

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

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические  
системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на тему: Проектирование развития электрических сетей Хабаровского края при  
присоединении нагрузок ТОР «Амуро-Хинганская» с применением  
инновационных технологий

Исполнитель

студент группы 142-ом

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Д.Ф. Кустов

Руководитель

профессор, докт. техн.

наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель

научного содержания

программы магистратуры

докт. техн. наук,

профессор

\_\_\_\_\_

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 Кустова Даниила Федоровича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование развития электрических сетей Хабаровского края при присоединении нагрузок ТОР «Амуро-Хинганская» с применением инновационных технологий

(утверждено приказом от 30.03.2023 № 778-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 23.06.2023

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема электрической сети Хабаровского края и Амурской области, схемы потокораспределения Хабаровского края и Амурской области, контрольные замеры летнего и зимнего периода Филиала ПАО «РОСССЕТИ» - Амурское предприятие магистральных электрических сетей

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): анализ схемно-режимной ситуации в электрических сетях Хабаровского края и Амурской области, проектирование вариантов развития электрической сети при вводе ПС, выбор и проверка оборудования, технико-экономическое сравнение вариантов

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 2 листа графической части, 53 таблица, 18 рисунков, программные продукты MS Office 2010 standard; Mathcad Education – University Edition, RastrWin3 Базовый комплекс.

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

7. Дата выдачи задания 09.01.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, зав. кафедрой энергетики, профессор, доктор технических наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 09.01.2023

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 131 стр., 18 рисунков, 53 таблицы, 5 приложений, 67 источников, 68 формулы.

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

Актуальность темы обусловлена экономическим развитием Хабаровского края в связи с присоединением нагрузки ТОР «Амуро-Хинганская».

Цель работы в проектировании развития электрических сетей Хабаровского края с центром питания ПС Хабаровская при присоединении нагрузок ТОР «Амуро-Хинганская» с применением инновационных технологий.

В результате была определена возможность подключения нового потребителя к электрическим сетям Хабаровского края с источником питания ПС Хабаровская. Произведен анализ расчета режима существующей сети после подключения нового потребителя. На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны варианты подключения ПС Флора. Проведена техническая проработка предложенных вариантов из которой выбран лучший для подключения к существующим сетям. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности им оказался вариант при подключении нового потребителя двумя ВЛ от ПС Хабаровская.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Анализ современного состояния схемно–режимной ситуации в электрических сетях 220 кв Хабаровского края с центром питания подстанция Хабаровская	11
1.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	11
1.2 Экономическая характеристика Хабаровского края	14
1.3 Климатические характеристики и территориальные особенности Хабаровского края в районе ПС Хабаровская	16
1.4 Структурный анализ электроэнергетической системы района	17
1.4.1 Характеристика источников питания	17
1.4.2 Структурный анализ ЛЭП	22
1.4.3 Структурный анализ ПС	24
1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	27
1.6 Выводы	45
2 Характеристика инновационного оборудования, применяемого при развитии электрических сетей	49
2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования подстанций	49
2.1.1 Возможность применения КРУЭ при проектировании распределительных устройств	49
2.1.2 Использование технологии цифровой подстанции	51
2.2 Инновационные технологии, применяемые для проектирования ВЛ	58
2.2.1 Композитные провода и кабели марки АССС	59
2.3 Выводы	69
3 Разработка вариантов развития электрической сети Хабаровского края с источником питания ПС Хабаровская при подключении нагрузки тор «Амуро-Хинганская»	70

3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	70
3.2 Техническая проработка выбранных вариантов развития электрической сети хабаровского края в связи с подключением ПС Флора	71
3.2.1 Выбор трансформаторов для подключаемой ПС и компенсирующих устройств	71
3.2.2 Вариант развития электрической сети при подключении подключение ПС Флора к ПС Хабаровская и к ПС Биробиджан	75
3.2.3 Вариант развития электрической сети при подключение ПС Флора к ПС Хабаровская на напряжение 220 кВ	81
3.3 Расчет токов короткого замыкания	84
3.4 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального	90
3.4.1 Проведем проверку для КРУЭ 220 кВ	90
3.4.2 Выбор и проверка выключателей	93
3.4.3 Выбор и проверка разъединителей	95
3.4.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	95
3.4.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	97
3.4.6 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН	98
3.4.7 Выбор и проверка изоляторов	101
3.4.7 Выбор и проверка ТСН	103
3.5 Выводы	104
4 Выбор оптимального варианта развития сети	105
4.1 Капиталовложения	105
4.2 Расчет эксплуатационных издержек	107
4.3 Определение статических приведенных затрат и выбор оптимального варианта сети	109
4.4 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения и показателей надежности	110

4.5 Оценка инвестиционной привлекательности проекта	116
4.6 Выводы	120
Заключение	121
Библиографический список	123
Приложение А Граф рассматриваемого эквивалента сети	132
Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	133
Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима	152
Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1	161
Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2	167

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ЕЭС – единая энергосистема;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
- КРУН – комплектное распределительное устройство наружное;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- 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;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

## ВВЕДЕНИЕ

В данной магистерской диссертации проводится разработка инновационного развития электрической сети с центром питания ПС Хабаровская при вводе ПС Флора в Хабаровском крае, с целью подключения новых социально–экономически значимых объектов.

Актуальность темы обусловлена экономическим развитием Хабаровского края в связи с присоединением нагрузки ТОР «Амуро-Хинганская». Новые объекты появятся поблизости от железнодорожного моста через Амур и пограничного перехода между российским посёлком Нижнеленинское и китайским городом Тунцзян. Они необходимы для развития трансграничной торговли.

Объект исследования – электрические сети 220 кВ Хабаровского края с центром питания ПС 500 кВ Хабаровская.

Предмет исследования – инновационные и цифровые технологии, применяемые при развитии электрических сетей.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) Выявление проблемных мест существующей сети и возможности подключения нового крупного потребителя;
- 2) Анализ и выбор инновационных технологий применяемых для развития Хабаровских электрических сетей и подключении новых потребителей;
- 3) Разработка вариантов подключения нового потребителя к электрическим сетям Хабаровского края. Техническая проработка предложенных вариантов;
- 4) Определение оптимального варианта инновационного развития сети на основании расчёта экономической эффективности с учетом фактора надежности.



Научная новизна заключается в обоснованном выборе инновационных технологий в частности применяемых при передаче электрической энергии, вводе новых подстанций и их адаптации, к реальному объекту при развитии электрических сетей Хабаровского края с источником питания ПС Хабаровская.

Практическая значимость работы заключается в том, что в результате мы получаем повышение управляемости электрических сетей Хабаровского края, а также надёжного электроснабжения социально–экономически значимых объектов ТОР «Амуро-Хинганская» в Хабаровском крае, данное решение возможно для применения при подключении тупиковых ПС.

