

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

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы

Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Развитие электрических сетей напряжением 220 кВ в Амурской области с центром питания подстанция Сковородино для повышения надежности электроснабжения потребителей ОАО «РЖД»

Исполнитель

студент группы 142-ом

подпись, дата

С.И. Бондаренко

Руководитель

канд. техн. наук, доцент

подпись, дата

А.Н. Козлов

Руководитель

научного содержания
программы магистратуры
профессор, докт. техн.
наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

Старший преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Рецензент

подпись, дата

Благовещенск 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:

Развитие электрических сетей напряжением 220 кВ в Амурской области с центром питания подстанция Сковородино для повышения надежности электроснабжения потребителей ОАО «РЖД»

(утверждено приказом от (21.02.2023 № 442-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе однолинейная схема электрической сети Амурской области, схемы потокораспределения Амурской области, отчеты по практике, научные статьи.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): анализ схемно-режимной ситуации в электрических сетях Амурской области, проектирование развития электрической сети Амурской области, характеристика инновационного оборудования, расчет ТКЗ, выбор и проверка оборудования, экономическое сравнение вариантов

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) лист 1 варианты сети, лист 2 расчет режима

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич
канд. техн. наук, доцент

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 95 стр., 21 рисунок, 49 таблиц, 6 приложений, 55 источник, 24 формул.

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 «РЖД» по Трансибу.

Цель работы была в «Развитие электрических сетей напряжением 220 кВ в Амурской области с центром питания подстанция Сковородино для повышения надежности электроснабжения потребителей ОАО «РЖД».

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. Расчёты режимов электрической сети проводились с использованием программно-вычислительного комплекса RastrWin. Осуществлён прогноз электрических нагрузок района проектирования. На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны варианты повышения надежности электроснабжения потребителей «РЖД». Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Анализ современного состояния схемно–режимной ситуации в электрических сетях Амурской области	11
1.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	11
1.2 Экономическая характеристика Амурской области	13
1.3 Климатические характеристики и территориальные особенности Амурской области	13
1.4 Структурный анализ электроэнергетической системы района	14
1.4.1 Характеристика источников питания	15
1.4.2 Структурный анализ ЛЭП	16
1.4.3 Структурный анализ ПС	18
1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	20
1.6 Выводы	37
2 Характеристика инновационного оборудования, применяемого подстанциях 220 кВ	38
2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования подстанций	38
2.1.1 Композитные провода и кабели марки АССС	38
2.1.2 Применение КУ для поднятия напряжения в сети	38
2.1.3 Оптические измерительные трансформаторы тока и напряжения	40
2.2 Выводы	42
3 Проектирование развития электрической сети Амурской области для повышения надежности электроснабжения потребителей ОАО «РЖД»	43
3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	43
3.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети	46

3.2.1 Вариант развития электрической сети при повышении надежности электроснабжения потребителей строительством ВЛ 220 кВ Сковородино – Ерофей Павлович/т	46
3.2.2 Вариант развития электрической сети при повышении надежности электроснабжения потребителей строительством ВЛ 220 кВ Сковородино – Ерофей Павлович/т и ВЛ 220 кВ Могоча – Ерофей Павлович/т	53
3.2.3 Вариант развития электрической сети при установки компенсирующих устройств для выдачи реактивной мощности на ПС Ерофей Павлович/т	60
3.3 Выводы	67
4 Расчет токов короткого замыкания	68
4.1 Расчет ТКЗ в программе RastrWin 3	68
4.2 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального	71
4.2.1 Выбор и проверка выключателей	71
4.2.2 Выбор и проверка разъединителей	72
4.2.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	73
5 Выбор оптимального варианта развития сети	76
5.1 Капиталовложения	76
5.2 Расчет эксплуатационных издержек	78
5.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	80
5.4 Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения	81
5.5 Оценка экономической эффективности	83
5.6 Выводы	87
Заключение	88
Библиографический список	89
Приложение А Граф рассматриваемого эквивалента сети	96
Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	97
Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима	108

Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1	117
Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2	128
Приложение Е Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3	138

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

Данная магистерская диссертация содержит в себе предложение по разработке развития электросети, напряжение которой 220 кВ. В качестве центра питания выступает ПС Сковородино. Основной целью этой работы является повышение надежности электроснабжения потребителей ОАО «РЖД», улучшение качества электроэнергии и повышение общей эффективности и надёжности потребителей электрической сети.

Актуальность данной темы обусловлена экономическим развитием Амурской области, которое сопровождается увеличением объемов электроэнергии, потребляемой «РЖД» по Транссибирской магистрали.

Объектом, подлежащим исследованию, являются электросети функционирующие, под напряжением 220 кВ в Западном регионе энергетического сектора Амурской области.

Предмет исследования – инновационные технологии, которые применяются на ЛЭП и ПС для повышения надежности электропередачи и электроснабжения потребителей.

Целью данной работы является разработка инновационной схемы электросетей 220 кВ, центром питания которой, является подстанция Сковородино. Что повысит надёжность электроснабжения потребителей ОАО «РЖД»

Для того чтобы достигнуть поставленную выше цель, необходимо решить следующие задачи:

- 1) определить основные климатические, а также территориальные особенности, свойственные району проектирования;
- 2) проанализировать схемно–режимное состояние электрической сети, на участке электроснабжения Транссибирской магистрали;
- 3) разработать способы для повышения надежности электроснабжения данного района в нормальных и послеаварийных режимах;

4) сделать выбор основных характеристик устройств, чтобы реализовать предложенные мероприятия;

5) Разработать варианты, которые улучшат надежность электроснабжения потребителей «РЖД» на участке Транссибирской магистрали. Также усовершенствовать топологию электросети на основе расчетов электрических режимов и определить методы управления электрическими режимами в обычных и послеаварийных ситуациях;

б) Определить токи короткого замыкания и выбрать соответствующие вводные выключатели, чтобы подключить новое оборудование.

7) Выявить и подробно описать наиболее оптимальный вариант инновационного развития сети на основе расчета экономической эффективности, учесть надежность и использовать инновационное оборудование для снижения энергопотерь.

Данная работа включает ряд идей, которые направлены на повышение использования энергии и снижение ее потерь при использовании инновационного оборудования для умного энергетического снабжения, проще говоря, научная новизна заключается в интеллектуализации электроэнергетической сети, что является одним из методов энергосбережения.

Практическая значимость диссертации заключается в разработке экономически эффективного технического решения для надежного электроснабжения ведущих объектов «РЖД».

Для достижения поставленных целей были выполнены следующие исследования: определен эквивалент рассматриваемого участка, проведен анализ экономической и климатической ситуации, анализированы территориальные источники питания и структура ЛЭП и ПС, рассчитаны и проанализированы режимы работы существующей сети, проведен выбор оптимального варианта развития сети, который соответствует экономической эффективности. В ходе работы использовались следующие программные продукты: Операционная система MS Windows 10 Education, Pro, MS Office

2010 standard; Mathcad Education – University Edition, RastrWin3 Базовый комплекс.

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

Анализ текущего 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 объектов и реконструкции сети.

Выбранный участок представлен на рисунке 1 [23].



Рисунок 1 – Карта-схема района проектирования Амурской области
Граф участка сети показан на рисунке 2.

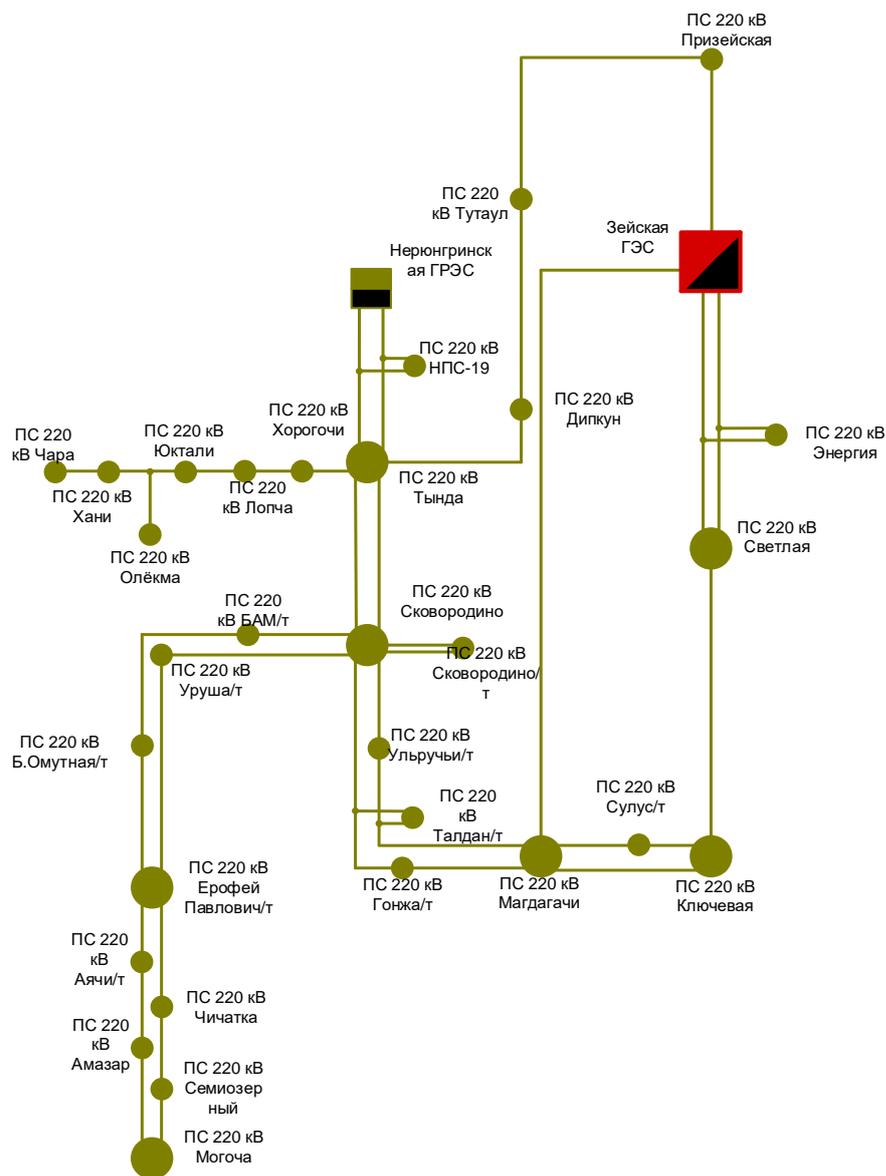


Рисунок 2 – Граф участка сети, показанного на рисунке 1

«Эквивалентом рассматриваемого участка сети выступает объект генерации». [23]:

1. Зейская ГЭС;
2. Нерюнгринская ГРЭС;

Также выбрано 30 подстанции с высшим классом напряжения 220 кВ: Призейская, Тутаул, Дипкун, Тында, Хорогочи, Лопча, Юктали, Олекма, Хани, Чара, Энергия, Светлая, Ключевая, Сулус/т, Магдагачи, Гонжа/т, Талдан/т, Ульручы/т, Сковородино, Сковородино/т, Бам/т, Уруша/т, Б.Омутная/т, Ерофей-Павлович, Аячи/т, Чичатка, Амазар, Семиозерный, Могоча, НПС 19.

1.2 Экономическая характеристика Амурской области

Характеристика экономической структуры Амурской области производится для определения возможных направлений для увеличения мощности потребителей.

«В настоящее время структура промышленного производства имеет энергетически–сырьевую направленность. Основным удельный вес занимают энергетика и золотодобыча» [47].

За период до 2027 года в области ожидается создание свыше 20 тысяч новых высокопроизводительных рабочих мест, доля обрабатывающего сегмента экономики увеличится с 3 до 30 %

У явного экономического развития в Амурской области, как можно увидеть из сказанного ранее, есть критическая необходимость в обеспечении надежной железнодорожной доставки для грузов в максимально доступном объеме.

1.3 Климатические характеристики и территориальные особенности Амурской области

Характеристика территориальных и климатических особенностей Амурской области в Свободненском районе производится для определения места строительства и правильного выбора оборудования по климатическому исполнению.

Резко континентальный климат характеризует территорию проекта. Зимний сезон характеризуется низкими температурами, отсутствием снега и ясным небом без облаков.

Абсолютный максимум, который был зафиксирован 35°C. Гололёд наблюдается редко, в среднем один раз в десять лет. Толщина стенок гололёда варьируется в среднем в районе 10-20 миллиметров. Месяцы с сентября по май обычно испытывают наличие изморози [47]. В среднем в течении года грозы занимают 50 часов.

В таблице 1 представлены основные климатические показатели района [28].

Таблица 1 – 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

Амурская область обладает сложной геологической структурой. Большинство участков рельефа края представляют собой обширные равнины, на высоте от 0 до 500 м, преимущественно ориентированные в хребты с юга на север. Также для севера характерны землетрясения, но не высокобальные. Необходимо выбирать оборудование 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

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[48]. Данные силовых трансформаторов 500кВ и генераторов приведены в таблицах 2 и 3. Данные трансформаторов 220 кВ в таблице 4.

Таблица 2 – 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 3 – 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

Распределительное устройство собственных нужд ЗГЭС имеет номинальное напряжение 220 кВ

На рисунке 3 представлена схема открытого распределительного устройства 220 кВ ЗГЭС

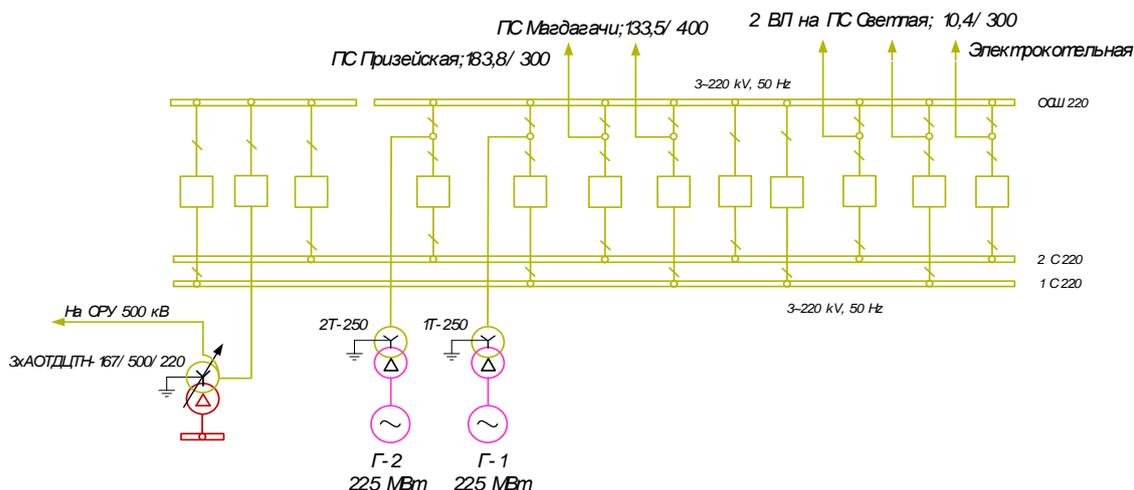


Рисунок 3 – Схема ОРУ 220 кВ Зейской ГЭС

Для каждой отводящей линии, каждого трансформатора и каждого генератора установлено по одному выключателю. Кроме того, на развилку подключения АТ к различным секциям шин размещено два выключателя.

Таблица 4 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТЦ-250000/220/15,75	1	11			650	240	1125	0,45
ТНРЕ-265000/242/15,75 (ABB, Швейцария)	1	11			650	240	1125	0,45

1.4.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 5 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети [48]

Наименование линии	U _{ном} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
ВЛ 220 кВ ЗГЭС - Призейская	220	АС-300	183.81	ВЛ
ВЛ 220 кВ Призейская - Тутаул		АС-300	98.715	ВЛ
ВЛ 220 кВ Тутаул - Дипкун		АС-300	54.284	ВЛ
ВЛ 220 кВ Тында - Дипкун		АС-300	147.556	ВЛ
ВЛ 220 кВ ЗГЭС – Светлая с отп. на ПС Энергия 2 цепи		АС-300	10.4	ВЛ
ВЛ 220 кВ Светлая - Ключевая		АС-300	110.2	ВЛ

Продолжение таблицы 5

Наименование линии	U _{ном} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
ВЛ 220 кВ Ключевая - Магдагачи	220	АС-300	54.6	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т		АС-240	20.61	ВЛ
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Сулус/т		АС-240	33.616	ВЛ
ВЛ 220 кВ ЗГЭС - Магдагачи		АС-400	133.5	ВЛ
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т		АС-300	35.973	ВЛ
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручы/т с отп. на ПС Талдан/т		АС-240	124.15	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сквородино – Ульручы/т		АС-300	29.627	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сквородино – Гонжа/т с отп. на ПС Талдан/т		АС-300	114.887	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сквородино – Сквородино/т 2 цепи		АС-300	5.3	ВЛ
ВЛ 220 кВ Тында – Сквородино 2 цепи		АС-300	155.2	ВЛ
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Тында с отп. на ПС НПС 19 2 цепи		АС-300	180	ВЛ
ВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи		АС-300	74.45	ВЛ
ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча		АСО - 300	87.1	ВЛ
ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали		АС-300	146.1	ВЛ
ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отп. на ПС Олекма		АСО - 300	134.4	ВЛ
ВЛ 220 кВ Хани – Чара		АСО - 300	97.14	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сквородино – Бам/т		АС-300	25.83	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т		АС-300	75.686	ВЛ
ВЛ 220 кВ Бам/т –Б.Омутная/т		АС-300	106.91	ВЛ
ВЛ 220 кВ Б.Омутная/т – Ерофей Павлович/т		АС - 300	24.1	ВЛ
ВЛ 220 кВ Уруша/т – Ерофей Павлович/т		АС - 300	64.6	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т –Аячи/т		АС - 300	26.5	ВЛ

Наименование линии	U _{НОМ} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка	220	АСО - 300	23.94	ВЛ
ВЛ 220 кВ Аячи/т –Амазар		АСО - 300	63.83	ВЛ
ВЛ 220 кВ Чичатка – Семиозерный		АСО - 300	87.27	ВЛ
ВЛ 220 кВ Амазар – Могоча		АСО - 300	85.37	ВЛ
ВЛ 220 кВ Семиозерный – Могоча		АСО - 300	44.04	ВЛ

Таблицы 6 и 7 содержат информацию о сечении и протяженности ЛЭП

Таблица 6 – Характеристика сечений [48]

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 7 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

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

1.4.3 Структурный анализ ПС

Характеристика подстанции по способу присоединения к сети.

Таблица 8 – ПС по способу присоединения к сети [48]

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Схема РУ ВН
ПС Призейская	Транзитная	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Тугаул	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Дипкун	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Тында	Узловая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Схема РУ ВН
ПС Хорогочи	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Лопча	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Юктали	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Олекма	Отпаечная	Блока линия-трансформатор (3Н)
ПС Хани	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Чара	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Энергия	Отпаечная	Два блока линия-трансформатор (4Н)
ПС Светлая	Узловая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Ключевая	Транзитная	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Сулус/т	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Магдагачи	Транзитная	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Гонжа/т	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Талдан/т	Отпаечная	Два блока линия-трансформатор (4Н)
ПС Ульручы/т	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Сковородино	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Сковородино/т	Тупиковая	Два блока линия- трансформатор (4Н)
ПС Бам/т	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Уруша/т	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Б.Омутная/т	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Ерофей-Павлович	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Аячи/т	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Чичатка	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Амазар	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Семиозерный	Транзитная	Мостик (5АН)

В таблице 9 представлены данные, указывающие количество и маркировку установленных трансформаторов

Таблица 9 – Количество и маркировка, установленных трансформаторов [48]

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
ПС Призейская	2 х ТДТН-25000/220/35/10
ПС Тутаул	2 х ТДТН-25000/220/35/10
ПС Дипкун	2 х ТДТН-25000/220/35/10
ПС Тында	2 х АДЦТН-63000/220/110/10.5 2 х ТДТН-25000/110/35/10
ПС Хорогочи	2 х ТДТН-25000/220/35/10

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
ПС Лопча	2 х ТДТН-25000/220/35/10
ПС Юктали	2 х ТДТН-25000/220/35/10
ПС Олекма	ТДТН-25000/220/35/10
ПС Хани	2 х ТДТН-25000/220/35/10
ПС Чара	2 х ТДТН-25000/220/35/10
ПС Энергия	2 х ТДТН-25000/220/35/10
ПС Светлая	2 х АДЦТН-63000/220/110/10.5 2 х ТДТН-25000/220/35/10
ПС Ключевая	3 х ТДТН-25000/220/35/10
ПС Сулус/т	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
ПС Магдагачи	2 х ТРДН-40000/220/35 ТДТН-25000/220/35/10
ПС Гонжа/т	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
ПС Талдан/т	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
ПС Ульручы/т	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
ПС Сквородино	2 х АДЦТН-63000/220/110/10.5 2 х ТДТН-25000/110/35/10
ПС Сквородино/т	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
ПС Бам/т	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
ПС Уруша/т	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
ПС Б.Омутная/т	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
ПС Ерофей-Павлович	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
ПС Аячи/т	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
ПС Чичатка	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
ПС Амазар	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
ПС Семиозерный	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
ПС Могоча	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10

Исходя из проведенного структурного анализа делаем следующий вывод, выбранный район питается от 2 источников питания, большинство ПС выбранного района принадлежат «РЖД», сети района обладают высокой протяженностью.

1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

Этот раздел в первую очередь посвящен раскрытию режимов. Проблемы, связанные с определением того, можно ли улучшить режим и требует ли он каких-либо улучшений. Расчет режимов выполнен в ПВК «RastrWin». В качестве исходных данных использовались:

- «Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2021 г» [48];

- «Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 2021 г.» [21];

- «Схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 2021 г.» [48];

«Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118. -2003 расчёт режимов следует осуществлять» [32]:

Для корректного расчета нормальной схемы сети потребуется включение в работу всех трансформаторов и высоковольтных линий. В ходе работы со следующими расчетами необходимо учитывать следующее:

- высоковольтные сети с напряжением 110 кВ и выше должны быть замкнутыми;

- пункты разрыва для сетей, имеющих напряжение в промежутке между 110-220 кВ, должны быть подвергнуты обоснованию.

В дополнение к этому будет необходимо спрогнозировать будущие нагрузки. Для прогнозирования нагрузок используется формула сложных процентов:

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

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

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2022-2027 гг.[47];

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

Определим прогнозируемые мощности для ПС Призейская.

$$P_{Призе.}^{прог} = 2.5 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 2.92 \text{ МВт};$$

$$Q_{Призе.}^{прог} = 1 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 1.17 \text{ Мвар}.$$

Для всех подстанций, принадлежащих данной электрической сети, также производится определение прогнозируемых мощностей. Электрический расчет проводится с учетом распределения активной и реактивной мощностей по всем линиям сети, а также определения потерь активной и реактивной мощности. Кроме того, на шинах потребительских подстанций производится расчет напряжения в основных нормальных и аварийных режимах работы.

Во время проведения расчетов установившихся режимов, выполняются следующие задачи:

- Выполняется подбор и Оптимизация схем и параметров для наилучшей работы сети;
- Проверка выбранной схемы сети на соответствие надежности электроснабжения;
- Проверка соответствия уровней напряжения нормам, и разработка адекватных методов регулирования и компенсации реактивной мощности;
- Создание экономически обоснованных планов, которые способствуют минимизации потерь мощности в электросетях;
- Разработка мероприятий для повышения пропускной способности сети.

Для расчета режимов используются информация о потребителях, конфигурация схемы и параметры элементов сети. Желательно проводить расчеты в специализированной программе RastrWin 3. Для моделирования участка сети можно использовать имеющиеся данные о нагрузке подстанций за 2022 год, которые приведены в таблице 10 вместе с отклонением напряжения в нормальном режиме для выбранного эквивалента сети.

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

$P_{н}$ – Активная мощность нагрузки, МВт;

$Q_{н}$ – Реактивная мощность нагрузки, МВт;

$P_{г}$ – Активная мощность генерации, МВт;

$Q_{г}$ – Реактивная мощность генерации, МВт;

$U_{зд}$ – Задаваемое напряжение, кВ;

U - Фактическое напряжение, кВ;

ΔU - Отклонение напряжения, %.

Таблица 10 - Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	Уном	Pн	Qн	Pг	Qг	U зд	U	ΔU
Зейская ГЭС	220			414,5	99,8	240	240	9,09
ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30		226,06	2,75
ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30		221,39	0,63
ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9		218,99	-0,46
ПС 220 кВ Тында	220	48,8	11,1		-70		220,94	0,43
ПС 220 кВ Энергия	220	31	10				239,67	8,94
ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5				239,23	8,74
ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				228,33	3,79
ПС 220 кВ Сулус/т	220	25,1	15,2				226,05	2,75
ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	26,8				225,45	2,48
ПС 220 кВ Гонжа/т	220	8,3	20,5				223,61	1,64
ПС 220 кВ Талдан/т	220	8,2	10,8				223,09	1,4
ПС 220 кВ Ульручы/т	220	6,1	0,2				221,76	0,8
ПС 220 кВ Сковородино	220	61,2	9,9				221,57	0,71
ПС 220 кВ Сковородино/т	220	10,2	4,8				221,54	0,7
ПС 220 кВ БАМ/т	220	21,6	19,4				220,34	0,15
ПС 220 кВ Уруша/т	220	21,4	21,6				219,03	-0,44
ПС 220 кВ Б.Омутная/т	220	17,3	20,5				218,74	-0,57
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	8,1	11				219,15	-0,39

Продолжение таблицы 10

Название	Уном	Рн	Qн	Рг	Qг	Uзд	U	ΔU
ПС 220 кВ Аячи/т	220	3,8	3,7				219,5	-0,23
ПС 220 кВ Чичатка	220	0,1	7,3				219,67	-0,15
ПС 220 кВ Амазар	220	4,2	4,3				220,18	0,08
ПС 220 кВ Семиозерный	220	5,2	5,8				220,21	0,1
ПС 220 кВ Могоча	220	5,5	4,4				220,36	0,16
ПС 220 кВ Хорогочи	220	1	0,2		-14,8		220,95	0,43
ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1		-16,9		221,79	0,81
ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2		-26,4		224,34	1,97
ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1				227,78	3,54
ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1		-8,6		228,85	4,02
ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1				230,86	4,93
НПС - 19	220	24,5	7,5				221,37	0,62
Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	369,9	70,4		229,8	4,45
1	220						239,71	8,96
2	220						239,71	8,96
3	220						223,28	1,49
4	220						223	1,36
5	220						221,42	0,64
6	220						221,42	0,64
7	220						227,78	3,54

В таблице 11 представлена токовая загрузка оборудования в нормальном режиме. На рисунке 4 схема нормального режима.

Таблица 11 - Токовая загрузка оборудования

Название	Ток в начале ЛЭП, А	Ток в конце ЛЭП, А	Длительно допустимый ток, А	Загрузка, %
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	375	376	690	54,5

Продолжение таблицы 11

Название	Ток в начале ЛЭП, А	Ток в конце ЛЭП, А	Длительно допустимый ток, А	Загрузка, %
ПС 220 кВ Ульручьи/т - 3	288	288	630	45,7
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручьи/т	272	272	630	43,1
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	362	374	960	38,9
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	308	316	1000	31,6
ПС 220 кВ Сквородино - 4	183	182	630	29,1
Зейская ГЭС - 2	272	273	1000	27,3
Зейская ГЭС - 1	272	273	1000	27,3
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	121	157	630	24,9
2 - ПС 220 кВ Светлая	234	234	1000	23,4
1 - ПС 220 кВ Светлая	234	234	1000	23,4
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	141	144	630	22,9
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	134	138	630	21,9
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	129	131	630	20,8
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	112	123	630	19,5
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	117	99	630	18,6
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	117	116	630	18,5
ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	110	109	630	17,4
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	104	110	630	17,4
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	152	157	1000	15,7
ПС 220 кВ Талдан/т - 3	96	95	630	15,2
6 - Нерюнгринская ГРЭС	93	45	630	14,8
5 - Нерюнгринская ГРЭС	93	45	630	14,8
ПС 220 кВ Тында - 6	79	76	600	13,1
ПС 220 кВ Тында - 5	79	76	600	13,1
ПС 220 кВ Юктали - 7	72	43	630	11,5
ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	69	72	630	11,4
ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	68	69	630	11

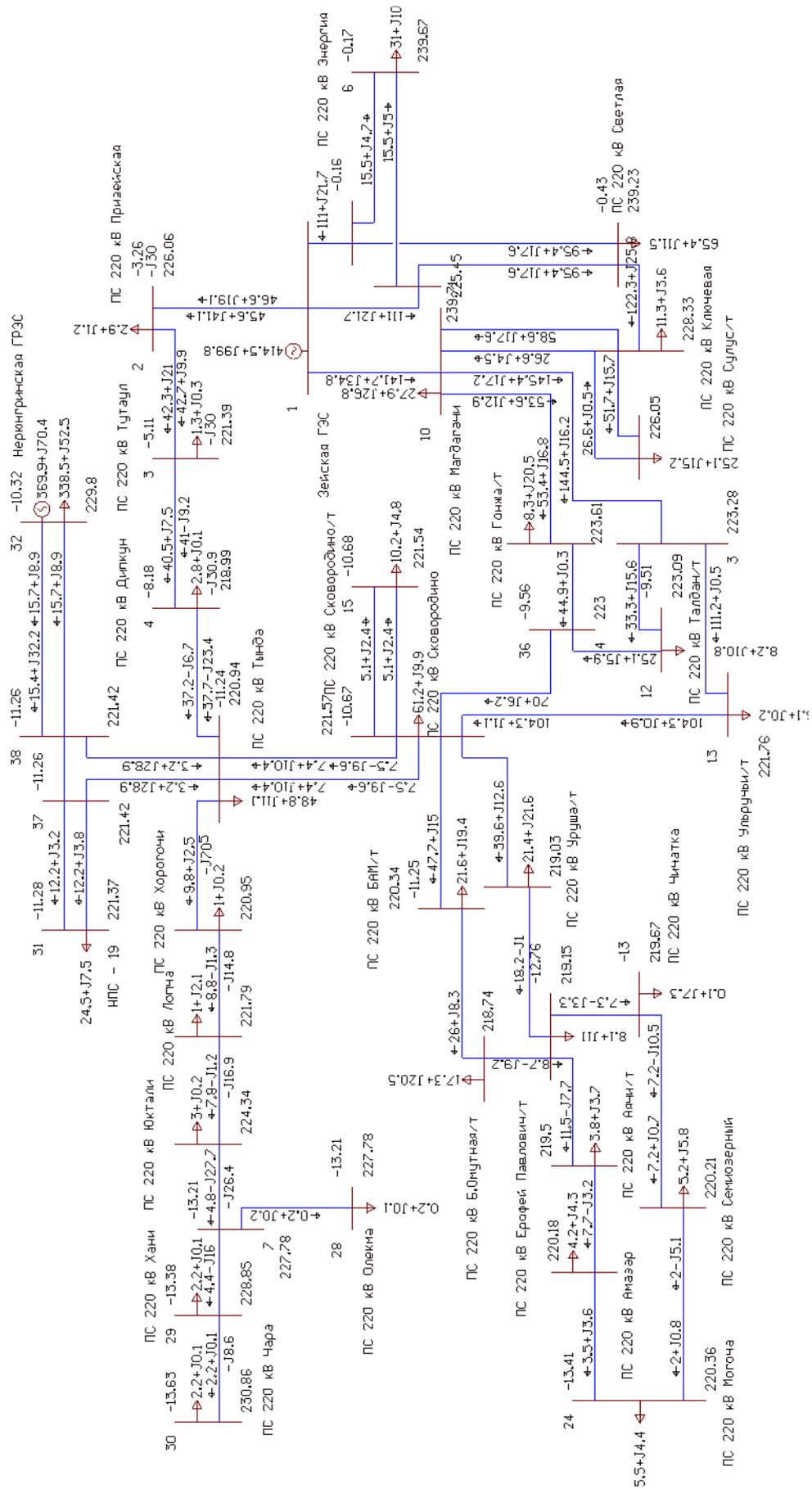


Рисунок 4 – Схема нормального режима

Для обеспечения надежности электроснабжения необходимо проводить анализ послеаварийных режимов, который основан на рекомендованной схеме сети. При этом следует учитывать текущие условия, такие как выключение наиболее нагруженных элементов в период максимальных нагрузок, включая энергоблоки, автотрансформаторы и связующие шины на электростанциях и другие элементы электрической сети. Рассмотрены следующие варианты послеаварийных режимов:

- отключение ВЛ Сквородино – Ульручи/т при ремонте ВЛ Сквородино – Гонжа/т с отпайкой на ПС Талдан/т;
- отключение ВЛ Сквородино – БАМ/т и точка деления электрической сети на участке электроснабжения Трансибирской «РЖД» перенесена в сторону Забайкальского края, от энергосистемы Амурской области питается дополнительно 80 МВт.

Рассмотрим отключение ВЛ Сквородино – Ульручи/т при ремонте ВЛ Сквородино – Гонжа/т с отпайкой на ПС Талдан/т. При отключении указанной ВЛ наблюдается сохранение допустимых уровней напряжения и тока на линиях, а также недогруженность большинства линий электропередач. В таблице 12 содержится токовая загрузка ЛЭП и оборудования после аварии. Таблица 12 - Токовая загрузка оборудования в послеаварийном режиме при отключении ЛЭП и оборудования.

Название	Ток в начале ЛЭП, А	Ток в конце ЛЭП, А	Длительно допустимый ток, А	Загрузка, %
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	589,5	542,1	630	93,6
ПС 220 кВ Тугаул - ПС 220 кВ Дипкун	581,4	549,0	630	92,3
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тугаул	562,5	550,3	630	89,3
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	555,3	551,7	630	88,2
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	193,3	159,3	630	30,7
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	193,3	159,3	630	30,7
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	158,5	124,4	630	25,2

Продолжение таблицы 12

Название	Ток в начале ЛЭП, А	Ток в конце ЛЭП, А	Длительно допустимый ток, А	Загрузка, %
ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	152,0	111,0	630	24,1
ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	145,2	74,2	630	23,0
ПС 220 кВ Юктали - 7	120,1	77,1	630	19,1
5 - Нерюнгринская ГРЭС	119,9	68,4	630	19,0
6 - Нерюнгринская ГРЭС	119,9	68,4	630	19,0
ПС 220 кВ Тында - 6	107,0	103,7	600	17,8
ПС 220 кВ Тында - 5	107,0	103,7	600	17,8
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	105,8	84,6	630	16,8
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	105,4	99,7	630	16,7
Зейская ГЭС - 2	164,3	164,5	1000	16,5
Зейская ГЭС - 1	164,3	164,5	1000	16,5
ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	93,3	57,5	630	14,8
ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	87,5	60,6	630	13,9
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	110,6	127,6	960	13,3
2 - ПС 220 кВ Светлая	126,8	127,1	1000	12,7
1 - ПС 220 кВ Светлая	126,8	127,1	1000	12,7
ПС 220 кВ Хани - 7	52,3	77,1	630	12,2
ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	70,8	59,7	630	11,2
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи/т	68,3	56,5	630	10,8
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	97,9	108,1	1000	10,8
ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	66,8	3,8	630	10,6
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	64,7	39,7	630	10,3
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	48,0	57,0	630	9,0
ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	60,8	31,6	710	8,6
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	41,8	53,6	630	8,5
ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	52,6	15,7	710	7,4
ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	36,7	8,4	630	5,8
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	35,8	38,9	690	5,6
2 - ПС 220 кВ Энергия	38,2	38,4	690	5,6
1 - ПС 220 кВ Энергия	38,2	38,4	690	5,6
ПС 220 кВ Талдан/т - 3	32,8	31,5	630	5,2
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	32,1	45,9	1000	4,6
5 - НПС - 19	24,1	24,6	600	4,1

Название	Ток в начале ЛЭП, А	Ток в конце ЛЭП, А	Длительно допустимый ток, А	Загрузка, %
6 - НПС - 19	24,1	24,6	600	4,1
ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	16,4	19,6	630	3,1
ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	19,6	4,5	710	2,8
ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	14,7	16,2	630	2,6
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино/т	9,8	10,6	630	1,7
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино/т	9,8	10,6	630	1,7
ПС 220 кВ Олекма - 7	0,4	0,3	630	0,1
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульручы/т	0,0	0,0	630	0,0

В таблице 13 приведены данные о загрузке ПС и изменении напряжения после аварии.

Таблица 13 - Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме при отключении ЛЭП

Название	Уном	Рн	Qн	Рг	Qг	U зд	U	ΔU
Зейская ГЭС	220			414,3	63,3	245	245	11,36
ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30		233,65	6,21
ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30		230,14	4,61
ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9		229,1	4,13
ПС 220 кВ Тында	220	48,8	11,1		-70		231,86	5,39
ПС 220 кВ Энергия	220	31	10				244,72	11,24
ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5				244,37	11,08
ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				236,16	7,35
ПС 220 кВ Сулус/т	220	25,1	15,2				234,31	6,51
ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	26,8				233,95	6,34
ПС 220 кВ Гонжа/т	220	8,3	20,5				232,43	5,65
ПС 220 кВ Талдан/т	220	8,2	10,8				232,26	5,57

Продолжение таблицы 13

Название	Уном	Рн	Qн	Рг	Qг	U зд	U	ΔU
ПС 220 кВ Ульручы/т	220	6,1	0,2				232,49	5,68
ПС 220 кВ Сковородино	220	61,2	9,9				230,53	4,79
ПС 220 кВ Сковородино/т	220	10,2	4,8				230,5	4,77
ПС 220 кВ БАМ/т	220	21,6	19,4				229,53	4,33
ПС 220 кВ Уруша/т	220	21,4	21,6				228,61	3,91
ПС 220 кВ Б.Омутная/т	220	17,3	20,5				228,57	3,9
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	8,1	11				229,06	4,12
ПС 220 кВ Аячи/т	220	3,8	3,7				229,5	4,32
ПС 220 кВ Чичатка	220	0,1	7,3				229,75	4,43
ПС 220 кВ Амазар	220	4,2	4,3				230,32	4,69
ПС 220 кВ Семиозерный	220	5,2	5,8				230,44	4,74
ПС 220 кВ Могоча	220	5,5	4,4				230,59	4,82
ПС 220 кВ Хорогочи	220	1	0,2		-14,8		233,03	5,92
ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1		-16,9		234,98	6,81
ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2		-26,4		238,85	8,57
ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1				242,62	10,28
ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1		-8,6		243,88	10,85
ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1				246,03	11,83
НПС - 19	220	24,5	7,5				232,31	5,6
Нерюнгринская ГРЭС	220	338, 5	52,5	369, 9	70,4		240,75	9,43
1	220						244,75	11,25
2	220						244,75	11,25
3	220						232,52	5,69

Название	Uном	Pн	Qн	Pг	Qг	Uзд	U	ΔU
4	220						232,09	5,49
5	220						232,36	5,62
6	220						232,36	5,62
7	220						242,62	10,28

Если отключить ВЛ Сквородино – БАМ/т и увеличить нагрузки электроснабжения на Транссибирской магистрали можно заметить следующее: уровни напряжения на участке от ПС Сквородино до ПС Могоча упали ниже минимума. Остальные участки сохранили напряжение в исходном режиме. Ток по линиям не нарушает пределы длительно допустимого. При нормальном режиме большая часть линий будет недогруженными. В таблицу 14 вынесена токовая загрузка линий электропередач..

