевая - Сулус/т	4,99	19,84	-123,7	0	0	0	0	-40,0476	-12,2965	0	111,4258	630	17,68663
лэп	8	10	0	0	Ключевая - Магдагачи	5,24	23,43	-144,5	0	0	0	0	-38,2927	-2,76324	0	99,86874	1000	9,986874
лэп	9	10	0	0	Сулус/т - Магдагачи	3,81	13,02	-81,9	0	0	0	0	-6,87192	15,98232	0	44,30417	630	7,032408
лэп	10	11	0	0	Магдагачи - Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1	0	0	0	0	-50,7376	-5,61771	0	131,474	630	20,8689
лэп	10	35	0	0	Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5	0	0	0	0	-103,553	-7,66894	0	264,2938	690	38,30344
лэп	11	36	0	0	Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2	0	0	0	0	-21,3615	3,579959	0	55,30774	630	8,779006
лэп	12	35	0	0	Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	41,53079	14,07705	0	112,1097	630	17,7952
лэп	12	36	0	0	Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	-12,1062	4,406053	0	32,93642	630	5,228003
лэп	14	36	0	0	Сковородино - 4	3	14	-90	0	0	0	0	33,35108	1,490899	0	85,72366	630	13,60693
лэп	13	35	0	0	Ульручы/т - 3	3	8	-52	0	0	0	0	61,28191	-2,66388	0	157,5726	630	25,01152
лэп	14	13	0	0	Сковородино - Ульручы/т	0,38	1,63	-10	0	0	0	0	32,93864	-22,2523	0	102,5353	630	16,27545
лэп	14	15	0	0	Сковородино - Сковородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-7,30079	-4,79226	0	23,41473	630	3,716624
лэп	14	15	0	0	Сковородино - Сковородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-7,30079	-4,79226	0	23,41473	630	3,716624
лэп	14	16	0	0	Сковородино - БАМ/т	2,53	11,1	-68,4	0	0	0	0	-68,896	-11,2244	0	180,3467	630	28,62646
лэп	14	17	0	0	Сковородино - Уруша/т	7,26	32,43	-199,9	0	0	0	0	-67,772	-10,6985	0	181,0134	630	28,73229
лэп	16	18	0	0	БАМ/т - Б. Омутная/т	10,06	44,96	-277,2	0	0	0	0	-45,5501	5,493061	0	118,6183	630	18,82823
лэп	17	19	0	0	Уруша/т - Ерофей Павлович/т	6,2	27,72	-170,9	0	0	0	0	-30,4789	19,92042	0	95,04534	630	15,08566
лэп	18	19	0	0	Б. Омутная/т - Ерофей Павлович/т	2,32	10,35	-63,8	0	0	0	0	-23,23	16,16737	0	73,63897	630	11,68873
лэп	19	20	0	0	Ерофей Павлович/т - Аячи/т	2,54	11,35	-70	0	0	0	0	-24,9673	17,04962	0	78,50736	630	12,46149
лэп	19	21	0	0	Ерофей Павлович/т - Чичатка	5,26	22,67	-144,2	0	0	0	0	-20,4536	16,30647	0	67,92535	630	10,7818
лэп	20	22	0	0	Аячи/т - Амазар	6,25	26,93	-171,3	0	0	0	0	-14,9228	21,57728	0	67,97116	710	9,573402
лэп	22	24	0	0	Амазар - Могоча	8,36	36,02	-229,1	0	0	0	0	-4,95688	8,789042	0	25,94675	630	4,118532
лэп	21	23	0	0	Чичатка - Семхозерный	8,55	36,82	-234,2	0	0	0	0	-10,4918	17,61702	0	53,04697	710	7,471404
лэп	23	24	0	0	Семхозерный - Могоча	4,41	19	-120,8	0	0	0	0	-0,5489	4,454221	0	11,53035	710	1,623993
лэп	5	14	0	0	Тында - Сковородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	-71,2294	-16,3154	0	195,6718	630	31,05901
лэп	5	14	0	0	Тында - Сковородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	-71,2294	-16,3154	0	195,6718	630	31,05901
лэп	2	3	0	0	Призейская - Тутаул	9,29	41,53	-256,1	0	0	0	0	-6,55341	17,49159	0	45,88307	630	7,283028
лэп	3	4	0	0	Тутаул - Дипкун	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-5,2274	2,966187	0	59,12545	630	9,384992
лэп	4	5	0	0	Дипкун - Тында	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-4,57946	1,916949	0	50,34388	630	7,991092
лэп	5	31	0	0	Тында - ПП Нагорный	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	108,9713	-5,50534	0	265,9517	600	44,32528
лэп	5	32	0	0	Тында - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	114,1527	-6,35242	0	284,5132	630	45,16082
лэп	31	32	0	0	ПП Нагорный - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	109,4468	-5,53421	0	272,815	630	43,30397
лэп	5	25	0	0	Тында - Хоргочи	7,15	31,94	-196,9	0	0	0	0	-24,0433	32,34064	0	98,17109	630	15,58271
лэп	25	26	0	0	Хоргочи - Лопча	8,36	37,37	-230,4	0	0	0	0	-19,6856	25,88215	0	78,25106	630	12,4208
лэп	26	27	0	0	Лопча - Юктали	14,02	62,66	-386,3	0	0	0	0	-21,6198	12,35364	0	59,34128	630	9,419252
лэп	27	39	0	0	Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6	0	0	0	0	-17,7071	-8,13326	0	66,08639	630	10,4899
лэп	28	39	0	0	Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1	0	0	0	0	0,1	0,1	0	0,342339	630	0,05434
лэп	29	39	0	0	Хани - 7	4,69	20,96	-129,2	0	0	0	0	17,2952	27,87365	0	80,24917	630	12,73796
лэп	29	30	0	0	Хани - Чара	12,55	54,07	-343,9	0	0	0	0	-16,1085	-23,0432	0	109,6549	630	17,40555
лэп	5	26	0	0	Тында - Лопча	11,68	67,2	-432,16	0	0	0	0	-23,7299	34,37875	0	101,7629	1000	10,17629
лэп	26	29	0	0	Лопча - Хани	20,48	117,836	-757,798	0	0	0	0	-19,6662	12,45281	0	87,36617	1000	8,736617
лэп	29	30	0	0	Хани - Чара	11,95	53,39	-329,24	0	0	0	0	-16,0819	-24,054	0	110,1115	630	17,47801

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 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	Delta
База	1	Зейская ГЭС	220	0	1	0	0	367,8147	128,6465	241	0	0	0	241	0
Нагр	2	Призейская	220	0	1	33,5	38,7	0	0	0	0	0	0	228,3996	-4,20121
Нагр	3	Тугаул	220	0	1	1,3	0,3	0	-20	0	0	0	0	227,0195	-5,20961
Нагр	4	Дипкун	220	0	1	2,4	0,96	0	0	0	0	0	0	226,1422	-6,72906
Ген+	5	Тында	220	0	1	37,9	5,7	0	0	237	-100	0	0	220,2067	-7,81023
Нагр	6	Энергия	220	0	1	6,3	3,5	0	0	0	0	0	0	240,6936	-0,12658
Нагр	7	Светлая	220	0	1	50	3,7	0	0	0	0	0	0	240,1445	-0,35822
Нагр	8	Ключевая	220	0	1	40	15	0	0	0	0	0	0	224,0726	-5,97372
Нагр	9	Сулус/т	220	0	1	33	34	0	0	0	0	0	0	221,0798	-6,76539
Нагр	10	Магдагачи	220	0	1	19,4	20,2	0	0	0	0	0	0	221,308	-6,90313
Нагр	11	Гонжа/т	220	0	1	29,2	13,3	0	0	0	0	0	0	215,0814	-9,51917
Нагр	12	Талдан/т	220	0	1	29,4	18,5	0	0	0	0	0	0	209,9721	-11,8374
Нагр	13	Ульручы/т	220	0	1	28,2	20,1	0	0	0	0	0	0	207,3497	-13,4372
Нагр	14	Сковородино	220	0	1	54,2	10,5	0	0	0	0	0	0	207,5578	-13,3861
Нагр	15	Сковородино/т	220	0	1	14,6	11	0	0	0	0	0	0	207,4829	-13,4046
Нагр	16	БАМ/т	220	0	1	23,1	19,1	0	0	0	0	0	0	205,6449	-14,3446
Нагр	17	Уруша/т	220	0	1	36,6	37,5	0	0	0	0	0	0	201,7506	-16,1668
Нагр	18	Б. Омутная/т	220	0	1	21,9	22,6	0	0	0	0	0	0	202,0131	-17,071
Нагр	19	Ерофей Павлович/т	220	0	1	8,1	8	0	0	0	0	0	0	202,2864	-17,442
Нагр	20	Аячи/т	220	0	1	10	7,8	0	0	0	0	0	0	202,6176	-17,8782
Нагр	21	Чичатка	220	0	1	9,9	8,2	0	0	0	0	0	0	202,7912	-18,156
Нагр	22	Амазар	220	0	1	9,9	5,5	0	10	0	0	0	0	204,0908	-18,5596
Нагр	23	Семиезерный	220	0	1	9,9	8,4	0	10	0	0	0	0	204,142	-18,8061
Нагр	24	Могоча	220	0	1	5,5	4,4	0	0	0	0	0	0	204,2223	-18,8264
Нагр	25	Хорогочи	220	0	1	4,2	4	0	0	0	0	0	0	220,9787	-8,82239
Нагр	26	Лопча	220	0	1	1,8	1	0	0	0	0	0	0	221,0228	-9,75491
Нагр	27	Юктали	220	0	1	3,8	1,6	0	0	0	0	0	0	216,6	-11,225
Нагр	28	Олекма	220	0	1	0,1	0,1	0	0	0	0	0	0	212,0363	-11,8184
Нагр	29	Хани	220	0	1	4,6	1,6	0	-9,1	0	0	0	0	208,6595	-12,1186
Нагр	30	Чара	220	0	1	31,6	30,7	0	-50	0	0	0	0	198,5647	-12,7198
Нагр	31	ПП Нагорный	220	0	1	0,3	0,4	0	0	0	0	0	0	220,9123	-6,91225
Ген	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	570	88,81373	242	-200	200	0	242	11,63971
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	240,7028	-0,12422
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	240,7028	-0,12422
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-8,12758
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	210,1889	-11,7763
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,72962
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,72962
Нагр	39		7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	212,0364	-11,8184