В первом разделе определён эквивалент рассматриваемого участка сети, дана экономическая и климатическая характеристики, а также рассмотрены территориальные особенности Хабаровского края, дана характеристика источников питания в рассматриваемом эквиваленте сети, выполнен структурный анализ ЛЭП и ПС, расчёт и анализ режимов существующей сети. По результатам проработанных вопросов в разделе 1 определена возможность подключения к существующим сетям Хабаровского края нового крупного потребителя.

Во втором разделе приведена характеристика применяемого инновационного оборудования. По результатам данного раздела выбраны инновационные технологии, применение которых возможно при развитии сети.

В третьем разделе разработаны варианты развития электрической сети. Были разработаны 2 варианта развития электрической сети и проведен их анализ.

Выполнена техническая проработка двух выбранных вариантов развития электрической сети при подключении нового потребителя. Оба рассмотренных варианта могут быть осуществимы для подключения нового потребителя также произведены выбор и проверка оборудования для внешнего электроснабжения нового подключаемого потребителя.

В четвертом разделе произведен расчёт экономической эффективности двух рассматриваемых вариантов. Был сделан выбор оптимального варианта развития сети, а также сделаны необходимые выводы и подведены результаты.

Применяемое лицензионное программное обеспечение: Операционная система MS Windows 10 Education, Pro, MS Office 2010 standard; Mathcad Education – University Edition, RastrWin3 Базовый комплекс.

В процессе написания магистерской диссертации было принято участие в научно-технических конференциях: XXXI научная конференция Амурского государственного университета «День науки», XXIII региональная научно-практическая конференция «Молодежь XXI века: шаг в будущее», X Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов». Результатом участия является публикация научных статей в сборниках конференций: «Особенности проектирования цифровой подстанции», «Способы передачи данных на цифровой подстанции», «Сопоставительный анализ воздушных линий электропередачи по механической прочности», «Выбор методов мониторинга силовых трансформаторов подстанций нового поколения».

# 1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ СХЕМНО–РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 220 КВ ХАБАРОВСКОГО КРАЯ С ЦЕНТРОМ ПИТАНИЯ ПОДСТАНЦИЯ ХАБАРОВСКАЯ

Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях является важной задачей для обеспечения надежной работы электроэнергетической системы. Он позволяет определить район проектирования источников питания, то есть выбрать оптимальное расположение источников питания, которые будут обеспечивать электрическую энергию для данного района. Анализ режимной ситуации проводится для определения узких мест в электрических сетях, то есть мест, где возможны перегрузки и сбои в работе системы. Это позволяет принять меры по устранению проблем и обеспечить надежную работу электроэнергетической системы. Кроме того, анализ режимной ситуации позволяет определить возможность подключения новых потребителей в рассматриваемом районе. В результате проведения анализа современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях можно получить данные о техническом состоянии системы, ее надежности и возможности расширения. Это позволяет разработать эффективные меры по улучшению работы электроэнергетической системы и обеспечить надежную и бесперебойную работу электроснабжения в данном районе.

## **1.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети**

Эквивалент рассматриваемого участка сети определяется для отделения от энергосистемы района, предполагаемого для подключения новых потребителей.

В качестве эквивалента выбран участок существующих сетей Хабаровского края и Амурской области [58].

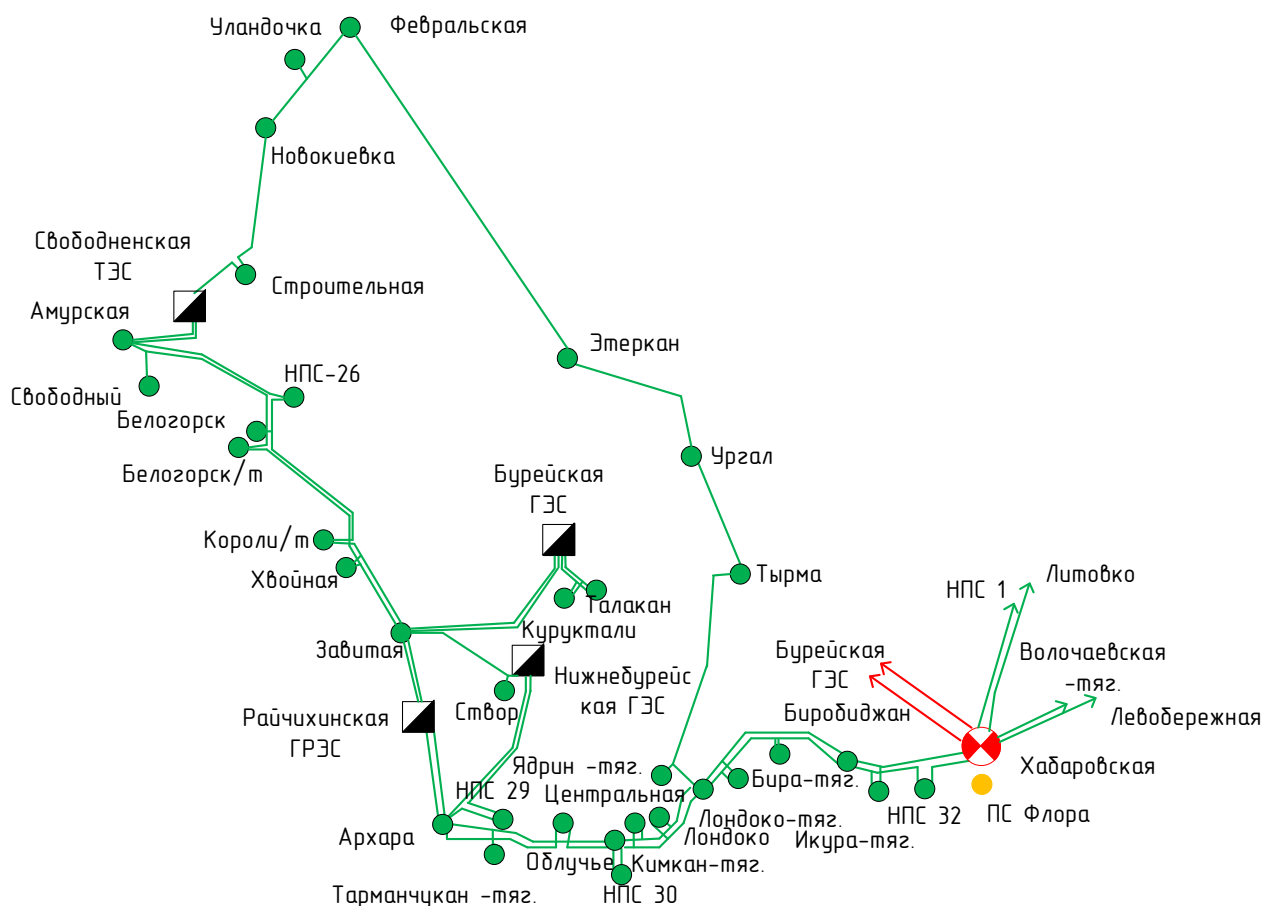


Рисунок 1 – Структурная схема рассматриваемого участка сети

В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбраны объекты генерации:

1. Бурейская ГЭС;
2. Нижне-Бурейская ГЭС;
3. Райчихинска ГРЭС.