Таблица 14 - Токовая загрузка оборудования в послеаварийном режиме при отключении ЛЭП и увеличении нагрузки

Название	Ток в начале ЛЭП, А	Ток в конце ЛЭП, А	Длительно допустимый ток, А	Загрузка, %
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	540,4	550,8	630	87,4
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	500,5	504,2	690	73,1
ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	446,3	452,6	630	71,8
ПС 220 кВ Ульручьи/т - 3	386,9	384,3	630	61,4
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручьи/т	367,8	367,3	630	58,4
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	452,9	478,1	960	49,8
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	383,5	403,1	1000	40,3
ПС 220 кВ Сквородино - 4	247,5	242,0	630	39,3
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	189,7	196,3	630	31,2
Зейская ГЭС - 2	303,8	304,3	1000	30,4
Зейская ГЭС - 1	303,8	304,3	1000	30,4
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	139,1	190,4	630	30,2
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	170,0	177,7	630	28,2
2 - ПС 220 кВ Светлая	266,3	267,4	1000	26,7
1 - ПС 220 кВ Светлая	266,3	267,4	1000	26,7
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	149,2	153,9	630	24,4

Продолжение таблицы 14

Название	Ток в начале ЛЭП, А	Ток в конце ЛЭП, А	Длительно допустимый ток, А	Загрузка, %
ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	152,0	147,8	630	24,1
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи/т	149,4	149,9	630	23,8
6 - Нерюнгринская ГРЭС	149,4	129,1	630	23,7
5 - Нерюнгринская ГРЭС	149,4	129,1	630	23,7
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тугаул	125,7	148,0	630	23,5
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	201,2	211,1	1000	21,1
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	131,1	132,7	630	21,1
ПС 220 кВ Талдан/т - 3	125,4	124,5	630	19,9
ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	123,8	125,2	630	19,9
ПС 220 кВ Тында - 6	118,3	116,9	600	19,7
ПС 220 кВ Тында - 5	118,3	116,9	600	19,7
ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	137,2	138,0	710	19,4
ПС 220 кВ Тугаул - ПС 220 кВ Дипкун	100,4	122,0	630	19,4
ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	128,4	129,5	710	18,2
ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	100,6	106,2	630	16,9
ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	112,7	112,8	710	15,9
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	90,2	94,6	630	15,0
ПС 220 кВ Талдан/т - 4	89,7	90,5	630	14,4
ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	88,8	72,0	630	14,1
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	74,0	65,2	630	11,7
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	74,0	65,2	630	11,7
ПС 220 кВ Юктали - 7	61,0	35,1	630	9,7
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	28,9	42,6	630	6,8
ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	41,2	5,3	630	6,5
ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	39,4	23,9	630	6,3
6 - НПС - 19	33,4	33,8	600	5,6
5 - НПС - 19	33,4	33,8	600	5,6
1 - ПС 220 кВ Энергия	38,2	38,5	690	5,6
2 - ПС 220 кВ Энергия	38,2	38,5	690	5,6
ПС 220 кВ Хани - 7	21,1	35,1	630	5,6
ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	25,8	30,5	630	4,8
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	14,6	15,3	630	2,4
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	14,6	15,3	630	2,4
ПС 220 кВ Олекма - 7	0,6	0,5	630	0,1

В таблице 15 показана нагрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме для данного эквивалента сети.

Таблица 15 - Загрузка подстанций и отклонение напряжения в послеаварийном режиме при отключении ЛЭП и увеличении нагрузки

Название	Uном	Pн	Qн	Pг	Qг	U зд	U	ΔU
Зейская ГЭС	220	0	0	439	247	245	245,0	11,4
ПС 220 кВ Призейская	220	2,92	1,17	0	-30	0	224,2	1,9
ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3	0	-30	0	215,8	-1,9
ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1	0	-30,9	0	207,8	-5,5
ПС 220 кВ Тында	220	48,8	11,1	0	-70	0	204,6	-7,0
ПС 220 кВ Энергия	220	31	10	0	0	0	244,5	11,1
ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5	0	0	0	243,7	10,8
ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6	0	0	0	221,1	0,5
ПС 220 кВ Сулус/т	220	25,1	15,2	0	0	0	216,9	-1,4
ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	26,8	0	0	0	215,0	-2,3
ПС 220 кВ Гонжа/т	220	8,3	20,5	0	0	0	211,2	-4,0
ПС 220 кВ Талдан/т	220	8,2	10,8	0	0	0	208,8	-5,1
ПС 220 кВ Ульручи/т	220	6,1	0,2	0	0	0	205,1	-6,8
ПС 220 кВ Сковородино	220	61,2	9,9	0	0	0	204,4	-7,1
ПС 220 кВ Сковородино/т	220	10,2	4,8	0	0	0	204,4	-7,1
ПС 220 кВ БАМ/т	220	21,6	19,4	0	0	0	164,6	-25,2
ПС 220 кВ Уруша/т	220	21,4	21,6	0	0	0	184,1	-16,3
ПС 220 кВ Б.Омутная/т	220	17,3	20,5	0	0	0	169,6	-22,9
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	8,1	11	0	0	0	171,8	-21,9
ПС 220 кВ Аячи/т	220	3,8	3,7	0	0	0	171,0	-22,3
ПС 220 кВ Чичатка	220	0,1	7,3	0	0	0	170,0	-22,7
ПС 220 кВ Амазар	220	4,2	4,3	0	0	0	169,1	-23,1
ПС 220 кВ Семиозерный	220	5,2	5,8	0	0	0	167,7	-23,8
ПС 220 кВ Могоча	220	85,5	4,4	0	0	0	166,9	-24,2

Продолжение таблицы 15

Название	Уном	Рн	Qн	Рг	Qг	U зд	U	ΔU
ПС 220 кВ Хорогочи	220	1	0,2	0	-14,8	0	203,1	-7,7
ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1	0	-16,9	0	202,5	-8,0
ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2	0	-26,4	0	203,1	-7,7
ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1	0	0	0	205,9	-6,4
ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1	0	-8,6	0	206,8	-6,0
ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1	0	0	0	208,6	-5,2
НПС - 19	220	24,5	7,5	0	0	0	205,1	-6,8
Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	439,9	70,4	0	215,7	-2,0
2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	220	0	0	0	0	0	244,5	11,1
2	220	0	0	0	0	0	244,5	11,1
3	220	0	0	0	0	0	209,1	-4,9
4	220	0	0	0	0	0	208,6	-5,2
5	220	0	0	0	0	0	205,2	-6,7
6	220	0	0	0	0	0	205,2	-6,7
7	220	0	0	0	0	0	205,9	-6,4

Данные по потерям сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	14.37
Отключена ВЛ Сквородино – Ульручи/т при ремонте ВЛ Сквородино – Гонжа/т с отпайкой на ПС Талдан/т	14.48
Отключена ВЛ Сквородино – БАМ/т и увеличина нагрузка	35.32

Потери в сети будут минимальны. На рисунках 5 и 6 показаны схемы послеаварийных режимов.

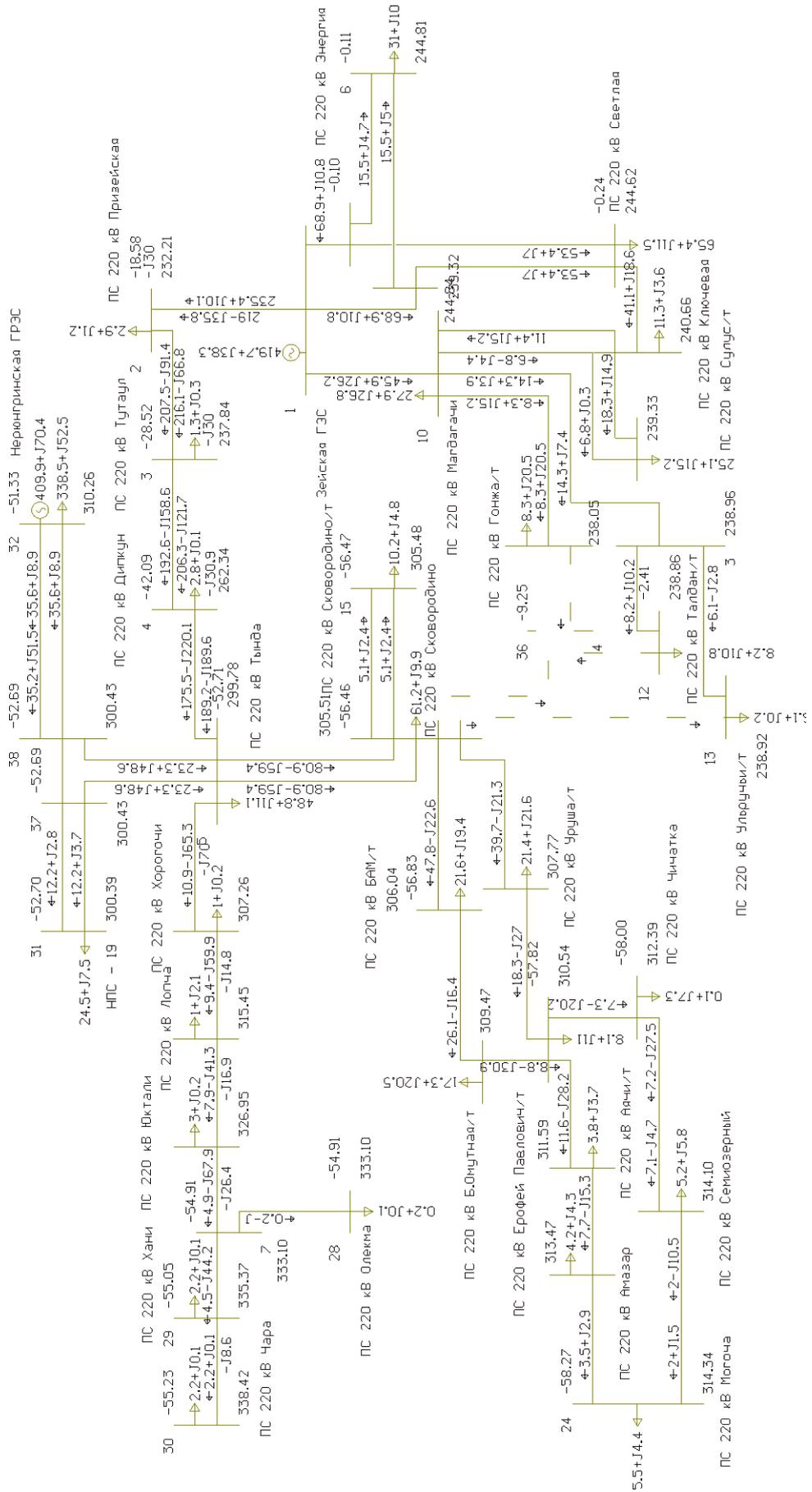


Рисунок 5 – Схема послеаварийного режима при отключении ЛЭП

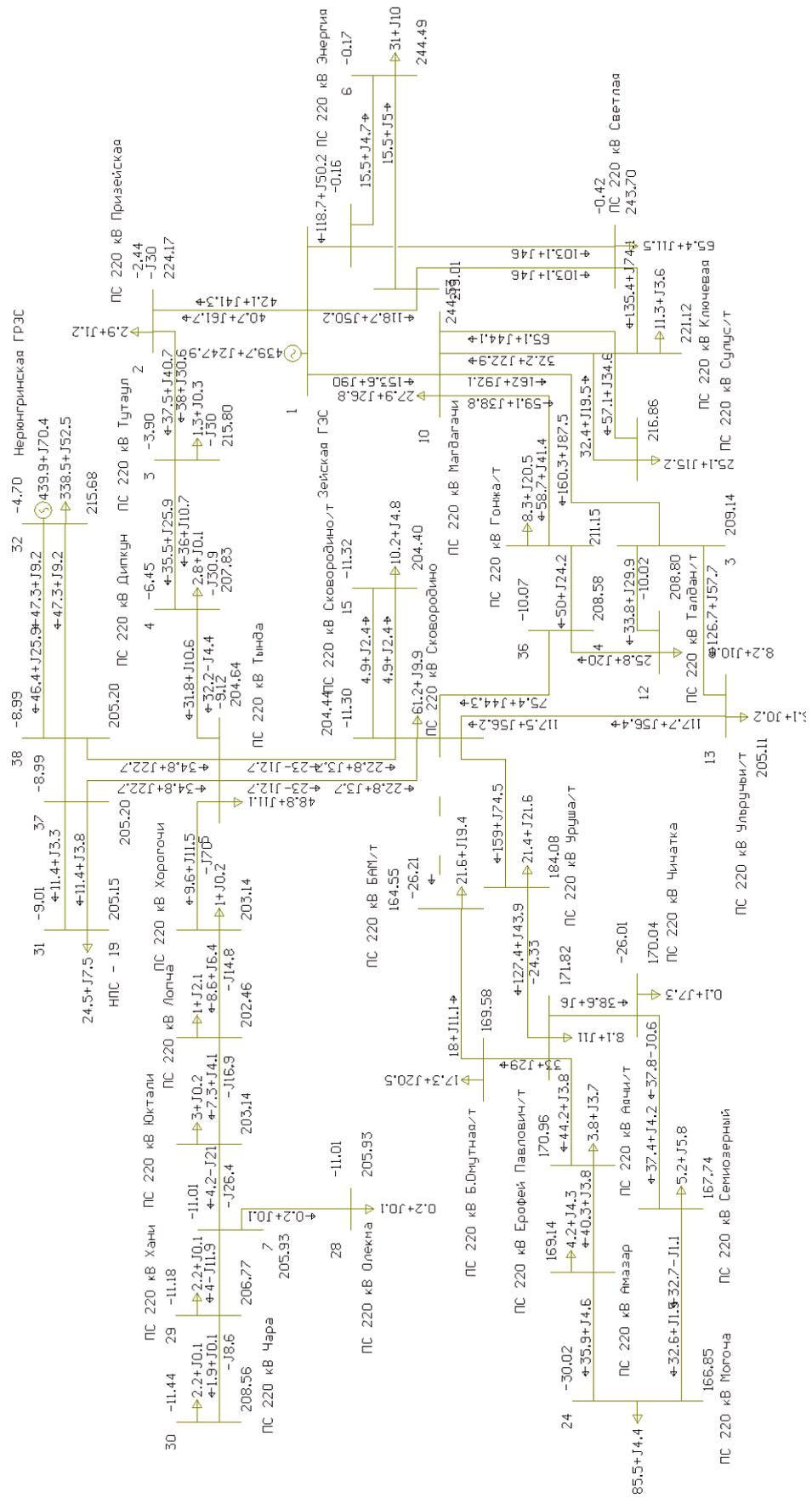


Рисунок 6 – Схема послеаварийного режима при отключении ЛЭП и увеличении нагрузки

1.6 Выводы

Данный раздел показал, что в выбранном районе присутствует очень большая доля нагрузки потребляемая «РЖД», что в свою очередь уменьшает напряжение больше всего это заметно на участке от ПС Сквородино до ПС Могоча. К особенностям электроэнергетики Западного энергорайона Амурской области можно отнести отсутствие генерации и отсутствие средств компенсации реактивной мощности, необходимых для повышения напряжения на участке от ПС Сквородино до ПС Могоча. Так как в послеаварийном режиме при отключении одной из ЛЭП на участке от ПС Сквородино до ПС Могоча и увеличении нагрузки на данном участке напряжения опускается ниже минимального значения

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИМЕНЯЕМОГО НА ПОДСТАНЦИЯХ 220 КВ

В магистерской диссертации поставлена цель повышение эффективности и надежности электроснабжения в Амурской области потребителей ОАО «РЖД» питаемых от ПС Сковородино. Эффективное использование современного оборудования - неотъемлемый элемент успешного решения задач. В данном разделе вы найдете подборку инновационного оборудования, необходимого для оптимизации работы подстанции.

2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования подстанций

Для обеспечения стабильного и надежного электроснабжения при расширении сетей, участков или схем выдачи энергии необходимо применять передовые технологии. Ниже представлен набор инновационных технологий, которые будут использованы в процессе проектирования

2.1.1 Композитные провода и кабели марки АССС

Стандартные стальные сердечники в проводах часто перегреваются в моменты повышенной электрической нагрузки, в результате чего провода растягиваются и происходит провисание, что может нанести вред линии. Однако, использование проводов с композитным сердечником может решить данную проблему, поскольку коэффициент теплового расширения у него ниже, что снижает риск теплового расширения и провисания провода. Замена стального сердечника провода на композитный материал позволяет значительно увеличить мощность передачи электричества. Производители кабелей утверждают, что использование проводов с композитным сердечником позволяет увеличить силу тока в линии вдвое без какого-либо риска провисания или обрыва провода.

«Композитные материалы имеют высокое отношение прочности к весу и малый свес это приводит к увеличению пролетов между опорами, что снижает количество опор на линию на 16%.

Алюминиевый Проводниковый Провод с Композитным Сердечником (Aluminum Conductor Composite Core (ACCC) cable) от компании Composite Technology Corp.'s (CTC, Irvine, Calif) построен вокруг углеволоконного и стекловолоконного эпоксидного ядра. Во время процесса пултрузии (процесс получения стеклопластиковых профилей путем вытягивания через нагретую до 130 – 150 градусов формообразующую фильеру стекловолоконистых материалов, пропитанных полиэфирной смолой или другой термореактивной смолой) формирует цельный сердечник цилиндрической формы, в то время как слой волокон из E-стекла укладывается вокруг наружной оболочки. Связанные волокна пропитываются высокотемпературной связующей эпоксидной смолой.» [53]:

Цена ACCC проводов за километр примерно в три раза выше, чем у традиционных кабелей, однако использование этих передовых технологий обеспечивает значительно более тщательную и продуктивную эксплуатацию линий. Одна из основных причин заключается в том, что провода с композитным сердечником в длинных многожильных линиях имеют возможность передавать вдвое большую мощность по сравнению с проводами со стальным сердечником того же веса и натяжения. Это обеспечивает стабильную передачу электричества и позволяет существенно сократить затраты и повысить эффективность.

Модернизируемые линии электропередач, будут выполнены проводами марки ACCC, который будет выступать в качестве инновационного.

Сравним провода AC– 240 и ACCC Monte Carlo 240 [53] Сравнение проводов представлено в таблице 17.

Таблица 17 – Характеристики проводов

Характеристика	АС – 240	АССС Monte Carlo 240
Сечение, мм ²	240	240
Активное сопротивление при 20 °С, Ом/км	0,12	0,12
Длительно допустимый ток нагрузки, А	610	1085

2.1.2 Применение КУ для поднятия напряжения в сети

Синхронный компенсатор – это синхронный двигатель упрощенной конструкции, который работает на холостом ходу.

«В перевозбужденном режиме ток опережает сетевое напряжение и является емкостным, а в недовозбужденных — отстающим, индуктивным. В таком режиме синхронная машина превращается в компенсатор — в генератор реактивного тока.

Нормальным является такой перевозбужденный режим работы синхронного компенсатора при котором второй отдает в сеть реактивную мощность.» [51].

Синхронными компенсаторы, можно назвать синхронные двигатели которые работают на холостом ходу.

В период снижения нагрузки часто возникает потребность в эксплуатации синхронных компенсаторов в недовозбужденном режиме.

Для выполнения этой задачи каждый синхронный компенсатор снабжен автоматическим регулятором напряжения или возбуждения, который манипулирует током возбуждения так, чтобы напряжение на выходе компенсатора оставалось постоянным.

Синхронные компенсаторы необходимы не только для компенсации реактивных токов индуктивных нагрузок, но и на линиях электропередач. В случае если, ЛЭП имеет большую длину, при низких нагрузках преобладает линейная емкость, и компенсаторы должны функционировать с опережающим током для его компенсации. Также требуется компенсация отстающего тока

при работе ЛЭП с высокой нагрузкой, когда преобладает индуктивность потребителей электроэнергии. В этом случае синхронный компенсатор должен функционировать с перевозбужденным состоянием.

Перемена нагрузки на ЛЭП приводит к изменению потоков реактивной мощности по величине и фазе, что вызывает значительные колебания напряжения в линии и требует регулирования напряжения.

2.1.3 Оптические измерительные трансформаторы тока и напряжения

«При повышении точности средств измерения и интеграции их в единую сеть мониторинга и контроля технологических процессов, то имеющегося у аналоговой аппаратуры потенциала становится явно недостаточно. Одно из решений - оптоволоконные трансформаторы, работа которых основана на эффекте Фарадея, то есть эффекте, открытом в одно время с законом электромагнитной индукции, но ожидавшим, когда появятся технологии, способные его эффективно использовать» [9].

«Современными специалистами и исследователями были разработаны и интегрированы на рынок приборы, являющиеся альтернативой электромагнитным измерительным трансформаторам – волоконно-оптические электронные трансформаторы тока и электронные трансформаторы напряжения на основе емкостного или без индуктивного резистивного высоковольтного делителя напряжения» [21].

Применение данных методов измерения тока предоставляет возможность получения значений сразу в цифровом виде, а примененная схема измерения напряжений дает возможность значительно повысить точность измерений и снизить погрешности.

«Внедрение на энергетических объектах этих электронных трансформаторов обеспечит технологию измерений на качественно новом уровне, приблизив такие объекты к полноценному переходу к цифровой подстанции и технологии Smart Grid» [26].

Традиционные конструкции трансформаторов имеют главную погрешность и другие дополнительные погрешности, вызванные наличием

гармоник, загрузкой вторичных цепей, их взаимодействием и температурой. В отличие от них, электронные трансформаторы тока и напряжения обладают компенсированной погрешностью, что позволяет автоматически компенсировать все влияющие факторы и поддерживать заданную точность в рабочем диапазоне. Оптические трансформаторы тока работают на эффектах Фарадея и Поккельса и состоят из оптической колонны, оптического сенсора и оптического кросса. Волокна оптоволоконна расположены перпендикулярно шине, по которой проходит первичный ток, и не имеют физического контакта с шиной. Сигнал отправляется в блок электроники по общей шине для дальнейшей обработки.

За оптическими измерительными приборами будущее и наступит то время, когда абсолютно все станции и подстанции будут соединены в общую единую сеть. Но вот когда это время наступит неизвестно, хотя и существует план к 2030 году все подстанции перевести на цифру.

2.2 Выводы

Для обеспечения повышенного уровня надежности электроснабжения потребителей ОАО «РЖД» рассматриваются применение различных инновационных технологий, таких как композитные провода, а также кабели марки АССС, оптические трансформаторы тока и напряжения, а также компенсаторы реактивной мощности (СК). Использование композитного провода увеличит передаваемую мощность в нужном районе, в то время как СК решат проблему снижения мощности в послеаварийном режиме. Оптические трансформаторы же улучшат точность измерения и помогут объединить их в сеть мониторинга и контроля технологических процессов.

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ОАО «РЖД»

Данный пункт посвящён проектированию развития электрической сети Амурской области путём разработки вариантов повышения надежности электроснабжения потребителей ОАО «РЖД» питаемых от ПС Сковородино. У которых при отключении одной ЛЭП на транзите от ПС Сковородино до ПС Могоча и переноса нагрузки с энергосистемы Забайкальского края в энергосистему Амурской области наблюдается падение напряжения ниже минимальной границы что было отмечено при расчете режима [47]. В рамках данной главы диссертации предлагается провести проектирование сетевой инфраструктуры электропередач в Амурской области с целью улучшения надежности электроснабжения потребителей ОАО «РЖД». Данная работа включает в себя разработку возможных вариантов повышения качества электрической сети путем максимальной оптимизации процессов передачи энергии. Конкретный фокус проектирования будет сосредоточен на тех сложностях, которые возникают при переносе нагрузки с энергосистемы Забайкальского края в энергосистему Амурской области. При расчете режима работы было выявлено падение напряжения ниже критической границы при отключении одной ЛЭП на транзите от ПС Сковородино до ПС Могоча. В связи с этим, одной из основных задач проектирования является разработка оптимальных мер по устранению выявленных недостатков и повышению эффективности работы электроснабжения.

3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе

Задача в этом разделе состоит в том, что необходимо разработать и описать несколько вариантов развития электросети связанных с увеличением

надежности электроснабжения потребителей ОАО «РЖД», и их обоснование.
Предполагаемы варианты показаны на рисунке 7.



Рисунок 7 – Карта схема с предложенными вариантами развития

Вариант 1. Состоит в повышении надежности за счет строительства ВЛ 220 кВ Сквородино – Ерофей Павлович/т. Вариант подключение рисунок 8.

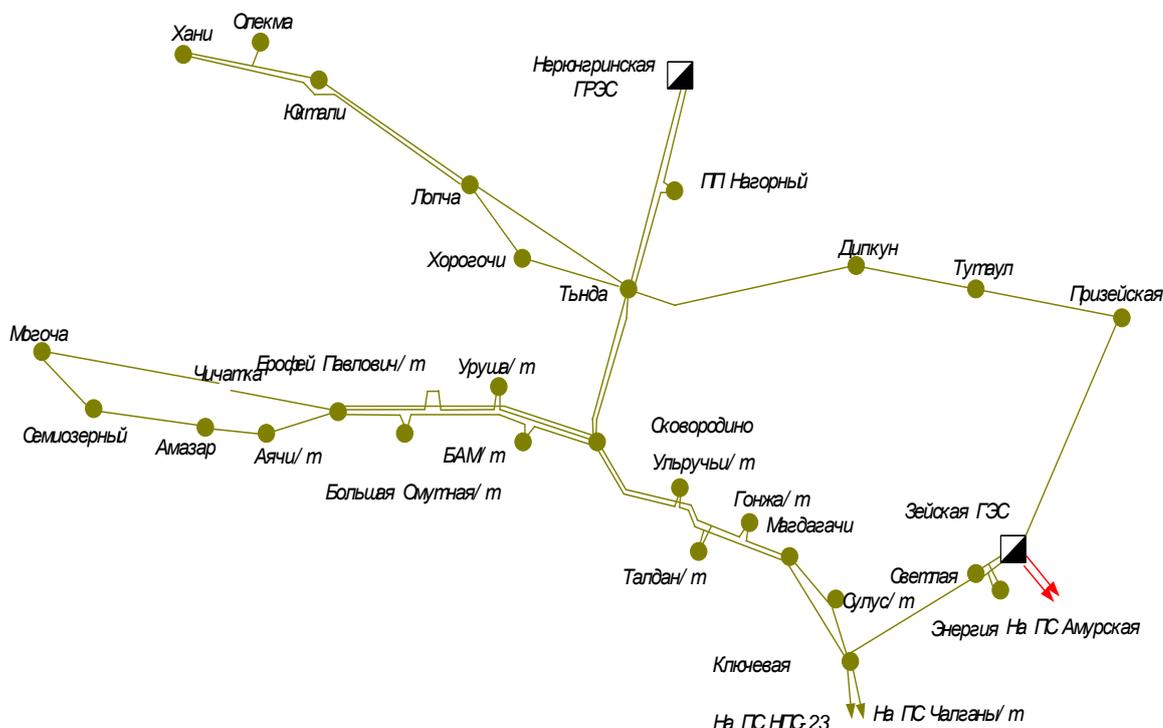


Рисунок 8 - Вариант подключения 1

Вариант 2. В этом варианте предлагается строительство ВЛ 220 кВ Сквородино – Ерофей Павлович/т и ВЛ 220 кВ Могоча – Ерофей Павлович/т. Представлен на рисунке 9



Рисунок 9 - Вариант подключения 2

Вариант 3. Здесь в качестве решения проблемы предлагается установка компенсирующих устройств для выдачи реактивной мощности на ПС Ерофей Павлович/т. Вариант подключения представлен на рисунке 10.



Рисунок 10 - Вариант подключения 3

Для решения поставленной проблемы было разработано 3 варианта развития сети.

3.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети

Этот раздел работы посвящен разработке различных вариантов технических решений для улучшения электрической сети. В рамках этого процесса требуется предоставить техническое обоснование для предложенных вариантов, выбрать необходимое оборудование и проверить работоспособность системы в различных режимах.

3.2.1 Вариант развития электрической сети при повышении надежности электроснабжения потребителей строительством ВЛ 220 кВ Сковородино – Ерофей Павлович/т

Включает строительство 157-километровой ЛЭП на напряжении 220 кВ между Сковородино и Ерофей Павлович/т с использованием проводника АССС. Проведены расчет нормального и послеаварийного режимов, а также послеаварийного режима при увеличении нагрузки от ПС Сковородино. Анализ результатов расчета показал, что уровни напряжения в допустимых пределах, и большинство линий загружены оптимально. Расчеты приводятся в приложении Г. Данные вынесены в таблицы ниже.

Таблица 18 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	Максимальный ток, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	362,96	690	52,70
ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	281,01	630	44,60
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульручы/т	263,44	630	41,82
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	356,60	960	37,15
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	302,04	1000	30,20
ПС 220 кВ Сковородино - 4	178,86	630	28,39
Зейская ГЭС - 2	267,59	1000	26,76
Зейская ГЭС - 1	267,59	1000	26,76
2 - ПС 220 кВ Светлая	229,59	1000	22,96
1 - ПС 220 кВ Светлая	229,59	1000	22,96
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	141,17	630	22,41
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	135,17	630	21,46

Продолжение таблицы 18

Название	Максимальный ток, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	129,64	630	20,58
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	98,86	630	19,67
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	115,07	630	18,74

Таблица 19 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС 220 кВ Сквородино/т	220	229,3	4,2
ПС 220 кВ БАМ/т	220	228,5	3,9
ПС 220 кВ Уруша/т	220	228,2	3,7
ПС 220 кВ Б.Омутная/т	220	228,6	3,9
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	229,3	4,2
ПС 220 кВ Аячи/т	220	229,7	4,4
ПС 220 кВ Чичатка	220	230,0	4,5
ПС 220 кВ Амазар	220	230,6	4,8
ПС 220 кВ Семиозерный	220	230,7	4,9
ПС 220 кВ Могоча	220	230,8	4,9

Таблица 20 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме до увеличения нагрузки

Название	Максимальный ток, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	361,09	690	52,41
ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	279,67	630	44,39
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручы/т	263,50	630	41,82
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	355,25	960	37,01
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	300,82	1000	30,08
ПС 220 кВ Сквородино - 4	178,01	630	28,26
Зейская ГЭС - 2	265,78	1000	26,58
Зейская ГЭС - 1	265,78	1000	26,58
2 - ПС 220 кВ Светлая	228,19	1000	22,82
1 - ПС 220 кВ Светлая	228,19	1000	22,82
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	139,95	630	22,21
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	134,98	630	21,42
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	97,94	630	19,44

Продолжение таблицы 20

Название	Максимальный ток, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	115,59	630	19,06
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	361,09	690	52,41
ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	279,67	630	44,39
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручы/т	263,50	630	41,82
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	355,25	960	37,01

Таблица 21 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме до увеличения нагрузки

Название	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС 220 кВ Сквородино	220	230,7	4,9
ПС 220 кВ БАМ/т	220	222,9	1,3
ПС 220 кВ Уруша/т	220	228,0	3,7
ПС 220 кВ Б.Омутная/т	220	226,4	2,9
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	227,9	3,6
ПС 220 кВ Аячи/т	220	228,4	3,8
ПС 220 кВ Чичатка	220	228,6	3,9
ПС 220 кВ Амазар	220	229,2	4,2
ПС 220 кВ Семиозерный	220	229,3	4,2
ПС 220 кВ Могоча	220	229,4	4,3

Таблица 22 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме после увеличения нагрузки

Название	Максимальный ток, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	519,86	690	75,38
ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	407,52	630	64,69
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручы/т	391,13	630	62,08
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	473,50	960	49,32
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	300,27	630	49,12
ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	293,10	710	43,62
ПС 220 кВ Сквородино - 4	260,79	630	41,40

Продолжение таблицы 22

Название	Максимальный ток, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	280,94	710	40,91
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	399,93	1000	39,99
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	238,55	630	38,01
Зейская ГЭС - 2	315,07	1000	31,51
Зейская ГЭС - 1	315,07	1000	31,51
ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	186,06	630	30,48
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	189,15	630	30,02

Таблица 23 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме после увеличения нагрузки

Название	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС 220 кВ Сквородино	220	224,3	1,9
ПС 220 кВ Сквородино/т	220	224,2	1,9
ПС 220 кВ БАМ/т	220	216,9	-1,4
ПС 220 кВ Уруша/т	220	221,7	0,8
ПС 220 кВ Б.Омутная/т	220	220,6	0,3
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	222,3	1,0
ПС 220 кВ Аячи/т	220	237,0	7,7
ПС 220 кВ Чичатка	220	225,7	2,6
ПС 220 кВ Амазар	220	236,9	7,7
ПС 220 кВ Семиозерный	220	232,3	5,6
ПС 220 кВ Могоча	220	236,0	7,3
ПС 220 кВ Сквородино	220	224,3	1,9
ПС 220 кВ Сквородино/т	220	224,2	1,9
ПС 220 кВ БАМ/т	220	216,9	-1,4

На рисунках 11, 12, 13 представлены режимы для данного варианта.

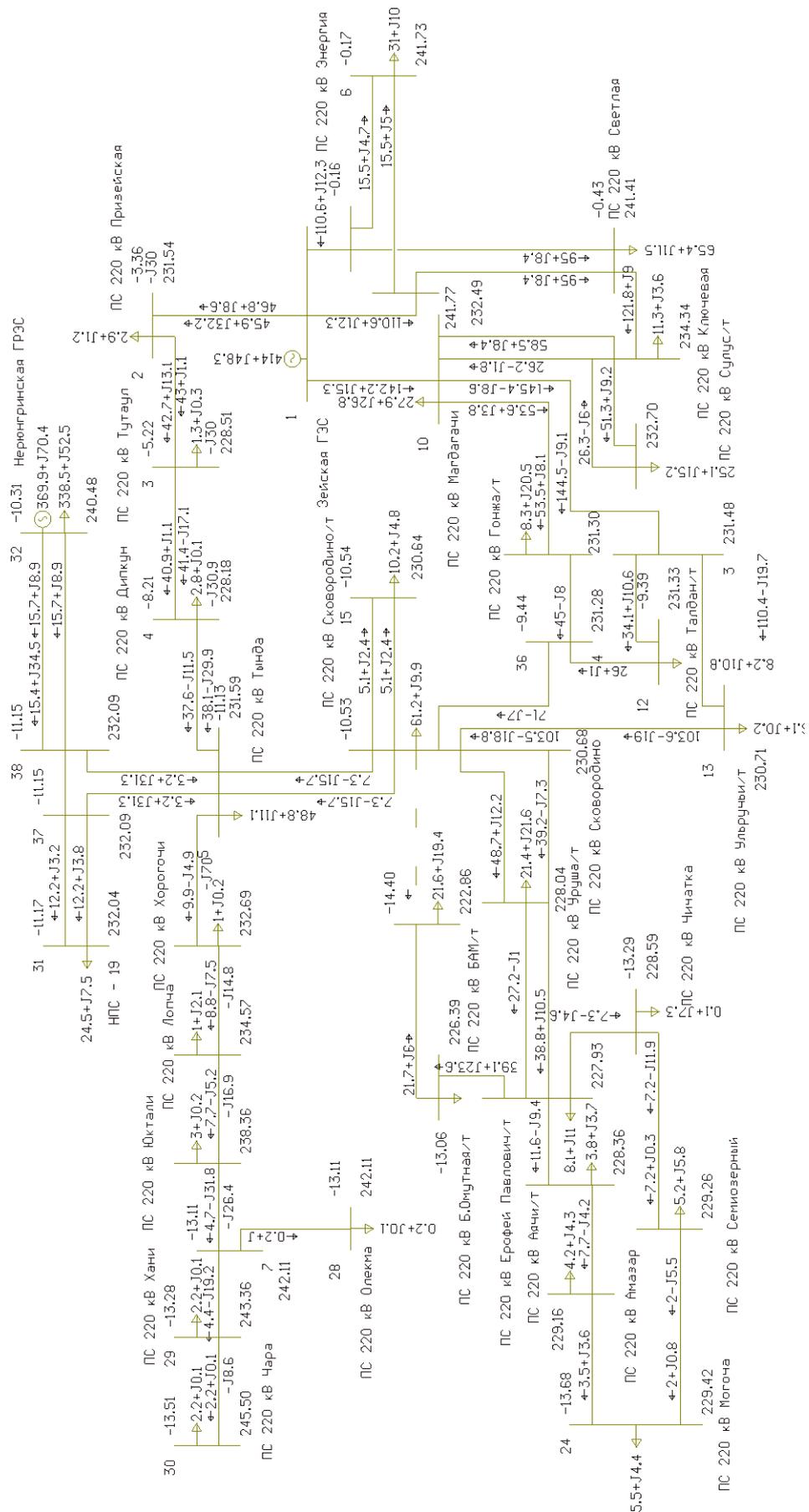


Рисунок 12 - Вариант 1 схема послеаварийного режима до увеличения нагрузки

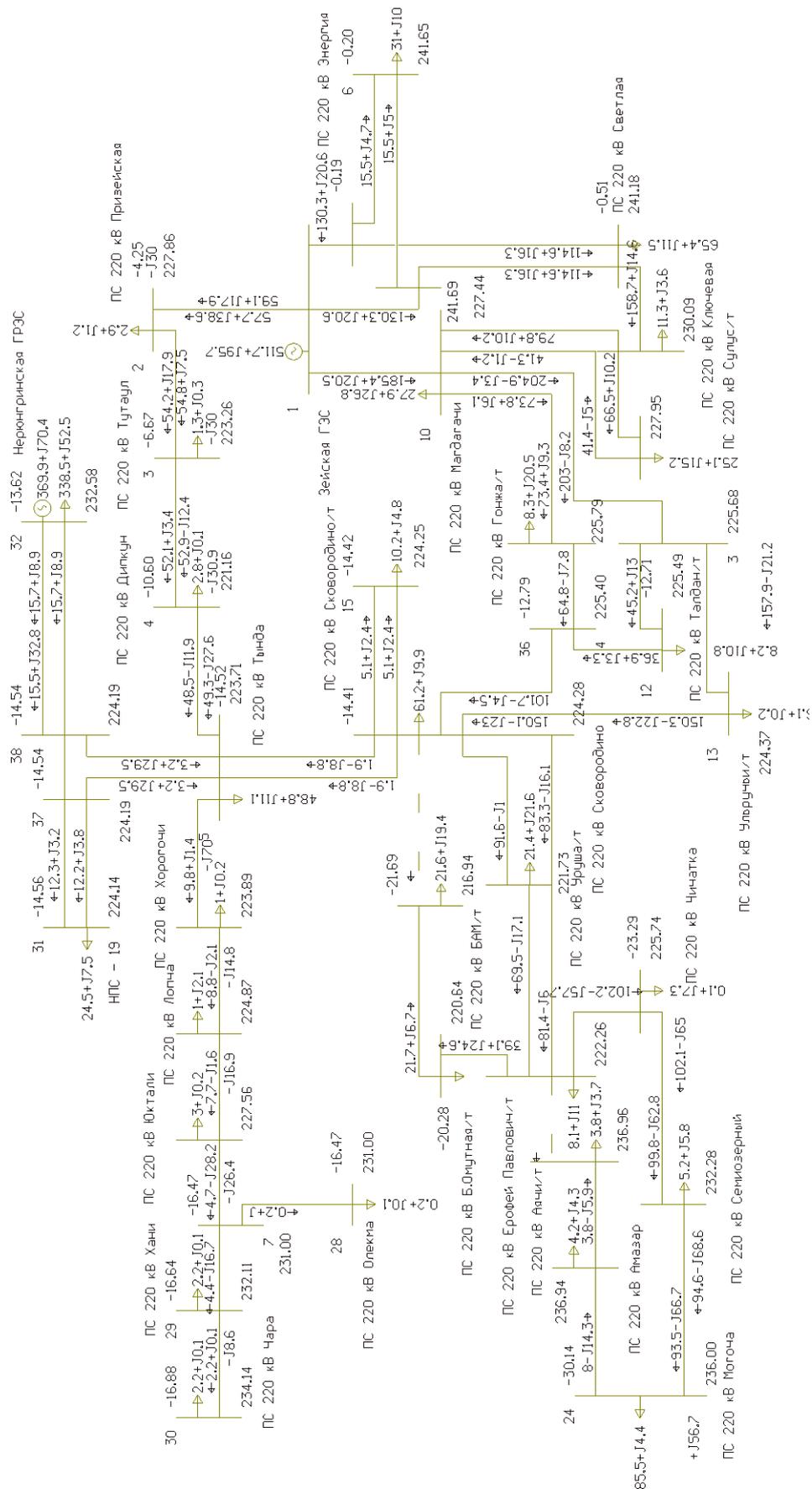


Рисунок 13 - Вариант 1 схема послеаварийного режима после увеличения нагрузки

3.2.2 Вариант развития электрической сети при повышении надежности электроснабжения потребителей строительством ВЛ 220 кВ Сковородино – Ерофей Павлович/т и ВЛ 220 кВ Могоча – Ерофей Павлович/т

В процессе разработки альтернативных вариантов улучшения электрической сети с целью повышения надежности электроснабжения потребителей, был представлен один из вариантов решения.