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 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	I_max	Идоп_рас	I_загр.
лэп	1	2	0	0	Зейская ГЭС - Призейская	17,65	78,85	-486,2	0	0	0	0	-57,3105	-13,44	0	166,7736	630	26,47199
лэп	1	10	0	0	Зейская ГЭС - Магдагачи	9,74	53,99	-355,5	0	0	0	0	-131,6	-60,997	0	367,5399	960	38,28541
лэп	1	33	0	0	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-89,452	-27,1047	0	224,294	1000	22,4294
лэп	1	34	0	0	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-89,452	-27,1047	0	224,294	1000	22,4294
лэп	33	6	0	0	0 1 - Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-3,15006	-1,42575	0	8,643623	690	1,252699
лэп	34	6	0	0	0 2 - Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-3,15006	-1,42575	0	8,643623	690	1,252699
лэп	33	7	0	0	0 1 - Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-86,2507	-25,991	0	216,8036	1000	21,68036
лэп	34	7	0	0	0 2 - Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-86,2507	-25,991	0	216,8036	1000	21,68036
лэп	7	8	0	0	Светлая - Ключевая	10,78	48,17	-297	0	0	0	0	-122,314	-49,5485	0	332,5645	1000	33,25645
лэп	8	9	0	0	Ключевая - Сулус/т	4,99	19,84	-123,7	0	0	0	0	-40,4978	-20,7476	0	125,2023	630	19,87338
лэп	8	10	0	0	Ключевая - Магдагачи	5,24	23,43	-144,5	0	0	0	0	-38,3857	-14,5048	0	113,504	1000	11,3504
лэп	9	10	0	0	Сулус/т - Магдагачи	3,81	13,02	-81,9	0	0	0	0	-7,28017	7,99636	0	28,24078	630	4,482664
лэп	10	11	0	0	Магдагачи - Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1	0	0	0	0	-153,902	-55,82	0	431,0715	630	68,42405
лэп	10	35	0	0	Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5	0	0	0	0	0	0	0	0	690	0
лэп	11	36	0	0	Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2	0	0	0	0	-122,784	-38,5308	0	348,8263	630	55,36925
лэп	12	35	0	0	Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	0	0	0	0	630	0
лэп	12	36	0	0	Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	29,3886	18,49924	0	95,4851	630	15,15637
лэп	14	36	0	0	Сковородино - 4	3	14	-90	0	0	0	0	91,43942	20,12305	0	260,4376	630	41,3393
лэп	13	35	0	0	Ульручи/т - 3	3	8	-52	0	0	0	0	0	0	0	0	630	0
лэп	14	13	0	0	Сковородино - Ульручи/т	0,38	1,63	-10	0	0	0	0	-28,1941	-19,7133	0	96,38572	630	15,29932
лэп	14	15	0	0	Сковородино - Сковородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-7,29671	-4,90088	0	25,42321	630	4,03543
лэп	14	15	0	0	Сковородино - Сковородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-7,29671	-4,90088	0	25,42321	630	4,03543
лэп	14	16	0	0	Сковородино - БАМ/т	2,53	11,1	-68,4	0	0	0	0	-69,0146	-19,1024	0	201,4565	630	31,97722
лэп	14	17	0	0	Сковородино - Уруша/т	7,26	32,43	-199,9	0	0	0	0	-67,9009	-19,1804	0	203,4296	630	32,29041
лэп	16	18	0	0	БАМ/т - Б. Омутная/т	10,06	44,96	-277,2	0	0	0	0	-45,6187	-1,58903	0	132,5918	630	21,04632
лэп	17	19	0	0	Уруша/т - Ерофей Павлович/т	6,2	27,72	-170,9	0	0	0	0	-30,4507	13,82381	0	95,70008	630	15,19049
лэп	18	19	0	0	Б. Омутная/т - Ерофей Павлович/т	2,32	10,35	-63,8	0	0	0	0	-23,2234	11,76016	0	74,39688	630	11,80903
лэп	19	20	0	0	Ерофей Павлович/т - Аячи/т	2,54	11,35	-70	0	0	0	0	-24,9472	12,81343	0	80,04519	630	12,70559
лэп	19	21	0	0	Ерофей Павлович/т - Чичатка	5,26	22,67	-144,2	0	0	0	0	-20,4373	12,05582	0	67,72317	630	10,74971
лэп	20	22	0	0	Аячи/т - Амазар	6,25	26,93	-171,3	0	0	0	0	-14,9087	17,9518	0	66,49292	710	9,3652
лэп	22	24	0	0	Амазар - Могоча	8,36	36,02	-229,1	0	0	0	0	-4,95321	6,653396	0	23,46477	630	3,724567
лэп	21	23	0	0	Чичатка - Семхозерный	8,55	36,82	-234,2	0	0	0	0	-10,4809	14,6166	0	51,26631	710	7,212157
лэп	23	24	0	0	Семхозерный - Могоча	4,41	19	-120,8	0	0	0	0	-0,54794	3,507367	0	10,03978	710	1,414054
лэп	5	14	0	0	Тында - Сковородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	-73,1159	-18,7609	0	213,9928	630	33,96711
лэп	5	14	0	0	Тында - Сковородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	-73,1159	-18,7609	0	213,9928	630	33,96711
лэп	2	3	0	0	Призейская - Тутаул	9,29	41,53	-256,1	0	0	0	0	-22,5837	3,948262	0	61,53324	630	9,767181
лэп	3	4	0	0	Тутаул - Дипкун	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-21,1913	11,7397	0	61,17217	630	9,709868
лэп	4	5	0	0	Дипкун - Тында	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-18,6675	-7,15932	0	83,26586	630	13,2168
лэп	5	31	0	0	Тында - ПП Нагорный	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	213,6705	-14,7972	0	561,7251	600	93,62085
лэп	5	32	0	0	Тында - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	0	0	0	0	630	0
лэп	31	32	0	0	ПП Нагорный - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	214,9305	-12,1239	0	562,6096	630	89,30312
лэп	5	25	0	0	Тында - Хорогочи	7,15	31,94	-196,9	0	0	0	0	-24,5441	15,35311	0	75,90405	630	12,04826
лэп	25	26	0	0	Хорогочи - Лопча	8,36	37,37	-230,4	0	0	0	0	-20,2382	10,24079	0	59,26045	630	9,40642
лэп	26	27	0	0	Лопча - Юктали	14,02	62,66	-386,3	0	0	0	0	-22,0442	-1,48438	0	77,58278	630	12,31473
лэп	27	39	0	0	Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6	0	0	0	0	-18,0702	-17,6069	0	89,03149	630	14,13198
лэп	28	39	0	0	Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1	0	0	0	0	0,099777	0,099956	0	0,384559	630	0,061041
лэп	29	39	0	0	Хани - 7	4,69	20,96	-129,2	0	0	0	0	17,68878	32,44307	0	102,2441	630	16,22923
лэп	29	30	0	0	Хани - Чара	12,55	54,07	-343,9	0	0	0	0	-16,2185	-27,7477	0	125,4264	630	19,90895
лэп	5	26	0	0	Тында - Лопча	11,68	67,2	-432,16	0	0	0	0	-23,4762	16,81561	0	75,71206	1000	7,571206
лэп	26	29	0	0	Лопча - Хани	20,48	117,836	-757,798	0	0	0	0	-19,6363	-1,60021	0	109,8745	1000	10,98745
лэп	29	30	0	0	Хани - Чара	11,95	53,39	-329,24	0	0	0	0	-16,1726	-28,7081	0	126,258	630	20,04095

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 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	Delta
База	1	Зейская ГЭС	220	0	1	0	0	482,6021	370,8335	241	0	0	0	241	0
Нагр	2	Призейская	220	0	1	33,5	38,7	0	0	0	0	0	0	215,4099	-3,00157
Нагр	3	Тугаул	220	0	1	1,3	0,3	0	-20	0	0	0	0	207,6476	-3,33401
Нагр	4	Дипкун	220	0	1	2,4	0,96	0	0	0	0	0	0	197,7602	-3,89989
Ген+	5	Тында	220	0	1	137,9	5,7	0	0	237	-100	0	0	183,4563	-4,00181
Нагр	6	Энергия	220	0	1	6,3	3,5	0	0	0	0	0	0	240,3657	-0,15584
Нагр	7	Светлая	220	0	1	50	3,7	0	0	0	0	0	0	239,1803	-0,44586
Нагр	8	Ключевая	220	0	1	40	15	0	0	0	0	0	0	203,4239	-8,80941
Нагр	9	Сулус/т	220	0	1	33	34	0	0	0	0	0	0	197,3365	-10,2045
Нагр	10	Магдагачи	220	0	1	19,4	20,2	0	0	0	0	0	0	195,8076	-10,6617
Нагр	11	Гонжа/т	220	0	1	29,2	13,3	0	0	0	0	0	0	190,7141	-12,1777
Нагр	12	Талдан/т	220	0	1	29,4	18,5	0	0	0	0	0	0	187,1471	-13,0665
Нагр	13	Ульручьи/т	220	0	1	28,2	20,1	0	0	0	0	0	0	182,3146	-14,187
Нагр	14	Сковородино	220	0	1	204,2	10,5	0	0	0	0	0	0	181,6241	-14,411
Нагр	15	Сковородино/т	220	0	1	14,6	11	0	0	0	0	0	0	181,54	-14,4333
Нагр	16	БАМ/т	220	0	1	23,1	19,1	0	0	0	0	0	0	178,9786	-15,5456
Нагр	17	Уруша/т	220	0	1	36,6	37,5	0	0	0	0	0	0	173,6652	-17,7118
Нагр	18	Б. Омутная/т	220	0	1	21,9	22,6	0	0	0	0	0	0	173,2916	-18,7778
Нагр	19	Ерофей Павлович/т	220	0	1	8,1	8	0	0	0	0	0	0	173,3287	-19,2162
Нагр	20	Аячи/т	220	0	1	10	7,8	0	0	0	0	0	0	173,4203	-19,7337
Нагр	21	Чичатка	220	0	1	9,9	8,2	0	0	0	0	0	0	173,3789	-20,0595
Нагр	22	Амазар	220	0	1	9,9	5,5	0	10	0	0	0	0	174,5889	-20,5388
Нагр	23	Семиезерный	220	0	1	9,9	8,4	0	10	0	0	0	0	174,4411	-20,8286
Нагр	24	Могоча	220	0	1	5,5	4,4	0	0	0	0	0	0	174,4823	-20,8509
Нагр	25	Хорогочи	220	0	1	4,2	4	0	0	0	0	0	0	182,3761	-5,12429
Нагр	26	Лопча	220	0	1	1,8	1	0	0	0	0	0	0	180,6583	-6,13716
Нагр	27	Юктали	220	0	1	3,8	1,6	0	0	0	0	0	0	174,0088	-7,69758
Нагр	28	Олекма	220	0	1	0,1	0,1	0	0	0	0	0	0	168,6532	-8,29619
Нагр	29	Хани	220	0	1	4,6	1,6	0	-9,1	0	0	0	0	164,9715	-8,59241
Нагр	30	Чара	220	0	1	31,6	30,7	0	-50	0	0	0	0	154,6924	-9,15684
Нагр	31	ПП Нагорный	220	0	1	0,3	0,4	0	0	0	0	0	0	183,9247	-1,91484
Ген	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	770	261,07	242	-200	200	0	242	38,02719
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	240,375	-0,15347
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	240,375	-0,15347
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	187,6199	-12,9394
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	186,9119	-13,1213
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,72962
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,72962
Нагр	39		7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	168,6533	-8,29617