Также выбрано две подстанции с высшим классом напряжения 500 кВ: ПС Хабаровская и ПС Амурская, 28 подстанции с высшим классом напряжения 220 кВ: ПС Завитая; ПС Хвойная; ПС Короли/т; ПС Белогорск/т; ПС Белогорск; ПС Свободный; ПС Створ; НПС 29; ПС Архара; ПС Тарманчукан/т; ПС Ядрин/т; ПС Облучье; ПС Новокиевка; ПС Уландочка; ПС Февральская; ПС Этеркан; ПС Ургал; ПС Тырма; ПС Кульдур; ПС Лондоко; ПС Центральная; ПС Кимкан/т; ПС Лондоко/т; ПС Бира/т; ПС Биробиджан; ПС Икура/т; НПС 32; НПС 26 [58].

Граф рассматриваемого участка сети представлен на рисунке 2.

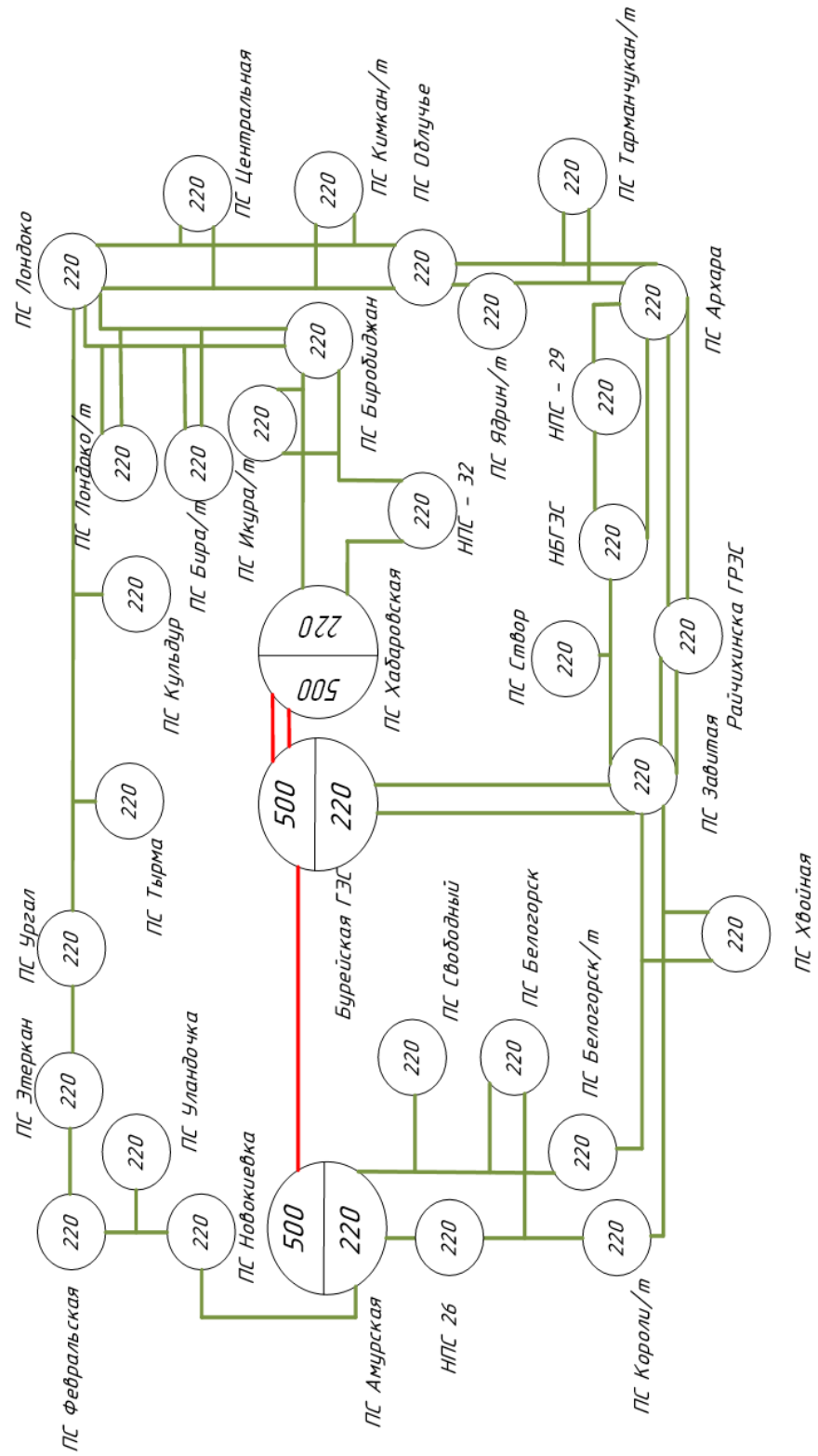


Рисунок 2 – Граф рассматриваемого участка сети

В качестве эквивалента выбраны 3 генерирующие станции 2 ПС на напряжение 500 кВ и 28 ПС на напряжение 220 кВ.

Данный район будет использоваться для дальнейшего анализа схемно-режимной ситуации.

## **1.2 Экономическая характеристика Хабаровского края**

Характеристика экономической структуры Хабаровского края производится для определения возможных направлений для увеличения мощности потребителей [57].

Экономика Хабаровского края представляет собой многоотраслевой промышленно-сервисный комплекс, базирующийся на использовании конкурентных преимуществ региона: богатых и разнообразных природных ресурсов, выгодного экономико-географического положения, высокого образовательного уровня населения. Ведущими секторами региональной экономики являются: транспорт и связь, промышленность, торговля [57].

Основными отраслями специализации промышленности являются топливно-энергетический комплекс (27,1 %), машиностроительный комплекс (18,3 %), добыча полезных ископаемых, кроме топливно-энергетических (16,4 %), нефтепереработка (12,2 %), производство пищевых продуктов (10,8 %), металлургическое производство (6,6 %).

Основу промышленного потенциала края составляет машиностроительный комплекс, где создается высокотехнологичная и конкурентоспособная на мировом рынке продукция. В состав комплекса входят заводы, ориентированные на выпуск многих видов машиностроительной продукции: судов и самолетов различных классов для военных и гражданских нужд, технологической оснастки, энергетического и подъемно-транспортного оборудования, кабельно-проводниковых изделий [57].