Он включает в себя возведение двух ЛЭП: Сковородино – Ерофей Павлович/т на 157 км и Ерофей Павлович/т - Могоча на 160 км. Обновленные ЛЭП будут оснащены проводниками марки АССС, которые будут выступать в качестве инновационных. Рассчитаны нормальные и послеаварийные режимы, а также послеаварийный режим после увеличения нагрузки от ПС Сковородино. Проанализировав результаты расчета можно сделать вывод, что уровни напряжения в сети находятся в разрешенных пределах, а исходя из токовой загрузки ЛЭП можно заключить, что большинство линий находятся в оптимальном режиме.

Расчет варианта показан в приложении к диссертации под буквой Д. В таблицах ниже приведены данные расчета. На рисунках 14-16 режимы.

Таблица 24 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	Максимальный ток, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	362,37	690	52,67
ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	282,12	630	44,78
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульручы/т	265,62	630	42,16
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	354,01	960	36,88
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	299,94	1000	29,99
ПС 220 кВ Сковородино - 4	180,07	630	28,58
Зейская ГЭС - 2	266,83	1000	26,68
Зейская ГЭС - 1	266,83	1000	26,68
2 - ПС 220 кВ Светлая	228,95	1000	22,89
1 - ПС 220 кВ Светлая	228,95	1000	22,89
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	138,01	630	21,91
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	133,79	630	21,24

Название	Максимальный ток, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	128,15	630	20,34
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	99,31	630	19,98
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	115,60	630	18,92

Таблица 25 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС 220 кВ Сквородино	220	231,0	5,0
ПС 220 кВ Сквородино/т	220	231,0	5,0
ПС 220 кВ БАМ/т	220	230,4	4,7
ПС 220 кВ Уруша/т	220	230,2	4,7
ПС 220 кВ Б.Омутная/т	220	230,8	4,9
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	231,6	5,3
ПС 220 кВ Аячи/т	220	231,9	5,4
ПС 220 кВ Чичатка	220	232,0	5,4
ПС 220 кВ Амазар	220	232,3	5,6
ПС 220 кВ Семиозерный	220	232,1	5,5
ПС 220 кВ Могоча	220	232,0	5,5

Таблица 26 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме до увеличения нагрузки

Название	Максимальный ток, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	364,20	690	52,92
ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	283,13	630	44,94
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручы/т	266,64	630	42,32
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	356,10	960	37,09
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	301,66	1000	30,17
ПС 220 кВ Сквородино - 4	180,60	630	28,67
Зейская ГЭС - 2	267,62	1000	26,76
Зейская ГЭС - 1	267,62	1000	26,76
2 - ПС 220 кВ Светлая	229,69	1000	22,97
1 - ПС 220 кВ Светлая	229,69	1000	22,97
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	139,50	630	22,14
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	134,82	630	21,40
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	129,09	630	20,49

Продолжение таблицы 26

Название	Максимальный ток, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	99,54	630	19,92
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	123,28	630	19,57
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	115,97	630	18,94
ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	114,60	630	18,91
ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	103,88	630	18,26
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	364,20	690	52,92
ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	283,13	630	44,94

Таблица 27 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме до увеличения нагрузки

Название	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС 220 кВ Сквородино	220	230,4	4,7
ПС 220 кВ Сквородино/т	220	230,3	4,7
ПС 220 кВ БАМ/т	220	224,4	2,0
ПС 220 кВ Уруша/т	220	228,7	4,0
ПС 220 кВ Б.Омутная/т	220	227,9	3,6
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	229,4	4,3
ПС 220 кВ Аячи/т	220	232,9	5,9
ПС 220 кВ Чичатка	220	230,4	4,7
ПС 220 кВ Амазар	220	232,9	5,8
ПС 220 кВ Семиозерный	220	231,6	5,3
ПС 220 кВ Могоча	220	232,0	5,5

Таблица 28 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме после увеличения нагрузки

Название	Максимальный ток, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	515,22	690	74,78
ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	405,12	630	64,30
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручы/т	388,57	630	61,68
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	467,91	960	48,74
ПС 220 кВ Сквородино - 4	259,67	630	41,22
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	395,39	1000	39,54

Продолжение таблицы 28

Название	Максимальный ток, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Уруша/т	233,14	630	37,54
Зейская ГЭС - 2	314,45	1000	31,44
Зейская ГЭС - 1	314,45	1000	31,44
ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	185,58	630	30,80
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	186,00	630	29,52
2 - ПС 220 кВ Светлая	276,33	1000	27,63
1 - ПС 220 кВ Светлая	276,33	1000	27,63
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	171,93	630	27,29
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	166,52	630	26,84
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	167,60	630	26,60

Таблица 29 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме после увеличения нагрузки

Название	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС 220 кВ Сковородино	220	225,6	2,5
ПС 220 кВ Сковородино/т	220	225,5	2,5
ПС 220 кВ БАМ/т	220	220,8	0,4
ПС 220 кВ Уруша/т	220	224,3	2,0
ПС 220 кВ Б.Омутная/т	220	224,4	2,0
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	225,9	2,7
ПС 220 кВ Аячи/т	220	232,9	5,9
ПС 220 кВ Чичатка	220	227,8	3,5
ПС 220 кВ Амазар	220	232,9	5,8
ПС 220 кВ Семиозерный	220	230,6	4,8
ПС 220 кВ Могоча	220	232,0	5,5

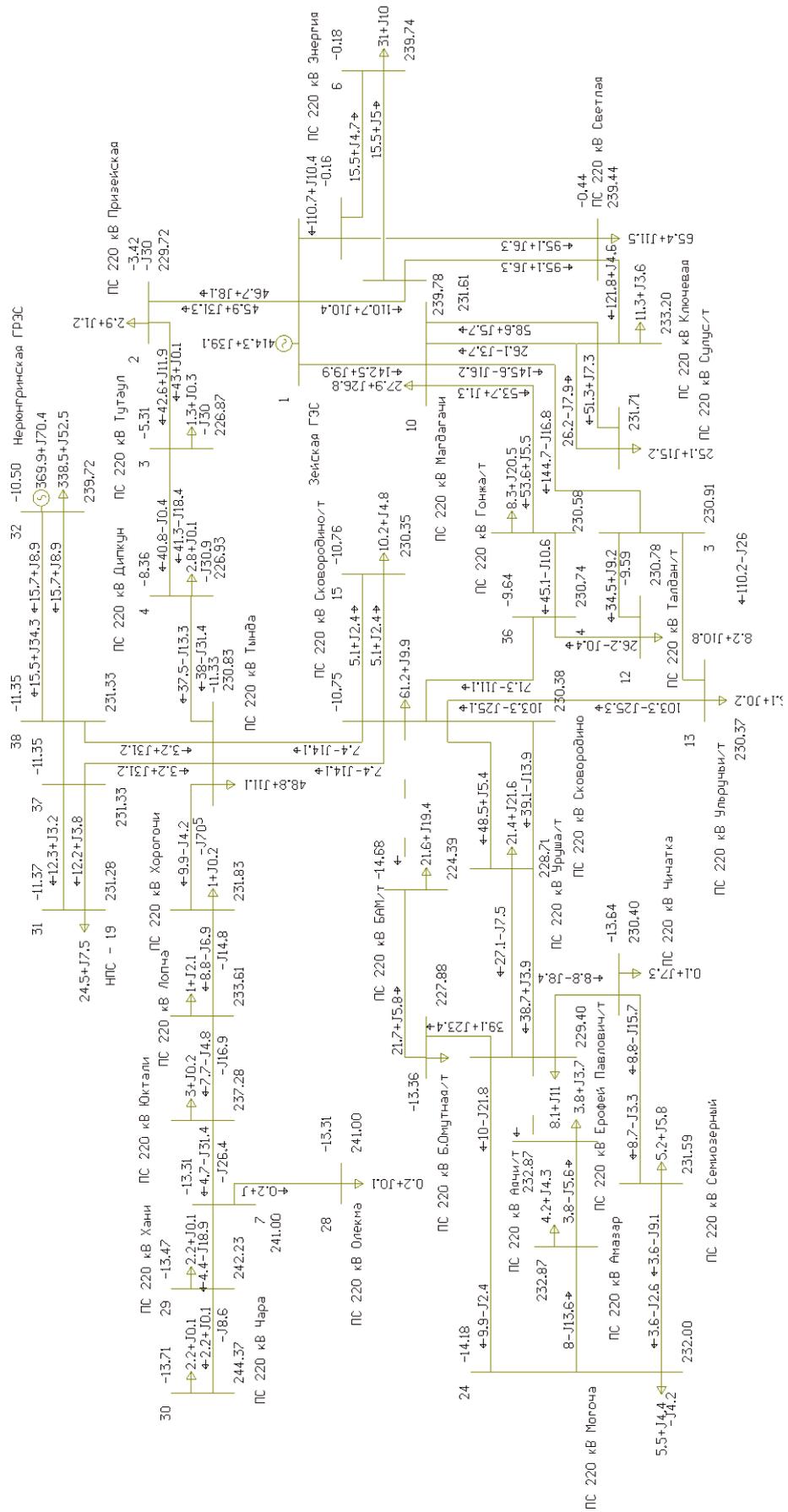


Рисунок 15 - Вариант 2 схема послеаварийного режима до увеличения нагрузки

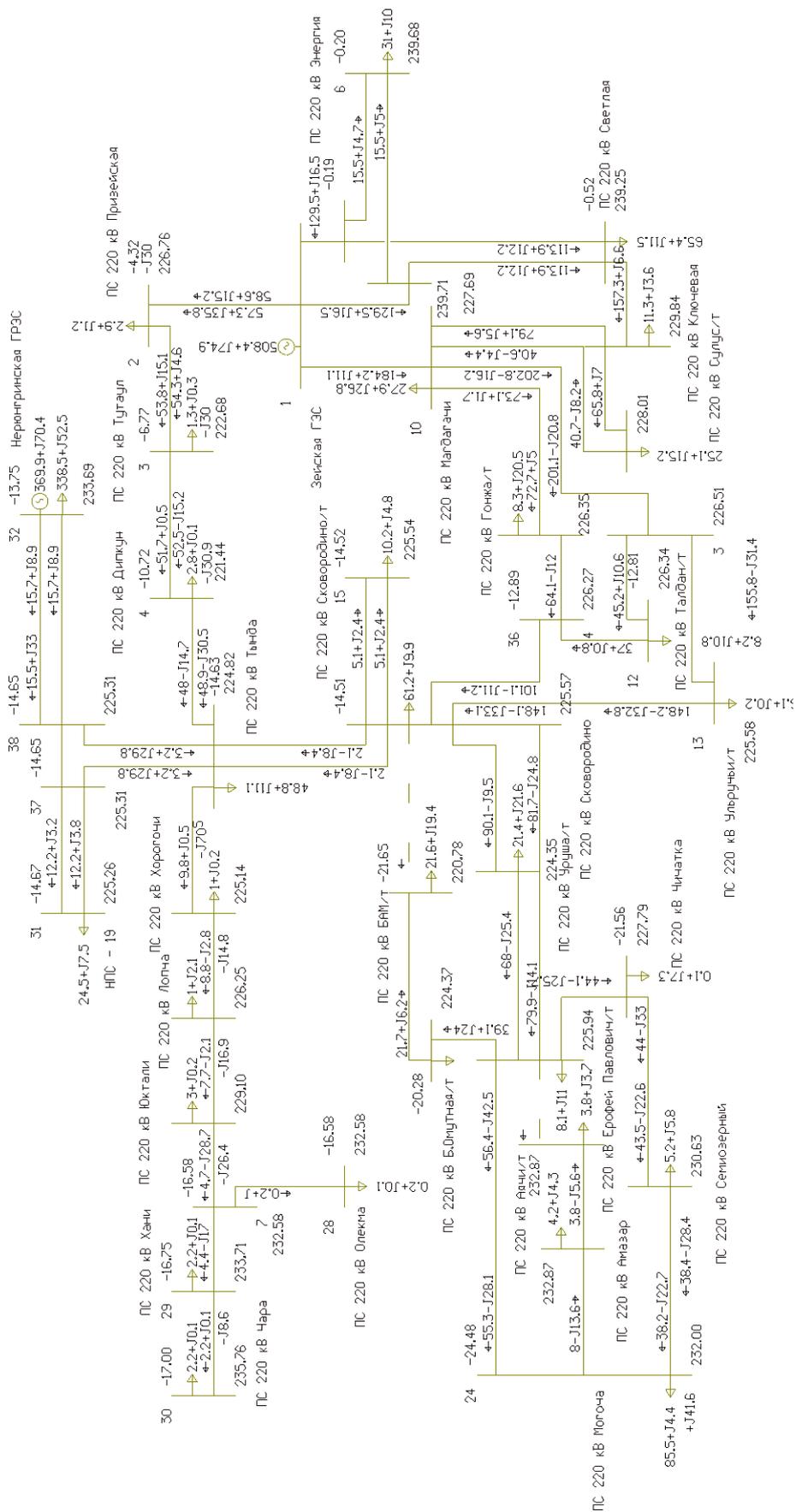


Рисунок 16 - Вариант 1 схема послеаварийного режима после увеличения нагрузки

3.2.3 Вариант развития электрической сети при установке компенсирующих устройств для выдачи реактивной мощности на ПС Ерофей Павлович/т

По стандартам СИПР Амурской области требуется установить источник генерации реактивной мощности на 120 МВар [47]. Были рассчитаны нормальные, послеаварийные режимы и послеаварийный режим при увеличении нагрузки от ПС Сквородино. Результаты расчета показали, что уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах. Анализирование токовой нагрузки ЛЭП показало, что большинство линий загружены оптимально.

Расчет варианта представлен в приложении под буквой Е.

Таблицы ниже содержат токовую нагрузку ЛЭП в нормальном и послеаварийном режимах и отклонение напряжения. На рисунках 17,18,19 представлены режимы для данного варианта.

Таблица 30 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	Максимальный ток, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	363,66	690	52,83
ПС 220 кВ Ульручь/т - 3	282,54	630	44,85
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручь/т	266,17	630	42,25
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	356,07	960	37,09
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	301,62	1000	30,16
ПС 220 кВ Сквородино - 4	180,17	630	28,60
Зейская ГЭС - 2	267,55	1000	26,75
Зейская ГЭС - 1	267,55	1000	26,75
2 - ПС 220 кВ Светлая	229,60	1000	22,96
1 - ПС 220 кВ Светлая	229,60	1000	22,96
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	139,93	630	22,21
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	134,85	630	21,40
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	129,20	630	20,51
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	99,34	630	19,85
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	120,13	630	19,12
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	115,66	630	18,88

Таблица 31 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС 220 кВ Сковородино	220	230,1	4,6
ПС 220 кВ Сковородино/т	220	230,1	4,6
ПС 220 кВ БАМ/т	220	229,6	4,4
ПС 220 кВ Уруша/т	220	230,0	4,5
ПС 220 кВ Б.Омутная/т	220	231,0	5,0
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	232,0	5,5
ПС 220 кВ Аячи/т	220	232,2	5,6
ПС 220 кВ Чичатка	220	232,3	5,6
ПС 220 кВ Амазар	220	232,5	5,7
ПС 220 кВ Семиозерный	220	232,2	5,6
ПС 220 кВ Могоча	220	232,0	5,5

Таблица 32 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме до увеличения нагрузки

Название	Максимальный ток, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	365,87	690	53,17
ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	284,65	630	45,18
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	268,32	630	42,59
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	357,10	960	37,20
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Уруша/т	223,59	630	36,24
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	302,51	1000	30,25
ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	179,02	630	29,97
ПС 220 кВ Сковородино - 4	181,64	630	28,83
Зейская ГЭС - 2	268,07	1000	26,81
Зейская ГЭС - 1	268,07	1000	26,81
2 - ПС 220 кВ Светлая	230,16	1000	23,02
1 - ПС 220 кВ Светлая	230,16	1000	23,02
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	139,52	630	22,15
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	135,26	630	21,47
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	129,37	630	20,54
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	99,92	630	20,00
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	116,60	630	19,05
ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	112,82	630	18,62

Таблица 33 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме до увеличения нагрузки

Название	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС 220 кВ Сквородино	220	230,5	4,8
ПС 220 кВ Сквородино/т	220	230,5	4,8
ПС 220 кВ БАМ/т	220	227,1	3,2
ПС 220 кВ Уруша/т	220	230,0	4,5
ПС 220 кВ Б.Омутная/т	220	230,5	4,8
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	232,0	5,5
ПС 220 кВ Аячи/т	220	232,2	5,6
ПС 220 кВ Чичатка	220	232,3	5,6
ПС 220 кВ Амазар	220	232,5	5,7
ПС 220 кВ Семиозерный	220	232,2	5,6
ПС 220 кВ Могоча	220	232,0	5,5

Таблица 34 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме после увеличения нагрузки

Название	Максимальный ток, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	520,57	690	75,56
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	456,20	630	73,48
ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	415,46	630	67,57
ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	409,61	630	65,02
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	393,06	630	62,39
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	471,55	960	49,12
ПС 220 кВ Сквородино - 4	262,64	630	41,69
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	398,46	1000	39,85
Зейская ГЭС - 2	316,10	1000	31,61
Зейская ГЭС - 1	316,10	1000	31,61
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	187,60	630	29,78
2 - ПС 220 кВ Светлая	277,99	1000	27,80
1 - ПС 220 кВ Светлая	277,99	1000	27,80
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	172,45	630	27,37
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	168,43	630	27,15
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	168,72	630	26,78

Таблица 35 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме после увеличения нагрузки

Название	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС 220 кВ Сковородино	220	225,8	2,6
ПС 220 кВ Сковородино/т	220	225,8	2,6
ПС 220 кВ БАМ/т	220	227,1	3,2
ПС 220 кВ Уруша/т	220	226,9	3,1
ПС 220 кВ Б.Омутная/т	220	230,5	4,8
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	232,0	5,5
ПС 220 кВ Аячи/т	220	232,2	5,5
ПС 220 кВ Чичатка	220	232,1	5,5
ПС 220 кВ Амазар	220	232,4	5,6
ПС 220 кВ Семиозерный	220	232,1	5,5
ПС 220 кВ Могоча	220	232,0	5,5

3.3 Выводы

Рассмотренные в данном разделе опции модернизации электрической сети позволяют обеспечить требуемые уровни напряжения на ПС 220 кВ при увеличении передаваемой мощности и выводе одной из цепей на транзите от ПС Сквородино до ПС Могоча, что было подтверждено проведенными расчетами нормальных и послеаварийных режимов. Чтобы определить оптимальный вариант, для дальнейшего рассмотрения были выбраны первый и третий варианты, для которых будет проведено технико-экономическое обоснование. Второй вариант отсеян из-за нецелесообразности, выявленной при расчете режима для строительства ЛЭП 220 кВ Ерофей Павлович/т – Могоча. Это вызвано низкой нагрузкой и большой длиной ЛЭП варианта 2, который значительно уступает другим вариантам в технико-экономическом аспекте.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Выполним расчет токов КЗ на шинах 220кВ ПС Ерофей Павлович/т для определенного варианта №3. Такой расчет необходим для выбора и проверки оборудования, а также определения уставок устройств РЗА.

4.1. Расчет ТКЗ в программе RastrWin3

В таблицах приведенных ниже представлены данные из программы Rastr Win3

Таблица 36 – Узлы/Несим/ИД

№ п/п	Тип	№ узла	Название	Уном
1	зак	1	Зейская ГЭС	220
2	у	2	ПС 220 кВ Призейская	220
3	у	3	ПС 220 кВ Тутаул	220
4	у	4	ПС 220 кВ Дипкун	220
5	у	5	ПС 220 кВ Тында	220
6	у	6	ПС 220 кВ Энергия	220
7	у	7	ПС 220 кВ Светлая	220
8	у	8	ПС 220 кВ Ключевая	220
9	у	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220
10	у	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220
11	у	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220
12	у	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220
13	у	13	ПС 220 кВ Ульручи/т	220
14	у	14	ПС 220 кВ Сковородино	220
15	у	15	ПС 220 кВ Сковородино/т	220
16	у	16	ПС 220 кВ БАМ/т	220
17	у	17	ПС 220 кВ Уруша/т	220
18	у	18	ПС 220 кВ Б.Омутная/т	220
19	у	19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220
20	у	20	ПС 220 кВ Аячи/т	220
21	у	21	ПС 220 кВ Чичатка	220
22	у	22	ПС 220 кВ Амазар	220
23	у	23	ПС 220 кВ Семиозерный	220
24	у	24	ПС 220 кВ Могоча	220
25	у	25	ПС 220 кВ Хорогочи	220
26	у	26	ПС 220 кВ Лопча	220
27	у	27	ПС 220 кВ Юктали	220
28	у	28	ПС 220 кВ Олекма	220
29	у	29	ПС 220 кВ Хани	220

№ п/п	Тип	№ узла	Название	Уном
30	у	30	ПС 220 кВ Чара	220
31	у	31	НПС - 19	220
32	у	32	Нерюнгринская ГРЭС	220
33	у	33	1	220
34	у	34	2	220
35	у	35	3	220
36	у	36	4	220
37	у	37	5	220
38	у	38	6	220
39	у	39	7	220

Таблица 37 – Ветви/Несим/ИД

Название	R	X	X0
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	236,55
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	161,97
Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	4,53
Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	4,53
1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	2,67
2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	2,67
1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	8,82
2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	8,82
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	144,51
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	59,52
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	70,29
ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	39,06
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	46,26
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	29,58
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	47,13
ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	5,55
ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	5,55
ПС 220 кВ Сквородино - 4	3	14	42
ПС 220 кВ Ульручьи/т - 3	3	8	24
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручьи/т	0,38	1,63	4,89
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	6,81
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	6,81
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	2,53	11,1	33,3
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	7,26	32,43	97,29
ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	10,06	44,96	134,88
ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	6,2	27,72	83,16
ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	2,32	10,35	31,05
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи/т	2,54	11,35	34,05

Название	R	X	X0
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	5,26	22,67	68,01
ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	80,79
ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	108,06
ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	8,55	36,82	110,46
ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	57
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Скворородино	14,9	66,59	199,77
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Скворородино	14,9	66,59	199,77
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	124,59
ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	190,08
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	190,08
ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	10,5
ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	10,5
5 - НПС - 19	0,38	1,71	5,13
6 - НПС - 19	0,38	1,71	5,13
5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	231,69
6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	231,69
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	7,15	31,94	95,82
ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	112,11
ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	187,98
ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	110,25
ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	0,51
ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	62,88
ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	162,21
ПС 220 кВ Скворородино - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	13,46	60,15	180,45

Таблица 38 – Токи к.з. ПС Ерофей Павлович/т

Тип КЗ	Место	Ток прямой последовательности кА	Ток прямой обратной кА	Ток прямой нулевой кА
3ф	ВН	1,93	0,00	0,00
2ф	ВН	0,97	-0,97	0,00
1ф	ВН	0,67	0,67	0,67
1ф1ф	ВН	1,27	0,68	-0,66

Ударный ток рассчитывается по формуле [20]:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot K_{y0} \cdot I_{п0}^{(3)} \quad (2)$$

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

$K_{уд}$ – ударный коэффициент.

Для части системы, с которой электростанция (подстанция) связана ВЛЭП напряжением 220 кВ ударный коэффициент равен $K_{уд} = 1,717 - 1,78$, значение постоянной времени $T_a = 0,03 - 0,04$ [20].

Таблица 39 – Значения токов кз на шинах ПС «Ерофей Павлович/т»

Точка КЗ		Трехфазное КЗ, кА	Ударный ток, кА	Однофазное КЗ, кА
ВН	ПС «Ерофей Павлович/т»	1,93	4,64	1,27

Для выбора электрического оборудования, необходимо рассчитать максимальные рабочие токи в элементах подстанции. Это позволит гарантировать, что выбранное оборудование выдержит полную мощность транзита в случае аварии или ремонта на одной из линий.

4.2 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального

4.2.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбираются на основе максимальных рабочих токов и установившихся напряжений, и в данном проекте избраны элегазовые выключатели наружной установки ОРУ 220 кВ. Выбранный выключатель проходит проверку на способность к отключению, а также на его термическую и динамическую стойкость к токам КЗ.

«Проведем проверку по термической устойчивости выключателя» [20]:

$$B_{к1} = I_{кз}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (3)$$

$$B_k = 1.93^2 \cdot (3,085 + 0,03) = 12 \text{ MA}^2\text{c};$$

Выбор выключателей наружной установки ОРУ 220 кВ; Данные сведены в таблицу 40.

Таблица 40 – Выключатель ВГТ – 220 – 40/3150УХЛ1 [52]

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 1085 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{отклном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 1,93 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} = 4,64 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 1,93 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{пр.скв}}$
$i_{\text{пр.скв.}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} = 4,64 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} \leq i_{\text{y}}$
$I_{\text{вклном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 1,93 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{вклном}}$
$i_{\text{аНОМ}} = 22,627 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 0.17 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{аНОМ}}$
$B_{\text{кНОМ}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 12 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{кНОМ}}$

Выключатель ВГТ-220-40/3150УХЛ1 является элегазовым трехполюсным выключателем наружной установки, со встроенными трансформаторами тока. Он предназначен для коммутации электрических цепей переменного тока в условиях холодного и умеренного климата в нормальных и аварийных режимах. Для организации коммутации выключателя используется пружинный привод ППрК.

4.2.2 Выбор и проверка разъединителей

На стороне 220 кВ выберем разъединители марки: РГН – 220/2000 – УХЛ1.

В таблице 41 представлены данные разъединителя данной марки.

Таблица 41 – Разъединитель РГ2 – 220/2000 УХЛ1 [53]

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 1085 \text{ А}$	$I_{\text{max}} < I_{\text{НОМ}}$

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$I_{\text{пр.СКВ}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_y = 4,64 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{пр.СКВ}}$
Главные ножи		
$V_{\text{КНОМ}} = 31,5^2 \cdot 2$ $= 1984 \text{ МА}^2\text{с}$	$V_k = 12 \text{ МА}^2\text{с}$	$V_k < V_{\text{КНОМ}}$
Заземляющие ножи		
$V_{\text{КНОМ}} = 31,5^2 \cdot 1$ $= 992 \text{ МА}^2\text{с}$	$V_k = 12 \text{ МА}^2\text{с}$	$V_k < V_{\text{КНОМ}}$

4.2.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Функциональное устройство трансформатора тока заключается в переводе первичной электрической цепи в удобные, для измерения и контроля РЗА, значения. Также, трансформатор тока применяется для разделения электрических цепей, с целью избежать воздействия высокого напряжения в первичных цепях на системы измерения и защиты. Одной из главных задач, которые решает данное электротехническое устройство является, снижение электрического тока первичной электрической цепи до необходимого уровня для дальнейшей обработки и контроля во вторичной цепи.

Единственный комплект ТТ устанавливается в каждую цепь, с установленным выключателем, в то время как в генераторной цепи количество комплектов зависит от мощности генератора. Выбирается ТТ в соответствии с номинальным напряжением, первичными и вторичными токами, конструкцией, родом установки (внутренний или наружный) и классом точности, чем обеспечивается высокое качество и сохранность работы электросистемы. Важным техническим преимуществом ТТ является возможность подключения в одну, две или три фазы, что зависит от цели и напряжения цепи. Прохождение ТТ проверки на термическую и электродинамическую стойкость при токах короткого замыкания является критически важным и гарантирует безопасность и долговечность работы.

Для нашего случая возьмем «оптический трансформатор тока НХСТ [54].

Данные этого ТТ представлены в таблице 42.

Таблица 42 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

U_H , кВ	l , м
220	75 – 100
10	10

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

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}, \quad (4)$$

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (5)$$

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).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2}; \quad (6)$$

ОРУ 220 кВ:

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

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

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

Таблица 43 содержит информацию о приборах учета. В таблице 44 приведены данные трансформатора тока.

Таблица 43 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 220 кВ

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

Таблица 44 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1085 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2H} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$I_{дин} = 79 \text{ кА}$	$I_{уд} = 4.64 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{Кном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_k = 12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Кном} > B_k$

Просматривая расчетные данные, мы можем заключить, что трансформатор тока полностью соответствует всем требованиям и условиям.

5 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

Основная задача этого раздела заключается в том, чтобы выбрать оптимальный вариант проектирования электросетей для данного региона, анализируя и оценивая экономический эффект от осуществления этих проектных решений.

5.1 Капиталовложения

Основной целью этой главы является определение общих капитальных инвестиций, необходимых для строительства новых линий электропередачи и распределительных пунктов, расширения существующих и реконструкции уже существующих предприятий, а также для оснащения их необходимым техническим оборудованием. Эти капитальные инвестиции включают в себя материальные, трудовые и финансовые ресурсы, необходимые для реализации проектов.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [52]:

- капиталовложения на сооружение подстанций;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (7)$$

Из-за различий в конфигурации, материалах и оборудовании, которые используются на подстанциях, а также объемах работ, необходимых для расширения и реконструкции этих объектов, стоимость подстанций может быть оценена путем разбиения их на основные составляющие элементы

1. стоимость распределительных устройств;
2. трансформаторы (АТ);
3. компенсирующие и регулирующие устройства;
4. постоянная часть затрат;

5. 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) [52]:

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

8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;

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

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

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (8)$$

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

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

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

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

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

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле [52]:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (9)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии [52];

l – длина трассы;

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

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 10,9$, при условии, что цены взяты за 2000 год [47].

С результатом расчета можно ознакомиться в приложении Б. Результаты расчета, относящиеся к варианту № 1, могут быть найдены в таблице 45, а результаты, относящиеся к варианту № 3, - в таблице 46..

Таблица 45– Капиталовложения для варианта №1

Элементы сети	K , тыс.руб
Воздушные линии	139730
Ячейка ОРУ	7000

Таблица 46 – Капиталовложения для варианта №3

Элементы сети	K , тыс.руб
ИРМ (БСК-220-125 УХЛ1)	14900
Ячейка ОРУ	7000

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- вариант №1: $K_{общ} = 1957235.654$ тыс.руб;

- вариант №3: $K_{общ} = 334200$ тыс.руб.

5.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}; \quad (10)$$

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:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}; \quad (11)$$

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

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}; \quad (12)$$

где ΔW - потери электроэнергии, КВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 КВт·ч электроэнергии, принята 2.84 руб/КВт·ч[50].

Важным параметром, который принимают в расчет, при рассмотрении энергоэффективности, являются потери электроэнергии. Они вычисляются на основе эффективной мощности и, в свою очередь, включают в себя потери, возникающие в процессе передачи энергии через воздушные линии электропередач, трансформаторы и компенсирующие устройства.

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p; \quad (13)$$

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 47.

Таблица 47 – Издержки

Вариант	$I_{э.р.}$, тыс.руб	$I_{ам.рен.}$, тыс.руб	$I_{\Delta W}$ тыс.руб	I , тыс.руб
№1	22890	126900	28210	229900
№2	16710	16710	-	33420

5.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

Наше предпочтение отдаётся варианту с самыми низкими годовыми эксплуатационными расходами. Если разница между годовыми эксплуатационными расходами составляет менее 5%, то мы выбираем вариант с наименьшей стоимостью потерь электроэнергии в качестве оптимального.

В рамках выбора наиболее оптимального варианта необходимо учитывать, что этот выбор производится на основании минимальных годовых затрат или средних приведенных затрат. Для более точного экономического анализа данного вопроса мы будем использовать методологию расчета приведенных затрат, вместо чистой приведенной стоимости. Это связано с тем, что данная методология обеспечивает более точное представление о реальных затратах на проект, что позволяет принимать обоснованные решения и наиболее эффективно использовать имеющиеся инвестиции. Кроме того, норма инвестиций в данном случае является одинаковой, а значит, использование чистой приведенной стоимости не даст необходимой точности в расчетах. Важно отметить, что подключение подстанции заново является одним из факторов, исключающих возможность использования чистой приведенной стоимости.

Затраты определяются по формуле [52]:

$$Z = E \cdot K + I ; \quad (14)$$

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

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками, получим значения приведённых затрат, значения, представленные в таблице 48.

Таблица 48 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	1957235.654	229900	425650.393
2	334200	33420	66838.8

Согласно нашим расчетам, вариант №3 оказался более выгодным из двух предложенных, потому что капитальные вложения, издержки и, следовательно, общие затраты на создание сети будут на 358,800 тыс. рублей меньше, чем в варианте №1.

5.4 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения

Комплексный показатель качества электроснабжения, связанный с надежностью, отражает потребительскую стоимость электроэнергии и является ключевым экономическим показателем, позволяющим оценить ущерб, вызванный отключениями или сбоями в электроснабжении. Это понятие характеризует степень надежности, с которой поставляется электроэнергия, и важно при расчетах штрафов, неустоек и пеней, связанных с несоблюдением условий контракта и вызванными перерывами электроснабжения потребителей. При выборе оперативных и технических стратегий обслуживания системы энергоснабжения ущерб рассматривается как количественный показатель.

«Основной ущерб - это ущерб, вызванный прекращением подачи энергии при условии сохранения технологического процесса, оборудования и отсутствия брака, то есть ущерб U_0 из-за невыполнения производственного плана» [13].

«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» [13].

Удельный ущерб потребителя при отключении будет определяться по следующей формуле [13]:

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left(y_0 + \frac{y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр} \cdot t_{огр}, \quad (15)$$

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[13];

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

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{техн.бр} = P_n \cdot \sigma_{техн.бр}, \quad (16)$$

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

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год:

$$Y = y \cdot T_{ср} \cdot c, \quad (17)$$

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

c – тариф на электроэнергию, равен 2,87 руб/кВт*ч [50].

Подробный расчёт величины ущерба для варианта №1 приведён в приложении Б.

Результаты расчета для ПС Ерофей Павлович/т представлен в таблице 49.

Таблица 49 – Расчет величины ущерба для ПС Ерофей Павлович/т

Объект	у, кВт	T _{ср} , ч	У, тыс.руб
ПС Ерофей Павлович/т	448200	136,135	175100

5.5 Оценка экономической эффективности

Нам необходимо сравнить варианты на предмет экономической эффективности.

Оценка экономической эффективности варианта №3

«Объем продаж электроэнергии потребителю в год» [52]:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T ; \quad (18)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется [52]:

$$W_t = P_H \cdot T_{max} ; \quad (19)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

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

$$W_t = 80000 \cdot 1000 = 64000 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$O_{Pt} = 64000 \cdot 1.1 = 70400 \text{ тыс.руб.};$$

Прибыль от реализации продукции определится [52]:

$$П_{\delta t} = O_{P_t} - I_t - K_t - Y_t; \quad (20)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль [52]:

$$H_t = 0,2 \cdot (П_{\delta t}); \quad (21)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($П_{чt}$) численно равна прибыли от реализации ($П_{\delta t}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль [52]:

$$П_{чt} = П_{\delta t} - H_t; \quad (22)$$

ЧДД определяется за счет дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t . Данный поток является результатом вычитания денежных оттоков из денежных притоков (исключая финансирование) и подвергается дисконтированию.

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом [52]:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (23)$$

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 20.