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 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	I_max	Идоп_рас	I_загр.
лэп	1	2	0	0	Зейская ГЭС - Призейская	17,65	78,85	-486,2	0	0	0	0	-49,6952	-53,8745	0	226,0076	630	35,87421
лэп	1	10	0	0	Зейская ГЭС - Магдагачи	9,74	53,99	-355,5	0	0	0	0	-194,491	-171,407	0	648,6663	960	67,56941
лэп	1	33	0	0	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-119,208	-72,7759	0	335,2656	1000	33,52656
лэп	1	34	0	0	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-119,208	-72,7759	0	335,2656	1000	33,52656
лэп	33	6	0	0	0 1 - Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-3,15005	-1,42663	0	8,655392	690	1,254405
лэп	34	6	0	0	0 2 - Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-3,15005	-1,42663	0	8,655392	690	1,254405
лэп	33	7	0	0	0 1 - Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-115,936	-71,3818	0	328,3265	1000	32,83265
лэп	34	7	0	0	0 2 - Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-115,936	-71,3818	0	328,3265	1000	32,83265
лэп	7	8	0	0	Светлая - Ключевая	10,78	48,17	-297	0	0	0	0	-180,038	-139,499	0	571,7637	1000	57,17637
лэп	8	9	0	0	Ключевая - Сулус/т	4,99	19,84	-123,7	0	0	0	0	-61,2354	-45,0541	0	224,4116	630	35,62089
лэп	8	10	0	0	Ключевая - Магдагачи	5,24	23,43	-144,5	0	0	0	0	-66,606	-49,1283	0	244,9445	1000	24,9445
лэп	9	10	0	0	Сулус/т - Магдагачи	3,81	13,02	-81,9	0	0	0	0	-28,0859	-13,4534	0	95,46415	630	15,15304
лэп	10	11	0	0	Магдагачи - Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1	0	0	0	0	-74,9774	-46,9283	0	266,4733	630	42,29735
лэп	10	35	0	0	Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5	0	0	0	0	-176,488	-124,428	0	640,6142	690	92,84264
лэп	11	36	0	0	Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2	0	0	0	0	-45,6968	-34,1533	0	178,9094	630	28,39832
лэп	12	35	0	0	Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	50,11836	37,14213	0	192,4458	630	30,54695
лэп	12	36	0	0	Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	-22,1866	-18,8063	0	90,52709	630	14,36938
лэп	14	36	0	0	Сковородино - 4	3	14	-90	0	0	0	0	66,10743	55,30365	0	273,9818	630	43,48918
лэп	13	35	0	0	Ульручы/т - 3	3	8	-52	0	0	0	0	121,0381	75,36662	0	451,5339	630	71,67205
лэп	14	13	0	0	Сковородино - Ульручы/т	0,38	1,63	-10	0	0	0	0	92,28416	55,42644	0	342,1989	630	54,31728
лэп	14	15	0	0	Сковородино - Сковородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-6,83688	-4,96234	0	27,74184	630	4,403467
лэп	14	15	0	0	Сковородино - Сковородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-6,83688	-4,96234	0	27,74184	630	4,403467
лэп	14	16	0	0	Сковородино - БАМ/т	2,53	11,1	-68,4	0	0	0	0	-64,6292	-28,0023	0	226,7605	630	35,99374
лэп	14	17	0	0	Сковородино - Уруша/т	7,26	32,43	-199,9	0	0	0	0	-63,175	-28,7476	0	229,3747	630	36,40868
лэп	16	18	0	0	БАМ/т - Б. Омутная/т	10,06	44,96	-277,2	0	0	0	0	-42,0995	-9,8769	0	147,7652	630	23,45479
лэп	17	19	0	0	Уруша/т - Ерофей Павлович/т	6,2	27,72	-170,9	0	0	0	0	-27,6802	6,285659	0	94,3658	630	14,9787
лэп	18	19	0	0	Б. Омутная/т - Ерофей Павлович/т	2,32	10,35	-63,8	0	0	0	0	-21,0273	6,20787	0	73,04523	630	11,59448
лэп	19	20	0	0	Ерофей Павлович/т - Аячи/т	2,54	11,35	-70	0	0	0	0	-22,5042	7,377813	0	78,8862	630	12,52162
лэп	19	21	0	0	Ерофей Павлович/т - Чичатка	5,26	22,67	-144,2	0	0	0	0	-18,4613	6,689805	0	65,40664	630	10,38201
лэп	20	22	0	0	Аячи/т - Амазар	6,25	26,93	-171,3	0	0	0	0	-13,3573	13,09058	0	62,26406	710	8,769586
лэп	22	24	0	0	Амазар - Могоча	8,36	36,02	-229,1	0	0	0	0	-4,48698	4,00394	0	19,88676	630	3,56628
лэп	21	23	0	0	Чичатка - Семхозерный	8,55	36,82	-234,2	0	0	0	0	-9,37526	10,625	0	47,18564	710	6,645865
лэп	23	24	0	0	Семхозерный - Могоча	4,41	19	-120,8	0	0	0	0	-0,50714	2,333666	0	7,904046	710	1,113246
лэп	5	14	0	0	Тында - Сковородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	-88,9259	13,52491	0	283,0745	630	44,93246
лэп	5	14	0	0	Тында - Сковородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	-88,9259	13,52491	0	283,0745	630	44,93246
лэп	2	3	0	0	Призейская - Тутаул	9,29	41,53	-256,1	0	0	0	0	-14,5324	-31,0874	0	121,0077	630	19,20757
лэп	3	4	0	0	Тутаул - Дипкун	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-13,0084	-21,1031	0	110,4036	630	17,52438
лэп	4	5	0	0	Дипкун - Тында	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-10,4853	-34,6618	0	147,3839	630	23,39428
лэп	5	31	0	0	Тында - ПП Нагорный	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	331,5769	-71,4888	0	1067,906	600	177,9843
лэп	5	32	0	0	Тында - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	0	0	0	0	630	0
лэп	31	32	0	0	ПП Нагорный - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	353,1885	-67,1252	0	1128,525	630	179,1309
лэп	5	25	0	0	Тында - Хорогочи	7,15	31,94	-196,9	0	0	0	0	-20,9069	1,588297	0	67,46708	630	10,70906
лэп	25	26	0	0	Хорогочи - Лопча	8,36	37,37	-230,4	0	0	0	0	-16,6578	-0,96319	0	59,14361	630	9,387875
лэп	26	27	0	0	Лопча - Юктали	14,02	62,66	-386,3	0	0	0	0	-17,135	-9,2197	0	87,76786	630	13,93141
лэп	27	39	0	0	Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6	0	0	0	0	-13,3562	-18,9834	0	96,16014	630	15,26351
лэп	28	39	0	0	Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1	0	0	0	0	0,069549	0,087397	0	0,382358	630	0,060692
лэп	29	39	0	0	Хани - 7	4,69	20,96	-129,2	0	0	0	0	12,7073	27,87603	0	107,2158	630	17,01839
лэп	29	30	0	0	Хани - Чара	12,55	54,07	-343,9	0	0	0	0	-11,3241	-24,0769	0	122,5304	630	19,44926
лэп	5	26	0	0	Тында - Лопча	11,68	67,2	-432,16	0	0	0	0	-19,1843	2,625732	0	70,17245	1000	7,017245
лэп	26	29	0	0	Лопча - Хани	20,48	117,836	-757,798	0	0	0	0	-14,6138	-9,376	0	114,7947	1000	11,47947
лэп	29	30	0	0	Хани - Чара	11,95	53,39	-329,24	0	0	0	0	-11,2589	-24,7845	0	123,5239	630	19,60697

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
База	1	ЗГЭС	220	0	1	0	0	413,8626	72,73995	248	0	0	0	248	0
Нагр	2	Призейская	220	0	1	33,5	38,7	0	0	0	0	0	0	245,871	-3,04679
Нагр	3	Тутаул	220	0	1	1,3	0,3	0	0	0	0	0	0	248,9553	-3,48374
Нагр	4	Дипкун	220	0	1	2,4	0,96	0	0	0	0	0	0	248,7255	-3,80764
Ген+	5	Тында	220	0	1	137,9	5,7	0	0	244	-100	0	0	242,7259	-3,68327
Нагр	6	Энергия	220	0	1	6,3	3,5	0	0	0	0	0	0	247,722	-0,1413
Нагр	7	Светлая	220	0	1	50	3,7	0	0	0	0	0	0	247,2272	-0,40241
Нагр	8	Ключевая	220	0	1	40	15	0	0	0	0	0	0	233,3493	-7,11872
Нагр	9	Сулус/т	220	0	1	33	34	0	0	0	0	0	0	230,8228	-8,11471
Нагр	10	Магдагачи	220	0	1	19,4	20,2	0	0	0	0	0	0	231,226	-8,42046
Нагр	11	Гонжа/т	220	0	1	29,2	13,3	0	0	0	0	0	0	229,5814	-9,47785
Нагр	12	Талдан/т	220	0	1	29,4	18,5	0	0	0	0	0	0	228,9764	-10,0558
Нагр	13	Ульручы/т	220	0	1	28,2	20,1	0	0	0	0	0	0	227,9736	-10,822
Нагр	14	Сковородино	220	0	1	204,2	10,5	0	0	0	0	0	0	228,0085	-10,9545
Нагр	15	Сковородино/т	220	0	1	14,6	11	0	0	0	0	0	0	227,941	-10,9699
Нагр	16	БАМ/т	220	0	1	23,1	19,1	0	0	0	0	0	0	226,6902	-11,7687
Нагр	17	Уруша/т	220	0	1	36,6	37,5	0	0	0	0	0	0	223,9541	-13,3009
Нагр	18	Б. Омутная/т	220	0	1	21,9	22,6	0	0	0	0	0	0	224,733	-14,0651
Нагр	19	Ерофей Павлович/т	220	0	1	8,1	8	0	0	0	0	0	0	225,1972	-14,3772
Нагр	20	Аячи/т	220	0	1	10	7,8	0	0	0	0	0	0	225,7218	-14,7422
Нагр	21	Чичатка	220	0	1	9,9	8,2	0	0	0	0	0	0	226,0692	-14,9777
Нагр	22	Амазар	220	0	1	9,9	5,5	0	10	0	0	0	0	227,4383	-15,3145
Нагр	23	Семиозерный	220	0	1	9,9	8,4	0	10	0	0	0	0	227,6504	-15,5228
Нагр	24	Могоча	220	0	1	5,5	4,4	0	0	0	0	0	0	227,7621	-15,5415
Нагр	25	Хорогочи	220	0	1	4,2	4	0	0	0	0	0	0	245,0216	-3,62
Нагр	26	Лопча	220	0	1	1,8	1	0	0	0	0	0	0	248,3254	-4,85198
Нагр	27	Юктали	220	0	1	3,8	1,6	0	0	0	0	0	0	248,2703	-6,15495
Нагр	28	Олекма	220	0	1	0,1	0,1	0	0	0	0	0	0	245,852	-6,66233
Нагр	29	Хани	220	0	1	4,6	1,6	0	-9,1	0	0	0	0	243,5683	-6,90689
Нагр	30	Чара	220	0	1	31,6	30,7	0	-50	0	0	0	0	235,6711	-7,37524
Нагр	31	ПП Нагорный	220	0	1	0,3	0,4	0	0	0	0	0	0	242,8619	-3,36758
Ген	32	НГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	770	-64,3792	242	-200	200	0	242	3,849211
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	247,731	-0,13907
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	247,731	-0,13907
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	229,1937	-9,96244
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	228,9556	-10,0975
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,72962
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,72962
Нагр	39		7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	245,8521	-6,66231
Нагр	40	ПП Магистральный	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	242,5761	-2,82644