Из отраслей топливной промышленности в Хабаровском крае получили развитие добыча угля и нефтепереработка, причем в крае сосредоточены практически все мощности по переработке сырой нефти.

Мощности трех нефтеперерабатывающими предприятиями Хабаровского края: Комсомольский нефтеперерабатывающий завод ОАО "НК "Роснефть", Хабаровский нефтеперерабатывающий завод (АО "ННК Хабаровский НПЗ", завод по переработке нефти в п. Ванино ООО "Ванинский НПЗ" ГК ЗАО "Трансбункер" полностью покрывают внутренние потребности края в качественных нефтепродуктах и обеспечивают поставки не только в регионы Дальнего Востока, но и в страны АТР [57].

Цветная металлургия – одна из традиционных отраслей специализации края, обеспечивающая почти одну пятую всего промышленного выпуска. Добычей драгоценных и цветных металлов на территории края занимается 21 горнодобывающая компания. Хабаровский край – единственный регион Российской Федерации, где продолжается разработка оловорудных месторождений [57].

Хабаровский край является одним из лидеров лесной индустрии России. В настоящее время деревообработкой в крае занимается более 70 предприятий, доля обработанной древесины в общем объеме отгруженной продукции комплекса – свыше 40%. Свыше 90 % лесопродукции поставляется на экспорт.

Сельскохозяйственная отрасль Хабаровского края выполняет важную социальную функцию, обеспечивая жителей края продуктами питания и являясь производственным базисом обеспечения продовольственной безопасности края.

Сельское хозяйство в Хабаровском крае развивается в сложных природно-климатических условиях. Большая часть территории края относится к зоне рискованного земледелия, что препятствует выращиванию здесь широкого разнообразия сельскохозяйственных культур [57].

Хабаровский край является одним из ключевых регионов в транспортной системе Дальневосточного федерального округа. Транзитные функции края, располагающегося в центре Дальнего Востока, имеют большое значение не только в региональном, но и общероссийском и международном контексте.

### 1.3 Климатические характеристики и территориальные особенности Хабаровского края в районе ПС Хабаровская

Характеристика территориальных и климатических особенностей Хабаровского края в Центральном районе производится для определения места строительства и правильного выбора оборудования по климатическому исполнению.

Таблица 1 – Сводная таблица климатических параметров [33]

№	Характеристика	Значение
1	Преобладающее направление ветра	З, СЗ
2	Нормативная скорость ветра (один раз в 25 лет) на высоте 10 м	24 м/с
3	Скорость ветра при гололеде (один раз в 25 лет)	14 м/с
4	Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	14 мм
5	Температура воздуха при гололеде	- 5 °С
6	Абсолютный минимум температуры воздуха	- 45 °С
7	Абсолютный максимум температуры воздуха	+ 39 °С
8	Глубина промерзания грунта	2,85 м
9	Среднегодовая продолжительность гроз	35 часов
10	Среднегодовое количество осадков	400-800 мм
11	Район по гололеду	3
12	Ветровой район	3

На юге Хабаровский край граничит с Приморским краем, на юго-западе граничит с Еврейской автономной областью, западная граница проходит с Амурской областью, на северо-западе с Республикой Саха и в северо-восток с Магаданской областью. Климат Хабаровского края в преобладающей части муссонных территорий умеренных широт отличается значительным разнообразием в отдельных регионах из-за его большой длины меридианов (1,8 тыс. Км.) И сложного рельефа. Климат региона имеет такие особенности сибирского климата, как длинная, суровая, морозная зима и короткое, относительно сухое и теплое лето. Зимой преобладает ясная, сильно морозная



погода, сочетающаяся во многих районах со значительными скоростями ветра. Лето (вторая половина) отличается пасмурной и дождливой погодой [57].

По климатическому исполнению для выбранного района необходимо выбирать оборудование УХЛ.

#### **1.4 Структурный анализ электроэнергетической системы района**

Структурный анализ электроэнергетической системы района производится для определения источников питания, питающих его, ЛЭП проходящих в данном районе и подстанций, находящихся в нем.

##### **1.4.1 Характеристика источников питания**

##### **Бурейская ГЭС**

Бурейская ГЭС - представляет собой мощную высоконапорную гидроэлектростанцию приплотинного типа. Конструктивно гидроэнергетические объекты делятся на плотину, гидроэлектростанцию, открытое распределительное устройство (ОРУ) и здание распределительного устройства с газовой изоляцией (КРУЭ). В сооружении нет проходов для судов, поэтому речные суда не могут проходить через него.

В Дальневосточной энергосистеме Бурейская ГЭС осуществляет следующие функции:

- Выдача мощности и выработка электроэнергии;
- Регулирование частоты;
- Прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по энергосистеме;
- Аварийного резерва, как кратковременного по мощности, так и длительного по энергии.

Электроэнергия, производимая станцией, выдаётся в энергосистему Дальнего Востока России по линиям электропередачи 220 кВ и 500 кВ [58]:

ВЛ-500 кВ Бурейская ГЭС — Амурская 1 (278,6 км);

ВЛ-500 кВ Бурейская ГЭС — Хабаровская 1 (429,9 км);

ВЛ-500 кВ Бурейская ГЭС — Хабаровская 2 (427,2 км);  
 ВЛ-220 кВ Бурейская ГЭС — Талакан 1, Талакан 2 (тупиковые);  
 ВЛ-220 кВ Бурейская ГЭС — Завитая 1, Завитая 2 (транзитные).