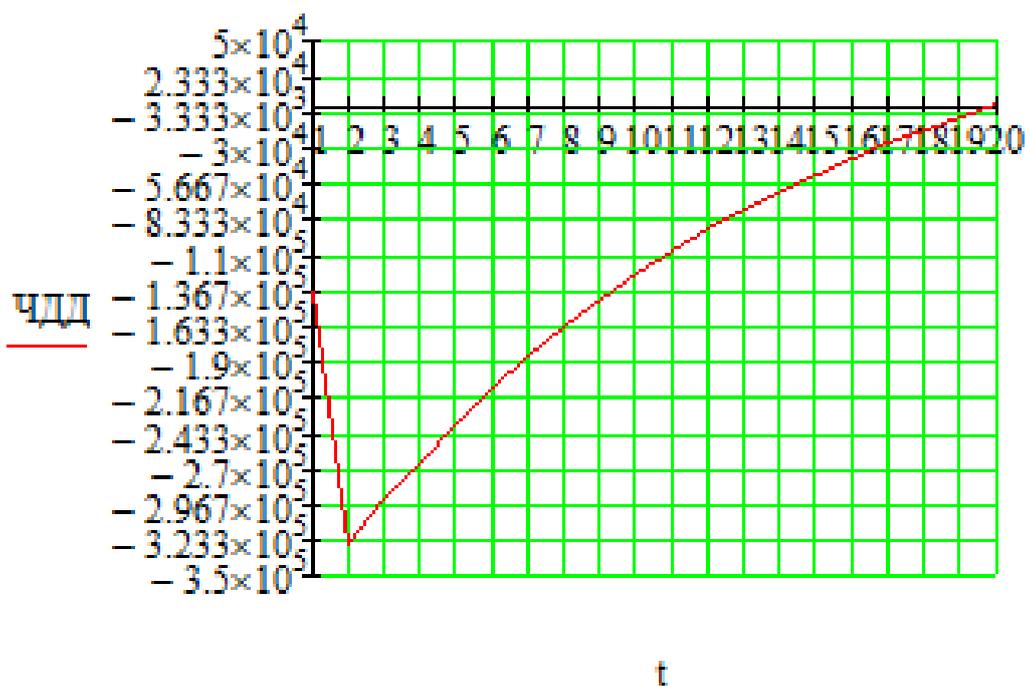


Рисунок 20– График ЧДД

Из представленного графика можно сделать вывод, что срок окупаемости проекта создания сети составляет менее 20 лет, что является хорошим показателем.

Величина, обозначающая срок окупаемости, может быть рассчитана в течение каждого года расчетного периода после ввода сетевого объекта в эксплуатацию, а также за отдельные характерные годы. Понятие "характерные годы" подразумевает годы выплаты заемных средств и финансовых затрат после выхода объекта на нормальный режим эксплуатации, а также период после полной выплаты кредита и процентов. Важно отметить, что в данном случае предполагается, что объект был построен без использования заемных средств. Таким образом, можно сделать вывод о том, что проект является довольно перспективным и может принести значительную прибыль в будущем.

Рентабельность инвестиций определяется по формуле [23]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (24)$$

где K – суммарные капитальные вложения;
 \mathcal{E}_t – системный эффект, обусловленный вводом объекта в год t ;
 I_t – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;
 H_t - налог на прибыль.

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

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

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным. Расчеты экономической эффективности проекта для первого варианта содержатся в приложении Б. График представлен на рисунке 21.

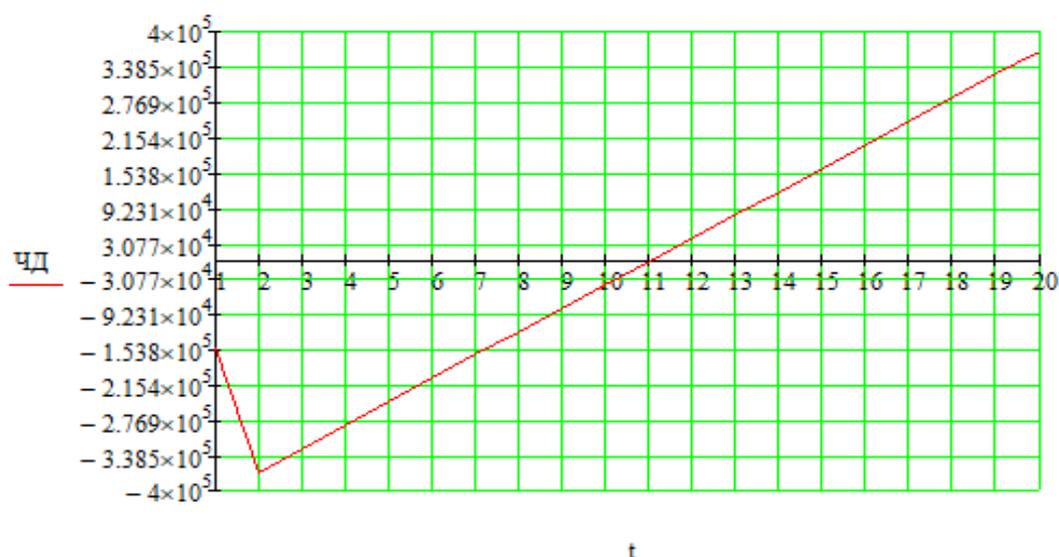


Рисунок 21 – График ЧД

5.6 Выводы

Затраты в размере 334 миллионов рублей обеспечат окупаемость новой системы электроснабжения на протяжении 19 лет. Данный проект представляет собой экономически выгодный объект, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций превышает единицу (ИДД = 1.007). Помимо этого, следует обратить внимание на рентабельность проекта, который составляет 12.21% в год начиная только с третьего года расчетного периода, длительностью в 20 лет. Это говорит о том, что проект окупится быстро, а инвесторы смогут заработать приличную прибыль в будущем.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная магистерская работа содержит предложение по развитию системы электроснабжения на территории Амурской области с использованием 220 кВ линий, которые будут подключены к центру питания подстанции Сковородино с целью обеспечения высокой надежности энергоснабжения для потребителей ОАО «РЖД».

В работе был проведен тщательный анализ текущей системы электроснабжения в Западном энергорайоне, который выявил несколько проблем, включая высокую протяженность линий и отсутствие генерирующих мощностей в данном районе, отсутствие средств компенсации реактивной мощности для поднятия напряжения на участке от ПС Сковородино до ПС Могоча. 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. Так как в послеаварийном режиме при отключении одной из ЛЭП на участке от ПС Сковородино до ПС Могоча и увеличении нагрузки на данном участке напряжения опускается ниже минимального значения.

Были подсчитаны установившиеся максимальный и послеаварийный режимы, проведен анализ, также было отрегулировано напряжение.

В качестве инновационных технологий предложены провода с использованием композитных материалов, применение ИРМ для поднятия напряжения в сети в ремонтных схемах и применение оптических трансформаторов тока.

Были рассчитаны экономические затраты и необходимые инвестиции, которые являются оптимальными для успешной реализации предлагаемых проектов. Выбран лучший вариант, в этом варианте на ПС 220 кВ Ерофей павлович/т устанавливается ИРМ мощность 120 МВар.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Басова Т.Ф., Борисов Е.И., Бологова В.В. и др. Экономика и управление энергетическими предприятиями: Учебник для студентов высших учебных заведений / под ред. Кожевникова Н.Н. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 432 с.
2. Васильева В.Я., Дробиков Г.А., Лагутин В.А. Эксплуатация электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие. – Чебоксары: Чувашский гос. ун-т, 2000. – 864 с.
3. Выбор ограничителей перенапряжений производства «Таврида Электрик» в сетях среднего напряжения [Электронный ресурс]. URL: www.yanviktor.ru/ispytaniya/opn/vybor_opn. о . (дата обращения 22.11.2022).
4. Выбор силовых трансформаторов // Каталог силовых трансформаторов с характеристиками и фото [Электронный ресурс]. URL: <http://silovoytransformator.ru/stati/silovye-transformatory.html> (дата обращения 22.11.2022).
5. ГОСТ 16110-82. Трансформаторы силовые. Термины и определения.
6. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей.
7. Габариты трансформаторов // Блог проектировщика: материалы для расчета и оформления проектов [Электронный ресурс]. URL: <http://energoproekt.blogspot.ru/2009/05/gabarity-transformatorov.html> (дата обращения 22.11.2022).
8. Грудинский П.Г., Мандрыкин С.А., Улицкий М.С. Техническая эксплуатация основного электротехнического оборудования станций и подстанций / под ред. П.И. Устинова. М.: Энергия, 1974. – 570 с.
9. Гусенков А.В., Лебедев В.Д., Литвинов С.Н., Словесный С.А., Яблоков А.А. Экспериментальное определение частичных разрядов в макете

цифрового измерительного трансформатора дифференциальным методом // Вестник ИГЭУ. 2019.

10. Идельчик В.И. Электрические системы и сети : учеб./ В. И. Идельчик. -

11. Измерительные оптические трансформаторы тока и напряжения [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ruscable.ru/doc/analytic/KPD5/proline.pdf> (дата обращения 22.01.2023).

12. Карапетян, И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей. 4-е издание [Электронный ресурс] / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро. - М.: ЭНАС, 2012. - 376 с. Режим доступа: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=84939>

13. Китушин, В. Г. Надежность энергетических систем [Текст] : учеб. пособие / В. Г. Китушин Ч. 1 : Теоретические основы. – Новосибирск : изд-во НГТУ, 2003. -255 с.

14. Козлов А.Н., Романенко И.А. Внедрение комбинированных цифровых трансформаторов тока и напряжения // Вестник Амурского государственного университета. Серия: Естественные и экономические науки. 2019.

15. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) 110-500 кВ [Электронный ресурс]. URL: http://www.alstomrusal.ru/podstantsii_peremennogo_toka/krue (дата обращения 22.01.2023)

16. Конструкции измерительных трансформаторов напряжения - Электрическая часть электростанций // Энергетика: оборудование. Документация [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/knigi/arhivyu/elektricheskaya-chast-elektrostantsiy-61.html> (дата обращения 22.01.2023).

17. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003. Утверждены приказом Минэнерго

России от 30.06.03 № 281. – Режим доступа :
<http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294812/4294812999.pdf>

18. Методические указания по устойчивости энергосистем СО 153-34.20.576-2003, утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 277. – Режим доступа :
<http://www.gostrf.com/normadata/1/4294814/4294814841.pdf>

19. 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.

20. 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>

21. Найденов А.Д. Оптические трансформаторы напряжения // Вестник науки и образования. 2020.

22. Немировский, А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие / А. Е. Немировский, И. Ю. Сергиевская, Л. Ю. Крепышева. — 4-е изд. — Москва, Вологда : Инфра-Инженерия, 2020. — 174 с. — ISBN 978-5-9729-0404-4. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/98362.html> (дата обращения: 13.04.2022). — Режим доступа: для авторизир. Пользователей

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

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

25. Острейковский, В.А. Теория надежности [Текст] : учеб. : рек. УМО / В. А. Острейковский. -2-е изд., испр. . -М. : Высш. шк., 2008. - 464 с.
26. Перминов В.В. Применение волоконно-оптических измерительных трансформаторов тока и напряжения в релейной защите и автоматике // Вестник магистратуры. 2019.
27. Половко, А.М. Основы теории надежности [Текст] : практикум : рек. УМО / А.М. Половко, С. В. Гуров. - СПб. : БХВ-Петербург, 2006. - 558 с.
28. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.- М. : Омега-Л, 2006, 2013. – 269 с.
29. Проектирование электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учебное пособие / С. Н. Антонов, Е. В. Коноплев, П. В. Коноплев, А. В. Ивашина. — Электрон. текстовые данные. — Ставрополь : Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. — 104 с. — 2227-8397. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/47343.html>
30. Розанов Ю.К., Основы современной энергетики. Том 2. Современная электроэнергетика. [Электронный ресурс] : учеб. / Розанов Ю.К., Старшинов В.А., Серебрянников С.В.. — Электрон.дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2010. — 632 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72256>
31. Розанов Ю.К., Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учебное пособие. [Электронный ресурс] : учеб.пособие / Розанов Ю.К., Бурман А.П., Шакарян Ю.Г.. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2012. — 384 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72311>
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; введен 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. Возможности вейвлет–анализа при диспетчерском и технологическом управлении энергообъектами [Текст] / Н. В. Савина, Л. А. Гурина, Ю. В. Мясоедов // Энергетика России в XXI веке: развитие, функционирование, управление : сб. трудов Всероссийской конференции. – Иркутск, 2005. – С. 635–642.

37. 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).

38. 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).

39. Савина, Н. В. Эквивалентирование активных и реактивных сопротивлений при несинусоидальных и несимметричных режимах [Текст] / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов // Problemy elektroenergetyki : III Miedzynarodowe seminarium. – Lodz, 2002. – P. 129–135.

40. Савина, Н.В. Надежность систем электроэнергетики [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н.В. Савина – Благовещенск : Изд-во

Амур. гос. ун-та, 2011. – 268 с., 1898 Кб. - Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/3060.pdf

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

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

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

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

45. 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.

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

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

48. Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2022 г.

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

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

51. Ушаков, В. Я. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие для вузов В. Я. Ушаков. — Москва : Издательство Юрайт, 2020. — 446 с. — (Высшее образование). — ISBN 978-5-534-00649-0. — Текст : электронный // ЭБС Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/451327> (дата обращения: 07.04.2021).

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

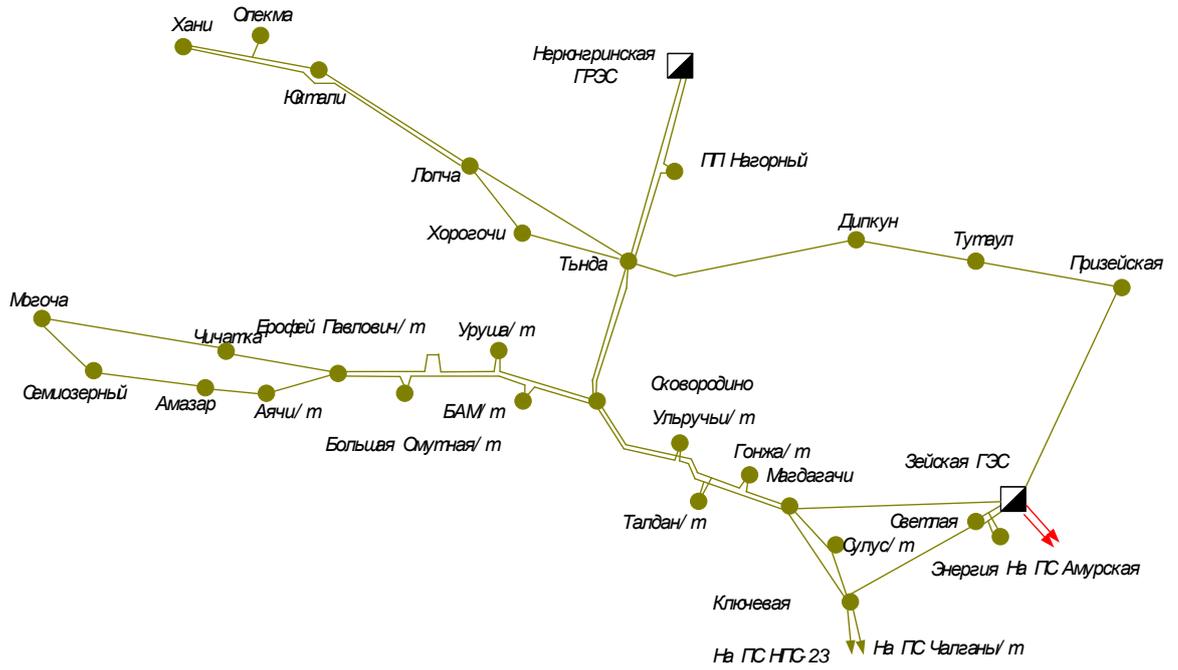
53. Электротехническое оборудование последнего поколения [Электронный ресурс] : учеб. пособие для магист. программы "Электроэнергет. системы и сети" / сост. А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева; АмГУ, Эн. ф. - 2-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 165 с. Режим доступа: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

54. Bazyl I.M., Dudarenko A.D. The use of optical current transformers // News of TulSU. Technical sciences. 2018.

55. Urakseev M. A., Levina T. M. Fiber-optic transformers as elements of modern electrotechnical complexes and systems // Electrotechnical and information complexes and systems. 2013.

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:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

$$C_{240} := 890 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$l_1 := 157$$

Вариант №1.

$$K_{вл1} := C_{240} \cdot l_1 = 139730 \quad \text{тыс.руб}$$

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.

$$K_{инф} := 10.9$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma вл1} := \left[K_{вл1} + K_{вл1} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) \right] \cdot K_{инф} = 1743595.654 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_{вл2} := 0 = 0 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma вл2} := \left[K_{вл2} + K_{вл2} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) \right] \cdot K_{инф} = 0 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

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

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт в программе Mathcad

$K_{\text{пост}}$ - постоянная часть затрат;
 $K_{\text{ру}}$ - стоимость распределительных устройств;
 $K_{\text{тр}}$ - стоимость трансформаторов;
 $K_{\text{ку}}$ - стоимость компенсирующих устройств.

$$K_{1\text{яч}} := 7000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс1}} := 2 \cdot K_{1\text{яч}} = 1.4 \times 10^4$$

$$K_{\text{пс2}} := K_{1\text{яч}} + 14900 = 2.19 \times 10^4$$

тыс.руб

тыс.руб

Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:

$$K_{\Sigma\text{пс1}} := K_{\text{пс1}} \cdot 1.4 \cdot k_{\text{инф}} = 2.136 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma\text{пс2}} := K_{\text{пс2}} \cdot 1.4 \cdot k_{\text{инф}} = 3.342 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma\text{вл1}} + K_{\Sigma\text{пс1}}) = 1957235.654 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_2 := (K_{\Sigma\text{вл2}} + K_{\Sigma\text{пс2}}) = 3.342 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

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

Эксплуатационные издержки:

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

Вариант №1.

$$И_{э1} := \alpha_{э.\text{вл}} \cdot K_{\Sigma\text{вл1}} + \alpha_{э.\text{пс}} \cdot K_{\Sigma\text{пс1}} = 2.289 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$И_{э2} := \alpha_{э.\text{вл}} \cdot K_{\Sigma\text{вл2}} + \alpha_{э.\text{пс}} \cdot K_{\Sigma\text{пс2}} = 1.671 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

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.

$$I_{\text{ан1}} := \frac{K_{\Sigma \text{вл1}}}{T_{\text{ст.вл}}} + \frac{K_{\Sigma \text{пт1}}}{T_{\text{ст.пт}}} = 1.269 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\text{ан2}} := \frac{K_{\Sigma \text{вл2}}}{T_{\text{ст.вл}}} + \frac{K_{\Sigma \text{пт2}}}{T_{\text{ст.пт}}} = 1.671 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

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:

$$r_{240} := 0.121 \quad \text{Ом/км}$$

$$T_{\text{год}} := 8760$$

$$\Delta W_{\text{л1}} := 3 \cdot 0.3^2 \cdot \left(\frac{1}{1} \cdot r_{240} \cdot l_1 \right) \cdot T = 2.821 \times 10^4$$

Вариант №2.

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Delta W_{\text{л2}} := 0 = 0$$

$$\Sigma W_{\text{вл2}} := \Delta W_{\text{л2}} = 0$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

Суммарные потери в трансформаторах:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт в программе Mathcad

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Delta W_{\text{пл}} + 0) = 2.821 \times 10^4$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл2}} + 0) = 0$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 2.84 \text{ руб/кВт*ч}$$

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := (\Sigma W_1 \cdot C_0) = 80117.948 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W2} := (\Sigma W_2 \cdot C_0) = 0 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{\text{з1}} + I_{\text{зм1}} + I_{\Delta W1} = 2.299 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_2 := I_{\text{з2}} + I_{\text{зм2}} + I_{\Delta W2} = 3.342 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 425650.393 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 66838.8 \quad \text{тыс.руб}$$

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №2, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 358800 тыс. руб по сравнению с вариантом №1.

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

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт в программе Mathcad

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

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 1.1 \text{ руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} \quad T_{\text{max}} := 800 \text{ ч}$$

$$S_{\text{ном1}} := 80000 \text{ кВт} \quad n := 2 \quad k_{1\text{эном}} := 0.5$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{1\text{эном}} = 8 \times 10^4 \text{ кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 1$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 8 \times 10^4 \text{ кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 8 \times 10^4 \text{ кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 6.4 \times 10^7 \text{ кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 7.04 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := И_2 - И_{\text{эм2}} = 1.671 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$П_{\text{год}} := O - И = 5.369 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{\text{год}} \cdot 0.24 = 1.289 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

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

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт в программе Mathcad

Капиталовложения в первый год:

$$K_{c1} := 0.4 \cdot K_2 = 1.337 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{c2} := 0.6 \cdot K_2 = 2.005 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\Delta_1 := -И - K_{c1} = -1.504 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\Delta_1}{(1 + E_n)^1} = -1.392 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -1.392 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Delta_2 := -И - K_{c2} = -2.172 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\Delta_2}{(1 + E_n)^2} = -1.862 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{2.} := \text{ЧДД}_1 + \text{ЧДД}_2 = -3.255 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\Delta_3 := О - И - Н = 4.08 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\Delta_3}{(1 + E_n)^3} = 3.239 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{3.} := \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 = -2.931 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Delta := \Delta_3 = 4.08 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\Delta}{(1 + E_n)^4} = 2.999 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{4.} := \text{ЧДД}_{3.} + \text{ЧДД}_4 = -2.631 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\Delta}{(1 + E_n)^5} = 2.777 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{5.} := \text{ЧДД}_{4.} + \text{ЧДД}_5 = -2.353 \times 10^5$$

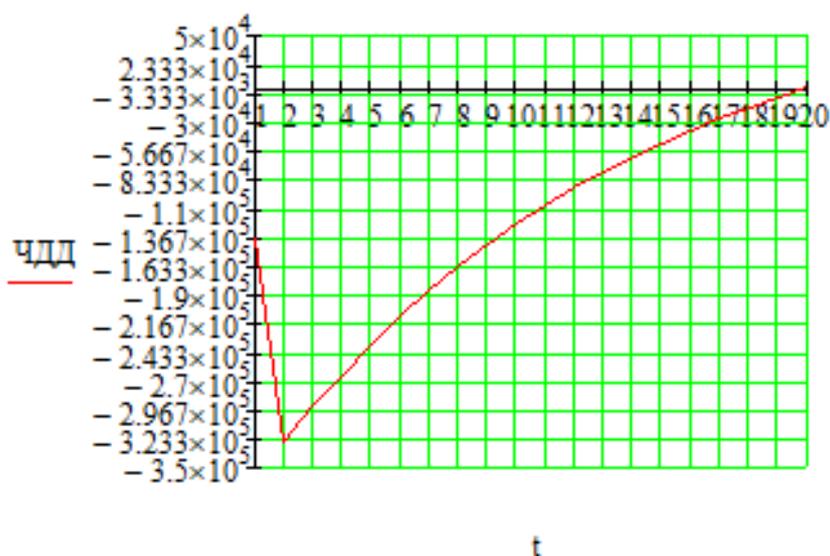
$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\Delta}{(1 + E_n)^6} = 2.571 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{6.} := \text{ЧДД}_{5.} + \text{ЧДД}_6 = -2.096 \times 10^5$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧДД}_7 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^7} = 2.381 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_7 := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = -1.858 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_8 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^8} = 2.205 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = -1.638 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^9} = 2.041 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = -1.433 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{10}} = 1.89 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = -1.244 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{11}} = 1.75 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = -1.069 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{12}} = 1.62 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = -9.074 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{13}} = 1.5 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = -7.574 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{14}} = 1.389 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = -6.185 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{15}} = 1.286 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = -4.898 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{16}} = 1.191 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = -3.707 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{17}} = 1.103 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = -2.604 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{18}} = 1.021 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = -1.583 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{19}} = 9.455 \times 10^3$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = -6.378 \times 10^3$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{20}} = 8.755 \times 10^3$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 2.377 \times 10^3$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_2} + 1 = 1.007$$

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.

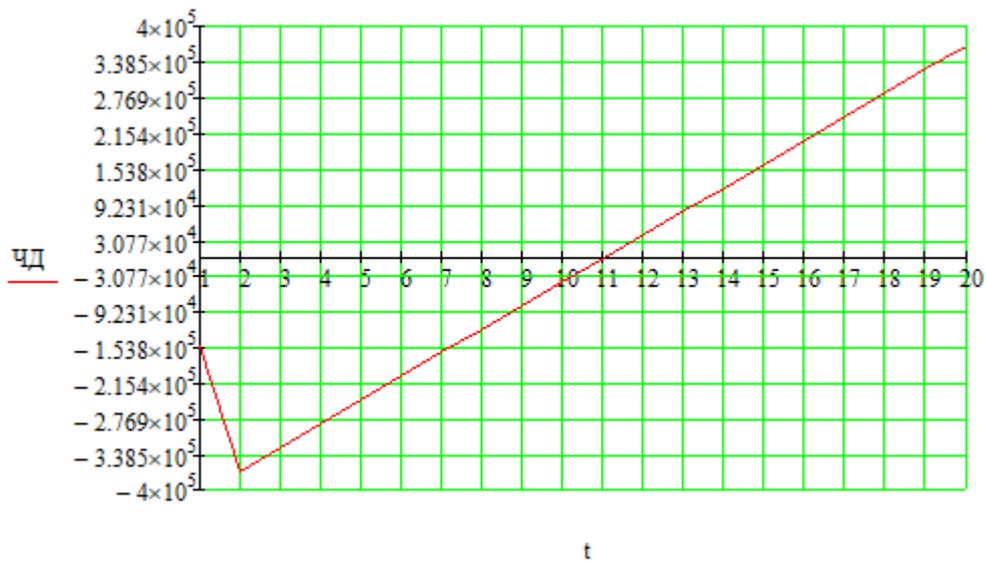
Чистый доход:

$\text{ЧД}_1 := \Theta_1 = -1.504 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -1.504 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_2 := \Theta_2 = -2.172 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -3.676 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_3 := \Theta = 4.08 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -3.268 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_4 := \Theta = 4.08 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -2.86 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_5 := \Theta = 4.08 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = -2.452 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_6 := \Theta = 4.08 \times 10^4$	тыс.руб		

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧД}_7 := \text{Э} = 4.08 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_6 := \text{ЧД}_5 + \text{ЧД}_6 = -2.044 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_8 := \text{Э} = 4.08 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_7 := \text{ЧД}_6 + \text{ЧД}_7 = -1.636 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_9 := \text{Э} = 4.08 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_8 := \text{ЧД}_7 + \text{ЧД}_8 = -1.228 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{10} := \text{Э} = 4.08 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_9 := \text{ЧД}_8 + \text{ЧД}_9 = -8.198 \times 10^4$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{11} := \text{Э} = 4.08 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{10} := \text{ЧД}_9 + \text{ЧД}_{10} = -4.118 \times 10^4$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{12} := \text{Э} = 4.08 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{11} := \text{ЧД}_{10} + \text{ЧД}_{11} = -371.748$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{13} := \text{Э} = 4.08 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{12} := \text{ЧД}_{11} + \text{ЧД}_{12} = 4.043 \times 10^4$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{14} := \text{Э} = 4.08 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{13} := \text{ЧД}_{12} + \text{ЧД}_{13} = 8.124 \times 10^4$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{15} := \text{Э} = 4.08 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{14} := \text{ЧД}_{13} + \text{ЧД}_{14} = 1.22 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{16} := \text{Э} = 4.08 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{15} := \text{ЧД}_{14} + \text{ЧД}_{15} = 1.628 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{17} := \text{Э} = 4.08 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{16} := \text{ЧД}_{15} + \text{ЧД}_{16} = 2.037 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{18} := \text{Э} = 4.08 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{17} := \text{ЧД}_{16} + \text{ЧД}_{17} = 2.445 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{19} := \text{Э} = 4.08 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{18} := \text{ЧД}_{17} + \text{ЧД}_{18} = 2.853 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{20} := \text{Э} = 4.08 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{19} := \text{ЧД}_{18} + \text{ЧД}_{19} = 3.261 \times 10^5$	тыс.руб
		$\text{ЧД}_{20} := \text{ЧД}_{19} + \text{ЧД}_{20} = 3.669 \times 10^5$	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.

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

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

$$R_1 := \frac{\Theta_1}{K_2} \cdot 100 = -45 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\Theta_2}{K_2} \cdot 100 = -65 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Theta_3}{K_2} \cdot 100 = 12.21 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 334 миллионов руб. составит 19 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД=1.007). Рентабельность проекта составит 12.21 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчёт в программе Mathcad

Средняя величина удельного основного ущерба, у.е./КВт*ч

$$Y_o := 0.6$$

Удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./КВт

$$Y_{вн} := 1.5$$

Продолжительность отключения, ч

$$t_{огр} := 1$$

Доля нагрузки технологической брони:

$$\sigma_{техн.бр} := 0.9$$

Мощность нагрузки, КВт

$$P_{пс} := 180 \cdot 10^3$$

Технологическая броня, КВт:

$$P_{техн.бр.ПС} := P_{пс} \cdot \sigma_{техн.бр} = 1.62 \times 10^5$$

Удельная величина ущерба, у.е.

$$Y_{ПС} := Y_o \cdot P_{пс} \cdot t_{огр} + \left(Y_o + \frac{Y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр.ПС} \cdot t_{огр} = 4.482 \times 10^5 \quad \frac{\text{кВт}}{\text{час}}$$

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

$$T_{пр.1} := \omega_{0.вл220} \cdot 30 \cdot T_{в.вл220} + \omega_{пл.вл220} \cdot T_{в.пл.вл220} = 49.25$$

$$T_{пр.2} := \omega_{0.вл220} \cdot 26 \cdot T_{в.вл220} + \omega_{пл.вл220} \cdot T_{в.пл.вл220} = 49.03$$

$$T_{пр.3} := \omega_{0.вл220} \cdot 83 \cdot T_{в.вл220} + \omega_{пл.вл220} \cdot T_{в.пл.вл220} = 52.165$$

$$T_{пр.4} := \omega_{0.вл220} \cdot 25 \cdot T_{в.вл220} + \omega_{пл.вл220} \cdot T_{в.пл.вл220} = 48.975$$

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

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

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

$$T_{пр.5} := T_{пр.тр.220} = 86.28$$

Среднее время отключения потребителя, ч:

$$t_{пр.пс} := \frac{T_{пр.1} + T_{пр.2} + T_{пр.3} + T_{пр.4}}{4} + T_{пр.5} = 136.135$$

Величина ущерба, тыс. руб.

$$Y_{ПС} := \frac{Y_{ПС} \cdot t_{пр.пс} \cdot 2.87}{1000} = 1.751 \times 10^5$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

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	Зейская ГЭС	220	0	1	0	0	414,4697	99,77414	240	0	0	0	240	0
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	0	1	2,92	1,17	0	-30	0	0	0	0	226,0557	-3,26098
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	0	1	1,3	0,3	0	-30	0	0	0	0	221,3935	-5,11412
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	0	1	2,8	0,1	0	-30,9	0	0	0	0	218,9883	-8,17745
Нагр	5	ПС 220 кВ Тьнда	220	0	1	48,8	11,1	0	-70	0	0	0	0	220,9395	-11,2408
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	0	1	31	10	0	0	0	0	0	0	239,6715	-0,17221
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	0	1	65,4	11,5	0	0	0	0	0	0	239,2303	-0,42873
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	0	1	11,3	3,6	0	0	0	0	0	0	228,3334	-6,41367
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	0	1	25,1	15,2	0	0	0	0	0	0	226,0487	-7,483
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	0	1	27,9	26,8	0	0	0	0	0	0	225,4537	-7,86148
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	0	1	8,3	20,5	0	0	0	0	0	0	223,6116	-8,74057
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	0	1	8,2	10,8	0	0	0	0	0	0	223,0885	-9,50942
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручьи/т	220	0	1	6,1	0,2	0	0	0	0	0	0	221,7552	-10,4693
Нагр	14	ПС 220 кВ Сквородино	220	0	1	61,2	9,9	0	0	0	0	0	0	221,5691	-10,6671
Нагр	15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	0	1	10,2	4,8	0	0	0	0	0	0	221,5363	-10,6794
Нагр	16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	0	1	21,6	19,4	0	0	0	0	0	0	220,339	-11,2494
Нагр	17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	0	1	21,4	21,6	0	0	0	0	0	0	219,0312	-12,1174
Нагр	18	ПС 220 кВ Б.Омутная/т	220	0	1	17,3	20,5	0	0	0	0	0	0	218,7365	-12,6197
Нагр	19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	0	1	8,1	11	0	0	0	0	0	0	219,1491	-12,7573
Нагр	20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	0	1	3,8	3,7	0	0	0	0	0	0	219,5003	-12,9417
Нагр	21	ПС 220 кВ Чинатка	220	0	1	0,1	7,3	0	0	0	0	0	0	219,6679	-12,9954
Нагр	22	ПС 220 кВ Амазар	220	0	1	4,2	4,3	0	0	0	0	0	0	220,1762	-13,2429
Нагр	23	ПС 220 кВ Семиозерный	220	0	1	5,2	5,8	0	0	0	0	0	0	220,2141	-13,3574
Нагр	24	ПС 220 кВ Могоча	220	0	1	5,5	4,4	0	0	0	0	0	0	220,36	-13,4125
Нагр	25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	0	1	1	0,2	0	-14,8	0	0	0	0	220,9534	-11,6268
Нагр	26	ПС 220 кВ Лопча	220	0	1	1	2,1	0	-16,9	0	0	0	0	221,7874	-12,0788
Нагр	27	ПС 220 кВ Юктали	220	0	1	3	0,2	0	-26,4	0	0	0	0	224,345	-12,8153
Нагр	28	ПС 220 кВ Олекма	220	0	1	0,2	0,1	0	0	0	0	0	0	227,7816	-13,2144
Нагр	29	ПС 220 кВ Хани	220	0	1	2,2	0,1	0	-8,6	0	0	0	0	228,8548	-13,3807
Нагр	30	ПС 220 кВ Чара	220	0	1	2,2	0,1	0	0	0	0	0	0	230,8565	-13,6312
Нагр	31	НПС - 19	220	0	1	24,5	7,5	0	0	0	0	0	0	221,3708	-11,2833
Нагр	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	369,9	70,4	0	0	0	0	229,7977	-10,3175
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	239,7063	-0,1597
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	239,7063	-0,1597
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	223,2798	-9,44595
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	222,997	-9,56022
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	221,4188	-11,2604
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	221,4188	-11,2604
Нагр	39		7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	227,7818	-13,2143

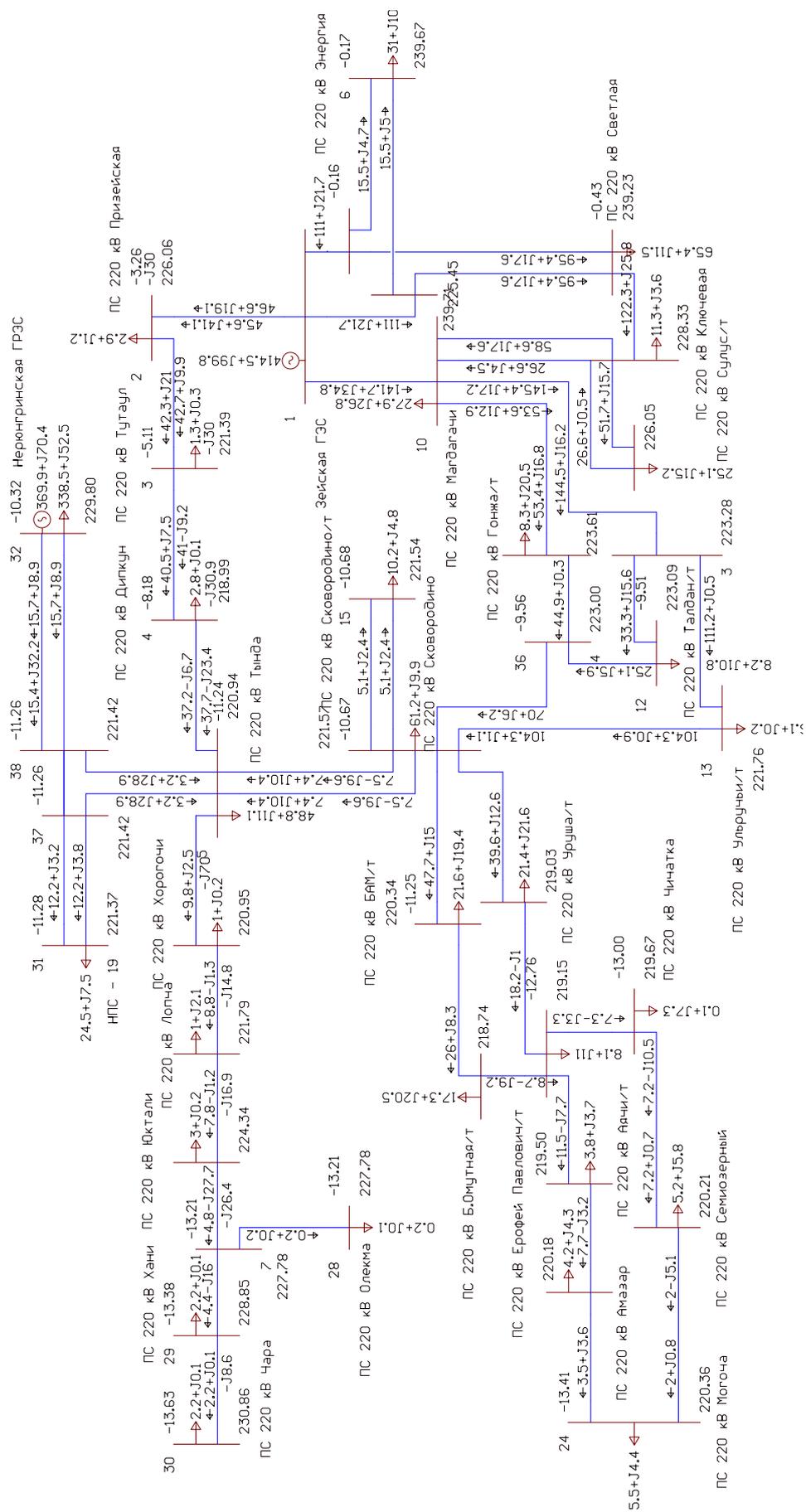
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