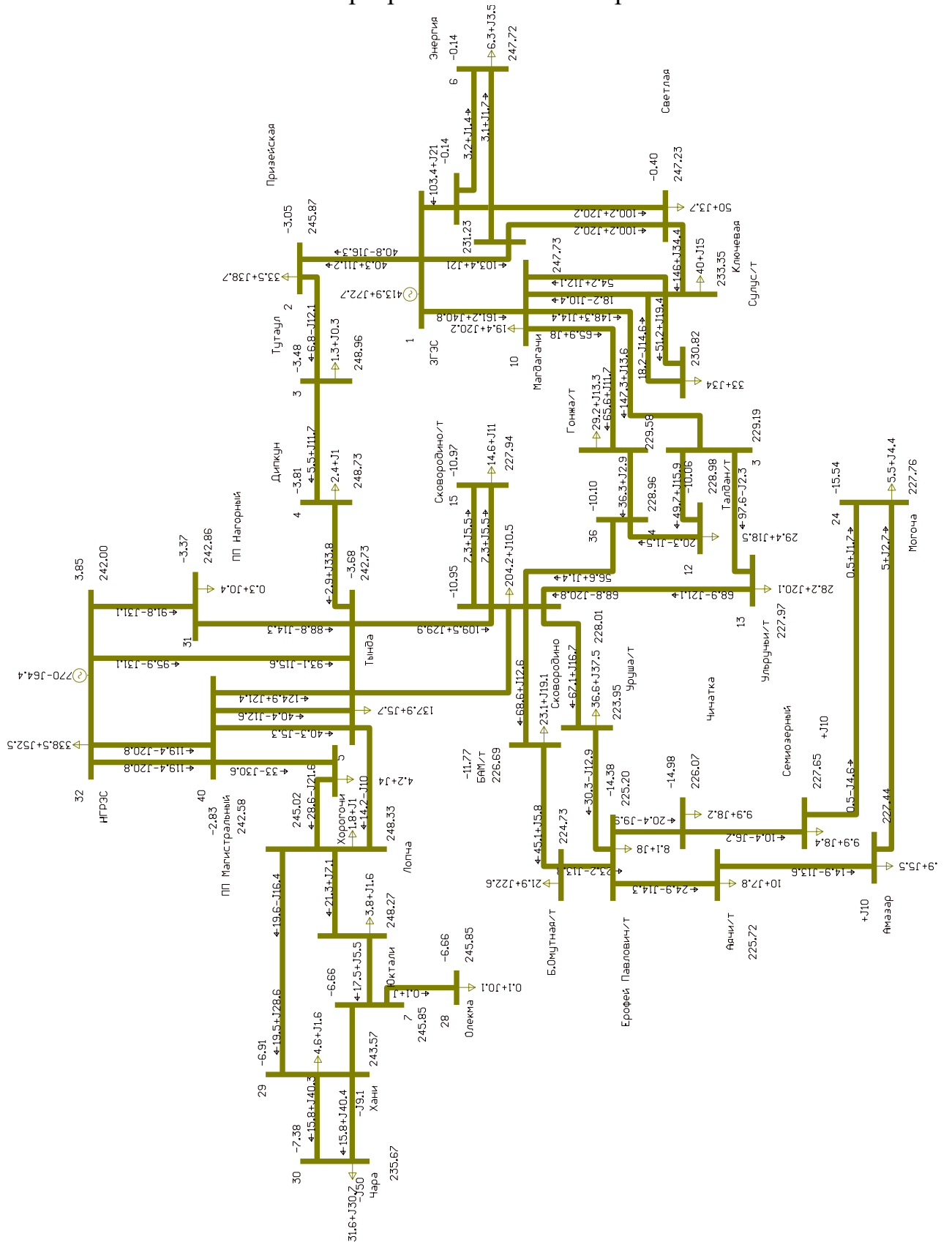
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

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	I_max	Идоп_расч	Iзагр.
лэп	1	2	0	0	ЗЭС - Призейская	17,65	78,85	-486,2	0	0	0	0	-40,802	16,29574	0	102,2836	630	16,23549
лэп	1	10	0	0	ЗЭС - Магдагачи	9,74	53,99	-355,5	0	0	0	0	-166,094	-47,6036	0	415,1598	960	43,24581
лэп	1	33	0	0	ЗЭС - 1	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-103,483	-20,716	0	245,9551	1000	24,59551
лэп	1	34	0	0	ЗЭС - 2	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-103,483	-20,716	0	245,9551	1000	24,59551
лэп	33	6	0	0	1 - Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-3,15005	-1,40652	0	8,398384	690	1,217157
лэп	34	6	0	0	2 - Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-3,15005	-1,40652	0	8,398384	690	1,217157
лэп	33	7	0	0	1 - Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-100,272	-19,6071	0	238,6185	1000	23,86185
лэп	34	7	0	0	2 - Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-100,272	-19,6071	0	238,6185	1000	23,86185
лэп	7	8	0	0	Светлая - Ключевая	10,78	48,17	-297	0	0	0	0	-150,319	-36,7291	0	371,0527	1000	37,10527
лэп	8	9	0	0	Ключевая - Сулус/т	4,99	19,84	-123,7	0	0	0	0	-51,509	-13,8023	0	137,0332	630	21,75129
лэп	8	10	0	0	Ключевая - Магдагачи	5,24	23,43	-144,5	0	0	0	0	-54,455	-5,62804	0	138,5737	1000	13,85737
лэп	9	10	0	0	Сулус/т - Магдагачи	3,81	13,02	-81,9	0	0	0	0	-18,239	14,60868	0	58,45023	630	9,277815
лэп	10	11	0	0	Магдагачи - Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1	0	0	0	0	-65,8804	-7,9651	0	167,5703	630	26,59846
лэп	10	35	0	0	Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5	0	0	0	0	-148,267	-14,4031	0	372,7365	690	54,01978
лэп	11	36	0	0	Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2	0	0	0	0	-36,3934	1,569968	0	91,8391	630	14,57763
лэп	12	35	0	0	Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	49,68309	16,40481	0	131,9252	630	20,94051
лэп	12	36	0	0	Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	-20,2826	2,094966	0	51,41342	630	8,160861
лэп	14	36	0	0	Сковородино - 4	3	14	-90	0	0	0	0	56,3966	5,261811	0	143,4245	630	22,76579
лэп	13	35	0	0	Ульручы/т - 3	3	8	-52	0	0	0	0	97,0905	-1,02362	0	246,0149	630	39,04998
лэп	14	13	0	0	Сковородино - Ульручы/т	0,38	1,63	-10	0	0	0	0	68,84941	-20,7646	0	182,4758	630	28,96441
лэп	14	15	0	0	Сковородино - Сковородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-7,30073	-4,77586	0	23,15058	630	3,674695
лэп	14	15	0	0	Сковородино - Сковородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-7,30073	-4,77586	0	23,15058	630	3,674695
лэп	14	16	0	0	Сковородино - БАМ/т	2,53	11,1	-68,4	0	0	0	0	-68,8716	-10,0746	0	177,7078	630	28,20759
лэп	14	17	0	0	Сковородино - Уруша/т	7,26	32,43	-199,9	0	0	0	0	-67,7469	-9,46352	0	178,1844	630	28,28324
лэп	16	18	0	0	БАМ/т - Б.Омутная/т	10,06	44,96	-277,2	0	0	0	0	-45,534	6,532583	0	117,1565	630	18,59627
лэп	17	19	0	0	Уруша/т - Ерофей Павлович/т	6,2	27,72	-170,9	0	0	0	0	-30,4761	20,82421	0	95,15668	630	15,10423
лэп	18	19	0	0	Б.Омутная/т - Ерофей Павлович/т	2,32	10,35	-63,8	0	0	0	0	-23,228	16,82432	0	73,68288	630	11,69569
лэп	19	20	0	0	Ерофей Павлович/т - Аячи/т	2,54	11,35	-70	0	0	0	0	-24,9666	17,68152	0	78,43449	630	12,44992
лэп	19	21	0	0	Ерофей Павлович/т - Чинатка	5,26	22,67	-144,2	0	0	0	0	-20,4533	16,94124	0	68,089	630	10,80778
лэп	20	22	0	0	Аячи/т - Амазар	6,25	26,93	-171,3	0	0	0	0	-14,9228	22,11938	0	68,24838	710	9,612448
лэп	22	24	0	0	Амазар - Могоча	8,36	36,02	-229,1	0	0	0	0	-4,95687	9,109315	0	26,32577	630	4,178694
лэп	21	23	0	0	Чинатка - Семхозерный	8,55	36,82	-234,2	0	0	0	0	-10,4917	18,06582	0	53,35374	710	7,514611
лэп	23	24	0	0	Семхозерный - Могоча	4,41	19	-120,8	0	0	0	0	-0,5489	4,596938	0	11,74124	710	1,653695
лэп	40	14	0	0	ПП Магистральный - Сковородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	-124,922	-21,3784	0	312,1894	630	49,55388
лэп	5	14	0	0	Тында - Сковородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	-113,031	-22,943	0	287,3841	630	45,61653
лэп	2	3	0	0	Призейская - Тутаул	9,29	41,53	-256,1	0	0	0	0	-6,82382	27,48449	0	66,49802	630	10,55524
лэп	3	4	0	0	Тутаул - Дипкун	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-5,45705	12,40687	0	31,43288	630	4,989346
лэп	4	5	0	0	Дипкун - Тында	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-3,05022	-10,7892	0	80,77458	630	12,82136
лэп	5	31	0	0	Тында - ПП Нагорный	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	88,75021	-14,2957	0	214,303	600	35,71717
лэп	5	32	0	0	Тында - НГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	93,06507	-15,6429	0	240,4416	630	38,16534
лэп	31	32	0	0	ПП Нагорный - НГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	89,18072	-14,6525	0	231,1623	630	36,69243
лэп	25	26	0	0	Хорогочи - Лолча	8,36	37,37	-230,4	0	0	0	0	-28,8036	34,64506	0	106,1636	630	16,85136
лэп	26	27	0	0	Лолча - Юктали	14,02	62,66	-386,3	0	0	0	0	-21,4073	16,22805	0	62,45586	630	9,913628
лэп	27	39	0	0	Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6	0	0	0	0	-17,5003	-5,50405	0	60,66793	630	9,629831
лэп	28	39	0	0	Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1	0	0	0	0	0,099997	0,099999	0	0,332102	630	0,052715
лэп	29	39	0	0	Хани - 7	4,69	20,96	-129,2	0	0	0	0	17,26352	26,48259	0	74,93399	630	11,89428
лэп	29	30	0	0	Хани - Чара	12,55	54,07	-343,9	0	0	0	0	-16,0771	-21,6773	0	105,975	630	16,82142
лэп	5	26	0	0	Тында - Лолча	11,68	67,2	-432,16	0	0	0	0	-14,3775	35,268	0	90,59171	1000	9,059171
лэп	26	29	0	0	Лолча - Хани	20,48	117,836	-757,798	0	0	0	0	-19,6125	16,41862	0	82,00458	1000	8,200458
лэп	29	30	0	0	Хани - Чара	11,95	53,39	-329,24	0	0	0	0	-16,056	-22,7035	0	106,3379	630	16,87903
лэп	32	40	0	0	НГРЭС - ПП Магистральный	9,75	54,6	-351	0	0	0	0	-121,943	27,31745	0	298,1343	1000	29,81343
лэп	32	40	0	0	НГРЭС - ПП Магистральный	9,75	54,6	-351	0	0	0	0	-121,943	27,31745	0	298,1343	1000	29,81343
лэп	5	40	0	0	Тында - ПП Магистральный	3,75	21	-135	0	0	0	0	40,27774	-5,26095	0	100,6931	1000	10,06931
лэп	5	40	0	0	Тында - ПП Магистральный	3,75	21	-135	0	0	0	0	40,27774	-5,26095	0	100,6931	1000	10,06931
лэп	40	25	0	0	ПП Магистральный - Хорогочи	3,75	21	-135	0	0	0	0	-33,1459	37,86773	0	119,7777	690	17,35908