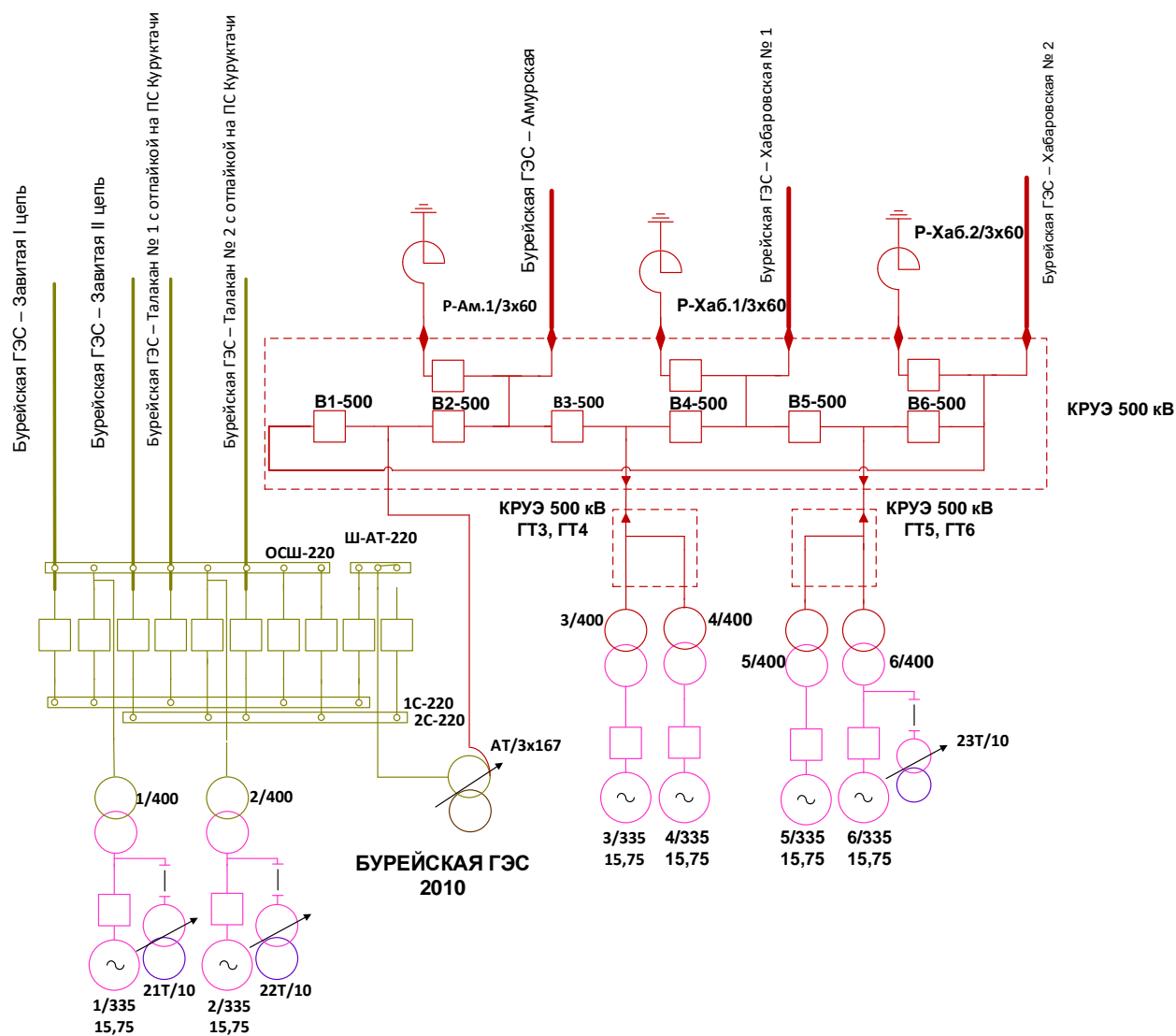


Рисунок 3– Главная схема Бурейской ГЭС[58]

Таблица 2 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{ном}$ , МВт	$U_{ном}$ , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1313/265-48 УХЛ4	6	335	15,75	125	230

Таблица 3 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр	I <sub>х</sub> , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦТН-167000/500/220/35	3	11	35	21,5	325	125	1503	0,4
ТЦ-400000/500/15,75	4	13			800	350	1600	0,4
ТЦ-400000/220/15,75	2	11			880	330	1600	0,4

### Нижне-Бурейская ГЭС

Нижне-Бурейская ГЭС спроектирована как средненапорная русловая гидроэлектростанция (здание ГЭС входит в состав напорного фронта). Проектная установленная мощность электростанции — 320 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии — 1,67 млрд кВт·ч.

Таблица 4 – Генераторы

Марка	Кол-во	P <sub>НОМ</sub> , МВт	U <sub>НОМ</sub> , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
ПЛ30-ВБ-630	4	80	13,8	125	230

Таблица 5 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр	I <sub>х</sub> , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДЦ-125000/220-УХЛ1	4	11			380	135	625	0,5

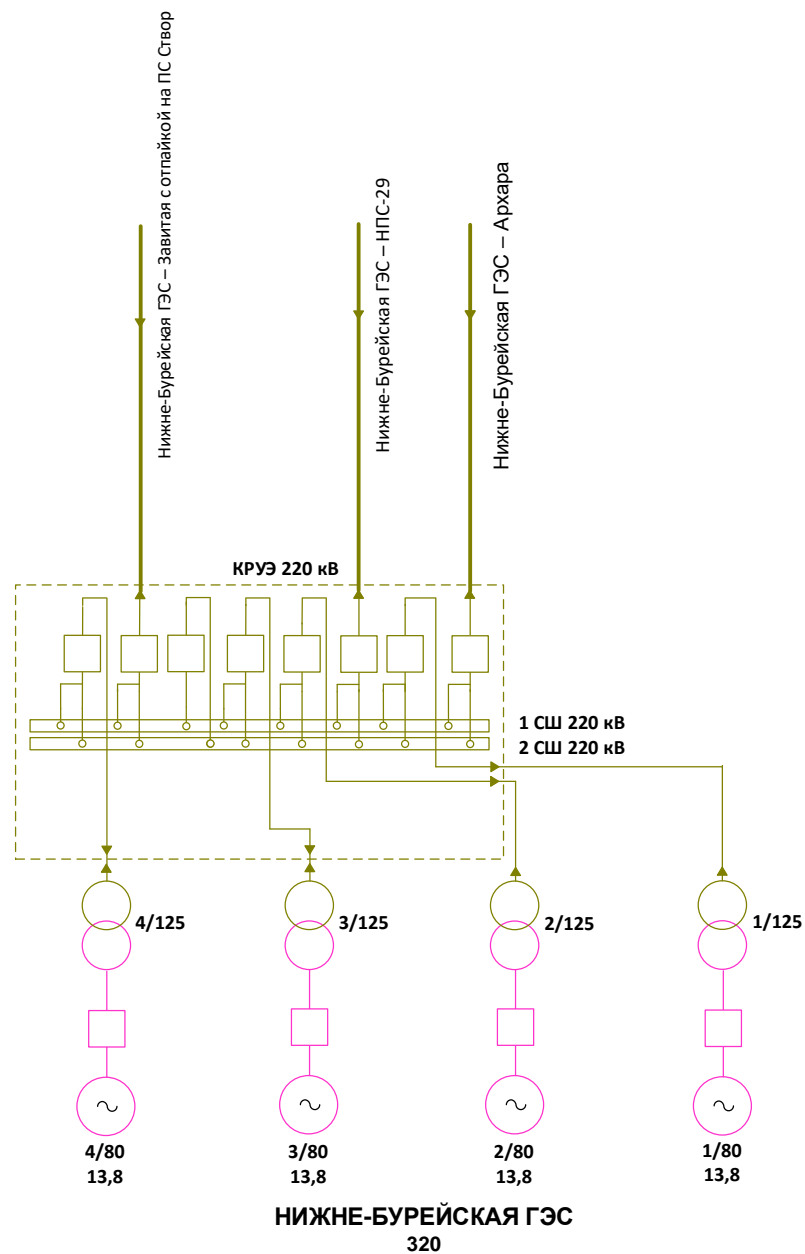


Рисунок 4 – Главная схема Нижне - Бурейской ГЭС [58]

С трансформаторов электроэнергия передаётся на КРУЭ 220 кВ, а с него — в энергосистему по линиям электропередачи:

КВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС — ПС Архара;

КВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС — ПС НПС-29;

КВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС — ПС Завитая с отпайкой на ПС Створ.