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	I загр.
лэп	1	2	0	0	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2	0	0	0	0	-46,5568	-19,1332	0	156,6845	24,87055
лэп	1	10	0	0	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5	0	0	0	0	-145,702	-37,5575	0	373,7133	38,92847
лэп	1	33	0	0	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-111,105	-21,5417	0	272,5014	27,25014
лэп	1	34	0	0	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-111,105	-21,5417	0	272,5014	27,25014
лэп	33	6	0	0	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5012	-4,68236	0	39,23291	5,685929
лэп	34	6	0	0	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5012	-4,68236	0	39,23291	5,685929
лэп	33	7	0	0	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-95,5289	-17,0582	0	234,175	23,4175
лэп	34	7	0	0	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-95,5289	-17,0582	0	234,175	23,4175
лэп	7	8	0	0	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297	0	0	0	0	-125,449	-23,7262	0	316,0455	31,60455
лэп	8	9	0	0	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7	0	0	0	0	-51,9886	-10,446	0	138,0538	21,91329
лэп	8	10	0	0	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5	0	0	0	0	-58,9956	-11,8037	0	156,7175	15,67175
лэп	9	10	0	0	ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9	0	0	0	0	-26,6246	-5,3214	0	69,02372	10,95615
лэп	10	11	0	0	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1	0	0	0	0	-53,5899	-12,9112	0	144,4574	22,92974
лэп	10	35	0	0	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5	0	0	0	0	-145,414	-17,1844	0	375,8983	54,47802
лэп	11	36	0	0	ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2	0	0	0	0	-45,0802	-3,730417	0	116,792	18,53841
лэп	12	35	0	0	ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	33,25377	16,1431	0	95,665	15,18492
лэп	12	36	0	0	ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	-25,0605	-5,34582	0	66,63648	10,57722
лэп	14	36	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - 4	3	14	-90	0	0	0	0	69,6794	9,217289	0	183,1477	29,07106
лэп	13	35	0	0	ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	3	8	-52	0	0	0	0	110,4807	1,120239	0	287,6566	45,65978
лэп	14	13	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	0,38	1,63	-10	0	0	0	0	104,2583	1,063213	0	271,6835	43,12437
лэп	14	15	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-5,09391	-1,71434	0	14,67443	2,329275
лэп	14	15	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-5,09391	-1,71434	0	14,67443	2,329275
лэп	14	16	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	2,53	11,1	-68,4	0	0	0	0	-47,8569	-12,1945	0	131,0725	20,80515
лэп	14	17	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	7,26	32,43	-199,9	0	0	0	0	-39,8645	-3,98773	0	109,5739	17,39268
лэп	16	18	0	0	ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	10,06	44,96	-277,2	0	0	0	0	-26,1518	4,420751	0	72,06195	11,4384
лэп	17	19	0	0	ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	6,2	27,72	-170,9	0	0	0	0	-18,2423	9,00348	0	53,62305	8,511595
лэп	18	19	0	0	ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	2,32	10,35	-63,8	0	0	0	0	-8,73068	12,18917	0	39,57463	6,281687
лэп	19	20	0	0	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи/т	2,54	11,35	-70	0	0	0	0	-11,5517	11,02528	0	42,06963	6,677719
лэп	19	21	0	0	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	5,26	22,67	-144,2	0	0	0	0	-7,27635	10,14749	0	32,89623	5,221624
лэп	20	22	0	0	ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	-171,3	0	0	0	0	-7,74555	11,40864	0	36,27045	5,108514
лэп	22	24	0	0	ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	-229,1	0	0	0	0	-3,537	7,491196	0	21,72305	3,448102
лэп	21	23	0	0	ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	8,55	36,82	-234,2	0	0	0	0	-7,16377	10,54685	0	33,50996	4,719713
лэп	23	24	0	0	ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	-120,8	0	0	0	0	-1,95816	5,072385	0	14,25515	2,007768
лэп	5	14	0	0	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	7,446463	10,40742	0	33,44072	5,30805
лэп	5	14	0	0	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	7,446463	10,40742	0	33,44072	5,30805
лэп	2	3	0	0	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1	0	0	0	0	42,6532	-9,92261	0	123,1439	19,54665
лэп	3	4	0	0	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дилкун	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-40,9654	9,249999	0	109,5151	17,38335
лэп	4	5	0	0	ПС 220 кВ Дилкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-37,6566	23,44606	0	116,9504	18,56356
лэп	5	37	0	0	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	3,186643	29,90262	0	78,58277	13,09713
лэп	5	38	0	0	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	3,186643	29,90262	0	78,58277	13,09713
лэп	37	31	0	0	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-12,2132	-3,24302	0	33,32286	5,553811
лэп	38	31	0	0	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-12,2132	-3,24302	0	33,32286	5,553811
лэп	37	32	0	0	5 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	15,42496	32,15262	0	92,98665	14,75979
лэп	38	32	0	0	6 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	15,42496	32,15262	0	92,98665	14,75979
лэп	5	25	0	0	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хоргочи	7,15	31,94	-196,9	0	0	0	0	-9,79286	7,059505	0	31,54645	5,007373
лэп	25	26	0	0	ПС 220 кВ Хоргочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	-230,4	0	0	0	0	-8,81005	12,48536	0	39,92852	6,337861
лэп	26	27	0	0	ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	-386,3	0	0	0	0	-7,80605	20,2345	0	56,45754	8,961515
лэп	27	39	0	0	ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6	0	0	0	0	-4,7599	27,71373	0	72,36538	11,48657
лэп	28	39	0	0	ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1	0	0	0	0	0,174486	0,239135	0	0,750326	0,119099
лэп	29	39	0	0	ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	-129,2	0	0	0	0	4,376703	-9,32229	0	42,01907	6,669694
лэп	29	30	0	0	ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9	0	0	0	0	-2,18964	17,97727	0	45,68786	7,252042

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_сxn	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	419,7074	38,31776	245	0	0	0	0	245	0
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	0	1	2,92	1,17	0	-30	0	0	0	0	0	232,2067	-18,583
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	0	1	1,3	0,3	0	-30	0	0	0	0	0	237,8436	-28,5217
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	0	1	2,8	0,1	0	-30,9	0	0	0	0	0	262,3381	-42,0924
Нагр	5	ПС 220 кВ Тында	220	0	1	48,8	11,1	0	-70	0	0	0	0	0	299,7775	-52,7084
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	0	1	31	10	0	0	0	0	0	0	0	244,8052	-0,108
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	0	1	65,4	11,5	0	0	0	0	0	0	0	244,6163	-0,24211
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	0	1	11,3	3,6	0	0	0	0	0	0	0	240,6571	-2,06326
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	0	1	25,1	15,2	0	0	0	0	0	0	0	239,3269	-2,36788
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	0	1	27,9	26,8	0	0	0	0	0	0	0	239,3218	-2,27137
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	0	1	8,3	20,5	0	0	0	0	0	0	0	238,048	-2,33831
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	0	1	8,2	10,8	0	0	0	0	0	0	0	238,8615	-2,41116
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	0	1	6,1	0,2	0	0	0	0	0	0	0	238,9226	-2,45298
Нагр	14	ПС 220 кВ Сквородино	220	0	1	61,2	9,9	0	0	0	0	0	0	0	305,5052	-56,4625
Нагр	15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	0	1	10,2	4,8	0	0	0	0	0	0	0	305,4837	-56,4691
Нагр	16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	0	1	21,6	19,4	0	0	0	0	0	0	0	306,0387	-56,8276
Нагр	17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	0	1	21,4	21,6	0	0	0	0	0	0	0	307,7674	-57,3839
Нагр	18	ПС 220 кВ Б. Омутная/т	220	0	1	17,3	20,5	0	0	0	0	0	0	0	309,4699	-57,7173
Нагр	19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	0	1	8,1	11	0	0	0	0	0	0	0	310,5367	-57,8183
Нагр	20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	0	1	3,8	3,7	0	0	0	0	0	0	0	311,592	-57,9436
Нагр	21	ПС 220 кВ Ччатка	220	0	1	0,1	7,3	0	0	0	0	0	0	0	312,3918	-58,0004
Нагр	22	ПС 220 кВ Амазар	220	0	1	4,2	4,3	0	0	0	0	0	0	0	313,4745	-58,153
Нагр	23	ПС 220 кВ Семхозерный	220	0	1	5,2	5,8	0	0	0	0	0	0	0	314,0958	-58,235
Нагр	24	ПС 220 кВ Могоча	220	0	1	5,5	4,4	0	0	0	0	0	0	0	314,3407	-58,268
Нагр	25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	0	1	1	0,2	0	-14,8	0	0	0	0	0	307,2647	-53,2561
Нагр	26	ПС 220 кВ Лопча	220	0	1	1	2,1	0	-16,9	0	0	0	0	0	315,4525	-53,8173
Нагр	27	ПС 220 кВ Юктали	220	0	1	3	0,2	0	-26,4	0	0	0	0	0	326,9543	-54,5756
Нагр	28	ПС 220 кВ Олекма	220	0	1	0,2	0,1	0	0	0	0	0	0	0	333,1019	-54,9121
Нагр	29	ПС 220 кВ Хани	220	0	1	2,2	0,1	0	-8,6	0	0	0	0	0	335,3716	-55,0495
Нагр	30	ПС 220 кВ Чара	220	0	1	2,2	0,1	0	0	0	0	0	0	0	338,4188	-55,2336
Нагр	31	НПС - 19	220	0	1	24,5	7,5	0	0	0	0	0	0	0	300,3949	-52,6989
Нагр	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	409,9	70,4	0	0	0	0	0	310,2613	-51,3327
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	244,8393	-0,09602
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	244,8393	-0,09602
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	238,9563	-2,40014
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-9,2546
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	300,429	-52,6864
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	300,429	-52,6864
Нагр	39		7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	333,1019	-54,912

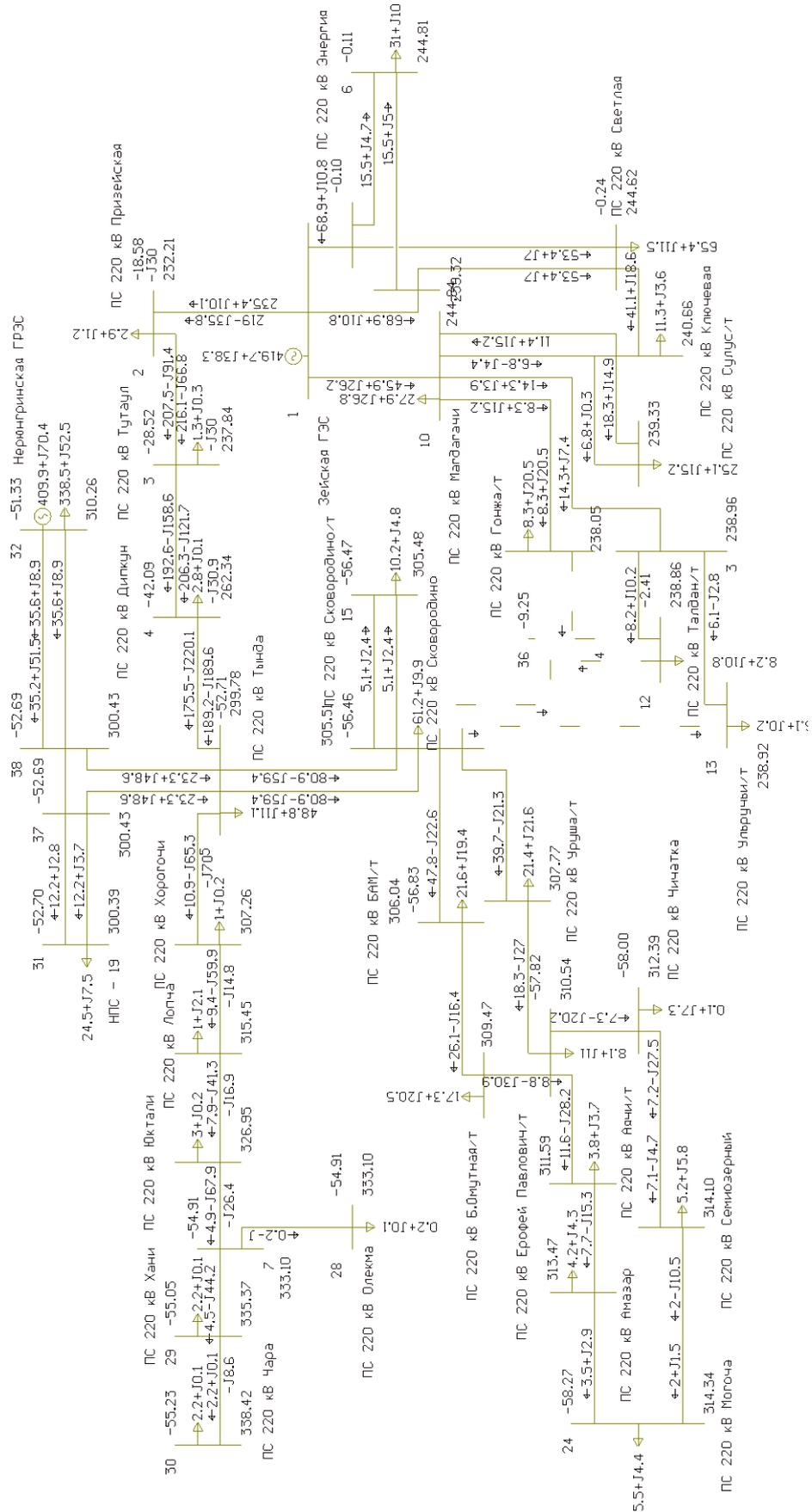
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

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	I загр.
ЛЭП	1	2	0	0	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2	0	0	0	0	-235,448	-10,0724	0	555,3486	88,15057
ЛЭП	1	10	0	0	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5	0	0	0	0	-46,3357	-7,59167	0	127,5829	13,28989
ЛЭП	1	33	0	0	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-68,9617	-10,3269	0	164,5213	16,45213
ЛЭП	1	34	0	0	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-68,9617	-10,3269	0	164,5213	16,45213
ЛЭП	33	6	0	0	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5011	-4,66826	0	38,41018	5,566692
ЛЭП	34	6	0	0	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5011	-4,66826	0	38,41018	5,566692
ЛЭП	33	7	0	0	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-53,433	-6,094	0	127,128	12,7128
ЛЭП	34	7	0	0	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-53,433	-6,094	0	127,128	12,7128
ЛЭП	7	8	0	0	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297	0	0	0	0	-41,4022	-2,57172	0	108,1349	10,81349
ЛЭП	8	9	0	0	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7	0	0	0	0	-18,3421	-7,98081	0	57,00008	9,047632
ЛЭП	8	10	0	0	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5	0	0	0	0	-11,4277	-6,99163	0	45,86385	4,586385
ЛЭП	9	10	0	0	ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9	0	0	0	0	6,798433	0,255539	0	19,57429	3,10703
ЛЭП	10	11	0	0	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1	0	0	0	0	-8,3235	-15,1871	0	53,64033	8,514338
ЛЭП	10	35	0	0	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5	0	0	0	0	-14,3125	-3,85825	0	38,90059	5,637766
ЛЭП	11	36	0	0	ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	12	35	0	0	ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	8,2	10,8	0	32,77634	5,202594
ЛЭП	12	36	0	0	ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	14	36	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - 4	3	14	-90	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	13	35	0	0	ПС 220 кВ Ульруччи/т - 3	3	8	-52	0	0	0	0	6,1	0,2	0	16,18466	2,568993
ЛЭП	14	13	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульруччи/т	0,38	1,63	-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	14	15	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-5,09362	-1,09186	0	10,63969	1,688839
ЛЭП	14	15	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-5,09362	-1,09186	0	10,63969	1,688839
ЛЭП	14	16	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	2,53	11,1	-68,4	0	0	0	0	-47,8762	28,61627	0	105,4076	16,73137
ЛЭП	14	17	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	7,26	32,43	-199,9	0	0	0	0	-39,9328	39,2042	0	105,7557	16,78661
ЛЭП	16	18	0	0	ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	10,06	44,96	-277,2	0	0	0	0	-26,2258	41,95161	0	93,33501	14,81508
ЛЭП	17	19	0	0	ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	6,2	27,72	-170,9	0	0	0	0	-18,3667	42,85022	0	87,45696	13,88206
ЛЭП	18	19	0	0	ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	2,32	10,35	-63,8	0	0	0	0	-8,7824	36,90756	0	70,77768	11,23455
ЛЭП	19	20	0	0	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи/т	2,54	11,35	-70	0	0	0	0	-11,6124	34,82493	0	68,25124	10,83353
ЛЭП	19	21	0	0	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	5,26	22,67	-144,2	0	0	0	0	-7,31576	34,04002	0	64,73233	10,27497
ЛЭП	20	22	0	0	ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	-171,3	0	0	0	0	-7,78686	31,87986	0	60,80691	5,564353
ЛЭП	22	24	0	0	ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	-229,1	0	0	0	0	-3,55149	19,61364	0	36,71139	5,827205
ЛЭП	21	23	0	0	ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	8,55	36,82	-234,2	0	0	0	0	-7,17344	27,5282	0	52,57554	7,405006
ЛЭП	23	24	0	0	ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	-120,8	0	0	0	0	-1,9514	10,45861	0	19,5561	2,75438
ЛЭП	5	14	0	0	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	-80,8909	59,38341	0	193,2631	30,67668
ЛЭП	5	14	0	0	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	-80,8909	59,38341	0	193,2631	30,67668
ЛЭП	2	3	0	0	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1	0	0	0	0	-216,127	66,81057	0	562,4592	89,27923
ЛЭП	3	4	0	0	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дилкун	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-206,314	121,676	0	581,424	92,28952
ЛЭП	4	5	0	0	ПС 220 кВ Дилкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-189,245	189,5651	0	589,5009	93,57157
ЛЭП	5	37	0	0	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	23,28466	50,42171	0	106,9632	17,8272
ЛЭП	5	38	0	0	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	23,28466	50,42171	0	106,9632	17,8272
ЛЭП	37	31	0	0	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-12,2307	-2,79475	0	24,58499	4,097498
ЛЭП	38	31	0	0	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-12,2307	-2,79475	0	24,58499	4,097498
ЛЭП	37	32	0	0	5 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	35,23176	51,51416	0	119,9362	19,0375
ЛЭП	38	32	0	0	6 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	35,23176	51,51416	0	119,9362	19,0375
ЛЭП	5	25	0	0	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	7,15	31,94	-196,9	0	0	0	0	-11,3016	81,51758	0	158,4987	25,15853
ЛЭП	25	26	0	0	ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	-230,4	0	0	0	0	-9,87525	80,28321	0	151,989	24,12525
ЛЭП	26	27	0	0	ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	-386,3	0	0	0	0	-8,43985	78,8687	0	145,1719	23,04316
ЛЭП	27	39	0	0	ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6	0	0	0	0	-4,93062	67,85679	0	120,1404	19,0699
ЛЭП	28	39	0	0	ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1	0	0	0	0	0,199754	0,099897	0	0,387106	0,061445
ЛЭП	29	39	0	0	ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	-129,2	0	0	0	0	4,437406	-30,059	0	77,05574	12,23107
ЛЭП	29	30	0	0	ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9	0	0	0	0	-2,2399	38,74942	0	66,8194	10,60625

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_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta	
База	1	Зейская ГЭС	220	0	1	0	0	439,7254	247,9404	245	0	0	0	0	245	0
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	0	1	2,92	1,17	0	-30	0	0	0	0	0	224,1657	-2,43786
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	0	1	1,3	0,3	0	-30	0	0	0	0	0	215,7958	-3,89995
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	0	1	2,8	0,1	0	-30,9	0	0	0	0	0	207,8326	-6,45451
Нагр	5	ПС 220 кВ Тында	220	0	1	48,8	11,1	0	-70	0	0	0	0	0	204,6426	-9,12365
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	0	1	31	10	0	0	0	0	0	0	0	244,4918	-0,16721
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	0	1	65,4	11,5	0	0	0	0	0	0	0	243,6961	-0,41771
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	0	1	11,3	3,6	0	0	0	0	0	0	0	221,1187	-6,6008
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	0	1	25,1	15,2	0	0	0	0	0	0	0	216,8569	-7,7642
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	0	1	27,9	26,8	0	0	0	0	0	0	0	215,0075	-8,1815
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	0	1	8,3	20,5	0	0	0	0	0	0	0	211,1509	-9,15242
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	0	1	8,2	10,8	0	0	0	0	0	0	0	208,805	-10,0177
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	0	1	6,1	0,2	0	0	0	0	0	0	0	205,1052	-11,0693
Нагр	14	ПС 220 кВ Сквородино	220	0	1	61,2	9,9	0	0	0	0	0	0	0	204,4388	-11,302
Нагр	15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	0	1	10,2	4,8	0	0	0	0	0	0	0	204,4034	-11,3156
Нагр	16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	0	1	21,6	19,4	0	0	0	0	0	0	0	164,5545	-26,2139
Нагр	17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	0	1	21,4	21,6	0	0	0	0	0	0	0	184,0758	-18,3856
Нагр	18	ПС 220 кВ Б. Омутная/т	220	0	1	17,3	20,5	0	0	0	0	0	0	0	169,5797	-24,8634
Нагр	19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	0	1	8,1	11	0	0	0	0	0	0	0	171,8228	-24,3276
Нагр	20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	0	1	3,8	3,7	0	0	0	0	0	0	0	170,959	-25,2928
Нагр	21	ПС 220 кВ Ччатка	220	0	1	0,1	7,3	0	0	0	0	0	0	0	170,0384	-26,0053
Нагр	22	ПС 220 кВ Амазар	220	0	1	4,2	4,3	0	0	0	0	0	0	0	169,1376	-27,425
Нагр	23	ПС 220 кВ Семхозерный	220	0	1	5,2	5,8	0	0	0	0	0	0	0	167,7365	-28,7563
Нагр	24	ПС 220 кВ Могоча	220	0	1	85,5	4,4	0	0	0	0	0	0	0	166,8533	-30,0244
Нагр	25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	0	1	1	0,2	0	-14,8	0	0	0	0	0	203,1357	-9,47449
Нагр	26	ПС 220 кВ Лопча	220	0	1	1	2,1	0	-16,9	0	0	0	0	0	202,4624	-9,9
Нагр	27	ПС 220 кВ Юктали	220	0	1	3	0,2	0	-26,4	0	0	0	0	0	203,1387	-10,6167
Нагр	28	ПС 220 кВ Олекма	220	0	1	0,2	0,1	0	0	0	0	0	0	0	205,9322	-11,0141
Нагр	29	ПС 220 кВ Хани	220	0	1	2,2	0,1	0	-8,6	0	0	0	0	0	206,7707	-11,1842
Нагр	30	ПС 220 кВ Чара	220	0	1	2,2	0,1	0	0	0	0	0	0	0	208,5581	-11,4434
Нагр	31	НПС - 19	220	0	1	24,5	7,5	0	0	0	0	0	0	0	205,1471	-9,01205
Нагр	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	439,9	70,4	0	0	0	0	0	215,6778	-4,70341
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	244,5258	-0,15519
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	244,5258	-0,15519
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	209,1358	-9,95149
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	208,5799	-10,0702
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	205,1977	-8,98732
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	205,1977	-8,98732
Нагр	39		7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	205,9323	-11,0141

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	I_загр.	
ЛЭП	1	2	0	0	0 Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2	0	0	0	0	-42,147	-41,3397	0	190,3879	30,22029	
ЛЭП	1	10	0	0	0 Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5	0	0	0	0	-159,986	-106,501	0	478,0777	49,79976	
ЛЭП	1	33	0	0	0 Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-118,796	-50,0498	0	304,289	30,4289	
ЛЭП	1	34	0	0	0 Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-118,796	-50,0498	0	304,289	30,4289	
ЛЭП	33	6	0	0	0 1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5011	-4,66913	0	38,45934	5,573817	
ЛЭП	34	6	0	0	0 2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5011	-4,66913	0	38,45934	5,573817	
ЛЭП	33	7	0	0	0 1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-103,207	-45,5179	0	267,3644	26,73644	
ЛЭП	34	7	0	0	0 2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-103,207	-45,5179	0	267,3644	26,73644	
ЛЭП	7	8	0	0	0 ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297	0	0	0	0	-140,469	-80,4734	0	403,0835	40,30835	
ЛЭП	8	9	0	0	0 ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7	0	0	0	0	-57,5058	-30,5094	0	177,7071	28,20747	
ЛЭП	8	10	0	0	0 ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5	0	0	0	0	-65,7551	-40,208	0	211,1022	21,11022	
ЛЭП	9	10	0	0	0 ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9	0	0	0	0	-32,353	-19,5046	0	106,1794	16,85388	
ЛЭП	10	11	0	0	0 ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1	0	0	0	0	-59,0583	-38,7855	0	196,3141	31,16096	
ЛЭП	10	35	0	0	0 ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5	0	0	0	0	-162,022	-92,1261	0	504,2085	73,0737	
ЛЭП	11	36	0	0	0 ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2	0	0	0	0	-50,301	-21,151	0	153,8515	24,42087	
ЛЭП	12	35	0	0	0 ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	33,78461	30,26196	0	125,4109	19,90649	
ЛЭП	12	36	0	0	0 ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	-25,8398	-19,5853	0	90,48723	14,36305	
ЛЭП	14	36	0	0	0 ПС 220 кВ Сквородино - 4	3	14	-90	0	0	0	0	74,84007	45,60962	0	247,5293	39,29036	
ЛЭП	13	35	0	0	0 ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	3	8	-52	0	0	0	0	125,3461	56,40531	0	386,915	61,41508	
ЛЭП	14	13	0	0	0 ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	0,38	1,63	-10	0	0	0	0	117,5083	56,18812	0	367,8382	58,38702	
ЛЭП	14	15	0	0	0 ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-4,8534	-1,80373	0	15,27645	2,424834	
ЛЭП	14	15	0	0	0 ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-4,8534	-1,80373	0	15,27645	2,424834	
ЛЭП	14	16	0	0	0 ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	2,53	11,1	-68,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	14	17	0	0	0 ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	7,26	32,43	-199,9	0	0	0	0	-165,523	-95,9926	0	550,8054	87,42943	
ЛЭП	16	18	0	0	0 ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	10,06	44,96	-277,2	0	0	0	0	17,81273	17,98729	0	88,81844	14,09816	
ЛЭП	17	19	0	0	0 ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	6,2	27,72	-170,9	0	0	0	0	-131,128	-55,2725	0	452,6193	71,84434	
ЛЭП	18	19	0	0	0 ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	2,32	10,35	-63,8	0	0	0	0	32,88642	30,17546	0	151,9562	24,12003	
ЛЭП	19	20	0	0	0 ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи/т	2,54	11,35	-70	0	0	0	0	-44,3826	-2,47792	0	149,8521	23,78604	
ЛЭП	19	21	0	0	0 ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	5,26	22,67	-144,2	0	0	0	0	-38,9033	-2,92179	0	132,71	21,06509	
ЛЭП	20	22	0	0	0 ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	-171,3	0	0	0	0	-40,6166	-0,37682	0	138,046	19,4431	
ЛЭП	22	24	0	0	0 ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	-229,1	0	0	0	0	-36,2566	0,159478	0	125,1508	19,86521	
ЛЭП	21	23	0	0	0 ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	8,55	36,82	-234,2	0	0	0	0	-37,8158	0,643635	0	129,5109	18,24097	
ЛЭП	23	24	0	0	0 ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	-120,8	0	0	0	0	-32,7282	1,137947	0	112,7884	15,88569	
ЛЭП	5	14	0	0	0 ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	-22,9726	12,65735	0	73,9982	11,74575	
ЛЭП	5	14	0	0	0 ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	-22,9726	12,65735	0	73,9982	11,74575	
ЛЭП	2	3	0	0	0 ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1	0	0	0	0	-38,0092	-30,6202	0	148,0217	23,49551	
ЛЭП	3	4	0	0	0 ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Диллун	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-35,9748	-10,6792	0	122,0158	19,36759	
ЛЭП	4	5	0	0	0 ПС 220 кВ Диллун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-32,154	4,440083	0	94,62517	15,01987	
ЛЭП	5	37	0	0	0 ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	34,78424	23,41805	0	118,303	19,71716	
ЛЭП	5	38	0	0	0 ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	34,78424	23,41805	0	118,303	19,71716	
ЛЭП	37	31	0	0	0 5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-11,415	-3,3202	0	33,82045	5,636741	
ЛЭП	38	31	0	0	0 6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-11,415	-3,3202	0	33,82045	5,636741	
ЛЭП	37	32	0	0	0 5 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	46,35729	25,89541	0	149,4027	23,71471	
ЛЭП	38	32	0	0	0 6 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	46,35729	25,89541	0	149,4027	23,71471	
ЛЭП	5	25	0	0	0 ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	7,15	31,94	-196,9	0	0	0	0	-9,65264	-3,39546	0	42,55371	6,754558	
ЛЭП	25	26	0	0	0 ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	-230,4	0	0	0	0	-8,56989	2,980161	0	30,51048	4,842933	
ЛЭП	26	27	0	0	0 ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	-386,3	0	0	0	0	-7,36366	11,69889	0	39,41951	6,257065	
ЛЭП	27	39	0	0	0 ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6	0	0	0	0	-4,23568	21,03721	0	60,99075	9,681072	
ЛЭП	28	39	0	0	0 ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1	0	0	0	0	0,175151	0,097748	0	0,562347	0,089261	
ЛЭП	29	39	0	0	0 ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	-129,2	0	0	0	0	3,98042	-6,40858	0	35,08593	5,569195	
ЛЭП	29	30	0	0	0 ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9	0	0	0	0	-1,92013	14,62428	0	41,18474	6,537261	

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	Зейская ГЭС	220	0	1	0	0	413,3513	46,54418	240	0	0	0	0	240	0
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	0	1	2,92	1,17	0	-30	0	0	0	0	0	229,2968	-3,39405
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	0	1	1,3	0,3	0	-30	0	0	0	0	0	226,2323	-5,27609
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	0	1	2,8	0,1	0	-30,9	0	0	0	0	0	225,9906	-8,31482
Нагр	5	ПС 220 кВ Тында	220	0	1	48,8	11,1	0	-70	0	0	0	0	0	229,6405	-11,282
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	0	1	31	10	0	0	0	0	0	0	0	239,7347	-0,17471
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	0	1	65,4	11,5	0	0	0	0	0	0	0	239,4167	-0,43592
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	0	1	11,3	3,6	0	0	0	0	0	0	0	232,5995	-6,47431
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	0	1	25,1	15,2	0	0	0	0	0	0	0	231,0171	-7,53018
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	0	1	27,9	26,8	0	0	0	0	0	0	0	230,8519	-7,91448
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	0	1	8,3	20,5	0	0	0	0	0	0	0	229,7199	-8,78588
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	0	1	8,2	10,8	0	0	0	0	0	0	0	229,8247	-9,54524
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	0	1	6,1	0,2	0	0	0	0	0	0	0	229,3009	-10,5028
Нагр	14	ПС 220 кВ Сквородино	220	0	1	61,2	9,9	0	0	0	0	0	0	0	229,2835	-10,6935
Нагр	15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	0	1	10,2	4,8	0	0	0	0	0	0	0	229,252	-10,705
Нагр	16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	0	1	21,6	19,4	0	0	0	0	0	0	0	228,536	-11,1343
Нагр	17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	0	1	21,4	21,6	0	0	0	0	0	0	0	228,1709	-11,7082
Нагр	18	ПС 220 кВ Б. Омутная/т	220	0	1	17,3	20,5	0	0	0	0	0	0	0	228,5694	-11,9795
Нагр	19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	0	1	8,1	11	0	0	0	0	0	0	0	229,2753	-12,0108
Нагр	20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	0	1	3,8	3,7	0	0	0	0	0	0	0	229,7202	-12,1812
Нагр	21	ПС 220 кВ Ччатка	220	0	1	0,1	7,3	0	0	0	0	0	0	0	229,972	-12,2333
Нагр	22	ПС 220 кВ Амазар	220	0	1	4,2	4,3	0	0	0	0	0	0	0	230,5541	-12,4613
Нагр	23	ПС 220 кВ Семхозерный	220	0	1	5,2	5,8	0	0	0	0	0	0	0	230,6723	-12,5666
Нагр	24	ПС 220 кВ Могоча	220	0	1	5,5	4,4	0	0	0	0	0	0	0	230,8282	-12,6188
Нагр	25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	0	1	1	0,2	0	-14,8	0	0	0	0	0	230,5265	-11,6891
Нагр	26	ПС 220 кВ Лопча	220	0	1	1	2,1	0	-16,9	0	0	0	0	0	232,2004	-12,1521
Нагр	27	ПС 220 кВ Юктали	220	0	1	3	0,2	0	-26,4	0	0	0	0	0	235,7285	-12,879
Нагр	28	ПС 220 кВ Олекма	220	0	1	0,2	0,1	0	0	0	0	0	0	0	239,3997	-13,2594
Нагр	29	ПС 220 кВ Хани	220	0	1	2,2	0,1	0	-8,6	0	0	0	0	0	240,6154	-13,4208
Нагр	30	ПС 220 кВ Чара	220	0	1	2,2	0,1	0	0	0	0	0	0	0	242,7344	-13,6601
Нагр	31	НПС - 19	220	0	1	24,5	7,5	0	0	0	0	0	0	0	230,0859	-11,3235
Нагр	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	369,9	70,4	0	0	0	0	0	238,5209	-10,4475
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	239,7695	-0,16221
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	239,7695	-0,16221
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229,9673	-9,48113
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229,7785	-9,5971
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	230,1318	-11,3024
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	230,1318	-11,3024
Нагр	39		7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	239,3998	-13,2594

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	I_max	I_загр.
ЛЭП	1	2	0	0	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2	0	0	0	0	-46,5528	-9,37903	0	141,1673	22,40751
ЛЭП	1	10	0	0	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5	0	0	0	0	-145,661	-13,9243	0	356,604	37,14625
ЛЭП	1	33	0	0	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-110,569	-11,6204	0	267,5876	26,75876
ЛЭП	1	34	0	0	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-110,569	-11,6204	0	267,5876	26,75876
ЛЭП	33	6	0	0	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5012	-4,68219	0	39,22256	5,684429
ЛЭП	34	6	0	0	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5012	-4,68219	0	39,22256	5,684429
ЛЭП	33	7	0	0	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-94,9956	-7,14904	0	229,586	22,9586
ЛЭП	34	7	0	0	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-94,9956	-7,14904	0	229,586	22,9586
ЛЭП	7	8	0	0	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297	0	0	0	0	-124,401	-3,9457	0	302,0401	30,20401
ЛЭП	8	9	0	0	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулуц/т	4,99	19,84	-123,7	0	0	0	0	-51,4364	-2,72856	0	129,6375	20,57738
ЛЭП	8	10	0	0	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5	0	0	0	0	-58,7047	-1,0351	0	147,1117	14,71117
ЛЭП	9	10	0	0	ПС 220 кВ Сулуц/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9	0	0	0	0	-26,1211	6,806166	0	67,46056	10,70803
ЛЭП	10	11	0	0	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1	0	0	0	0	-53,5054	-2,8392	0	135,1685	21,45532
ЛЭП	10	35	0	0	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5	0	0	0	0	-144,929	11,72064	0	363,6453	52,70221
ЛЭП	11	36	0	0	ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2	0	0	0	0	-45,0191	13,43791	0	118,0785	18,74262
ЛЭП	12	35	0	0	ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	34,19516	10,61385	0	89,9457	14,2771
ЛЭП	12	36	0	0	ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	-25,8722	0,145201	0	65,00386	10,31807
ЛЭП	14	36	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - 4	3	14	-90	0	0	0	0	70,36617	-5,29466	0	178,8646	28,3912
ЛЭП	13	35	0	0	ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	3	8	-52	0	0	0	0	108,9774	-21,4461	0	281,0062	44,60415
ЛЭП	14	13	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	0,38	1,63	-10	0	0	0	0	102,3178	-21,3126	0	263,4437	41,81646
ЛЭП	14	15	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-5,08325	-1,66494	0	14,15565	2,246929
ЛЭП	14	15	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-5,08325	-1,66494	0	14,15565	2,246929
ЛЭП	14	16	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	2,53	11,1	-68,4	0	0	0	0	-37,8972	-5,143	0	97,89461	15,53883
ЛЭП	14	17	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	7,26	32,43	-199,9	0	0	0	0	-28,9957	3,61354	0	74,65993	11,85078
ЛЭП	16	18	0	0	ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	10,06	44,96	-277,2	0	0	0	0	-16,3118	10,93182	0	49,60677	7,87409
ЛЭП	17	19	0	0	ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	6,2	27,72	-170,9	0	0	0	0	-7,56204	15,20372	0	42,96647	6,20074
ЛЭП	18	19	0	0	ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	2,32	10,35	-63,8	0	0	0	0	0,687211	17,10049	0	43,22951	6,861826
ЛЭП	19	20	0	0	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи/т	2,54	11,35	-70	0	0	0	0	-11,2278	13,32031	0	43,8689	6,963318
ЛЭП	19	21	0	0	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	5,26	22,67	-144,2	0	0	0	0	-7,02078	12,44779	0	35,98747	5,712297
ЛЭП	20	22	0	0	ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	-171,3	0	0	0	0	-7,56232	13,36487	0	38,59399	5,435774
ЛЭП	22	24	0	0	ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	-229,1	0	0	0	0	-3,46816	8,642761	0	23,3206	3,701683
ЛЭП	21	23	0	0	ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	8,55	36,82	-234,2	0	0	0	0	-6,99413	12,16711	0	35,23299	4,962393
ЛЭП	23	24	0	0	ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	-120,8	0	0	0	0	-2,00596	5,57105	0	14,82015	2,087346
ЛЭП	5	14	0	0	ПС 220 кВ Тынды - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	7,46274	7,883719	0	39,2045	6,222936
ЛЭП	5	14	0	0	ПС 220 кВ Тынды - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	7,46274	7,883719	0	39,2045	6,222936
ЛЭП	2	3	0	0	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1	0	0	0	0	-42,8152	-1,28376	0	113,4261	18,00414
ЛЭП	3	4	0	0	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Диллун	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-41,161	17,21002	0	113,8562	18,07241
ЛЭП	4	5	0	0	ПС 220 кВ Диллун - ПС 220 кВ Тынды	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-37,8357	30,36214	0	123,9359	19,67236
ЛЭП	5	37	0	0	ПС 220 кВ Тынды - 5	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	3,152139	31,93503	0	80,67957	13,4466
ЛЭП	5	38	0	0	ПС 220 кВ Тынды - 6	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	3,152139	31,93503	0	80,67957	13,4466
ЛЭП	37	31	0	0	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-12,1971	-3,1959	0	32,01856	5,336427
ЛЭП	38	31	0	0	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-12,1971	-3,1959	0	32,01856	5,336427
ЛЭП	37	32	0	0	5 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	15,40837	34,07861	0	93,8287	14,89344
ЛЭП	38	32	0	0	6 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	15,40837	34,07861	0	93,8287	14,89344
ЛЭП	5	25	0	0	ПС 220 кВ Тынды - ПС 220 кВ Хорогочи	7,15	31,94	-196,9	0	0	0	0	-9,86512	13,72853	0	42,50272	6,746464
ЛЭП	25	26	0	0	ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	-230,4	0	0	0	0	-8,83366	18,3776	0	51,06753	8,105957
ЛЭП	26	27	0	0	ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	-386,3	0	0	0	0	-7,78239	25,15895	0	65,48043	10,39372
ЛЭП	27	39	0	0	ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6	0	0	0	0	-4,70011	30,86256	0	76,46066	12,13661
ЛЭП	28	39	0	0	ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1	0	0	0	0	0,198565	0,099595	0	0,536121	0,085099
ЛЭП	29	39	0	0	ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	-129,2	0	0	0	0	4,398267	-11,21	0	46,02169	7,30503
ЛЭП	29	30	0	0	ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9	0	0	0	0	-2,20513	19,88738	0	48,01168	7,620901
ЛЭП	14	19	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	13,46	60,15	-370,8	0	0	0	0	-19,19	13,7786	0	59,48732	5,482702