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

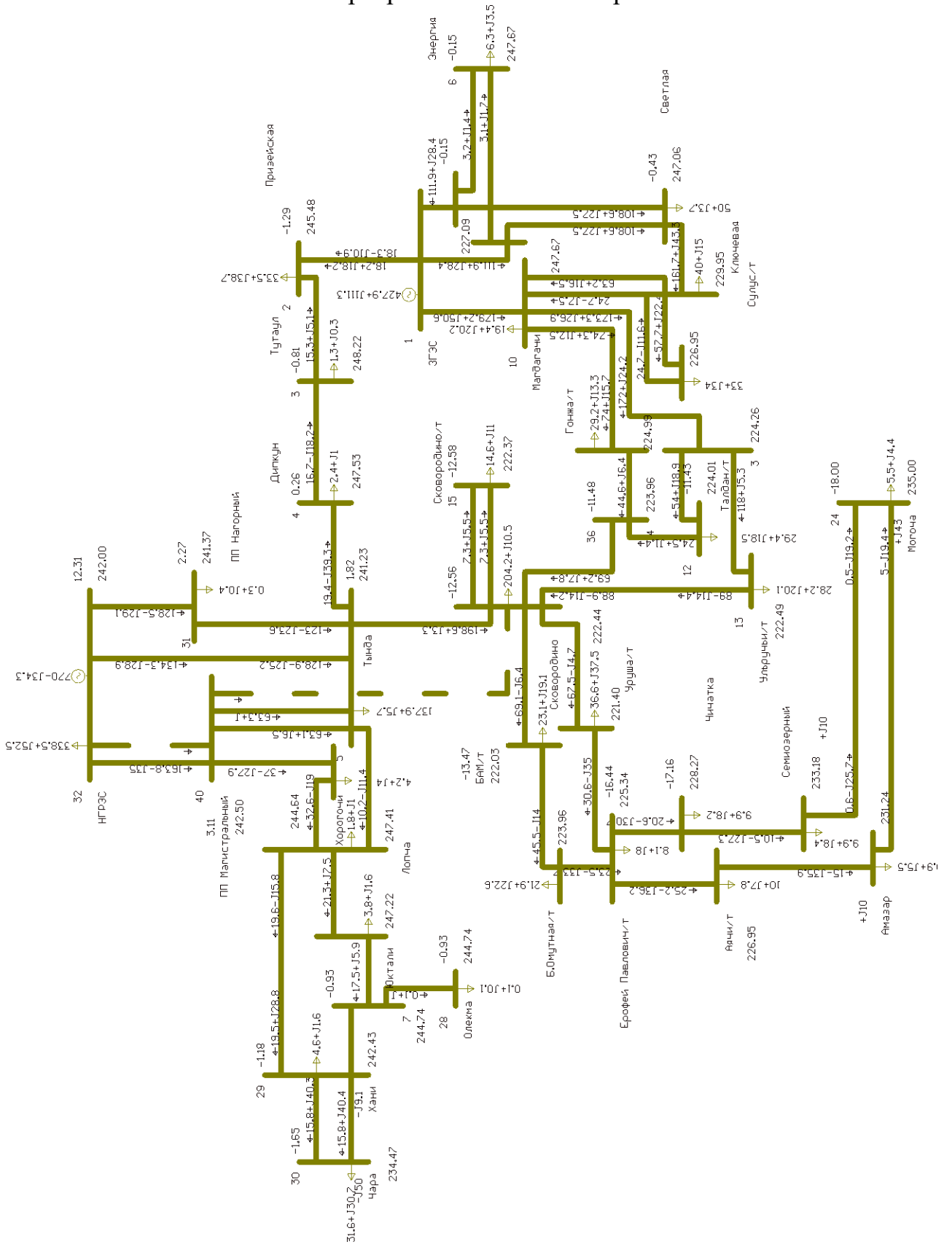
Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta
База	1	ЗГЭС	220	0	1	0	0	427,8989	111,3077	248	0	0	0	248	0
Нагр	2	Призейская	220	0	1	33,5	38,7	0	0	0	0	0	0	245,477	-1,29389
Нагр	3	Тутаул	220	0	1	1,3	0,3	0	0	0	0	0	0	248,2221	-0,80921
Нагр	4	Дипкун	220	0	1	2,4	0,96	0	0	0	0	0	0	247,5326	0,260366
Ген+	5	Тында	220	0	1	137,9	5,7	0	0	244	-100	0	0	241,2327	1,819537
Нагр	6	Энергия	220	0	1	6,3	3,5	0	0	0	0	0	0	247,665	-0,15097
Нагр	7	Светлая	220	0	1	50	3,7	0	0	0	0	0	0	247,06	-0,43117
Нагр	8	Ключевая	220	0	1	40	15	0	0	0	0	0	0	229,9498	-7,92313
Нагр	9	Сулус/т	220	0	1	33	34	0	0	0	0	0	0	226,9521	-9,07559
Нагр	10	Магдагачи	220	0	1	19,4	20,2	0	0	0	0	0	0	227,0854	-9,47385
Нагр	11	Гонжа/т	220	0	1	29,2	13,3	0	0	0	0	0	0	224,9913	-10,7015
Нагр	12	Талдан/т	220	0	1	29,4	18,5	0	0	0	0	0	0	224,0097	-11,4301
Нагр	13	Ульручьи/т	220	0	1	28,2	20,1	0	0	0	0	0	0	222,4882	-12,3862
Нагр	14	Сковородино	220	0	1	204,2	10,5	0	0	0	0	0	0	222,4412	-12,5603
Нагр	15	Сковородино/т	220	0	1	14,6	11	0	0	0	0	0	0	222,3718	-12,5764
Нагр	16	БАМ/т	220	0	1	23,1	19,1	0	0	0	0	0	0	222,0312	-13,4738
Нагр	17	Уруша/т	220	0	1	36,6	37,5	0	0	0	0	0	0	221,3957	-15,1889
Нагр	18	Б. Омутная/т	220	0	1	21,9	22,6	0	0	0	0	0	0	223,963	-16,0739
Нагр	19	Ерофей Павлович/т	220	0	1	8,1	8	0	0	0	0	0	0	225,3396	-16,4432
Нагр	20	Аячи/т	220	0	1	10	7,8	0	0	0	0	0	0	226,9496	-16,8714
Нагр	21	Чичатка	220	0	1	9,9	8,2	0	0	0	0	0	0	228,272	-17,1642
Нагр	22	Амазар	220	0	1	9,9	5,5	0	10	0	0	0	0	231,2409	-17,5878
Нагр	23	Семиозерный	220	0	1	9,9	8,4	0	10	0	0	0	0	233,1846	-17,8887
Ген	24	Могоча	220	0	1	5,5	4,4	0	43,03823	235	-63	63	0	235	-18,0033
Нагр	25	Хорогочи	220	0	1	4,2	4	0	0	0	0	0	0	244,6443	2,24121
Нагр	26	Лопча	220	0	1	1,8	1	0	0	0	0	0	0	247,4114	0,882252
Нагр	27	Юктали	220	0	1	3,8	1,6	0	0	0	0	0	0	247,2249	-0,42505
Нагр	28	Олекма	220	0	1	0,1	0,1	0	0	0	0	0	0	244,7431	-0,93451
Нагр	29	Хани	220	0	1	4,6	1,6	0	-9,1	0	0	0	0	242,4277	-1,18064
Нагр	30	Чара	220	0	1	31,6	30,7	0	-50	0	0	0	0	234,4679	-1,65245
Нагр	31	ПП Нагорный	220	0	1	0,3	0,4	0	0	0	0	0	0	241,374	2,265909
Ген	32	НГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	770	-34,3482	242	-200	200	0	242	12,31304
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	247,674	-0,14874
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	247,674	-0,14874
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	224,2637	-11,325
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	223,9568	-11,4815
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,72962
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,72962
Нагр	39		7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	244,7432	-0,93449
Нагр	40	ПП Магистральный	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	242,4982	3,107716