### Райчихинская ГРЭС

Райчихинская ТЭЦ - паротурбинная электростанция с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции составляет 102 МВт, тепловая мощность - 238,1 Гкал / час. Станция работает по графику конденсации с выделением тепла. Проектом и фактическим топливом является бурый уголь с Райчихинского месторождения. Конструктивная схема - с поперечными соединениями для основных потоков воды и пара.

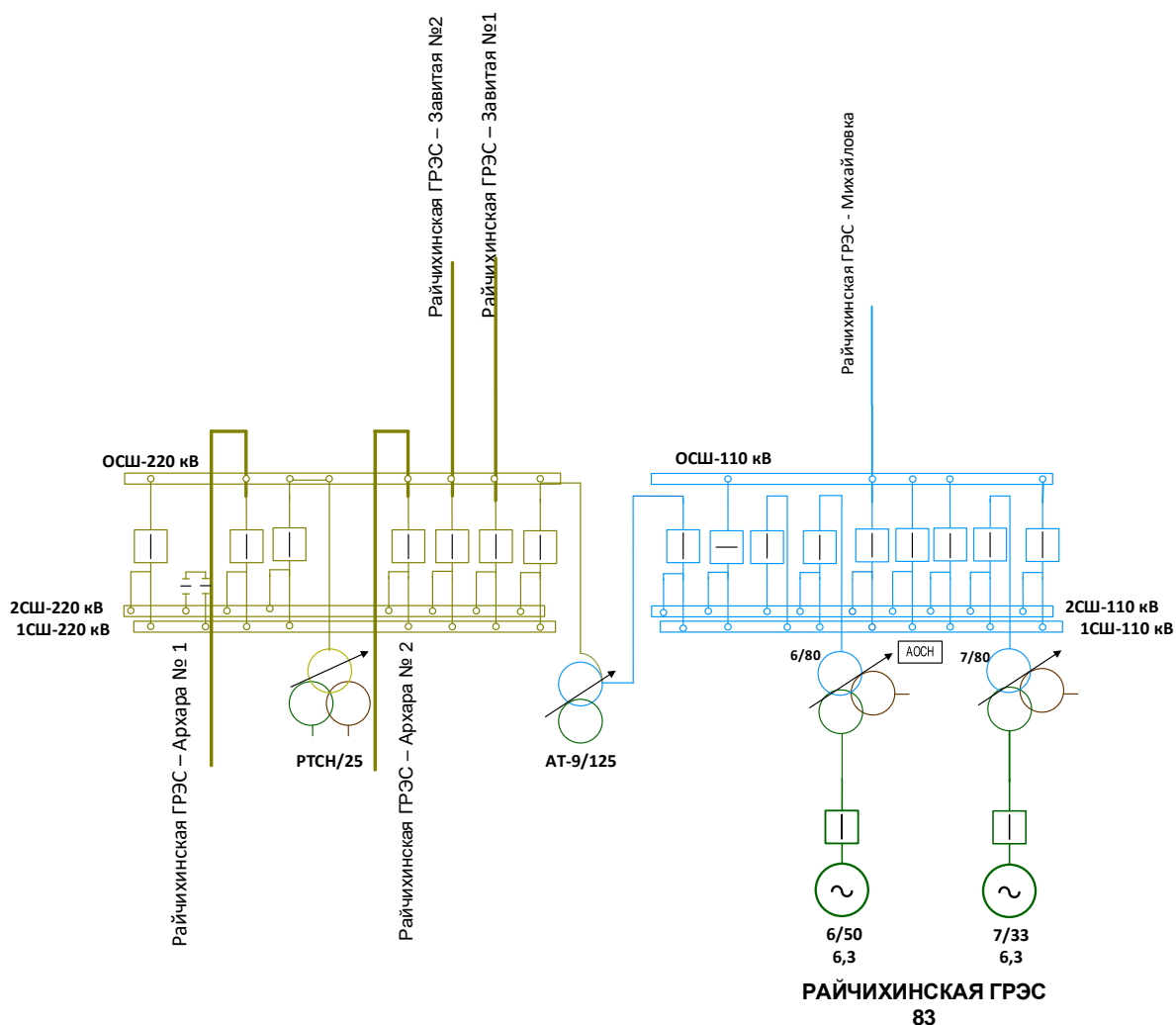


Рисунок 5 – Главная схема Райчихинской ГРЭС [58]

Таблица 6 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{НОМ}$ , МВт	$U_{НОМ}$ , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
ТВ-60-2	1	50	6,3	1500	3000
ТВ-60-2	1	33	6,3	1500	3000

Таблица 7 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	$U_K$ , %			$\Delta P_K$ , кВт	$\Delta P_X$ , кВт	$\Delta Q_X$ , кВАр	$I_x$ , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДТН-80000/110-УХЛ1	2	11	18.5	7	390	82	480	0,6

Электроэнергия подается в электрическую сеть от открытых распределительных устройств (ОРУ) 110 кВ и 220 кВ, а также от закрытых распределительных устройств (ЗРУ) 35 кВ на следующих линиях электропередач:

ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС — Завитая, 2 цепи;

ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС — Архара, 2 цепи;

ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС — Бурейск, 2 цепи;

ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС — Бурей-тяга;

ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС — Михайловка [58].