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	B_ш	V	Delta
База	1	Зейская ГЭС	220	0	1	0	0	414,0231	48,26522	240	0	0	0	242	0
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	0	1	2,92	1,17	0	-30	0	0	0	0	231,5434	-3,36015
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	0	1	1,3	0,3	0	-30	0	0	0	0	228,5129	-5,21562
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	0	1	2,8	0,1	0	-30,9	0	0	0	0	228,1814	-8,20601
Нагр	5	ПС 220 кВ Тьнда	220	0	1	48,8	11,1	0	-70	0	0	0	0	231,5919	-11,126
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	0	1	31	10	0	0	0	0	0	0	241,7339	-0,17185
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	0	1	65,4	11,5	0	0	0	0	0	0	241,4106	-0,42881
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	0	1	11,3	3,6	0	0	0	0	0	0	234,3368	-6,37072
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/г	220	0	1	25,1	15,2	0	0	0	0	0	0	232,7019	-7,41051
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	0	1	27,9	26,8	0	0	0	0	0	0	232,4909	-7,78794
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/г	220	0	1	8,3	20,5	0	0	0	0	0	0	231,2964	-8,6459
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/г	220	0	1	8,2	10,8	0	0	0	0	0	0	231,3288	-9,39338
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручы/г	220	0	1	6,1	0,2	0	0	0	0	0	0	230,7128	-10,3369
Нагр	14	ПС 220 кВ Сквородино	220	0	1	61,2	9,9	0	0	0	0	0	0	230,6757	-10,5263
Нагр	15	ПС 220 кВ Сквородино/г	220	0	1	10,2	4,8	0	0	0	0	0	0	230,6445	-10,5376
Нагр	16	ПС 220 кВ БАМ/г	220	0	1	21,6	19,4	0	0	0	0	0	0	222,8624	-14,401
Нагр	17	ПС 220 кВ Уруша/г	220	0	1	21,4	21,6	0	0	0	0	0	0	228,039	-12,1909
Нагр	18	ПС 220 кВ Б. Омутная/г	220	0	1	17,3	20,5	0	0	0	0	0	0	226,3904	-13,4431
Нагр	19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г	220	0	1	8,1	11	0	0	0	0	0	0	227,9295	-13,0592
Нагр	20	ПС 220 кВ Аячи/г	220	0	1	3,8	3,7	0	0	0	0	0	0	228,3565	-13,2348
Нагр	21	ПС 220 кВ Читатка	220	0	1	0,1	7,3	0	0	0	0	0	0	228,5932	-13,2891
Нагр	22	ПС 220 кВ Амазар	220	0	1	4,2	4,3	0	0	0	0	0	0	229,1621	-13,5223
Нагр	23	ПС 220 кВ Семиозерный	220	0	1	5,2	5,8	0	0	0	0	0	0	229,2645	-13,6319
Нагр	24	ПС 220 кВ Могоча	220	0	1	5,5	4,4	0	0	0	0	0	0	229,4205	-13,6836
Нагр	25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	0	1	1	0,2	0	-14,8	0	0	0	0	232,6886	-11,5387
Нагр	26	ПС 220 кВ Лопча	220	0	1	1	2,1	0	-16,9	0	0	0	0	234,5714	-12,006
Нагр	27	ПС 220 кВ Юктали	220	0	1	3	0,2	0	-26,4	0	0	0	0	238,3577	-12,7353
Нагр	28	ПС 220 кВ Олекма	220	0	1	0,2	0,1	0	0	0	0	0	0	242,1092	-13,1147
Нагр	29	ПС 220 кВ Хани	220	0	1	2,2	0,1	0	-8,6	0	0	0	0	243,357	-13,2751
Нагр	30	ПС 220 кВ Чара	220	0	1	2,2	0,1	0	0	0	0	0	0	245,5032	-13,5122
Нагр	31	НПС - 19	220	0	1	24,5	7,5	0	0	0	0	0	0	232,0408	-11,1671
Нагр	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	369,9	70,4	0	0	0	0	240,4822	-10,3069
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	241,7684	-0,15956
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	241,7684	-0,15956
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	231,475	-9,3305
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	231,278	-9,44449
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	232,0864	-11,1462
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	232,0864	-11,1462
Нагр	39		7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	242,1093	-13,1146

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	I_max	I_загр.
ЛЭП	1	2	0	0	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призвская	17,65	78,85	-486,2	0	0	0	0	-46,7657	-8,60925	0	139,9519	22,21458
ЛЭП	1	10	0	0	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5	0	0	0	0	-145,887	-15,5065	0	355,2501	37,00522
ЛЭП	1	33	0	0	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-110,685	-12,0747	0	265,7756	26,57756
ЛЭП	1	34	0	0	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-110,685	-12,0747	0	265,7756	26,57756
ЛЭП	33	6	0	0	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5009	-4,67674	0	38,89761	5,637335
ЛЭП	34	6	0	0	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5009	-4,67674	0	38,89761	5,637335
ЛЭП	33	7	0	0	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-95,1504	-7,75282	0	228,1879	22,81879
ЛЭП	34	7	0	0	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-95,1504	-7,75282	0	228,1879	22,81879
ЛЭП	7	8	0	0	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297	0	0	0	0	-124,677	-5,20509	0	300,8222	30,08222
ЛЭП	8	9	0	0	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/г	4,99	19,84	-123,7	0	0	0	0	-51,5842	-3,39225	0	129,3855	20,53737
ЛЭП	8	10	0	0	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5	0	0	0	0	-58,8544	-2,04337	0	146,8227	14,68227
ЛЭП	9	10	0	0	ПС 220 кВ Сулус/г - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9	0	0	0	0	-26,2537	6,038059	0	66,83781	10,60918
ЛЭП	10	11	0	0	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/г	3,45	15,42	-95,1	0	0	0	0	-53,6487	-3,82627	0	134,9759	21,42475
ЛЭП	10	35	0	0	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5	0	0	0	0	-145,356	8,632697	0	361,6026	52,40618
ЛЭП	11	36	0	0	ПС 220 кВ Гонжа/г - 4	3,65	15,71	-93,2	0	0	0	0	-45,161	12,38388	0	116,8899	18,55396
ЛЭП	12	35	0	0	ПС 220 кВ Талдан/г - 3	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	34,12081	11,19136	0	89,62234	14,22577
ЛЭП	12	36	0	0	ПС 220 кВ Талдан/г - 4	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	-25,9585	-0,44148	0	64,83969	10,29201
ЛЭП	14	36	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - 4	3	14	-90	0	0	0	0	70,68218	-3,50687	0	178,0113	28,25576
ЛЭП	13	35	0	0	ПС 220 кВ Ульручи/г - 3	3	8	-52	0	0	0	0	109,682	-18,7964	0	279,6718	44,39235
ЛЭП	14	13	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручи/г	0,38	1,63	-10	0	0	0	0	103,4904	-18,7883	0	263,4953	41,82465
ЛЭП	14	15	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/г	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-5,09311	-1,65622	0	14,0928	2,236953
ЛЭП	14	15	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/г	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-5,09311	-1,65622	0	14,0928	2,236953
ЛЭП	14	16	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/г	2,53	11,1	-68,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	14	17	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/г	7,26	32,43	-199,9	0	0	0	0	-49,014	-3,14897	0	127,0249	20,16269
ЛЭП	16	18	0	0	ПС 220 кВ БАМ/г - ПС 220 кВ Б.Омутная/г	10,06	44,96	-277,2	0	0	0	0	21,55981	19,39065	0	75,11985	11,92379
ЛЭП	17	19	0	0	ПС 220 кВ Уруша/г - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г	6,2	27,72	-170,9	0	0	0	0	-27,2994	9,433391	0	73,12701	11,60746
ЛЭП	18	19	0	0	ПС 220 кВ Б.Омутная/г - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г	2,32	10,35	-63,8	0	0	0	0	38,96233	26,4547	0	120,103	19,06397
ЛЭП	19	20	0	0	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г - ПС 220 кВ Аячи/г	2,54	11,35	-70	0	0	0	0	-11,5629	12,96063	0	43,95984	6,983467
ЛЭП	19	21	0	0	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г - ПС 220 кВ Чичатка	5,26	22,67	-144,2	0	0	0	0	-7,2861	12,09112	0	35,75801	5,675875
ЛЭП	20	22	0	0	ПС 220 кВ Аячи/г - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	-171,3	0	0	0	0	-7,75175	13,07198	0	38,4238	5,411802
ЛЭП	22	24	0	0	ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	-229,1	0	0	0	0	-3,53882	8,47506	0	23,13869	3,672808
ЛЭП	21	23	0	0	ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	8,55	36,82	-234,2	0	0	0	0	-7,16768	11,92598	0	35,1426	4,949662
ЛЭП	23	24	0	0	ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	-120,8	0	0	0	0	-1,95511	5,509156	0	14,72128	2,07342
ЛЭП	5	14	0	0	ПС 220 кВ Тынды - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	7,307516	6,145831	0	43,35193	6,881259
ЛЭП	5	14	0	0	ПС 220 кВ Тынды - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	7,307516	6,145831	0	43,35193	6,881259
ЛЭП	2	3	0	0	ПС 220 кВ Призвская - ПС 220 кВ Туттаул	9,29	41,53	-256,1	0	0	0	0	-43,0269	-1,07374	0	112,8667	17,91535
ЛЭП	3	4	0	0	ПС 220 кВ Туттаул - ПС 220 кВ Диллун	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-41,3782	17,14221	0	113,1605	17,96199
ЛЭП	4	5	0	0	ПС 220 кВ Диллун - ПС 220 кВ Тынды	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-38,0732	29,88915	0	122,4725	19,44008
ЛЭП	5	37	0	0	ПС 220 кВ Тынды - 5	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	3,206557	32,40915	0	81,18931	13,53155
ЛЭП	5	38	0	0	ПС 220 кВ Тынды - 6	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	3,206557	32,40915	0	81,18931	13,53155
ЛЭП	37	31	0	0	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-12,2245	-3,18521	0	31,81315	5,302191
ЛЭП	38	31	0	0	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-12,2245	-3,18521	0	31,81315	5,302191
ЛЭП	37	32	0	0	5 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	15,44118	34,52044	0	94,07442	14,93245
ЛЭП	38	32	0	0	6 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	15,44118	34,52044	0	94,07442	14,93245
ЛЭП	5	25	0	0	ПС 220 кВ Тынды - ПС 220 кВ Хорогочи	7,15	31,94	-196,9	0	0	0	0	-9,88753	15,40178	0	45,62723	7,242418
ЛЭП	25	26	0	0	ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	-230,4	0	0	0	0	-8,85853	19,89427	0	54,03442	8,576892
ЛЭП	26	27	0	0	ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	-386,3	0	0	0	0	-7,81054	26,47712	0	67,94441	10,78483
ЛЭП	27	39	0	0	ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6	0	0	0	0	-4,7257	31,79222	0	77,85323	12,35766
ЛЭП	28	39	0	0	ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1	0	0	0	0	0,199222	0,099974	0	0,531542	0,084372
ЛЭП	29	39	0	0	ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	-129,2	0	0	0	0	4,409797	-11,6594	0	46,94251	7,451192
ЛЭП	29	30	0	0	ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9	0	0	0	0	-2,21356	20,34698	0	48,55683	7,707434
ЛЭП	14	19	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г	13,46	60,15	-370,8	0	0	0	0	-39,2142	7,25447	0	101,8718	9,389104

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

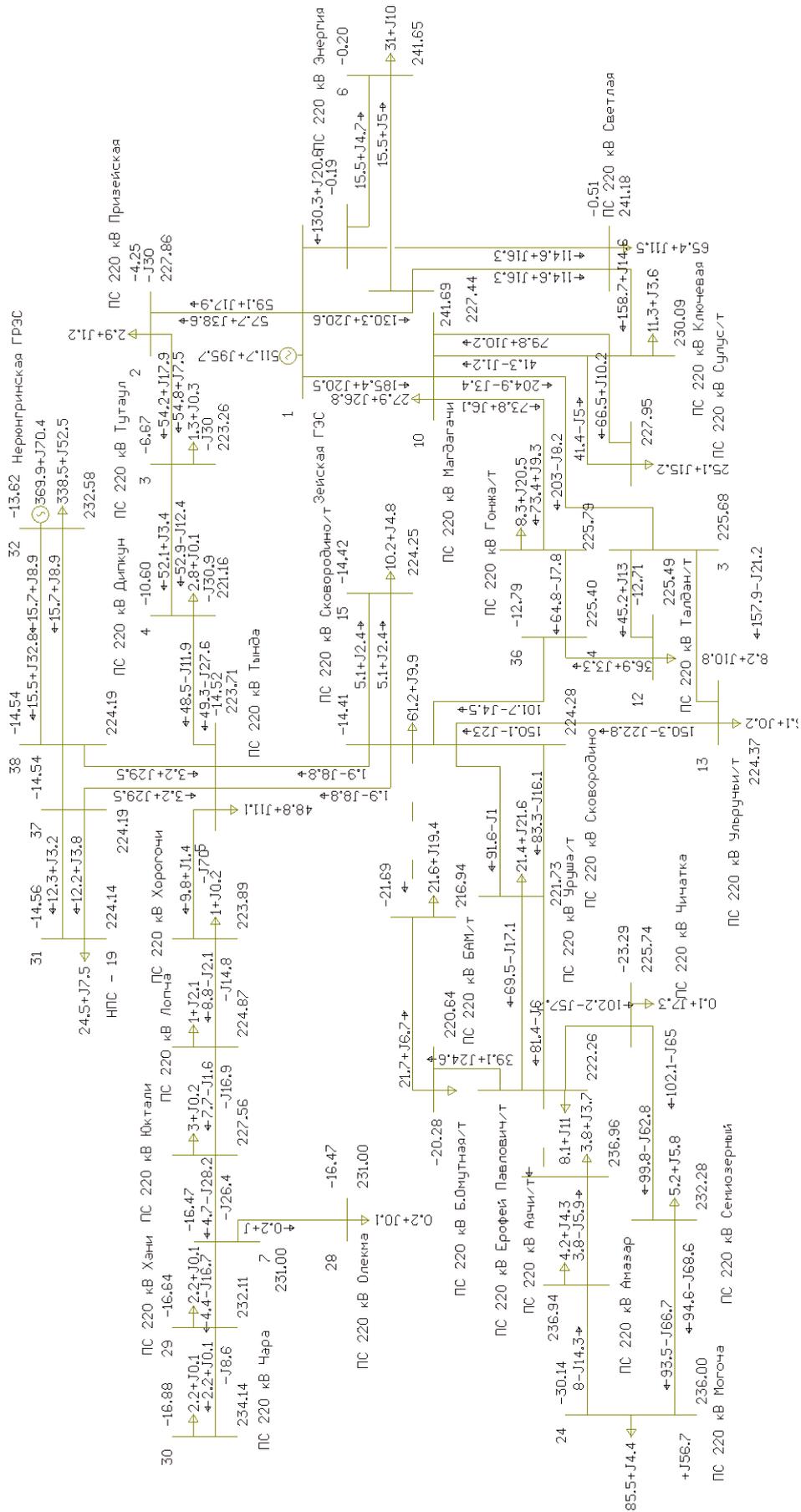
Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	
База	1	Зейская ГЭС	220	0	1	0	0	511,7168	95,65105	240	0	0	0	0	242	0
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	0	1	2,92	1,17	0	-30	0	0	0	0	0	227,8628	-4,25379
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	0	1	1,3	0,3	0	-30	0	0	0	0	0	223,2556	-6,66895
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	0	1	2,8	0,1	0	-30,9	0	0	0	0	0	221,1631	-10,6049
Нагр	5	ПС 220 кВ Тында	220	0	1	48,8	11,1	0	-70	0	0	0	0	0	223,707	-14,5227
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	0	1	31	10	0	0	0	0	0	0	0	241,6542	-0,19825
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	0	1	65,4	11,5	0	0	0	0	0	0	0	241,1795	-0,507
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	0	1	11,3	3,6	0	0	0	0	0	0	0	230,0854	-8,35084
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	0	1	25,1	15,2	0	0	0	0	0	0	0	227,9533	-9,75428
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	0	1	27,9	26,8	0	0	0	0	0	0	0	227,4386	-10,3621
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	0	1	8,3	20,5	0	0	0	0	0	0	0	225,7941	-11,5983
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	0	1	8,2	10,8	0	0	0	0	0	0	0	225,4938	-12,7099
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	0	1	6,1	0,2	0	0	0	0	0	0	0	224,3661	-14,1187
Нагр	14	ПС 220 кВ Сквородино	220	0	1	61,2	9,9	0	0	0	0	0	0	0	224,278	-14,4074
Нагр	15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	0	1	10,2	4,8	0	0	0	0	0	0	0	224,2456	-14,4194
Нагр	16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	0	1	21,6	19,4	0	0	0	0	0	0	0	216,9385	-21,6878
Нагр	17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	0	1	21,4	21,6	0	0	0	0	0	0	0	221,7318	-17,882
Нагр	18	ПС 220 кВ Б. Омутная/т	220	0	1	17,3	20,5	0	0	0	0	0	0	0	220,6428	-20,6804
Нагр	19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	0	1	8,1	11	0	0	0	0	0	0	0	222,2632	-20,278
Нагр	20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	0	1	3,8	3,7	0	0	0	0	0	0	0	236,9609	-30,6169
Нагр	21	ПС 220 кВ Читатка	220	0	1	0,1	7,3	0	0	0	0	0	0	0	225,7413	-23,2946
Нагр	22	ПС 220 кВ Амазар	220	0	1	4,2	4,3	0	0	0	0	0	0	0	236,9355	-30,5054
Нагр	23	ПС 220 кВ Семхозерный	220	0	1	5,2	5,8	0	0	0	0	0	0	0	232,2789	-27,9607
Ген	24	ПС 220 кВ Могоча	220	0	1	85,5	4,4	0	56,71152	236	-63,5	63,5	0	0	236	-30,1411
Нагр	25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	0	1	1	0,2	0	-14,8	0	0	0	0	0	223,8918	-14,9094
Нагр	26	ПС 220 кВ Лопча	220	0	1	1	2,1	0	-16,9	0	0	0	0	0	224,8745	-15,3578
Нагр	27	ПС 220 кВ Юктали	220	0	1	3	0,2	0	-26,4	0	0	0	0	0	227,5634	-16,0809
Нагр	28	ПС 220 кВ Олекма	220	0	1	0,2	0,1	0	0	0	0	0	0	0	230,9973	-16,4697
Нагр	29	ПС 220 кВ Хани	220	0	1	2,2	0,1	0	-8,6	0	0	0	0	0	232,1063	-16,6352
Нагр	30	ПС 220 кВ Чара	220	0	1	2,2	0,1	0	0	0	0	0	0	0	234,14	-16,884
Нагр	31	НПС - 19	220	0	1	24,5	7,5	0	0	0	0	0	0	0	224,1426	-14,5648
Нагр	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	369,9	70,4	0	0	0	0	0	232,5753	-13,6245
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	241,6887	-0,18595
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	241,6887	-0,18595
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,6828	-12,6219
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,4036	-12,7856
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,1899	-14,5424
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,1899	-14,5424
Нагр	39		7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	230,9974	-16,4696

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	I_max	I_загр.
лэп	1	2	0	0	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2	0	0	0	0	-59,0574	-17,8588	0	175,9363	27,9264
лэп	1	10	0	0	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5	0	0	0	0	-191,897	-36,8669	0	473,4952	49,32242
лэп	1	33	0	0	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-130,381	-20,4627	0	315,066	31,5066
лэп	1	34	0	0	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-130,381	-20,4627	0	315,066	31,5066
лэп	33	6	0	0	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5012	-4,67695	0	38,91102	5,639279
лэп	34	6	0	0	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5012	-4,67695	0	38,91102	5,639279
лэп	33	7	0	0	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-114,779	-15,8803	0	277,1478	27,71478
лэп	34	7	0	0	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-114,779	-15,8803	0	277,1478	27,71478
лэп	7	8	0	0	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297	0	0	0	0	-163,854	-21,0175	0	399,9337	39,99337
лэп	8	9	0	0	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулуц/т	4,99	19,84	-123,7	0	0	0	0	-66,9317	-5,41115	0	170,4009	27,04777
лэп	8	10	0	0	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5	0	0	0	0	-80,4831	-5,54392	0	204,3033	20,43033
лэп	9	10	0	0	ПС 220 кВ Сулуц/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9	0	0	0	0	-41,4027	5,007797	0	105,6273	16,76623
лэп	10	11	0	0	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1	0	0	0	0	-73,7525	-6,06956	0	189,1476	30,02343
лэп	10	35	0	0	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5	0	0	0	0	-204,856	-3,992228	0	520,096	75,37624
лэп	11	36	0	0	ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2	0	0	0	0	-65,0848	11,18944	0	168,8618	26,80347
лэп	12	35	0	0	ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	45,15167	13,53267	0	120,6863	19,15655
лэп	12	36	0	0	ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	-36,9519	-7,73277	0	94,98935	15,07767
лэп	14	36	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - 4	3	14	-90	0	0	0	0	101,1053	-8,1543	0	260,7936	41,39581
лэп	13	35	0	0	ПС 220 кВ Ульруччи/т - 3	3	8	-52	0	0	0	0	156,3861	-22,5679	0	407,5216	64,68597
лэп	14	13	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульруччи/т	0,38	1,63	-10	0	0	0	0	150,11	-23,0116	0	391,1317	62,08439
лэп	14	15	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-5,10009	-1,69725	0	14,51137	2,303392
лэп	14	15	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-5,10009	-1,69725	0	14,51137	2,303392
лэп	14	16	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	2,53	11,1	-68,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
лэп	14	17	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	7,26	32,43	-199,9	0	0	0	0	-92,8561	5,387601	0	239,438	38,00603
лэп	16	18	0	0	ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	10,06	44,96	-277,2	0	0	0	0	21,59829	19,39956	0	77,26316	12,26399
лэп	17	19	0	0	ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	6,2	27,72	-170,9	0	0	0	0	-70,2104	22,60086	0	192,0538	30,48473
лэп	18	19	0	0	ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	2,32	10,35	-63,8	0	0	0	0	39,033	27,23035	0	124,5346	19,7674
лэп	19	20	0	0	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи/т	2,54	11,35	-70	0	0	0	0	0	0	0	0	0
лэп	19	21	0	0	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	5,26	22,67	-144,2	0	0	0	0	-103,69	58,65399	0	309,4506	49,11914
лэп	20	22	0	0	ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	-171,3	0	0	0	0	3,799982	3,699993	0	17,12348	2,411757
лэп	22	24	0	0	ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	-229,1	0	0	0	0	8,001582	-1,61146	0	40,19502	6,380162
лэп	21	23	0	0	ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	8,55	36,82	-234,2	0	0	0	0	-102,129	65,04458	0	309,6796	43,61685
лэп	23	24	0	0	ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	-120,8	0	0	0	0	-94,5997	68,61805	0	290,4797	40,91263
лэп	5	14	0	0	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	1,851991	11,77659	0	30,76693	4,88364
лэп	5	14	0	0	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	1,851991	11,77659	0	30,76693	4,88364
лэп	2	3	0	0	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1	0	0	0	0	-54,776	-7,46502	0	147,6484	23,43625
лэп	3	4	0	0	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дилкун	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-52,9031	12,363	0	140,4961	22,30097
лэп	4	5	0	0	ПС 220 кВ Дилкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-49,3041	27,64186	0	147,557	23,42175
лэп	5	37	0	0	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	3,200419	30,52565	0	79,2134	13,20223
лэп	5	38	0	0	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	3,200419	30,52565	0	79,2134	13,20223
лэп	37	31	0	0	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-12,2505	-3,22289	0	32,99734	5,499557
лэп	38	31	0	0	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-12,2505	-3,22289	0	32,99734	5,499557
лэп	37	32	0	0	5 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	15,46822	32,75897	0	93,29513	14,80875
лэп	38	32	0	0	6 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	15,46822	32,75897	0	93,29513	14,80875
лэп	5	25	0	0	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	7,15	31,94	-196,9	0	0	0	0	-9,81132	8,382136	0	33,30397	5,286345
лэп	25	26	0	0	ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	-230,4	0	0	0	0	-8,7958	13,5888	0	41,74164	6,625658
лэп	26	27	0	0	ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	-386,3	0	0	0	0	-7,77252	21,09114	0	57,71004	9,160325
лэп	27	39	0	0	ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6	0	0	0	0	-4,72008	28,15418	0	72,42674	11,49631
лэп	28	39	0	0	ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1	0	0	0	0	0,099978	0,099999	0	0,558829	0,088703
лэп	29	39	0	0	ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	-129,2	0	0	0	0	4,420654	-9,79984	0	43,06955	6,836437
лэп	29	30	0	0	ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9	0	0	0	0	-2,22076	18,49949	0	46,34671	7,356621
лэп	14	19	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	13,46	60,15	-370,8	0	0	0	0	-83,2507	16,09626	0	218,278	20,11779

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
зак	1	Зейская ГЭС		220
у	2	ПС 220 кВ Призейская		220
у	3	ПС 220 кВ Тутаул		220
у	4	ПС 220 кВ Дипкун		220
у	5	ПС 220 кВ Тында		220
у	6	ПС 220 кВ Энергия		220
у	7	ПС 220 кВ Светлая		220
у	8	ПС 220 кВ Ключевая		220
у	9	ПС 220 кВ Сулус/т		220
у	10	ПС 220 кВ Магдагачи		220
у	11	ПС 220 кВ Гонжа/т		220
у	12	ПС 220 кВ Талдан/т		220
у	13	ПС 220 кВ Ульручы/т		220
у	14	ПС 220 кВ Сковородино		220
у	15	ПС 220 кВ Сковородино/т		220
у	16	ПС 220 кВ БАМ/т		220
у	17	ПС 220 кВ Уруша/т		220
у	18	ПС 220 кВ Б.Омутная/т		220
у	19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т		220
у	20	ПС 220 кВ Аячи/т		220
у	21	ПС 220 кВ Чичатка		220
у	22	ПС 220 кВ Амазар		220
у	23	ПС 220 кВ Семиозерный		220
у	24	ПС 220 кВ Могоча		220
у	25	ПС 220 кВ Хорогочи		220
у	26	ПС 220 кВ Лопча		220
у	27	ПС 220 кВ Юктали		220
у	28	ПС 220 кВ Олекма		220
у	29	ПС 220 кВ Хани		220
у	30	ПС 220 кВ Чара		220
у	31	НПС - 19		220
у	32	Нерюнгринская ГРЭС		220
у	33		1	220
у	34		2	220
у	35		3	220
у	36		4	220
у	37		5	220
у	38		6	220
у	39		7	220

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_анц	N_анц	Kт/г	r0	x0	g0	b0
ЛЭП	False	ЛЭП	1	2	0	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	0	-486,2	0	0	0	52,95	236,55	0	-845,988
ЛЭП	False	ЛЭП	1	10	0	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	0	-355,5	0	0	0	29,22	161,97	0	-618,57
ЛЭП	False	ЛЭП	1	33	0	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	0	-9,3	0	0	0	1,02	4,53	0	-16,182
ЛЭП	False	ЛЭП	1	34	0	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	0	-9,3	0	0	0	1,02	4,53	0	-16,182
ЛЭП	False	ЛЭП	33	6	0	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	0	-5,6	0	0	0	0,78	2,67	0	-9,744
ЛЭП	False	ЛЭП	34	6	0	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	0	-5,6	0	0	0	0,78	2,67	0	-9,744
ЛЭП	False	ЛЭП	33	7	0	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	0	-18,1	0	0	0	1,98	8,82	0	-31,494
ЛЭП	False	ЛЭП	34	7	0	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	0	-18,1	0	0	0	1,98	8,82	0	-31,494
ЛЭП	False	ЛЭП	7	8	0	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	0	-297	0	0	0	32,34	144,51	0	-516,78
ЛЭП	False	ЛЭП	8	9	0	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	0	-123,7	0	0	0	14,97	59,52	0	-215,238
ЛЭП	False	ЛЭП	8	10	0	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	0	-144,5	0	0	0	15,72	70,29	0	-251,43
ЛЭП	False	ЛЭП	9	10	0	ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	0	-81,9	0	0	0	11,43	39,06	0	-142,506
ЛЭП	False	ЛЭП	10	11	0	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	0	-95,1	0	0	0	10,35	46,26	0	-165,474
ЛЭП	False	ЛЭП	10	35	0	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	0	-62,5	0	0	0	6,69	29,58	0	-108,75
ЛЭП	False	ЛЭП	11	36	0	ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	0	-93,2	0	0	0	10,95	47,13	0	-162,186
ЛЭП	False	ЛЭП	12	35	0	ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	0	-11,4	0	0	0	1,2	5,55	0	-19,836
ЛЭП	False	ЛЭП	12	36	0	ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	0	-11,4	0	0	0	1,2	5,55	0	-19,836
ЛЭП	False	ЛЭП	14	36	0	ПС 220 кВ Сквородино - 4	3	14	0	-90	0	0	0	9	42	0	-156,6
ЛЭП	False	ЛЭП	13	35	0	ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	3	8	0	-52	0	0	0	9	24	0	-90,48
ЛЭП	False	ЛЭП	14	13	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	0,38	1,63	0	-10	0	0	0	1,14	4,89	0	-17,4
ЛЭП	False	ЛЭП	14	15	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	0	-14	0	0	0	1,53	6,81	0	-24,36
ЛЭП	False	ЛЭП	14	15	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	0	-14	0	0	0	1,53	6,81	0	-24,36
ЛЭП	False	ЛЭП	14	16	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	2,53	11,1	0	-68,4	0	0	0	7,59	33,3	0	-119,016
ЛЭП	False	ЛЭП	14	17	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	7,26	32,43	0	-199,9	0	0	0	21,78	97,29	0	-347,826
ЛЭП	False	ЛЭП	16	18	0	ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	10,06	44,96	0	-277,2	0	0	0	30,18	134,88	0	-482,328
ЛЭП	False	ЛЭП	17	19	0	ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	6,2	27,72	0	-170,9	0	0	0	18,6	83,16	0	-297,366
ЛЭП	False	ЛЭП	18	19	0	ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	2,32	10,35	0	-63,8	0	0	0	6,96	31,05	0	-111,012
ЛЭП	False	ЛЭП	19	20	0	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи/т	2,54	11,35	0	-70	0	0	0	7,62	34,05	0	-121,8
ЛЭП	False	ЛЭП	19	21	0	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	5,26	22,67	0	-144,2	0	0	0	15,78	68,01	0	-250,908
ЛЭП	False	ЛЭП	20	22	0	ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	0	-171,3	0	0	0	18,75	80,79	0	-298,062
ЛЭП	False	ЛЭП	22	24	0	ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	0	-229,1	0	0	0	25,08	108,06	0	-398,634
ЛЭП	False	ЛЭП	21	23	0	ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семхозерный	8,55	36,82	0	-234,2	0	0	0	25,65	110,46	0	-407,508
ЛЭП	False	ЛЭП	23	24	0	ПС 220 кВ Семхозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	0	-120,8	0	0	0	13,23	57	0	-210,192
ЛЭП	False	ЛЭП	5	14	0	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	0	-410,6	0	0	0	44,7	199,77	0	-714,444
ЛЭП	False	ЛЭП	5	14	0	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	0	-410,6	0	0	0	44,7	199,77	0	-714,444
ЛЭП	False	ЛЭП	2	3	0	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	0	-256,1	0	0	0	27,87	124,59	0	-445,614
ЛЭП	False	ЛЭП	3	4	0	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	0	-390,6	0	0	0	42,54	190,08	0	-679,644
ЛЭП	False	ЛЭП	4	5	0	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	0	-390,6	0	0	0	42,54	190,08	0	-679,644
ЛЭП	False	ЛЭП	5	37	0	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	0	-21	0	0	0	2,85	10,5	0	-36,54
ЛЭП	False	ЛЭП	5	38	0	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	0	-21	0	0	0	2,85	10,5	0	-36,54
ЛЭП	False	ЛЭП	37	31	0	5 - НПС - 19	0,38	1,71	0	-10,6	0	0	0	1,14	5,13	0	-18,444
ЛЭП	False	ЛЭП	38	31	0	6 - НПС - 19	0,38	1,71	0	-10,6	0	0	0	1,14	5,13	0	-18,444
ЛЭП	False	ЛЭП	37	32	0	5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	0	-476,1	0	0	0	51,84	231,69	0	-828,414
ЛЭП	False	ЛЭП	38	32	0	6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	0	-476,1	0	0	0	51,84	231,69	0	-828,414
ЛЭП	False	ЛЭП	5	25	0	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	7,15	31,94	0	-196,9	0	0	0	21,45	95,82	0	-342,606
ЛЭП	False	ЛЭП	25	26	0	ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	0	-230,4	0	0	0	25,08	112,11	0	-400,896
ЛЭП	False	ЛЭП	26	27	0	ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	0	-386,3	0	0	0	42,06	187,98	0	-672,162
ЛЭП	False	ЛЭП	27	39	0	ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	0	-226,6	0	0	0	24,66	110,25	0	-394,284
ЛЭП	False	ЛЭП	28	39	0	ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	0	-1,1	0	0	0	0,12	0,51	0	-1,914
ЛЭП	False	ЛЭП	29	39	0	ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	0	-129,2	0	0	0	14,07	62,88	0	-224,808
ЛЭП	False	ЛЭП	29	30	0	ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	0	-343,9	0	0	0	37,65	162,21	0	-598,386
ЛЭП	False	ЛЭП	14	19	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	13,46	60,15	0	-370,8	0	0	0	40,38	180,45	0	-645,192

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

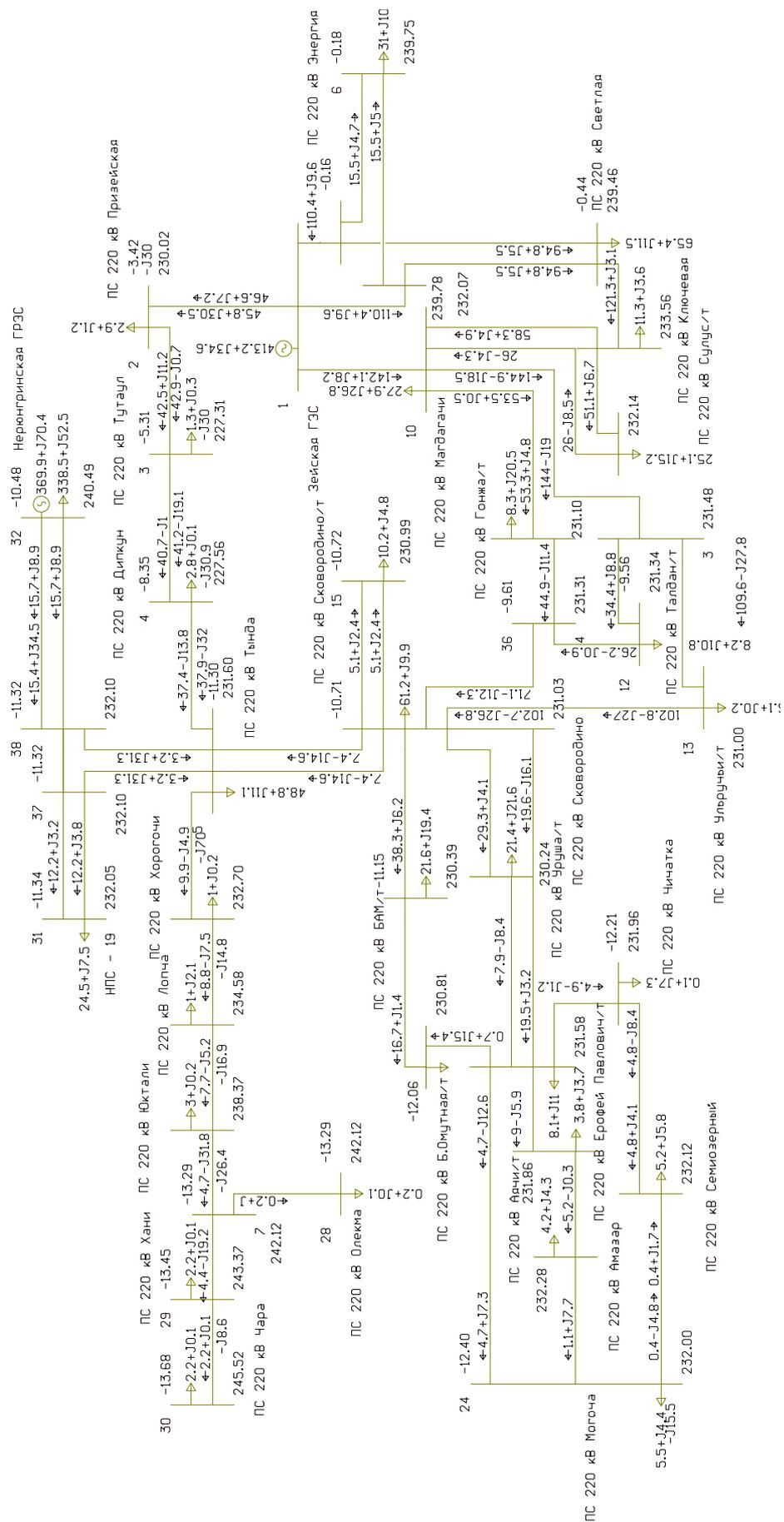
Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
База	1	Зейская ГЭС	220	0	1	0	0	413,226	34,55745	240	0	0	0	240	0
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	0	1	2,92	1,17	0	-30	0	0	0	0	230,0205	-3,42431
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	0	1	1,3	0,3	0	-30	0	0	0	0	227,314	-5,31275
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	0	1	2,8	0,1	0	-30,9	0	0	0	0	227,5608	-8,34742
Нагр	5	ПС 220 кВ Тында	220	0	1	48,8	11,1	0	-70	0	0	0	0	231,6033	-11,2975
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	0	1	31	10	0	0	0	0	0	0	239,749	-0,17531
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	0	1	65,4	11,5	0	0	0	0	0	0	239,4587	-0,43766
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	0	1	11,3	3,6	0	0	0	0	0	0	233,5608	-6,49019
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/г	220	0	1	25,1	15,2	0	0	0	0	0	0	232,1367	-7,54378
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	0	1	27,9	26,8	0	0	0	0	0	0	232,0689	-7,92949
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/г	220	0	1	8,3	20,5	0	0	0	0	0	0	231,0973	-8,80005
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/г	220	0	1	8,2	10,8	0	0	0	0	0	0	231,3449	-9,55791
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручы/г	220	0	1	6,1	0,2	0	0	0	0	0	0	231,0048	-10,5185
Нагр	14	ПС 220 кВ Сквородино	220	0	1	61,2	9,9	0	0	0	0	0	0	231,0256	-10,7092
Нагр	15	ПС 220 кВ Сквородино/г	220	0	1	10,2	4,8	0	0	0	0	0	0	230,9945	-10,7206
Нагр	16	ПС 220 кВ БАМ/г	220	0	1	21,6	19,4	0	0	0	0	0	0	230,3875	-11,1547
Нагр	17	ПС 220 кВ Уруша/г	220	0	1	21,4	21,6	0	0	0	0	0	0	230,2385	-11,7415
Нагр	18	ПС 220 кВ Б. Омутная/г	220	0	1	17,3	20,5	0	0	0	0	0	0	230,8063	-12,027
Нагр	19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г	220	0	1	8,1	11	0	0	0	0	0	0	231,5758	-12,0621
Нагр	20	ПС 220 кВ Аячи/г	220	0	1	3,8	3,7	0	0	0	0	0	0	231,8554	-12,1922
Нагр	21	ПС 220 кВ Читатка	220	0	1	0,1	7,3	0	0	0	0	0	0	231,9579	-12,2083
Нагр	22	ПС 220 кВ Амазар	220	0	1	4,2	4,3	0	0	0	0	0	0	232,2837	-12,374
Нагр	23	ПС 220 кВ Семхозерный	220	0	1	5,2	5,8	0	0	0	0	0	0	232,1235	-12,4155
Ген	24	ПС 220 кВ Могоча	220	0	1	5,5	4,4	0	-15,4742	232	-63,5	63,5	0	232	-12,4005
Нагр	25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	0	1	1	0,2	0	-14,8	0	0	0	0	232,7002	-11,7102
Нагр	26	ПС 220 кВ Лопча	220	0	1	1	2,1	0	-16,9	0	0	0	0	234,5834	-12,1776
Нагр	27	ПС 220 кВ Юктали	220	0	1	3	0,2	0	-26,4	0	0	0	0	238,3703	-12,9069
Нагр	28	ПС 220 кВ Олекма	220	0	1	0,2	0,1	0	0	0	0	0	0	242,1225	-13,2864
Нагр	29	ПС 220 кВ Хани	220	0	1	2,2	0,1	0	-8,6	0	0	0	0	243,3704	-13,4469
Нагр	30	ПС 220 кВ Чара	220	0	1	2,2	0,1	0	0	0	0	0	0	245,5166	-13,684
Нагр	31	НПС - 19	220	0	1	24,5	7,5	0	0	0	0	0	0	232,052	-11,3386
Нагр	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	369,9	70,4	0	0	0	0	240,4936	-10,4784
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	239,7837	-0,16282
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	239,7837	-0,16282
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	231,4767	-9,49367
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	231,3089	-9,61034
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	232,0976	-11,3178
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	232,0976	-11,3178
Нагр	39		7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	242,1226	-13,2863