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

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	I max	Idоп_расч	I загр.	
лэп	1	2	0	0	ЗГЭС - Призейская	17,65	78,85	-486,2	0	0	0	0	-18,3357	10,9237	0	60,63534	630	9,624657	
лэп	1	10	0	0	ЗГЭС - Магдагачи	9,74	53,99	-355,5	0	0	0	0	-185,551	-65,8906	0	473,322	960	49,30437	
лэп	1	33	0	0	ЗГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-112,006	-28,1704	0	269,1992	1000	26,91992	
лэп	1	34	0	0	ЗГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-112,006	-28,1704	0	269,1992	1000	26,91992	
лэп	33	6	0	0	1 - Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-3,15005	-1,40668	0	8,400316	690	1,217437	
лэп	34	6	0	0	2 - Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-3,15005	-1,40668	0	8,400316	690	1,217437	
лэп	33	7	0	0	1 - Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-108,782	-27,007	0	261,9074	1000	26,19074	
лэп	34	7	0	0	2 - Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-108,782	-27,007	0	261,9074	1000	26,19074	
лэп	7	8	0	0	Светлая - Ключевая	10,78	48,17	-297	0	0	0	0	-167,292	-51,3225	0	440,2907	1000	42,02907	
лэп	8	9	0	0	Ключевая - Сулус/т	4,99	19,84	-123,7	0	0	0	0	-58,102	-17,3923	0	157,5799	630	25,01269	
лэп	8	10	0	0	Ключевая - Магдагачи	5,24	23,43	-144,5	0	0	0	0	-63,6011	-10,8837	0	166,0424	1000	16,60424	
лэп	9	10	0	0	Сулус/т - Магдагачи	3,81	13,02	-81,9	0	0	0	0	-24,7435	11,57823	0	69,49607	630	11,03112	
лэп	10	11	0	0	Магдагачи - Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1	0	0	0	0	-74,34	-12,5156	0	193,982	630	30,7908	
лэп	10	35	0	0	Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5	0	0	0	0	-173,29	-26,8787	0	447,0387	690	64,78822	
лэп	11	36	0	0	Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2	0	0	0	0	-44,7556	-2,35534	0	116,1874	630	18,44244	
лэп	12	35	0	0	Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	53,94515	19,32726	0	147,6893	630	23,44275	
лэп	12	36	0	0	Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	-24,5461	-0,82729	0	63,36587	630	10,05807	
лэп	14	36	0	0	Сковородино - 4	3	14	-90	0	0	0	0	68,85816	10,92091	0	180,9565	630	28,72325	
лэп	13	35	0	0	Ульручы/т - 3	3	8	-52	0	0	0	0	117,1516	5,6642	0	304,36	630	48,31111	
лэп	14	13	0	0	Сковородино - Ульручы/т	0,38	1,63	-10	0	0	0	0	88,88826	-14,2078	0	233,8439	630	37,11808	
лэп	14	15	0	0	Сковородино - Сковородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-7,30049	-4,81114	0	23,72977	630	3,766629	
лэп	14	15	0	0	Сковородино - Сковородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-7,30049	-4,81114	0	23,72977	630	3,766629	
лэп	14	16	0	0	Сковородино - БАМ/т	2,53	11,1	-68,4	0	0	0	0	-69,34	8,715067	0	181,3892	630	28,79194	
лэп	14	17	0	0	Сковородино - Уруша/т	7,26	32,43	-199,9	0	0	0	0	-68,1896	11,44218	0	179,4618	630	28,48601	
лэп	16	18	0	0	БАМ/т - Б.Омутная/т	10,06	44,96	-277,2	0	0	0	0	-45,9913	25,52457	0	136,7749	630	21,71029	
лэп	17	19	0	0	Уруша/т - Ерофей Павлович/т	6,2	27,72	-170,9	0	0	0	0	-30,9022	42,16827	0	136,3322	630	21,64003	
лэп	18	19	0	0	Б.Омутная/т - Ерофей Павлович/т	2,32	10,35	-63,8	0	0	0	0	-23,5877	36,57604	0	112,1953	630	17,80878	
лэп	19	20	0	0	Ерофей Павлович/т - Аячи/т	2,54	11,35	-70	0	0	0	0	-25,2861	39,27317	0	119,6758	630	18,99616	
лэп	19	21	0	0	Ерофей Павлович/т - Чинатка	5,26	22,67	-144,2	0	0	0	0	-20,7167	37,43549	0	109,6221	630	17,40033	
лэп	20	22	0	0	Аячи/т - Амазар	6,25	26,93	-171,3	0	0	0	0	-15,1875	43,94897	0	118,2919	710	16,66084	
лэп	22	24	0	0	Амазар - Могоча	8,36	36,02	-229,1	0	0	0	0	-5,07523	31,39592	0	79,40528	630	12,60401	
лэп	21	23	0	0	Чинатка - Семхозерный	8,55	36,82	-234,2	0	0	0	0	-10,659	38,91809	0	102,0575	710	14,3743	
лэп	23	24	0	0	Семхозерный - Могоча	4,41	19	-120,8	0	0	0	0	-0,56698	25,69037	0	63,6232	710	9,961014	
лэп	40	14	0	0	ПП Магистральный - Сковородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	630	0
лэп	5	14	0	0	Тында - Сковородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	-210,47	-34,28	0	515,4895	630	81,82373	
лэп	2	3	0	0	Призейская - Тутаул	9,29	41,53	-256,1	0	0	0	0	15,26548	20,47489	0	60,06723	630	9,534481	
лэп	3	4	0	0	Тутаул - Дипкун	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	16,62654	5,44179	0	57,66282	630	9,152829	
лэп	4	5	0	0	Дипкун - Тында	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	19,1002	-17,269	0	104,9602	630	16,66603	
лэп	5	31	0	0	Тында - ПП Нагорный	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	123,0483	-23,5527	0	300,3945	600	50,06575	
лэп	5	32	0	0	Тында - НГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	128,9214	-25,2383	0	327,788	630	52,02985	
лэп	31	32	0	0	ПП Нагорный - НГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	123,6051	-23,4297	0	314,4682	630	49,91558	
лэп	25	26	0	0	Хорогочи - Лолча	8,36	37,37	-230,4	0	0	0	0	-32,8197	31,89582	0	108,0045	630	17,14357	
лэп	26	27	0	0	Лолча - Юктали	14,02	62,66	-386,3	0	0	0	0	-21,4201	15,62561	0	61,87161	630	9,028091	
лэп	27	39	0	0	Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6	0	0	0	0	-17,5117	-5,91844	0	61,4576	630	9,755174	
лэп	28	39	0	0	Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1	0	0	0	0	0,1	0,1	0	0,333613	630	0,052954	
лэп	29	39	0	0	Хани - 7	4,69	20,96	-129,2	0	0	0	0	17,28264	26,68501	0	75,71559	630	12,01835	
лэп	29	30	0	0	Хани - Чара	12,55	54,07	-343,9	0	0	0	0	-16,082	-21,8853	0	106,5143	630	16,90703	
лэп	5	26	0	0	Тында - Лолча	11,68	67,2	-432,16	0	0	0	0	-10,3803	36,43962	0	90,68165	1000	9,068165	
лэп	26	29	0	0	Лолча - Хани	20,48	117,836	-757,798	0	0	0	0	-19,6062	15,80712	0	82,79576	1000	8,279576	
лэп	29	30	0	0	Хани - Чара	11,95	53,39	-329,24	0	0	0	0	-16,06	-22,9092	0	106,8911	630	16,96684	
лэп	32	40	0	0	НГРЭС - ПП Магистральный	9,75	54,6	-351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	0
лэп	32	40	0	0	НГРЭС - ПП Магистральный	9,75	54,6	-351	0	0	0	0	-168,64	28,75828	0	408,1408	1000	40,81408	
лэп	5	40	0	0	Тында - ПП Магистральный	3,75	21	-135	0	0	0	0	63,08271	6,495727	0	151,7762	1000	15,17762	
лэп	5	40	0	0	Тында - ПП Магистральный	3,75	21	-135	0	0	0	0	63,08271	6,495727	0	151,7762	1000	15,17762	
лэп	40	25	0	0	ПП Магистральный - Хорогочи	3,75	21	-135	0	0	0	0	-37,1695	35,06641	0	121,6614	690	17,63208	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1



ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

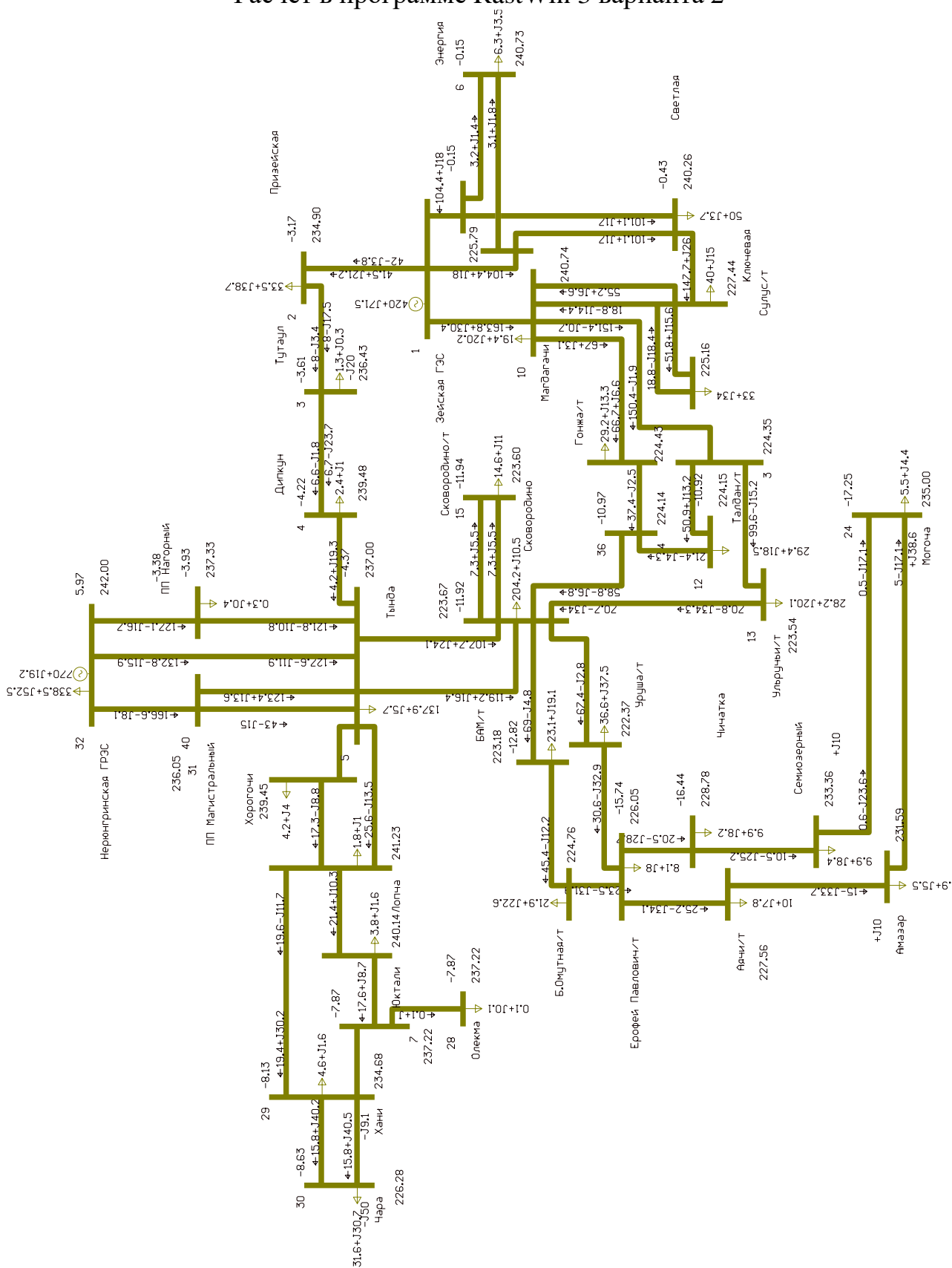
Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta
База	1	Зейская ГЭС	220	0	1	0	0	419,9979	71,49959	241	0	0	0	241	0
Нагр	2	Призейская	220	0	1	33,5	38,7	0	0	0	0	0	0	234,8992	-3,17277
Нагр	3	Тутаул	220	0	1	1,3	0,3	0	-20	0	0	0	0	236,4349	-3,61465
Нагр	4	Дипкун	220	0	1	2,4	0,96	0	0	0	0	0	0	239,4757	-4,22456
Ген	5	Тында	220	0	1	137,9	5,7	0	-18,7291	237	-100	0	0	237	-4,37259
Нагр	6	Энергия	220	0	1	6,3	3,5	0	0	0	0	0	0	240,7315	-0,15212
Нагр	7	Светлая	220	0	1	50	3,7	0	0	0	0	0	0	240,2579	-0,43352
Нагр	8	Ключевая	220	0	1	40	15	0	0	0	0	0	0	227,4449	-7,70391
Нагр	9	Сулус/т	220	0	1	33	34	0	0	0	0	0	0	225,1566	-8,78471
Нагр	10	Магдагачи	220	0	1	19,4	20,2	0	0	0	0	0	0	225,7854	-9,131
Нагр	11	Гонжа/т	220	0	1	29,2	13,3	0	0	0	0	0	0	224,4296	-10,2773
Нагр	12	Талдан/т	220	0	1	29,4	18,5	0	0	0	0	0	0	224,1452	-10,9189
Нагр	13	Ульручьи/т	220	0	1	28,2	20,1	0	0	0	0	0	0	223,5407	-11,7754
Нагр	14	Сковородино	220	0	1	204,2	10,5	0	0	0	0	0	0	223,6692	-11,9224
Нагр	15	Сковородино/т	220	0	1	14,6	11	0	0	0	0	0	0	223,6003	-11,9384
Нагр	16	БАМ/т	220	0	1	23,1	19,1	0	0	0	0	0	0	223,1833	-12,8208
Нагр	17	Уруша/т	220	0	1	36,6	37,5	0	0	0	0	0	0	223,3652	-14,5076
Нагр	18	Б. Омутная/т	220	0	1	21,9	22,6	0	0	0	0	0	0	224,7628	-15,3756
Нагр	19	Ерофей Павлович/т	220	0	1	8,1	8	0	0	0	0	0	0	226,0513	-15,7372
Нагр	20	Аячи/т	220	0	1	10	7,8	0	0	0	0	0	0	227,5553	-16,1568
Нагр	21	Чичатка	220	0	1	9,9	8,2	0	0	0	0	0	0	228,7825	-16,4424
Нагр	22	Амазар	220	0	1	9,9	5,5	0	10	0	0	0	0	231,5891	-16,8555
Нагр	23	Семиозерный	220	0	1	9,9	8,4	0	10	0	0	0	0	233,3592	-17,1453
Ген	24	Могоча	220	0	1	5,5	4,4	0	38,60362	235	-63	63	0	235	-17,2499
Нагр	25	Хорогочи	220	0	1	4,2	4	0	0	0	0	0	0	239,4524	-5,23749
Нагр	26	Лопча	220	0	1	1,8	1	0	0	0	0	0	0	241,2347	-6,00744
Нагр	27	Юктали	220	0	1	3,8	1,6	0	0	0	0	0	0	240,1417	-7,34778
Нагр	28	Олекма	220	0	1	0,1	0,1	0	0	0	0	0	0	237,2201	-7,8738
Нагр	29	Хани	220	0	1	4,6	1,6	0	-9,1	0	0	0	0	234,6826	-8,13045
Нагр	30	Чара	220	0	1	31,6	30,7	0	-50	0	0	0	0	226,284	-8,62707
Нагр	31	ПП Нагорный	220	0	1	0,3	0,4	0	0	0	0	0	0	237,327	-3,9272
Ген	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	770	19,21176	242	-200	200	0	242	5,965556
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	240,7408	-0,14976
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	240,7408	-0,14976
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	224,3469	-10,8178
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	224,1443	-10,9661
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,72962
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,72962
Нагр	39		7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	237,2201	-7,87379
Нагр	40	ПП Магистральный	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	236,0495	-3,37514

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

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	I_max	Идоп_расч	Загр.
лэп	1	2	0	0	Зейская ГЭС - Призейская	17,65	78,85	-486,2	0	0	0	0	-42,0499	3,784829	0	114,4996	630	18,17453
лэп	1	10	0	0	Зейская ГЭС - Магдагачи	9,74	53,99	-355,5	0	0	0	0	-168,995	-39,8748	0	425,9459	960	44,36936
лэп	1	33	0	0	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-104,476	-17,7048	0	254,074	1000	25,4074
лэп	1	34	0	0	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-104,476	-17,7048	0	254,074	1000	25,4074
лэп	33	6	0	0	1 - Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-3,15006	-1,42565	0	8,64226	690	1,252501
лэп	34	6	0	0	2 - Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-3,15006	-1,42565	0	8,64226	690	1,252501
лэп	33	7	0	0	1 - Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-101,26	-16,5265	0	246,4694	1000	24,64694
лэп	34	7	0	0	2 - Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-101,26	-16,5265	0	246,4694	1000	24,64694
лэп	7	8	0	0	Светлая - Ключевая	10,78	48,17	-297	0	0	0	0	-152,281	-30,3772	0	380,6121	1000	38,06121
лэп	8	9	0	0	Ключевая - Сулус/т	4,99	19,84	-123,7	0	0	0	0	-52,1048	-10,3885	0	138,7893	630	22,03005
лэп	8	10	0	0	Ключевая - Магдагачи	5,24	23,43	-144,5	0	0	0	0	-55,5621	-10,62562	0	142,2884	1000	14,22884
лэп	9	10	0	0	Сулус/т - Магдагачи	3,81	13,02	-81,9	0	0	0	0	-18,8251	18,38846	0	67,47938	630	10,71101
лэп	10	11	0	0	Магдагачи - Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1	0	0	0	0	-66,9784	-3,10041	0	172,3437	630	27,35614
лэп	10	35	0	0	Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5	0	0	0	0	-151,431	0,674802	0	387,2247	690	56,11952
лэп	11	36	0	0	Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2	0	0	0	0	-37,4728	6,746665	0	97,94949	630	15,54754
лэп	12	35	0	0	Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	50,83508	13,69206	0	135,6067	630	21,52488
лэп	12	36	0	0	Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	-21,4351	4,807941	0	56,58407	630	9,981598
лэп	14	36	0	0	Сковородино - 4	3	14	-90	0	0	0	0	58,59324	-3,21213	0	152,4553	630	24,19926
лэп	13	35	0	0	Ульручы/т - 3	3	8	-52	0	0	0	0	98,96862	-14,1632	0	259,1979	630	41,14252
лэп	14	13	0	0	Сковородино - Ульручы/т	0,38	1,63	-10	0	0	0	0	70,72177	-33,9643	0	203,0734	630	32,23387
лэп	14	15	0	0	Сковородино - Сковородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-7,30081	-4,80345	0	23,60012	630	3,746051
лэп	14	15	0	0	Сковородино - Сковородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-7,30081	-4,80345	0	23,60012	630	3,746051
лэп	14	16	0	0	Сковородино - БАМ/т	2,53	11,1	-68,4	0	0	0	0	-69,2726	7,155627	0	179,7627	630	28,53377
лэп	14	17	0	0	Сковородино - Уруша/т	7,26	32,43	-199,9	0	0	0	0	-68,1245	9,696366	0	177,6198	630	28,19362
лэп	16	18	0	0	БАМ/т - Б.Омутная/т	10,06	44,96	-277,2	0	0	0	0	-45,9285	23,91244	0	133,9506	630	21,262
лэп	17	19	0	0	Уруша/т - Ерофей Павлович/т	6,2	27,72	-170,9	0	0	0	0	-30,8478	40,27665	0	131,7223	630	20,90831
лэп	18	19	0	0	Б.Омутная/т - Ерофей Павлович/т	2,32	10,35	-63,8	0	0	0	0	-23,544	34,77195	0	107,8677	630	17,12185
лэп	19	20	0	0	Ерофей Павлович/т - Аячи/т	2,54	11,35	-70	0	0	0	0	-25,249	37,27143	0	114,9805	630	18,25087
лэп	19	21	0	0	Ерофей Павлович/т - Чинатка	5,26	22,67	-144,2	0	0	0	0	-20,6845	35,54491	0	105,0368	630	16,6725
лэп	20	22	0	0	Аячи/т - Амазар	6,25	26,93	-171,3	0	0	0	0	-15,1548	41,89186	0	113,0286	710	15,91952
лэп	22	24	0	0	Амазар - Могоча	8,36	36,02	-229,1	0	0	0	0	-5,0577	29,21219	0	73,90928	630	11,73163
лэп	21	23	0	0	Чинатка - Семиозерный	8,55	36,82	-234,2	0	0	0	0	-10,636	36,927	0	96,97653	710	13,65867
лэп	23	24	0	0	Семиозерный - Могоча	4,41	19	-120,8	0	0	0	0	-0,56256	23,56777	0	58,32526	710	8,214826
лэп	40	14	0	0	ПП Магистральный - Сковородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	-123,449	-13,63	0	310,5925	630	49,3004
лэп	5	14	0	0	Тында - Сковородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	-111,186	-17,9363	0	284,7925	630	45,20516
лэп	2	3	0	0	Призейская - Тутаул	9,29	41,53	-256,1	0	0	0	0	-7,98019	17,49674	0	47,26641	630	7,502606
лэп	3	4	0	0	Тутаул - Дипкун	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-6,65125	23,70256	0	60,11492	630	9,542051
лэп	4	5	0	0	Дипкун - Тында	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-4,19867	2,779867	0	48,08637	630	7,632757
лэп	5	31	0	0	Тында - ПП Нагорный	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	121,824	-10,8222	0	298,1983	600	49,69972
лэп	31	32	0	0	ПП Нагорный - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	122,3772	-10,6709	0	305,9489	630	48,56331
лэп	5	32	0	0	Тында - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	127,6185	-11,8956	0	319,1601	630	50,66034
лэп	5	25	0	0	Тында - Хорогочи	7,15	31,94	-196,9	0	0	0	0	-21,7044	28,38336	0	87,04316	630	13,81637
лэп	25	26	0	0	Хорогочи - Лопча	8,36	37,37	-230,4	0	0	0	0	-17,378	21,77343	0	67,16955	630	10,66183
лэп	26	27	0	0	Лопча - Юктали	14,02	62,66	-386,3	0	0	0	0	-21,5451	11,6002	0	58,5632	630	9,295747
лэп	27	39	0	0	Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6	0	0	0	0	-17,6333	-8,67864	0	67,07178	630	10,64631
лэп	28	39	0	0	Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1	0	0	0	0	0,1	0,1	0	0,344194	630	0,054634
лэп	29	39	0	0	Хани - 7	4,69	20,96	-129,2	0	0	0	0	17,37913	28,05433	0	81,18734	630	12,88688
лэп	29	30	0	0	Хани - Чара	12,55	54,07	-343,9	0	0	0	0	-16,1143	-23,2791	0	110,3254	630	17,51197
лэп	26	29	0	0	Лопча - Хани	20,48	117,836	-757,798	0	0	0	0	-19,5947	11,71206	0	88,35876	1000	8,835876
лэп	29	30	0	0	Хани - Чара	11,95	53,39	-329,24	0	0	0	0	-16,0868	-24,2872	0	110,7987	630	17,58709
лэп	32	40	0	0	Нерюнгринская ГРЭС - ПП Магистральный	9,75	54,6	-351	0	0	0	0	-171,525	0,661303	0	409,2176	1000	40,92176
лэп	5	40	0	0	Тында - ПП Магистральный	3,75	21	-135	0	0	0	0	43,0149	-15,0202	0	118,2141	1000	11,82141
лэп	5	26	0	0	Тында - Лопча	9,75	54,6	-351	0	0	0	0	-25,8437	32,42768	0	101,015	690	14,63985