#### 1.4.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 8– Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети [58]

Наименование линии	$U_{НОМ}$ , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
1	2	3	4	5
Бурейская ГЭС - Амурская	500	3 х АС-300/39	278,6	ВЛ
Бурейская ГЭС – Хабаровская №1		3 х АС-300/39	429,9	ВЛ
Бурейская ГЭС – Хабаровская №2		3 х АС-300/39	427,2	ВЛ
Бурейская ГЭС – Завитая 1 цепь	220	АС-400/51	78,81	ВЛ

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5
Бурейская ГЭС – Завитая 2 цепь	220	АС-400/51	78,81	ВЛ
Завитая – Белогорск/т с отпайкой на ПС Хвойная		АСО-300/39	121,46	ВЛ
Завитая – Короли/т с отпайкой на ПС Хвойная		АСО-300/39	51,66	ВЛ
НПС 26 – Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск		АС-300/39	88,98	ВЛ
Амурская – НПС 26		АС-300/39	51,36	ВЛ
Амурская – Белогорск/т с отпайкой на ПС Белогорск и ПС Свободный		АС-300/39	72,71	ВЛ
Амурская - Новокиевка		АС-240/32	85	ВЛ
Новокиевка – Февральская с отпайкой на ПС Уландочка		АС-240/32	180,463	ВЛ
Февральская - Этеркан		АС-300/39	127,19	ВЛ
Этеркан - Ургал		АС-300/39	118,69	ВЛ
Ургал – Лондоко с отпайкой на ПС Тырма и ПС Кульдур		АС-300/39	282,933	ВЛ
Лондоко – Облучье с отпайкой на ПС Центральная и ПС Кимкан/т		АС-300/39	65,629	ВЛ
Облучье – Ядрин/т		АС-240/32	12,3	ВЛ
Архара – Ядрин/т с отпайкой на ПС Тарманчукан/т		АС-300/39	67,2	ВЛ
Архара – Облучье с отпайкой на ПС Тарманчукан/т		АС-300/39	99,069	ВЛ
Райчихинская ГРЭС - Архара		АС-300/39	54,37	ВЛ
Райчихинская ГРЭС - Архара		АС-300/39	54,37	ВЛ
Райчихинская ГРЭС - Завитая		АСО-300/39	45,54	ВЛ
Райчихинская ГРЭС - Завитая		АСО-300/39	45,54	ВЛ
Архара – НПС 29		АС-400/51	34,62	ВЛ
НБГЭС - Архара	АС-400/51	51,55	ВЛ	
НБГЭС – НПС 29	АС-400/51	77,6	ВЛ	
НБГЭС – Завитая с отпайкой на ПС Створ	АС-400/51	57,65	ВЛ	

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5
Лондоко – Биробиджан с отпайкой на ПС Лондоко/т и ПС Бира/т	220	АСО-300/39	87,60	ВЛ
Лондоко – Биробиджан с отпайкой на ПС Лондоко/т и ПС Бира/т		АСО-300/39	87,60	ВЛ
Хабаровская – Биробиджан с отпайкой на ПС Икура/т		АС-300/39	73,74	ВЛ
Хабаровская – Биробиджан с отпайкой на ПС Икура/т		АС-300/39	73,74	ВЛ

Таблица 9 – Характеристика сечений

$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	Суммарная протяженность, км
500	1135,7
220	2323.704

Таблица 10 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
500	3 х АС-300	1135,7
220	АС-400	379.04
	АСО-300	439.4
	АС-300	1227.501
	АС-240	277.763

### 1.4.3 Структурный анализ ПС

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

Таблица 11 – Распределение ПС по схемам РУ и способу присоединения [58]

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Схема РУ ВН
1	2	3
ПС Амурская	Узловая	Четырехугольник (7)
		Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Завитая;	Узловая	Две рабочие системы шин (13)



Продолжение таблицы 11

1	2	3
ПС Хвойная;	Ответвительная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Короли/т;	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
НПС 26	Проходная	Четырехугольник (7)
ПС Белогорск/т;	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Белогорск;	Ответвительная	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Свободный;	Ответвительная	Блок (линия-трансформатор) с выключателем(3Н)
ПС Створ;	Ответвительная	Мостик с выключателями в цепях линии и ремонтной перемычкой со стороны линии (5Н)
НПС 29;	Проходная	Четырехугольник (7)
ПС Архара;	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Тарманчукан/т;	Ответвительная	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Ядрин/т;	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Облучье;	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Новокиевка;	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Уландочка;	Ответвительная	Блок (линия-трансформатор) с выключателем(3Н)
ПС Февральская;	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Этеркан;	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Ургал;	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Тырма;	Ответвительная	Блок (линия-трансформатор) с выключателем(3Н)
ПС Кульдур;	Ответвительная	Блок (линия-трансформатор) с выключателем(3Н)
ПС Лондоко;	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Кимкан/т;	Ответвительная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)

## Продолжение таблицы 11

1	2	3
ПС Лондоко/т;	Ответвительная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)
ПС Бира/т;	Ответвительная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)
ПС Биробиджан;	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Икура/т;	Ответвительная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)

Таблица 12 – Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов [58]

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
ПС Хабаровская	6 х АОДЦТН-167000/500/220/10
ПС Амурская	6 х АОДЦТН-167000/500/220/10 2 х АДЦТН-63000/220/110
ПС Завитая;	2 х ТДТН-25000/220
ПС Хвойная;	АТДЦТН-30000/220/110 АДЦТН-32000/220/110
ПС Короли/т;	2 х ТДТНЖ-40000/220
НПС 26	2 х ТДН-25000/220
ПС Белогорск/т;	2 х ТДТНЖ-40000/220
ПС Белогорск;	2 х АДЦТН-63000/220/110, 2 х ТДТН-40000/220
ПС Свободный;	ТДТН-40000/220
ПС Створ;	2 х ТДТН-25000/220
НПС 29;	2 х ТДН-25000/220
ПС Архара;	2 х ТДТН-40000/220
ПС Тарманчукан/т;	2 х ТДТН-40000/220
ПС Ядрин/т;	2 х ТДТН-40000/220
ПС Облучье;	2 х ТДТН-25000/220
ПС Новокиевка;	2 х ТДТН-25000/220
ПС Уландочка;	ТДТН-20000/220
ПС Февральская;	2 х АДЦТН-63000/220/110
ПС Этеркан;	2 х ТДТН-25000/220
ПС Ургал;	2 х АДЦТН-63000/220/110
ПС Тырма;	ТДТН-25000/220
ПС Кульдур;	ТДТН-25000/220
ПС Лондоко;	2 х ТДТН-40000/220
ПС Кимкан/т;	2 х ТДТНЖ-40000/220
ПС Центральная;	2 х ТДТН-63000/220
ПС Лондоко/т;	2 х ТДТНЖ-40000/220
ПС Бира/т;	2 х ТДТНЖ-40000/220
ПС Биробиджан;	3 х АДЦТН-63000/220/110
ПС Икура/т;	2 х ТДТН-40000/220

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру с замкнутыми контурами с сильными связями, связь между энергосистемой Амурской области и Хабаровского края осуществляется по 3 ЛЭП 220 кВ и 2 ЛЭП 500 кВ. Слабыми связями обладают проходные и отпаечные подстанции 220 кВ, поскольку связность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети. Сильными связями обладают узловые подстанции, которые имеют не менее четырех связных элементов. Всего в рассматриваемом районе 29 подстанций, из них большинство являются двухтрансформаторными. Преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением, АС-300. К особенностям электроэнергетической системы можно отнести большую протяженность линий напряжением 500-220 кВ, что приводит к большим перетокам реактивной мощности, и как следствие, к высоким уровням напряжения на шинах подстанций за счет зарядных мощностей. Для дальнейшей проработки в выбранном графе и топологической структуре выбраны только сети 220 кВ.