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

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	I загр.
лэп	1	2	0	0	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призвская	17,65	78,85	-486,2	0	0	0	0	-46,5643	-7,19943	0	138,0098	21,90632
лэп	1	10	0	0	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5	0	0	0	0	-145,712	-8,59385	0	354,0117	36,87622
лэп	1	33	0	0	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-110,475	-9,38208	0	266,8277	26,68277
лэп	1	34	0	0	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-110,475	-9,38208	0	266,8277	26,68277
лэп	33	6	0	0	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5012	-4,68215	0	39,22024	5,684093
лэп	34	6	0	0	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5012	-4,68215	0	39,22024	5,684093
лэп	33	7	0	0	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-94,9017	-4,91265	0	228,9469	22,89469
лэп	34	7	0	0	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-94,9017	-4,91265	0	228,9469	22,89469
лэп	7	8	0	0	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297	0	0	0	0	-124,211	0,52118	0	299,9405	29,99405
лэп	8	9	0	0	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/г	4,99	19,84	-123,7	0	0	0	0	-51,3345	-0,94178	0	128,1535	20,34182
лэп	8	10	0	0	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5	0	0	0	0	-58,6621	1,45943	0	145,6276	14,56276
лэп	9	10	0	0	ПС 220 кВ Сулус/г - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9	0	0	0	0	-26,0078	8,515739	0	68,06346	10,80372
лэп	10	11	0	0	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/г	3,45	15,42	-95,1	0	0	0	0	-53,525	-0,48826	0	133,7923	21,23687
лэп	10	35	0	0	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5	0	0	0	0	-144,915	18,48826	0	363,4481	52,67363
лэп	11	36	0	0	ПС 220 кВ Гонжа/г - 4	3,65	15,71	-93,2	0	0	0	0	-45,043	15,72685	0	119,1928	18,9195
лэп	12	35	0	0	ПС 220 кВ Талдан/г - 3	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	34,40653	9,327149	0	88,96493	14,12142
лэп	12	36	0	0	ПС 220 кВ Талдан/г - 4	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	-26,2153	1,463797	0	65,52544	10,40086
лэп	14	36	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - 4	3	14	-90	0	0	0	0	70,80465	-8,79734	0	180,0691	28,58239
лэп	13	35	0	0	ПС 220 кВ Ульручы/г - 3	3	8	-52	0	0	0	0	108,9338	-26,9055	0	282,1247	44,78171
лэп	14	13	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручы/г	0,38	1,63	-10	0	0	0	0	102,711	-26,8118	0	265,6217	42,16217
лэп	14	15	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/г	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-5,09262	-1,65387	0	14,07027	2,233376
лэп	14	15	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/г	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-5,09262	-1,65387	0	14,07027	2,233376
лэп	14	16	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/г	2,53	11,1	-68,4	0	0	0	0	-38,3506	-2,85889	0	97,17484	15,42458
лэп	14	17	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/г	7,26	32,43	-199,9	0	0	0	0	-29,3891	6,04056	0	74,9808	11,90171
лэп	16	18	0	0	ПС 220 кВ БАМ/г - ПС 220 кВ Б.Омутная/г	10,06	44,96	-277,2	0	0	0	0	-16,7174	13,10606	0	53,23334	8,449736
лэп	17	19	0	0	ПС 220 кВ Уруша/г - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г	6,2	27,72	-170,9	0	0	0	0	-7,8906	17,37192	0	47,84527	7,594488
лэп	18	19	0	0	ПС 220 кВ Б.Омутная/г - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г	2,32	10,35	-63,8	0	0	0	0	0,648653	18,71369	0	46,83946	7,434836
лэп	19	20	0	0	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г - ПС 220 кВ Аячи/г	2,54	11,35	-70	0	0	0	0	-9,01961	9,587334	0	32,81771	5,209161
лэп	19	21	0	0	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г - ПС 220 кВ Чичатка	5,26	22,67	-144,2	0	0	0	0	-4,88016	8,893894	0	25,2942	4,01467
лэп	20	22	0	0	ПС 220 кВ Аячи/г - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	-171,3	0	0	0	0	-5,21231	4,491678	0	26,96481	3,797861
лэп	22	24	0	0	ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	-229,1	0	0	0	0	-1,05905	4,596521	0	19,45869	3,088681
лэп	21	23	0	0	ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	8,55	36,82	-234,2	0	0	0	0	-4,79059	8,446712	0	24,17009	3,404239
лэп	23	24	0	0	ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	-120,8	0	0	0	0	0,371363	1,659243	0	12,0931	3,703253
лэп	5	14	0	0	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	7,419069	7,300752	0	40,91215	6,493992
лэп	5	14	0	0	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	7,419069	7,300752	0	40,91215	6,493992
лэп	2	3	0	0	ПС 220 кВ Призвская - ПС 220 кВ Туттаул	9,29	41,53	-216,1	0	0	0	0	-42,8511	0,686218	0	111,7075	17,73135
лэп	3	4	0	0	ПС 220 кВ Туттаул - ПС 220 кВ Диллун	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-41,2146	19,05585	0	115,3277	18,30598
лэп	4	5	0	0	ПС 220 кВ Диллун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-37,9088	32,01391	0	125,8877	19,98217
лэп	5	37	0	0	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	3,199019	32,40402	0	81,17075	13,52846
лэп	5	38	0	0	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	3,199019	32,40402	0	81,17075	13,52846
лэп	37	31	0	0	0 5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-12,2269	-3,18492	0	31,81726	5,302877
лэп	38	31	0	0	0 6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-12,2269	-3,18492	0	31,81726	5,302877
лэп	37	32	0	0	0 5 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	15,44379	34,52275	0	94,07776	14,93298
лэп	38	32	0	0	0 6 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	15,44379	34,52275	0	94,07776	14,93298
лэп	5	25	0	0	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	7,15	31,94	-196,9	0	0	0	0	-9,88818	15,40486	0	45,63233	7,243228
лэп	25	26	0	0	ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	-230,4	0	0	0	0	-8,85888	19,89762	0	54,03967	8,577725
лэп	26	27	0	0	ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	-386,3	0	0	0	0	-7,81185	26,48164	0	67,95253	10,78612
лэп	27	39	0	0	ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6	0	0	0	0	-4,72815	31,79913	0	77,86655	12,35977
лэп	28	39	0	0	ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1	0	0	0	0	0,199342	0,09997	0	0,531764	0,084407
лэп	29	39	0	0	ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	-129,2	0	0	0	0	4,411714	-11,6605	0	46,9453	7,451634
лэп	29	30	0	0	ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9	0	0	0	0	-2,21504	20,34945	0	48,56038	7,707997
лэп	14	19	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г	13,46	60,15	-370,8	0	0	0	0	-19,6	16,14665	0	63,46246	5,849075
лэп	24	19	0	0	ПС 220 кВ Могоча - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г	13,46	60,15	-370,8	0	0	0	0	4,672556	7,281766	0	33,52709	3,090054

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_сxn	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	414,3444	39,06799	240	0	0	0	0	240	0
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	0	1	2,92	1,17	0	-30	0	0	0	0	0	229,7234	-3,42302
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	0	1	1,3	0,3	0	-30	0	0	0	0	0	226,8733	-5,31454
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	0	1	2,8	0,1	0	-30,9	0	0	0	0	0	226,9306	-8,36051
Нагр	5	ПС 220 кВ Тында	220	0	1	48,8	11,1	0	-70	0	0	0	0	0	230,8321	-11,3289
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	0	1	31	10	0	0	0	0	0	0	0	239,7434	-0,17542
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	0	1	65,4	11,5	0	0	0	0	0	0	0	239,4423	-0,43799
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	0	1	11,3	3,6	0	0	0	0	0	0	0	233,1965	-6,50647
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	0	1	25,1	15,2	0	0	0	0	0	0	0	231,7142	-7,56484
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	0	1	27,9	26,8	0	0	0	0	0	0	0	231,6111	-7,95235
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	0	1	8,3	20,5	0	0	0	0	0	0	0	230,5811	-8,82724
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	0	1	8,2	10,8	0	0	0	0	0	0	0	230,778	-9,58947
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	0	1	6,1	0,2	0	0	0	0	0	0	0	230,3718	-10,5543
Нагр	14	ПС 220 кВ Сквородино	220	0	1	61,2	9,9	0	0	0	0	0	0	0	230,38	-10,7464
Нагр	15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	0	1	10,2	4,8	0	0	0	0	0	0	0	230,3487	-10,7578
Нагр	16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	0	1	21,6	19,4	0	0	0	0	0	0	0	224,393	-14,6848
Нагр	17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	0	1	21,4	21,6	0	0	0	0	0	0	0	228,7091	-12,4566
Нагр	18	ПС 220 кВ Б. Омутная/т	220	0	1	17,3	20,5	0	0	0	0	0	0	0	227,881	-13,7368
Нагр	19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	0	1	8,1	11	0	0	0	0	0	0	0	229,401	-13,3571
Нагр	20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	0	1	3,8	3,7	0	0	0	0	0	0	0	232,8745	-14,6633
Нагр	21	ПС 220 кВ Читатка	220	0	1	0,1	7,3	0	0	0	0	0	0	0	230,3978	-13,6435
Нагр	22	ПС 220 кВ Амазар	220	0	1	4,2	4,3	0	0	0	0	0	0	0	232,8677	-14,549
Нагр	23	ПС 220 кВ Семхозерный	220	0	1	5,2	5,8	0	0	0	0	0	0	0	231,5888	-14,0769
Ген	24	ПС 220 кВ Могоча	220	0	1	5,5	4,4	0	-4,23018	232	-63,5	63,5	0	0	232	-14,1768
Нагр	25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	0	1	1	0,2	0	-14,8	0	0	0	0	0	231,8293	-11,7385
Нагр	26	ПС 220 кВ Лопча	220	0	1	1	2,1	0	-16,9	0	0	0	0	0	233,6138	-12,2035
Нагр	27	ПС 220 кВ Юктали	220	0	1	3	0,2	0	-26,4	0	0	0	0	0	237,2804	-12,932
Нагр	28	ПС 220 кВ Олекма	220	0	1	0,2	0,1	0	0	0	0	0	0	0	240,9986	-13,3126
Нагр	29	ПС 220 кВ Хани	220	0	1	2,2	0,1	0	-8,6	0	0	0	0	0	242,2317	-13,4738
Нагр	30	ПС 220 кВ Чара	220	0	1	2,2	0,1	0	0	0	0	0	0	0	244,3664	-13,7124
Нагр	31	НПС - 19	220	0	1	24,5	7,5	0	0	0	0	0	0	0	231,2795	-11,3702
Нагр	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	369,9	70,4	0	0	0	0	0	239,7221	-10,5004
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	239,7782	-0,16293
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	239,7782	-0,16293
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	230,9139	-9,52503
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	230,7383	-9,64199
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,3253	-11,3492
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,3253	-11,3492
Нагр	39		7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	240,9987	-13,3126

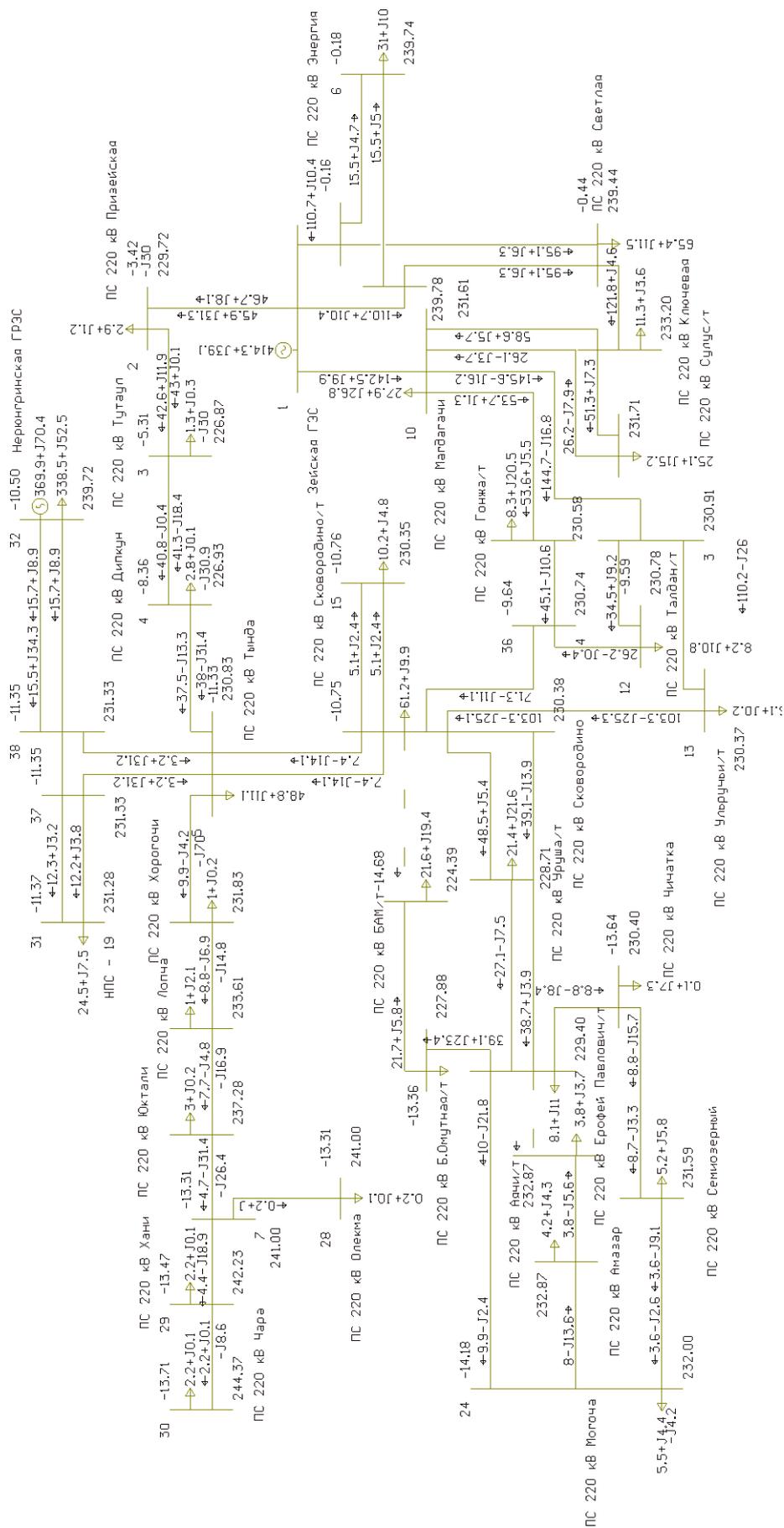
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

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	I_загр.	
лэп	1	2	0	0	0 Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2	0	0	0	0	-46,6902	-8,07299	0	139,5038	22,14347	
лэп	1	10	0	0	0 Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5	0	0	0	0	-146,196	-10,5792	0	356,0986	27,09361	
лэп	1	33	0	0	0 Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-110,729	-10,2079	0	267,6213	26,76213	
лэп	1	34	0	0	0 Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-110,729	-10,2079	0	267,6213	26,76213	
лэп	33	6	0	0	0 1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5012	-4,68217	0	39,22115	5,684225	
лэп	34	6	0	0	0 2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5012	-4,68217	0	39,22115	5,684225	
лэп	33	7	0	0	0 1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-95,1547	-5,73661	0	229,6926	22,96926	
лэп	34	7	0	0	0 2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-95,1547	-5,73661	0	229,6926	22,96926	
лэп	7	8	0	0	0 ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297	0	0	0	0	-124,7	-1,12165	0	301,6638	30,16638	
лэп	8	9	0	0	0 ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулуц/т	4,99	19,84	-123,7	0	0	0	0	-51,5447	-1,5593	0	129,0938	20,49109	
лэп	8	10	0	0	0 ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5	0	0	0	0	-58,9129	0,590898	0	146,7122	14,67122	
лэп	9	10	0	0	0 ПС 220 кВ Сулуц/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9	0	0	0	0	-26,1988	7,934546	0	68,20636	10,82641	
лэп	10	11	0	0	0 ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1	0	0	0	0	-53,744	-1,29836	0	134,8178	21,39965	
лэп	10	35	0	0	0 ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5	0	0	0	0	-145,585	16,1844	0	365,1432	52,91931	
лэп	11	36	0	0	0 ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2	0	0	0	0	-45,257	14,95704	0	119,3468	18,94394	
лэп	12	35	0	0	0 ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	34,44879	9,791037	0	89,59581	14,22156	
лэп	12	36	0	0	0 ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	-26,2331	1,007381	0	65,67719	10,42495	
лэп	14	36	0	0	0 ПС 220 кВ Сквородино - 4	3	14	-90	0	0	0	0	71,03298	-7,64272	0	180,6021	28,66701	
лэп	13	35	0	0	0 ПС 220 кВ Ульруччи/т - 3	3	8	-52	0	0	0	0	109,4956	-25,1432	0	283,1258	44,9406	
лэп	14	13	0	0	0 ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульруччи/т	0,38	1,63	-10	0	0	0	0	103,252	-25,1465	0	266,6366	42,32326	
лэп	14	15	0	0	0 ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-5,10015	-1,65834	0	14,12708	2,242394	
лэп	14	15	0	0	0 ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-5,10015	-1,65834	0	14,12708	2,242394	
лэп	14	16	0	0	0 ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	2,53	11,1	-68,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
лэп	14	17	0	0	0 ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	7,26	32,43	-199,9	0	0	0	0	-48,8608	3,649226	0	123,2808	19,56839	
лэп	16	18	0	0	0 ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	10,06	44,96	-277,2	0	0	0	0	21,59711	19,39916	0	74,69348	11,85611	
лэп	17	19	0	0	0 ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	6,2	27,72	-170,9	0	0	0	0	-27,1614	16,01939	0	79,60267	12,63534	
лэп	18	19	0	0	0 ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	2,32	10,35	-63,8	0	0	0	0	38,99218	26,27161	0	119,1201	18,90795	
лэп	19	20	0	0	0 ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи/т	2,54	11,35	-70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
лэп	19	21	0	0	0 ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	5,26	22,67	-144,2	0	0	0	0	-8,84402	15,9043	0	45,79999	7,269839	
лэп	20	22	0	0	0 ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	-171,3	0	0	0	0	3,799966	3,699998	0	16,74403	2,358314	
лэп	22	24	0	0	0 ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	-229,1	0	0	0	0	8,002343	-1,28701	0	39,25891	6,231573	
лэп	21	23	0	0	0 ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиезерный	8,55	36,82	-234,2	0	0	0	0	-8,76833	15,66333	0	44,98209	6,335505	
лэп	23	24	0	0	0 ПС 220 кВ Семиезерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	-120,8	0	0	0	0	-3,57505	9,076816	0	24,3204	4,325409	
лэп	5	14	0	0	0 ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	7,389398	7,677296	0	39,86337	6,327519	
лэп	5	14	0	0	0 ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	7,389398	7,677296	0	39,86337	6,327519	
лэп	2	3	0	0	0 ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1	0	0	0	0	-42,9527	-0,08339	0	112,6371	17,8789	
лэп	3	4	0	0	0 ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Диллун	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-41,3192	18,35664	0	115,0595	18,26341	
лэп	4	5	0	0	0 ПС 220 кВ Диллун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-38,0294	31,43294	0	125,525	19,9246	
лэп	5	37	0	0	0 ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	3,198191	32,21622	0	80,97431	13,49572	
лэп	5	38	0	0	0 ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	3,198191	32,21622	0	80,97431	13,49572	
лэп	37	31	0	0	0 5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-12,2508	-3,18808	0	31,97992	5,329987	
лэп	38	31	0	0	0 6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-12,2508	-3,18808	0	31,97992	5,329987	
лэп	37	32	0	0	0 5 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	15,47143	34,34884	0	94,02413	14,92446	
лэп	38	32	0	0	0 6 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	15,47143	34,34884	0	94,02413	14,92446	
лэп	5	25	0	0	0 ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	7,15	31,94	-196,9	0	0	0	0	-9,87762	14,62079	0	44,13234	7,005133	
лэп	25	26	0	0	0 ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	-230,4	0	0	0	0	-8,85256	19,19477	0	52,64183	8,355846	
лэп	26	27	0	0	0 ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	-386,3	0	0	0	0	-7,81395	25,88798	0	66,83013	10,60796	
лэп	27	39	0	0	0 ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6	0	0	0	0	-4,7377	31,41194	0	77,29592	12,26919	
лэп	28	39	0	0	0 ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1	0	0	0	0	0,199989	0,1	0	0,53566	0,085025	
лэп	29	39	0	0	0 ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	-129,2	0	0	0	0	4,42255	-11,4595	0	46,53985	7,387279	
лэп	29	30	0	0	0 ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9	0	0	0	0	-2,22261	20,15934	0	48,34018	7,673045	
лэп	14	19	0	0	0 ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	13,46	60,15	-370,8	0	0	0	0	-39,1061	13,92916	0	104,0343	9,588414	
лэп	24	19	0	0	0 ПС 220 кВ Могоча - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	13,46	60,15	-370,8	0	0	0	0	9,898913	-2,35124	0	60,33932	5,561228	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2



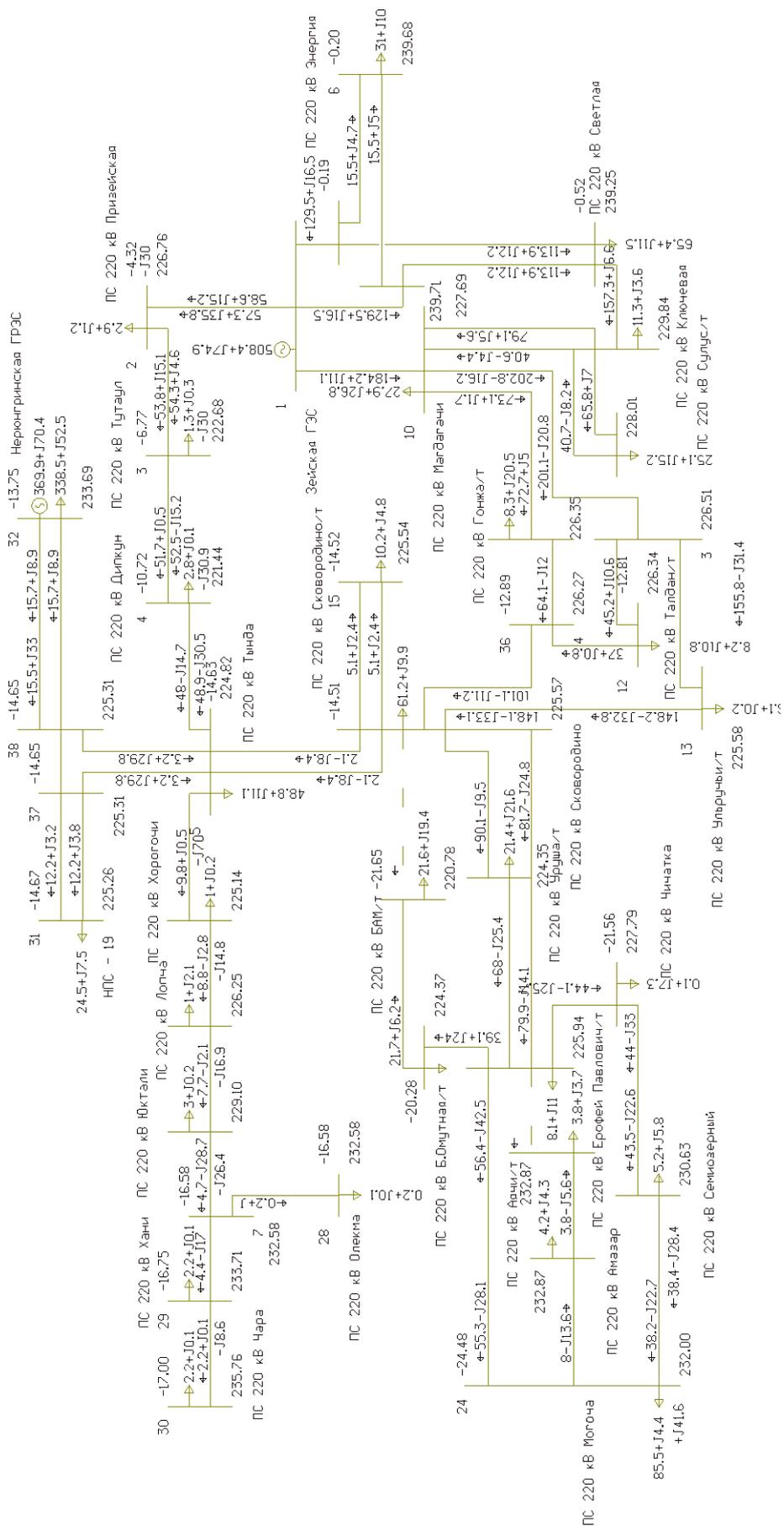
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	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	508,3653	74,90076	240	0	0	0	0	240	0
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	0	1	2,92	1,17	0	-30	0	0	0	0	0	226,7584	-4,32409
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	0	1	1,3	0,3	0	-30	0	0	0	0	0	222,6807	-6,76686
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	0	1	2,8	0,1	0	-30,9	0	0	0	0	0	221,4417	-10,7239
Нагр	5	ПС 220 кВ Тында	220	0	1	48,8	11,1	0	-70	0	0	0	0	0	224,8239	-14,6317
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	0	1	31	10	0	0	0	0	0	0	0	239,6781	-0,20178
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	0	1	65,4	11,5	0	0	0	0	0	0	0	239,2517	-0,51602
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	0	1	11,3	3,6	0	0	0	0	0	0	0	229,8427	-8,44812
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	0	1	25,1	15,2	0	0	0	0	0	0	0	228,0062	-9,8555
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	0	1	27,9	26,8	0	0	0	0	0	0	0	227,687	-10,4663
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	0	1	8,3	20,5	0	0	0	0	0	0	0	226,3502	-11,7037
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	0	1	8,2	10,8	0	0	0	0	0	0	0	226,3388	-12,8135
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	0	1	6,1	0,2	0	0	0	0	0	0	0	225,582	-14,2238
Нагр	14	ПС 220 кВ Сквородино	220	0	1	61,2	9,9	0	0	0	0	0	0	0	225,5706	-14,5098
Нагр	15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	0	1	10,2	4,8	0	0	0	0	0	0	0	225,5385	-14,5217
Нагр	16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	0	1	21,6	19,4	0	0	0	0	0	0	0	220,7789	-21,6469
Нагр	17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	0	1	21,4	21,6	0	0	0	0	0	0	0	224,3453	-17,9391
Нагр	18	ПС 220 кВ Б. Омутная/т	220	0	1	17,3	20,5	0	0	0	0	0	0	0	224,3703	-20,6709
Нагр	19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	0	1	8,1	11	0	0	0	0	0	0	0	225,9387	-20,2803
Нагр	20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	0	1	3,8	3,7	0	0	0	0	0	0	0	232,8737	-24,9683
Нагр	21	ПС 220 кВ Ччатка	220	0	1	0,1	7,3	0	0	0	0	0	0	0	227,7923	-21,565
Нагр	22	ПС 220 кВ Амазар	220	0	1	4,2	4,3	0	0	0	0	0	0	0	232,8669	-24,8539
Нагр	23	ПС 220 кВ Семхозерный	220	0	1	5,2	5,8	0	0	0	0	0	0	0	230,633	-23,5826
Ген	24	ПС 220 кВ Могоча	220	0	1	85,5	4,4	0	41,59248	232	-63,5	63,5	0	0	232	-24,4818
Нагр	25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	0	1	1	0,2	0	-14,8	0	0	0	0	0	225,1403	-15,0223
Нагр	26	ПС 220 кВ Лопча	220	0	1	1	2,1	0	-16,9	0	0	0	0	0	226,253	-15,4735
Нагр	27	ПС 220 кВ Юктали	220	0	1	3	0,2	0	-26,4	0	0	0	0	0	229,1003	-16,1975
Нагр	28	ПС 220 кВ Олекма	220	0	1	0,2	0,1	0	0	0	0	0	0	0	232,5798	-16,5849
Нагр	29	ПС 220 кВ Хани	220	0	1	2,2	0,1	0	-8,6	0	0	0	0	0	233,7088	-16,7497
Нагр	30	ПС 220 кВ Чара	220	0	1	2,2	0,1	0	0	0	0	0	0	0	235,7586	-16,9968
Нагр	31	НПС - 19	220	0	1	24,5	7,5	0	0	0	0	0	0	0	225,2613	-14,6737
Нагр	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	369,9	70,4	0	0	0	0	0	233,6949	-13,7452
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	239,7129	-0,18928
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	239,7129	-0,18928
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,5072	-12,7249
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,269	-12,8899
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,3084	-14,6516
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,3084	-14,6516
Нагр	39		7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,5799	-16,5849

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

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	I_загр.
лэп	1	2	0	0	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2	0	0	0	0	-58,5665	-15,1565	0	171,9278	27,29013
лэп	1	10	0	0	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5	0	0	0	0	-190,571	-26,9562	0	467,9117	48,7408
лэп	1	33	0	0	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-129,614	-16,394	0	314,449	31,4449
лэп	1	34	0	0	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-129,614	-16,394	0	314,449	31,4449
лэп	33	6	0	0	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5012	-4,68234	0	39,23184	5,685774
лэп	34	6	0	0	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5012	-4,68234	0	39,23184	5,685774
лэп	33	7	0	0	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-114,012	-11,7991	0	276,3268	27,63268
лэп	34	7	0	0	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-114,012	-11,7991	0	276,3268	27,63268
лэп	7	8	0	0	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297	0	0	0	0	-162,312	-12,8313	0	395,3898	39,53898
лэп	8	9	0	0	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/г	4,99	19,84	-123,7	0	0	0	0	-66,2372	-2,14519	0	167,5989	26,60301
лэп	8	10	0	0	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5	0	0	0	0	-79,7111	-0,88785	0	201,0274	20,10274
лэп	9	10	0	0	ПС 220 кВ Сулус/г - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9	0	0	0	0	-40,7208	8,229349	0	105,1965	16,69785
лэп	10	11	0	0	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/г	3,45	15,42	-95,1	0	0	0	0	-73,1048	-1,69826	0	185,9964	29,52324
лэп	10	35	0	0	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5	0	0	0	0	-202,834	16,18504	0	515,9641	74,77741
лэп	11	36	0	0	ПС 220 кВ Гонжа/г - 4	3,65	15,71	-93,2	0	0	0	0	-64,4462	15,49252	0	169,0656	26,83581
лэп	12	35	0	0	ПС 220 кВ Талдан/г - 3	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	45,223	11,07337	0	118,7637	18,85138
лэп	12	36	0	0	ПС 220 кВ Талдан/г - 4	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	-37,0227	-0,27406	0	94,46258	14,99406
лэп	14	36	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - 4	3	14	-90	0	0	0	0	100,5412	-9,45961	0	259,6704	41,21752
лэп	13	35	0	0	ПС 220 кВ Ульручи/г - 3	3	8	-52	0	0	0	0	154,3354	-32,6503	0	405,1175	64,30437
лэп	14	13	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручи/г	0,38	1,63	-10	0	0	0	0	148,0516	-33,0784	0	388,5653	61,67704
лэп	14	15	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/г	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-5,09942	-1,68908	0	14,42664	2,289943
лэп	14	15	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/г	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-5,09942	-1,68908	0	14,42664	2,289943
лэп	14	16	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/г	2,53	11,1	-68,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
лэп	14	17	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/г	7,26	32,43	-199,9	0	0	0	0	-91,2993	14,20762	0	236,4939	37,53872
лэп	16	18	0	0	ПС 220 кВ БАМ/г - ПС 220 кВ Б.Омутная/г	10,06	44,96	-277,2	0	0	0	0	21,59756	19,39945	0	75,91758	12,05041
лэп	17	19	0	0	ПС 220 кВ Уруша/г - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г	6,2	27,72	-170,9	0	0	0	0	-68,7176	31,03937	0	194,0476	30,80121
лэп	18	19	0	0	ПС 220 кВ Б.Омутная/г - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г	2,32	10,35	-63,8	0	0	0	0	39,02367	26,74345	0	121,7334	19,32276
лэп	19	20	0	0	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г - ПС 220 кВ Аячи/г	2,54	11,35	-70	0	0	0	0	0	0	0	0	0
лэп	19	21	0	0	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г - ПС 220 кВ Чичатка	5,26	22,67	-144,2	0	0	0	0	-44,3579	31,87618	0	139,5814	22,15578
лэп	20	22	0	0	ПС 220 кВ Аячи/г - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	-171,3	0	0	0	0	3,8	3,7	0	16,74396	2,358304
лэп	22	24	0	0	ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	-229,1	0	0	0	0	8,001766	-1,28175	0	39,24693	6,229671
лэп	21	23	0	0	ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	8,55	36,82	-234,2	0	0	0	0	-43,9878	32,98044	0	139,3455	19,62612
лэп	23	24	0	0	ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	-120,8	0	0	0	0	-38,3579	28,36267	0	119,4213	16,8199
лэп	5	14	0	0	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	2,080429	12,43099	0	32,3669	5,137603
лэп	5	14	0	0	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	2,080429	12,43099	0	32,3669	5,137603
лэп	2	3	0	0	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Туттаул	9,29	41,53	-256,1	0	0	0	0	-54,3308	-4,63174	0	144,8016	22,98437
лэп	3	4	0	0	ПС 220 кВ Туттаул - ПС 220 кВ Диллун	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-52,4687	15,21678	0	141,6425	22,48293
лэп	4	5	0	0	ПС 220 кВ Диллун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-48,8664	30,50695	0	150,1956	23,84058
лэп	5	37	0	0	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	3,199877	30,78727	0	79,48794	13,24799
лэп	5	38	0	0	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	3,199877	30,78727	0	79,48794	13,24799
лэп	37	31	0	0	0 5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-12,248	-3,2176	0	32,82735	5,471225
лэп	38	31	0	0	0 6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-12,248	-3,2176	0	32,82735	5,471225
лэп	37	32	0	0	0 5 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	15,46576	33,00508	0	93,39998	14,82539
лэп	38	32	0	0	0 6 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	15,46576	33,00508	0	93,39998	14,82539
лэп	5	25	0	0	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	7,15	31,94	-196,9	0	0	0	0	-9,82049	9,365239	0	34,84837	5,531488
лэп	25	26	0	0	ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	-230,4	0	0	0	0	-8,8038	14,46999	0	43,4352	6,894476
лэп	26	27	0	0	ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	-386,3	0	0	0	0	-7,77785	21,84272	0	59,16628	9,391472
лэп	27	39	0	0	ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6	0	0	0	0	-4,72146	28,66164	0	73,20296	11,61952
лэп	28	39	0	0	ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1	0	0	0	0	0,199903	0,099997	0	0,554857	0,088072
лэп	29	39	0	0	ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	-129,2	0	0	0	0	4,419646	-10,0589	0	43,62235	6,924183
лэп	29	30	0	0	ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9	0	0	0	0	-2,22011	18,75735	0	46,66126	7,406655
лэп	14	19	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г	13,46	60,15	-370,8	0	0	0	0	-81,7492	24,81344	0	218,6641	20,15338
лэп	24	19	0	0	ПС 220 кВ Могоча - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г	13,46	60,15	-370,8	0	0	0	0	55,32104	-28,1212	0	180,5935	16,64457