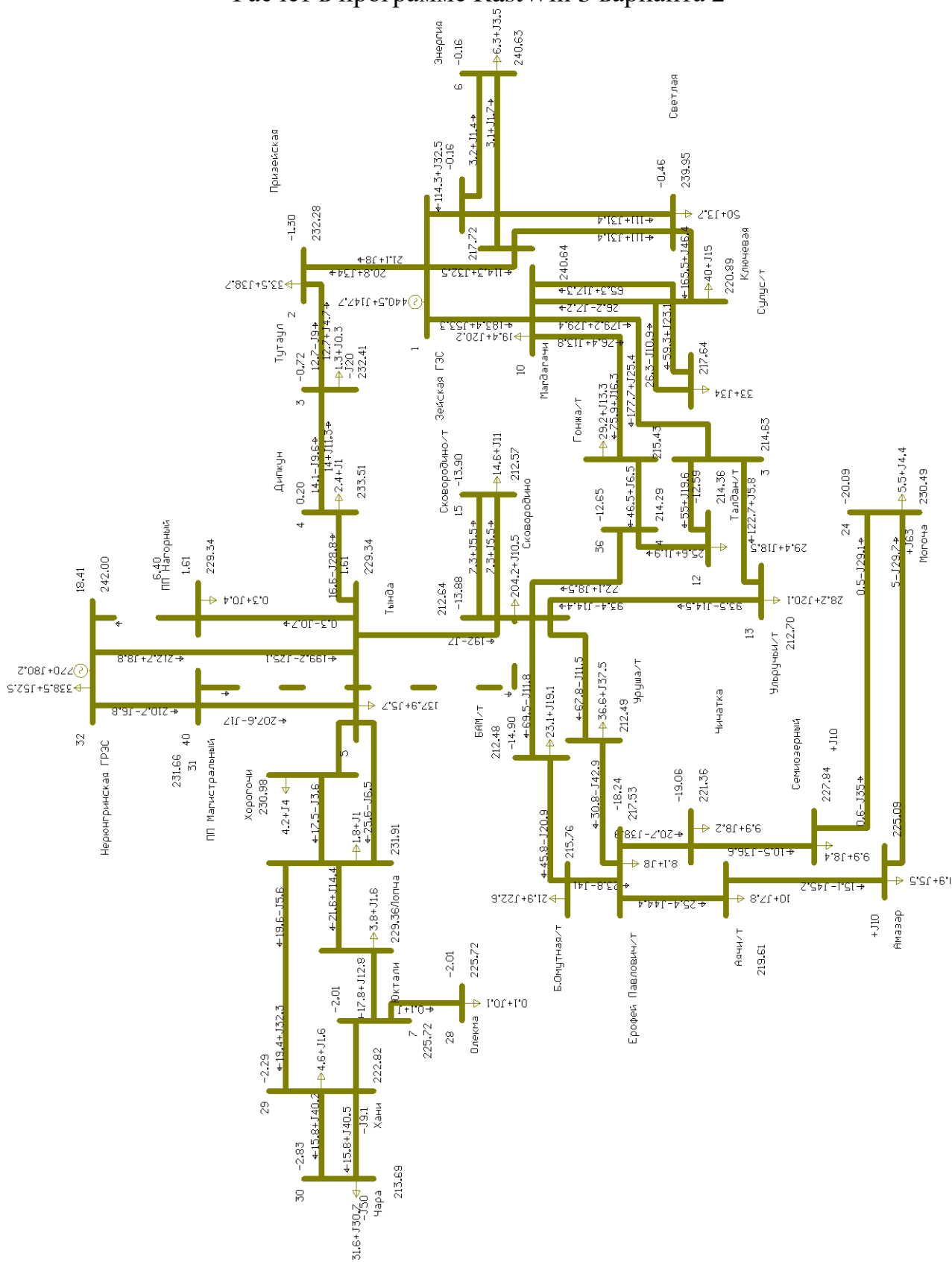
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 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	Delta
База	1	Зейская ГЭС	220	0	1	0	0	440,5405	147,7299	241	0	0	0	241	0
Нагр	2	Призейская	220	0	1	33,5	38,7	0	0	0	0	0	0	232,2802	-1,30301
Нагр	3	Тутаул	220	0	1	1,3	0,3	0	-20	0	0	0	0	232,4116	-0,72231
Нагр	4	Дипкун	220	0	1	2,4	0,96	0	0	0	0	0	0	233,513	0,203509
Ген+	5	Тында	220	0	1	137,9	5,7	0	0	237	-100	0	0	229,3413	1,613014
Нагр	6	Энергия	220	0	1	6,3	3,5	0	0	0	0	0	0	240,6262	-0,16202
Нагр	7	Светлая	220	0	1	50	3,7	0	0	0	0	0	0	239,9483	-0,46316
Нагр	8	Ключевая	220	0	1	40	15	0	0	0	0	0	0	220,8899	-8,6555
Нагр	9	Сулус/т	220	0	1	33	34	0	0	0	0	0	0	217,6371	-9,93774
Нагр	10	Магдагачи	220	0	1	19,4	20,2	0	0	0	0	0	0	217,7201	-10,393
Нагр	11	Гонжа/т	220	0	1	29,2	13,3	0	0	0	0	0	0	215,4349	-11,7637
Нагр	12	Талдан/т	220	0	1	29,4	18,5	0	0	0	0	0	0	214,3566	-12,5929
Нагр	13	Ульручи/т	220	0	1	28,2	20,1	0	0	0	0	0	0	212,7002	-13,6812
Нагр	14	Сковородино	220	0	1	204,2	10,5	0	0	0	0	0	0	212,644	-13,881
Нагр	15	Сковородино/т	220	0	1	14,6	11	0	0	0	0	0	0	212,5711	-13,8987
Нагр	16	БАМ/т	220	0	1	23,1	19,1	0	0	0	0	0	0	212,4774	-14,902
Нагр	17	Уруша/т	220	0	1	36,6	37,5	0	0	0	0	0	0	212,4872	-16,8195
Нагр	18	Б. Омутная/т	220	0	1	21,9	22,6	0	0	0	0	0	0	215,7642	-17,8195
Нагр	19	Ерофей Павлович/т	220	0	1	8,1	8	0	0	0	0	0	0	217,5279	-18,2403
Нагр	20	Аячи/т	220	0	1	10	7,8	0	0	0	0	0	0	219,6099	-18,7268
Нагр	21	Чичатка	220	0	1	9,9	8,2	0	0	0	0	0	0	221,3576	-19,0647
Нагр	22	Амазар	220	0	1	9,9	5,5	0	10	0	0	0	0	225,0935	-19,5565
Нагр	23	Семиозерный	220	0	1	9,9	8,4	0	10	0	0	0	0	227,8429	-19,9191
Ген+	24	Могоча	220	0	1	5,5	4,4	0	63	235	-63	63	0	230,493	-20,0854
Нагр	25	Хорогочи	220	0	1	4,2	4	0	0	0	0	0	0	230,9822	0,72838
Нагр	26	Лопча	220	0	1	1,8	1	0	0	0	0	0	0	231,9116	-0,06102
Нагр	27	Юктали	220	0	1	3,8	1,6	0	0	0	0	0	0	229,3563	-1,45695
Нагр	28	Олекма	220	0	1	0,1	0,1	0	0	0	0	0	0	225,7182	-2,01142
Нагр	29	Хани	220	0	1	4,6	1,6	0	-9,1	0	0	0	0	222,8164	-2,28629
Нагр	30	Чара	220	0	1	31,6	30,7	0	-50	0	0	0	0	213,6881	-2,82642
Нагр	31	ПП Нагорный	220	0	1	0,3	0,4	0	0	0	0	0	0	229,3424	1,611713
Ген	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	770	80,20503	242	-200	200	0	242	18,40698
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	240,6355	-0,15966
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	240,6355	-0,15966
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	214,6296	-12,476
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	214,2942	-12,6511
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,72962
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,72962
Нагр	39		7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	225,7183	-2,01141
Нагр	40	ПП Магистральный	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,663	6,402271

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2



ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Однолинейные схемы вариантов