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2



ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

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	Зейская ГЭС	220	0	1	0	0	413,9443	41,09161	240	0	0	0	240	0
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	0	1	2,92	1,17	0	-30	0	0	0	0	229,606	-3,41338
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	0	1	1,3	0,3	0	-30	0	0	0	0	226,6968	-5,30123
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	0	1	2,8	0,1	0	-30,9	0	0	0	0	226,6722	-8,34398
Нагр	5	ПС 220 кВ Тьнда	220	0	1	48,8	11,1	0	-70	0	0	0	0	230,5064	-11,3116
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	0	1	31	10	0	0	0	0	0	0	239,7411	-0,17519
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	0	1	65,4	11,5	0	0	0	0	0	0	239,4355	-0,43732
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	0	1	11,3	3,6	0	0	0	0	0	0	233,0366	-6,49501
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/г	220	0	1	25,1	15,2	0	0	0	0	0	0	231,5273	-7,55234
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	0	1	27,9	26,8	0	0	0	0	0	0	231,4075	-7,93862
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/г	220	0	1	8,3	20,5	0	0	0	0	0	0	230,3501	-8,8122
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/г	220	0	1	8,2	10,8	0	0	0	0	0	0	230,5224	-9,57325
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручы/г	220	0	1	6,1	0,2	0	0	0	0	0	0	230,0857	-10,5362
Нагр	14	ПС 220 кВ Сквородино	220	0	1	61,2	9,9	0	0	0	0	0	0	230,087	-10,7282
Нагр	15	ПС 220 кВ Сквородино/г	220	0	1	10,2	4,8	0	0	0	0	0	0	230,0556	-10,7396
Нагр	16	ПС 220 кВ БАМ/г	220	0	1	21,6	19,4	0	0	0	0	0	0	229,6488	-11,3091
Нагр	17	ПС 220 кВ Уруша/г	220	0	1	21,4	21,6	0	0	0	0	0	0	229,9973	-12,1912
Нагр	18	ПС 220 кВ Б. Омутная/г	220	0	1	17,3	20,5	0	0	0	0	0	0	230,9902	-12,7156
Ген	19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г	220	0	1	8,1	11	0	33,26509	232	0	120	0	232	-12,873
Нагр	20	ПС 220 кВ Аячи/г	220	0	1	3,8	3,7	0	0	0	0	0	0	232,2128	-13,0312
Нагр	21	ПС 220 кВ Читатка	220	0	1	0,1	7,3	0	0	0	0	0	0	232,258	-13,0726
Нагр	22	ПС 220 кВ Амазар	220	0	1	4,2	4,3	0	0	0	0	0	0	232,4879	-13,2803
Нагр	23	ПС 220 кВ Семхозерный	220	0	1	5,2	5,8	0	0	0	0	0	0	232,2252	-13,3662
Ген	24	ПС 220 кВ Могоча	220	0	1	5,5	4,4	0	-9,62889	232	-63,5	63,5	0	232	-13,3951
Нагр	25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	0	1	1	0,2	0	-14,8	0	0	0	0	231,4686	-11,7202
Нагр	26	ПС 220 кВ Лопча	220	0	1	1	2,1	0	-16,9	0	0	0	0	233,2186	-12,1846
Нагр	27	ПС 220 кВ Юктали	220	0	1	3	0,2	0	-26,4	0	0	0	0	236,843	-12,9128
Нагр	28	ПС 220 кВ Олекма	220	0	1	0,2	0,1	0	0	0	0	0	0	240,5488	-13,2938
Нагр	29	ПС 220 кВ Хани	220	0	1	2,2	0,1	0	-8,6	0	0	0	0	241,7764	-13,4551
Нагр	30	ПС 220 кВ Чара	220	0	1	2,2	0,1	0	0	0	0	0	0	243,9067	-13,6942
Нагр	31	НПС - 19	220	0	1	24,5	7,5	0	0	0	0	0	0	230,9534	-11,3529
Нагр	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	369,9	70,4	0	0	0	0	239,3952	-10,4803
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	239,7759	-0,1627
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	239,7759	-0,1627
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	230,6601	-9,50894
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	230,481	-9,62563
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	230,9993	-11,3318
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	230,9993	-11,3318
Нагр	39		7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	240,5489	-13,2938

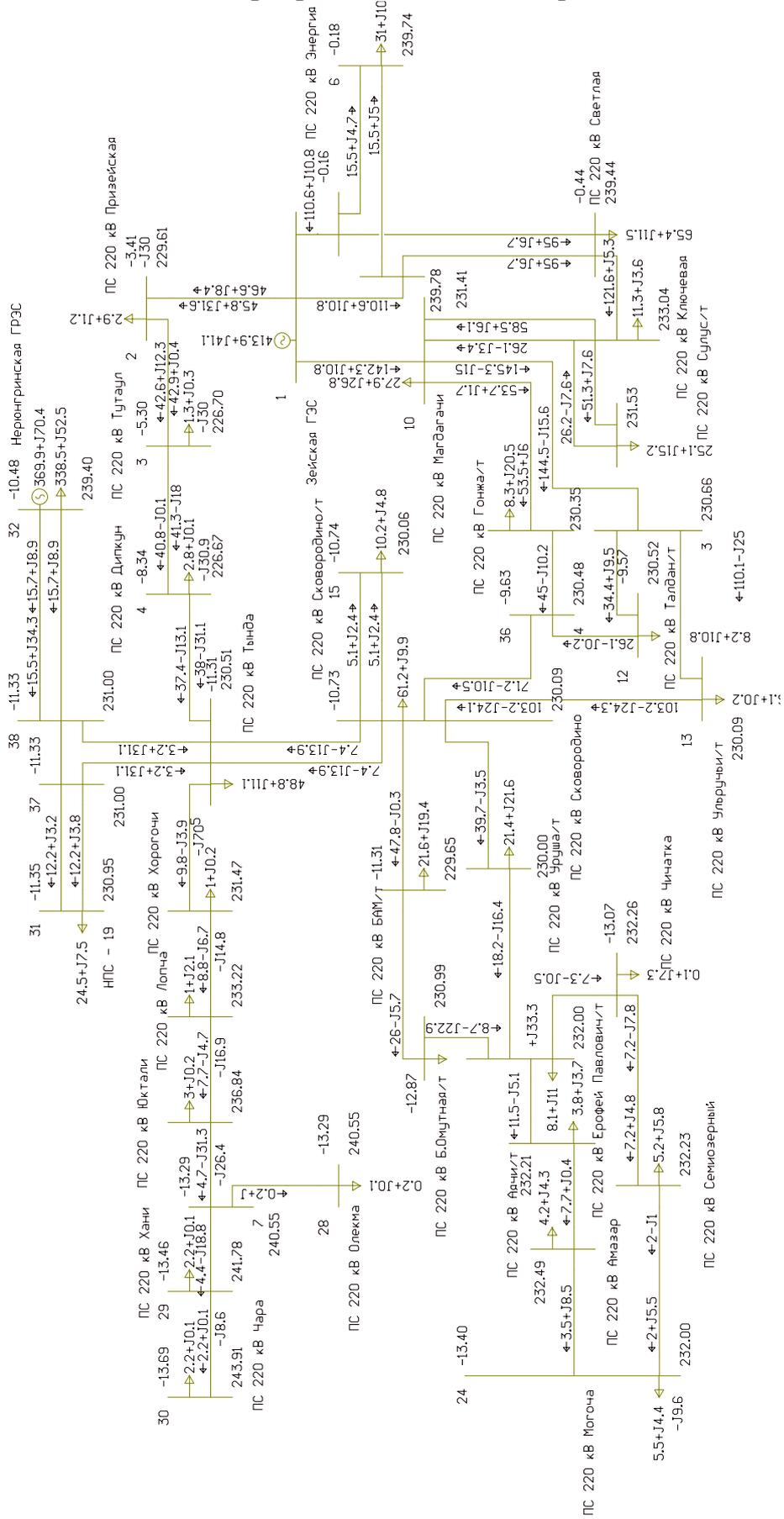
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

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	I_загр.
ЛЭП	1	2	0	0	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2	0	0	0	0	-46,6326	-8,43576	0	139,925	22,21032
ЛЭП	1	10	0	0	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5	0	0	0	0	-145,989	-11,4785	0	356,0698	37,09061
ЛЭП	1	33	0	0	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-110,661	-10,5887	0	267,5491	26,75491
ЛЭП	1	34	0	0	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-110,661	-10,5887	0	267,5491	26,75491
ЛЭП	33	6	0	0	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5012	-4,68217	0	39,22153	5,684279
ЛЭП	34	6	0	0	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5012	-4,68217	0	39,22153	5,684279
ЛЭП	33	7	0	0	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-95,087	-6,11762	0	229,5993	22,95993
ЛЭП	34	7	0	0	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-95,087	-6,11762	0	229,5993	22,95993
ЛЭП	7	8	0	0	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297	0	0	0	0	-124,566	-1,88428	0	301,6247	30,16247
ЛЭП	8	9	0	0	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/г	4,99	19,84	-123,7	0	0	0	0	-51,4994	-1,87975	0	129,1963	20,50735
ЛЭП	8	10	0	0	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5	0	0	0	0	-58,829	0,146667	0	146,7423	14,67423
ЛЭП	9	10	0	0	ПС 220 кВ Сулус/г - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9	0	0	0	0	-26,1538	7,624915	0	67,93377	10,78314
ЛЭП	10	11	0	0	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/г	3,45	15,42	-95,1	0	0	0	0	-53,6583	-1,71871	0	134,8497	21,40471
ЛЭП	10	35	0	0	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5	0	0	0	0	-145,341	14,97069	0	364,5369	52,83143
ЛЭП	11	36	0	0	ПС 220 кВ Гонжа/г - 4	3,65	15,71	-93,2	0	0	0	0	-45,1717	14,54599	0	118,9436	18,87994
ЛЭП	12	35	0	0	ПС 220 кВ Талдан/г - 3	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	34,36434	10,02342	0	89,65227	14,23052
ЛЭП	12	36	0	0	ПС 220 кВ Талдан/г - 4	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	-26,1503	0,791009	0	65,52424	10,40067
ЛЭП	14	36	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - 4	3	14	-90	0	0	0	0	70,87324	-7,03044	0	180,1739	28,59903
ЛЭП	13	35	0	0	ПС 220 кВ Ульручи/г - 3	3	8	-52	0	0	0	0	109,3524	-24,1755	0	282,5352	44,84686
ЛЭП	14	13	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручи/г	0,38	1,63	-10	0	0	0	0	103,1659	-24,1493	0	266,1725	42,2496
ЛЭП	14	15	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/г	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-5,09982	-1,66021	0	14,14429	2,245126
ЛЭП	14	15	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/г	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-5,09982	-1,66021	0	14,14429	2,245126
ЛЭП	14	16	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/г	2,53	11,1	-68,4	0	0	0	0	-49,937	3,399646	0	120,4805	19,12389
ЛЭП	14	17	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/г	7,26	32,43	-199,9	0	0	0	0	-39,9209	13,05991	0	105,3965	16,72961
ЛЭП	16	18	0	0	ПС 220 кВ БАМ/г - ПС 220 кВ Б.Омутная/г	10,06	44,96	-277,2	0	0	0	0	-26,1954	19,66723	0	82,35202	13,07175
ЛЭП	17	19	0	0	ПС 220 кВ Уруша/г - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г	6,2	27,72	-170,9	0	0	0	0	-18,306	25,0954	0	77,97498	12,37698
ЛЭП	18	19	0	0	ПС 220 кВ Б.Омутная/г - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г	2,32	10,35	-63,8	0	0	0	0	-8,74359	26,17837	0	68,98489	10,94998
ЛЭП	19	20	0	0	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г - ПС 220 кВ Аячи/г	2,54	11,35	-70	0	0	0	0	-11,5583	8,803096	0	36,15628	5,739091
ЛЭП	19	21	0	0	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г - ПС 220 кВ Чичатка	5,26	22,67	-144,2	0	0	0	0	-7,27823	8,195549	0	27,27687	4,329663
ЛЭП	20	22	0	0	ПС 220 кВ Аячи/г - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	-171,3	0	0	0	0	-7,74973	8,770224	0	29,09872	4,098411
ЛЭП	22	24	0	0	ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	-229,1	0	0	0	0	-3,54077	3,860901	0	22,87577	3,631074
ЛЭП	21	23	0	0	ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	8,55	36,82	-234,2	0	0	0	0	-7,17124	7,755644	0	26,25762	3,698256
ЛЭП	23	24	0	0	ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	-120,8	0	0	0	0	-1,96276	0,96031	0	14,63688	2,061532
ЛЭП	5	14	0	0	ПС 220 кВ Тынды - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	7,40458	7,758076	0	39,62374	6,289482
ЛЭП	5	14	0	0	ПС 220 кВ Тынды - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	7,40458	7,758076	0	39,62374	6,289482
ЛЭП	2	3	0	0	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Туттаул	9,29	41,53	-256,1	0	0	0	0	-42,8927	-0,41855	0	112,7978	17,90441
ЛЭП	3	4	0	0	ПС 220 кВ Туттаул - ПС 220 кВ Диллун	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-41,2585	18,03892	0	114,6812	18,20337
ЛЭП	4	5	0	0	ПС 220 кВ Диллун - ПС 220 кВ Тынды	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-37,9693	31,14342	0	125,0812	19,85415
ЛЭП	5	37	0	0	ПС 220 кВ Тынды - 5	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	3,203437	32,14427	0	80,91067	13,48511
ЛЭП	5	38	0	0	ПС 220 кВ Тынды - 6	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	3,203437	32,14427	0	80,91067	13,48511
ЛЭП	37	31	0	0	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-12,2487	-3,18976	0	32,02021	5,336702
ЛЭП	38	31	0	0	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-12,2487	-3,18976	0	32,02021	5,336702
ЛЭП	37	32	0	0	5 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	15,469	34,2751	0	93,98631	14,91846
ЛЭП	38	32	0	0	6 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	15,469	34,2751	0	93,98631	14,91846
ЛЭП	5	25	0	0	ПС 220 кВ Тынды - ПС 220 кВ Хорогочи	7,15	31,94	-196,9	0	0	0	0	-9,8738	14,3427	0	43,61384	6,922832
ЛЭП	25	26	0	0	ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	-230,4	0	0	0	0	-8,84931	18,94384	0	52,15273	8,278211
ЛЭП	26	27	0	0	ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	-386,3	0	0	0	0	-7,81103	25,67201	0	66,42962	10,54438
ЛЭП	27	39	0	0	ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6	0	0	0	0	-4,73556	31,26349	0	77,08008	12,23493
ЛЭП	28	39	0	0	ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1	0	0	0	0	0,199932	0,099997	0	0,536537	0,085165
ЛЭП	29	39	0	0	ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	-129,2	0	0	0	0	4,421504	-11,3842	0	46,38588	7,362838
ЛЭП	29	30	0	0	ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9	0	0	0	0	-2,22184	20,0831	0	48,25006	7,65874

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

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	Зейская ГЭС	220	0	1	0	0	415,4136	38,11945	240	0	0	0	240	0
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	0	1	2,92	1,17	0	-30	0	0	0	0	229,7716	-3,43684
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	0	1	1,3	0,3	0	-30	0	0	0	0	226,9478	-5,33535
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	0	1	2,8	0,1	0	-30,9	0	0	0	0	227,0444	-8,39103
Нагр	5	ПС 220 кВ Тында	220	0	1	48,8	11,1	0	-70	0	0	0	0	230,9822	-11,3677
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	0	1	31	10	0	0	0	0	0	0	239,7443	-0,17579
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	0	1	65,4	11,5	0	0	0	0	0	0	239,4449	-0,43908
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	0	1	11,3	3,6	0	0	0	0	0	0	233,2654	-6,53029
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/г	220	0	1	25,1	15,2	0	0	0	0	0	0	231,7964	-7,5923
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	0	1	27,9	26,8	0	0	0	0	0	0	231,7014	-7,98247
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/г	220	0	1	8,3	20,5	0	0	0	0	0	0	230,6853	-8,8613
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/г	220	0	1	8,2	10,8	0	0	0	0	0	0	230,8952	-9,62722
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручы/г	220	0	1	6,1	0,2	0	0	0	0	0	0	230,5046	-10,5973
Нагр	14	ПС 220 кВ Сквородино	220	0	1	61,2	9,9	0	0	0	0	0	0	230,5167	-10,7905
Нагр	15	ПС 220 кВ Сквородино/г	220	0	1	10,2	4,8	0	0	0	0	0	0	230,4854	-10,8018
Нагр	16	ПС 220 кВ БАМ/г	220	0	1	21,6	19,4	0	0	0	0	0	0	227,1019	-17,5119
Нагр	17	ПС 220 кВ Уруша/г	220	0	1	21,4	21,6	0	0	0	0	0	0	229,9775	-14,0244
Нагр	18	ПС 220 кВ Б. Омутная/г	220	0	1	17,3	20,5	0	0	0	0	0	0	230,5145	-16,5839
Ген	19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г	220	0	1	8,1	11	0	45,42725	232	0	120	0	232	-16,2114
Нагр	20	ПС 220 кВ Аячи/г	220	0	1	3,8	3,7	0	0	0	0	0	0	232,2128	-16,3696
Нагр	21	ПС 220 кВ Читатка	220	0	1	0,1	7,3	0	0	0	0	0	0	232,258	-16,411
Нагр	22	ПС 220 кВ Амазар	220	0	1	4,2	4,3	0	0	0	0	0	0	232,4879	-16,6186
Нагр	23	ПС 220 кВ Семхозерный	220	0	1	5,2	5,8	0	0	0	0	0	0	232,2252	-16,7045
Ген	24	ПС 220 кВ Могоча	220	0	1	5,5	4,4	0	-9,62889	232	-63,5	63,5	0	232	-16,7334
Нагр	25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	0	1	1	0,2	0	-14,8	0	0	0	0	231,9958	-11,7777
Нагр	26	ПС 220 кВ Лопча	220	0	1	1	2,1	0	-16,9	0	0	0	0	233,7966	-12,243
Нагр	27	ПС 220 кВ Юктали	220	0	1	3	0,2	0	-26,4	0	0	0	0	237,4829	-12,9716
Нагр	28	ПС 220 кВ Олекма	220	0	1	0,2	0,1	0	0	0	0	0	0	241,2069	-13,3521
Нагр	29	ПС 220 кВ Хани	220	0	1	2,2	0,1	0	-8,6	0	0	0	0	242,4425	-13,5132
Нагр	30	ПС 220 кВ Чара	220	0	1	2,2	0,1	0	0	0	0	0	0	244,5793	-13,7516
Нагр	31	НПС - 19	220	0	1	24,5	7,5	0	0	0	0	0	0	231,4299	-11,409
Нагр	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	369,9	70,4	0	0	0	0	239,8728	-10,5406
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	239,7791	-0,1633
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	239,7791	-0,1633
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	231,0303	-9,56249
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	230,8562	-9,68007
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	231,4756	-11,388
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	231,4756	-11,388
Нагр	39		7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	241,207	-13,3521

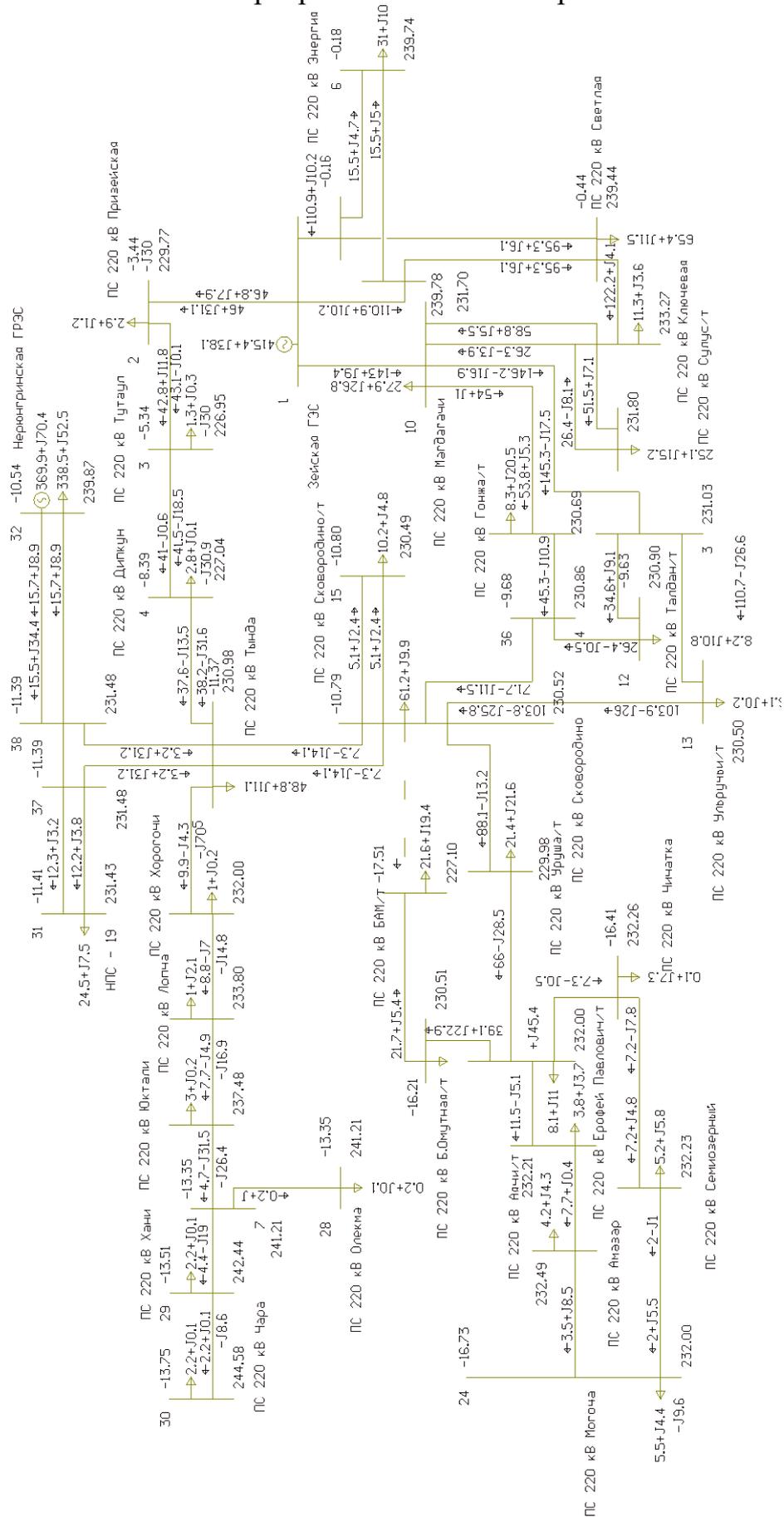
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

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	I_загр.	
ЛЭП	1	2	0	0	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2	0	0	0	0	-46,8298	-7,90539	0	139,5214	22,14625	
ЛЭП	1	10	0	0	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5	0	0	0	0	-146,713	-10,1634	0	357,0984	37,19775	
ЛЭП	1	33	0	0	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-110,935	-10,0253	0	268,0736	26,80736	
ЛЭП	1	34	0	0	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-110,935	-10,0253	0	268,0736	26,80736	
ЛЭП	33	6	0	0	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5012	-4,68216	0	39,22101	5,684204	
ЛЭП	34	6	0	0	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5012	-4,68216	0	39,22101	5,684204	
ЛЭП	33	7	0	0	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-95,3608	-5,55297	0	230,156	23,0156	
ЛЭП	34	7	0	0	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-95,3608	-5,55297	0	230,156	23,0156	
ЛЭП	7	8	0	0	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297	0	0	0	0	-125,112	-0,75056	0	302,5097	30,25097	
ЛЭП	8	9	0	0	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/г	4,99	19,84	-123,7	0	0	0	0	-51,7033	-1,36961	0	129,3708	20,53504	
ЛЭП	8	10	0	0	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5	0	0	0	0	-59,1494	0,847886	0	147,174	14,7174	
ЛЭП	9	10	0	0	ПС 220 кВ Сулус/г - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9	0	0	0	0	-26,3561	8,124672	0	68,69506	10,90398	
ЛЭП	10	11	0	0	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/г	3,45	15,42	-95,1	0	0	0	0	-53,9709	-1,04711	0	135,2552	21,46909	
ЛЭП	10	35	0	0	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5	0	0	0	0	-146,248	16,91977	0	366,8488	53,16649	
ЛЭП	11	36	0	0	ПС 220 кВ Гонжа/г - 4	3,65	15,71	-93,2	0	0	0	0	-45,4829	15,2101	0	120,0292	19,05226	
ЛЭП	12	35	0	0	ПС 220 кВ Талдан/г - 3	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	34,59745	9,667288	0	89,8242	14,25781	
ЛЭП	12	36	0	0	ПС 220 кВ Талдан/г - 4	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	-26,3975	1,132702	0	66,06727	10,48687	
ЛЭП	14	36	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - 4	3	14	-90	0	0	0	0	71,42793	-8,03788	0	181,6435	28,83231	
ЛЭП	13	35	0	0	ПС 220 кВ Ульручи/г - 3	3	14	-92	0	0	0	0	110,0174	-25,8134	0	294,6483	45,18228	
ЛЭП	14	13	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручи/г	0,38	1,63	-10	0	0	0	0	103,8355	-25,8336	0	268,3157	42,5898	
ЛЭП	14	15	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/г	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-5,10028	-1,65746	0	14,119	2,241111	
ЛЭП	14	15	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/г	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-5,10028	-1,65746	0	14,119	2,241111	
ЛЭП	14	16	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/г	2,53	11,1	-68,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	14	17	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/г	7,26	32,43	-199,9	0	0	0	0	-89,1887	18,84203	0	228,3118	36,23997	
ЛЭП	16	18	0	0	ПС 220 кВ БАМ/г - ПС 220 кВ Б.Омутная/г	10,06	44,96	-277,2	0	0	0	0	21,6	19,4	0	73,8094	11,71578	
ЛЭП	17	19	0	0	ПС 220 кВ Уруша/г - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г	6,2	27,72	-170,9	0	0	0	0	-66,6773	34,81025	0	188,83	29,97301	
ЛЭП	18	19	0	0	ПС 220 кВ Б.Омутная/г - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г	2,32	10,35	-63,8	0	0	0	0	39,02028	25,92445	0	117,3342	18,62448	
ЛЭП	19	20	0	0	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г - ПС 220 кВ Аячи/г	2,54	11,35	-70	0	0	0	0	-11,5583	8,803095	0	36,15628	5,739091	
ЛЭП	19	21	0	0	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г - ПС 220 кВ Чичатка	5,26	22,67	-144,2	0	0	0	0	-7,27823	8,195548	0	27,27687	4,329663	
ЛЭП	20	22	0	0	ПС 220 кВ Аячи/г - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	-171,3	0	0	0	0	-7,74973	8,770224	0	29,09872	4,098411	
ЛЭП	22	24	0	0	ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	-229,1	0	0	0	0	-3,54077	3,860901	0	22,87577	3,631074	
ЛЭП	21	23	0	0	ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	8,55	36,82	-234,2	0	0	0	0	-7,17124	7,755644	0	26,25762	3,698256	
ЛЭП	23	24	0	0	ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	-120,8	0	0	0	0	-1,96276	0,96031	0	14,63688	2,061532	
ЛЭП	5	14	0	0	ПС 220 кВ Тынды - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	7,319162	7,660205	0	39,85868	6,326774	
ЛЭП	5	14	0	0	ПС 220 кВ Тынды - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	7,319162	7,660205	0	39,85868	6,326774	
ЛЭП	2	3	0	0	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1	0	0	0	0	-43,0907	0,086694	0	112,819	17,90777	
ЛЭП	3	4	0	0	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Диллун	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-41,4561	18,52668	0	115,5158	18,33584	
ЛЭП	4	5	0	0	ПС 220 кВ Диллун - ПС 220 кВ Тынды	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-38,1632	31,60249	0	125,999	19,99984	
ЛЭП	5	37	0	0	ПС 220 кВ Тынды - 5	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	3,202731	32,25175	0	81,01118	13,50186	
ЛЭП	5	38	0	0	ПС 220 кВ Тынды - 6	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	3,202731	32,25175	0	81,01118	13,50186	
ЛЭП	37	31	0	0	0 5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-12,2511	-3,18733	0	31,95998	5,326663	
ЛЭП	38	31	0	0	0 6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-12,2511	-3,18733	0	31,95998	5,326663	
ЛЭП	37	32	0	0	0 5 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	15,47191	34,38283	0	94,04086	14,92712	
ЛЭП	38	32	0	0	0 6 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	15,47191	34,38283	0	94,04086	14,92712	
ЛЭП	5	25	0	0	ПС 220 кВ Тынды - ПС 220 кВ Хорогочи	7,15	31,94	-196,9	0	0	0	0	-9,87882	14,75131	0	44,37604	7,043816	
ЛЭП	25	26	0	0	ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	-230,4	0	0	0	0	-8,85365	19,31237	0	52,87107	8,392234	
ЛЭП	26	27	0	0	ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	-386,3	0	0	0	0	-7,81476	25,98891	0	67,01713	10,63764	
ЛЭП	27	39	0	0	ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6	0	0	0	0	-4,73802	31,48081	0	77,3957	12,28503	
ЛЭП	28	39	0	0	ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1	0	0	0	0	0,199999	0,1	0	0,535221	0,084956	
ЛЭП	29	39	0	0	ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	-129,2	0	0	0	0	4,42277	-11,4947	0	46,61154	7,398658	
ЛЭП	29	30	0	0	ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9	0	0	0	0	-2,22277	20,19467	0	48,38182	7,679653	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

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	Зейская ГЭС	220	0	1	0	0	512,0594	73,28596	240	0	0	0	240	0
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	0	1	2,92	1,17	0	-30	0	0	0	0	226,83	-4,36837
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	0	1	1,3	0,3	0	-30	0	0	0	0	222,7967	-6,83394
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	0	1	2,8	0,1	0	-30,9	0	0	0	0	221,6308	-10,8233
Нагр	5	ПС 220 кВ Тьнда	220	0	1	48,8	11,1	0	-70	0	0	0	0	225,0874	-14,7595
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	0	1	31	10	0	0	0	0	0	0	239,6792	-0,203
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	0	1	65,4	11,5	0	0	0	0	0	0	239,255	-0,51962
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	0	1	11,3	3,6	0	0	0	0	0	0	229,9546	-8,52709
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/г	220	0	1	25,1	15,2	0	0	0	0	0	0	228,1435	-9,94668
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	0	1	27,9	26,8	0	0	0	0	0	0	227,8397	-10,566
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/г	220	0	1	8,3	20,5	0	0	0	0	0	0	226,5298	-11,8161
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/г	220	0	1	8,2	10,8	0	0	0	0	0	0	226,5444	-12,938
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручы/г	220	0	1	6,1	0,2	0	0	0	0	0	0	225,8175	-14,364
Нагр	14	ПС 220 кВ Сквородино	220	0	1	61,2	9,9	0	0	0	0	0	0	225,8144	-14,653
Нагр	15	ПС 220 кВ Сквородино/г	220	0	1	10,2	4,8	0	0	0	0	0	0	225,7823	-14,6649
Нагр	16	ПС 220 кВ БАМ/г	220	0	1	21,6	19,4	0	0	0	0	0	0	227,1019	-27,6695
Нагр	17	ПС 220 кВ Уруша/г	220	0	1	21,4	21,6	0	0	0	0	0	0	226,8726	-21,3561
Нагр	18	ПС 220 кВ Б. Омутная/г	220	0	1	17,3	20,5	0	0	0	0	0	0	230,5145	-26,7414
Ген	19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г	220	0	1	8,1	11	0	80,12524	232	0	120	0	232	-26,369
Нагр	20	ПС 220 кВ Аячи/г	220	0	1	3,8	3,7	0	0	0	0	0	0	232,1535	-27,054
Нагр	21	ПС 220 кВ Читатка	220	0	1	0,1	7,3	0	0	0	0	0	0	232,1419	-27,5652
Нагр	22	ПС 220 кВ Амазар	220	0	1	4,2	4,3	0	0	0	0	0	0	232,3614	-28,5533
Нагр	23	ПС 220 кВ Семхозерный	220	0	1	5,2	5,8	0	0	0	0	0	0	232,1249	-29,4772
Ген	24	ПС 220 кВ Могоча	220	0	1	85,5	4,4	0	12,02597	232	-63,5	63,5	0	232	-30,3415
Нагр	25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	0	1	1	0,2	0	-14,8	0	0	0	0	225,4346	-15,1509
Нагр	26	ПС 220 кВ Лопча	220	0	1	1	2,1	0	-16,9	0	0	0	0	226,5775	-15,6028
Нагр	27	ПС 220 кВ Юктали	220	0	1	3	0,2	0	-26,4	0	0	0	0	229,4618	-16,327
Нагр	28	ПС 220 кВ Олекма	220	0	1	0,2	0,1	0	0	0	0	0	0	232,9519	-16,7141
Нагр	29	ПС 220 кВ Хани	220	0	1	2,2	0,1	0	-8,6	0	0	0	0	234,0856	-16,8787
Нагр	30	ПС 220 кВ Чара	220	0	1	2,2	0,1	0	0	0	0	0	0	236,1391	-17,1253
Нагр	31	НПС - 19	220	0	1	24,5	7,5	0	0	0	0	0	0	225,5253	-14,8014
Нагр	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	369,9	70,4	0	0	0	0	233,9591	-13,8756
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	239,7139	-0,1905
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	239,7139	-0,1905
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	226,7114	-12,8484
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	226,4759	-13,0153
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	225,5724	-14,7793
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	225,5724	-14,7793
Нагр	39		7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	232,952	-16,714

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

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	I_загр.	
ЛЭП	1	2	0	0	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2	0	0	0	0	-59,0511	-14,8712	0	172,4489	27,37284	
ЛЭП	1	10	0	0	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5	0	0	0	0	-192,308	-26,2974	0	471,5534	49,12014	
ЛЭП	1	33	0	0	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-130,35	-16,0587	0	316,1027	31,61027	
ЛЭП	1	34	0	0	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3	0	0	0	0	-130,35	-16,0587	0	316,1027	31,61027	
ЛЭП	33	6	0	0	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5012	-4,68234	0	39,23167	5,685749	
ЛЭП	34	6	0	0	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6	0	0	0	0	-15,5012	-4,68234	0	39,23167	5,685749	
ЛЭП	33	7	0	0	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-114,746	-11,4601	0	277,9933	27,99333	
ЛЭП	34	7	0	0	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1	0	0	0	0	-114,746	-11,4601	0	277,9933	27,99333	
ЛЭП	7	8	0	0	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297	0	0	0	0	-163,735	-12,1872	0	398,4636	39,84636	
ЛЭП	8	9	0	0	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7	0	0	0	0	-66,7697	-1,73988	0	168,7153	26,78021	
ЛЭП	8	10	0	0	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5	0	0	0	0	-80,4904	-0,35141	0	202,7365	20,27365	
ЛЭП	9	10	0	0	ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9	0	0	0	0	-41,2463	8,644482	0	106,6477	16,9282	
ЛЭП	10	11	0	0	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1	0	0	0	0	-73,8368	-1,16254	0	187,6029	29,77824	
ЛЭП	10	35	0	0	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5	0	0	0	0	-204,983	17,75442	0	521,3746	75,56154	
ЛЭП	11	36	0	0	ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2	0	0	0	0	-65,1704	16,04007	0	171,0551	27,1516	
ЛЭП	12	35	0	0	ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	45,68062	10,82434	0	119,6411	18,99065	
ЛЭП	12	36	0	0	ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4	0	0	0	0	-37,4816	-0,02454	0	95,5338	15,1641	
ЛЭП	14	36	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - 4	3	14	-90	0	0	0	0	101,7019	-10,3212	0	262,6415	41,68912	
ЛЭП	13	35	0	0	ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	3	8	-52	0	0	0	0	155,9567	-34,165	0	409,6115	65,0177	
ЛЭП	14	13	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	0,38	1,63	-10	0	0	0	0	149,6703	-34,6044	0	393,0564	62,3899	
ЛЭП	14	15	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-5,09941	-1,68753	0	14,41102	2,287463	
ЛЭП	14	15	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	-14	0	0	0	0	-5,09941	-1,68753	0	14,41102	2,287463	
ЛЭП	14	16	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	2,53	11,1	-68,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	14	17	0	0	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	7,26	32,43	-199,9	0	0	0	0	-176,323	41,13973	0	462,9224	73,47975	
ЛЭП	16	18	0	0	ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	10,06	44,96	-277,2	0	0	0	0	21,6	19,4	0	73,8094	11,71578	
ЛЭП	17	19	0	0	ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	6,2	27,72	-170,9	0	0	0	0	-150,62	72,78905	0	425,7143	67,57369	
ЛЭП	18	19	0	0	ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	2,32	10,35	-63,8	0	0	0	0	39,02028	25,92444	0	117,3342	18,62448	
ЛЭП	19	20	0	0	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи/т	2,54	11,35	-70	0	0	0	0	-53,432	16,63881	0	139,2677	22,10598	
ЛЭП	19	21	0	0	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	5,26	22,67	-144,2	0	0	0	0	-46,8584	15,68774	0	122,9725	19,51945	
ЛЭП	20	22	0	0	ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	-171,3	0	0	0	0	-49,4886	17,20826	0	130,3031	18,35254	
ЛЭП	22	24	0	0	ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	-229,1	0	0	0	0	-44,9879	13,56612	0	116,7536	18,53232	
ЛЭП	21	23	0	0	ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	8,55	36,82	-234,2	0	0	0	0	-46,5329	16,19404	0	122,5378	17,25885	
ЛЭП	23	24	0	0	ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	-120,8	0	0	0	0	-40,9757	10,91626	0	105,4712	14,85509	
ЛЭП	5	14	0	0	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	1,873416	12,4381	0	32,26365	5,121214	
ЛЭП	5	14	0	0	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6	0	0	0	0	1,873416	12,4381	0	32,26365	5,121214	
ЛЭП	2	3	0	0	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1	0	0	0	0	-54,7874	-4,31171	0	145,6122	23,11305	
ЛЭП	3	4	0	0	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Диллун	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-52,9087	15,54741	0	142,9033	22,68306	
ЛЭП	4	5	0	0	ПС 220 кВ Диллун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6	0	0	0	0	-49,289	30,85779	0	151,4854	24,0453	
ЛЭП	5	37	0	0	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	3,200353	30,84886	0	79,55212	13,25869	
ЛЭП	5	38	0	0	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21	0	0	0	0	3,200353	30,84886	0	79,55212	13,25869	
ЛЭП	37	31	0	0	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-12,2477	-3,21632	0	32,78834	5,464724	
ЛЭП	38	31	0	0	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6	0	0	0	0	-12,2477	-3,21632	0	32,78834	5,464724	
ЛЭП	37	32	0	0	5 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	15,4656	33,06329	0	93,42546	14,82944	
ЛЭП	38	32	0	0	6 - Неронгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1	0	0	0	0	15,4656	33,06329	0	93,42546	14,82944	
ЛЭП	5	25	0	0	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	7,15	31,94	-196,9	0	0	0	0	-9,82258	9,596037	0	35,22257	5,590883	
ЛЭП	25	26	0	0	ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	-230,4	0	0	0	0	-8,80564	14,677	0	43,83472	6,957893	
ЛЭП	26	27	0	0	ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	-386,3	0	0	0	0	-7,77916	22,01945	0	59,5071	9,445571	
ЛЭП	27	39	0	0	ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6	0	0	0	0	-4,72195	28,78121	0	73,38472	11,64837	
ЛЭП	28	39	0	0	ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1	0	0	0	0	0,199897	0,099996	0	0,553956	0,08793	
ЛЭП	29	39	0	0	ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	-129,2	0	0	0	0	4,4196	-10,1199	0	43,75209	6,944775	
ЛЭП	29	30	0	0	ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9	0	0	0	0	-2,22011	18,81826	0	46,73535	7,418309	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