### **1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети**

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима [12].

Для расчёта режимов использовался ПВК RastrWin3. В качестве исходных данных использовались:

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Хабаровских электрических сетей, зимний режим 2022 г [59];
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Хабаровского РДУ 08.06.2022 г;
- Схема потокораспределения Хабаровских электрических сетей за 16.12.2022 г.

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем расчёт режимов следует осуществлять [20]:

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

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

Данные летнего и зимнего контрольного замера мощностей представлены в таблице 13.

Таблица 13 – данные контрольных замеров

№	Название ПС	15.12.22, 18:00		19.06.22, 18:00	
		P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , МВар	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , МВар
1	2	3	4	5	6
1	БГЭС 220 кВ	16,4957265	1,367521368	11,54701	0,957265
2	Завитая 220 кВ	75,55555556	11,62393162	52,88889	8,136752
3	Хвойная 220 кВ	33,76068376	1,88034188	23,63248	1,316239
4	Короли/т 220 кВ	23,76068376	5,897435897	16,63248	4,128205
5	Белогорск/т 220 кВ	14,61538462	5,47008547	10,23077	3,82906
6	Белогорск 220 кВ	101,5384615	28,03418803	71,07692	19,62393
7	Новокиевка 220 кВ	4,700854701	1,025641026	3,290598	0,717949
8	Уландочка 220 кВ	0,769230769	0,341880342	0,538462	0,239316
9	Февральская 220 кВ	39,91452991	2,393162393	27,94017	1,675214
10	Этеркан 220 кВ	2,478632479	-1,282051282	1,735043	-0,89744
11	Ургал 220 кВ	28,97435897	15,47008547	20,28205	10,82906
12	Тырма 220 кВ	2,478632479	0,683760684	1,735043	0,478632
13	Кульдур 220 кВ	1,111111111	0,427350427	0,777778	0,299145
14	Лондоко 220 кВ	11,96581197	4,273504274	8,376068	2,991453
15	Центральная 220 кВ	0,94017094	0,170940171	0,65812	0,119658
16	Кимкан/т 220 кВ	7,264957265	8,632478632	5,08547	6,042735
17	Облучье 220 кВ	27,43589744	2,051282051	19,20513	1,435897
18	Ядрин/т 220 кВ	16,83760684	6,495726496	11,78632	4,547009
19	Тарманчукан/т 220 кВ	12,39316239	18,71794872	8,675214	13,10256
20	Архара 220 кВ	31,11111111	12,30769231	21,77778	8,615385
21	НПС-29	10	0,598290598	7	0,418803
22	НБГЭС	9,658119658	0,256410256	6,760684	0,179487
23	Створ 220 кВ	0,94017094	0,085470085	0,65812	0,059829
24	Райчихинская ГРЭС	71,96581197	25,81196581	50,37607	18,06838
25	Лондоко/т 220 кВ	23,07692308	1,196581197	16,15385	0,837607
26	Бира/т 220 кВ	23,67521368	1,282051282	16,57265	0,897436

1	2	3	4	5	6
27	Биробиджан 220 кВ	73,78632479	12,56410256	51,65043	8,794872
28	Икура/т 220 кВ	25,38461538	3,418803419	17,76923	2,393162
29	НПС-32	25,64102564	4,273504274	17,94872	2,991453

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок [48].

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

Средняя активная и реактивная мощности определяется по формулам [48]:

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

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

где  $T$  – период;

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

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности определяется по выражениям [48]:

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

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

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего

оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий. Вероятностный максимум находится через коэффициент Стьюдента [48].

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

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

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

$t_{\beta}$  – коэффициент Стьюдента, равный 1,85;

где  $K_3$  – коэффициент заполнения.

В том случае, если данных для расчета коэффициента заполнения нет, его допускается принимать равным 0,5 [20].

Под минимальной мощностью понимают среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергосистемы. Формула для вычисления  $P_{\min}$  аналогична вычислению максимальной мощности [48].

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

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

Таблица 14 – Значения вероятностно – статистических характеристик для каждой ПС

Подстанция	$P_{\max}$ , МВт	$P_{cp}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$P_{\min}$ , МВт	$Q_{\max}$ , Мвар	$Q_{cp}$ , Мвар	$Q_{эф}$ , Мвар	$Q_{\min}$ , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
БГЭС 220 кВ	16,50	13,20	15,44	11,55	1,37	1,09	1,28	0,96
Завитая 220 кВ	75,56	60,44	70,72	52,89	11,62	9,30	10,88	8,14
Хвойная 220 кВ	33,76	27,01	31,60	23,63	1,88	1,50	1,76	1,32

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Короли/т 220 кВ	23,76	19,01	22,24	16,63	5,90	4,72	5,52	4,13
Белогорск/т 220 кВ	14,62	11,69	13,68	10,23	5,47	4,38	5,12	3,83
Белогорск 220 кВ	101,54	81,23	95,04	71,08	28,03	22,43	26,24	19,62
Новокиевка 220 кВ	4,70	3,76	4,40	3,29	1,03	0,82	0,96	0,72
Уландочка 220 кВ	0,77	0,62	0,72	0,54	0,34	0,27	0,32	0,24
Февральская 220 кВ	39,91	31,93	37,36	27,94	2,39	1,91	2,24	1,68
Этеркан 220 кВ	2,48	1,98	2,32	1,74	-1,28	-1,03	-1,20	-0,90
Ургал 220 кВ	28,97	23,18	27,12	20,28	15,47	12,38	14,48	10,83
Тырма 220 кВ	2,48	1,98	2,32	1,74	0,68	0,55	0,64	0,48
Кульдур 220 кВ	1,11	0,89	1,04	0,78	0,43	0,34	0,40	0,30
Лондоко 220 кВ	11,97	9,57	11,20	8,38	4,27	3,42	4,00	2,99
Центральная 220 кВ	0,94	0,75	0,88	0,66	0,17	0,14	0,16	0,12
Кимкан/т 220 кВ	7,26	5,81	6,80	5,09	8,63	6,91	8,08	6,04
Облучье 220 кВ	27,44	21,95	25,68	19,21	2,05	1,64	1,92	1,44
Ядрин/т 220 кВ	16,84	13,47	15,76	11,79	6,50	5,20	6,08	4,55
Тарманчукан/т 220 кВ	12,39	9,91	11,60	8,68	18,72	14,97	17,52	13,10
Архара 220 кВ	31,11	24,89	29,12	21,78	12,31	9,85	11,52	8,62
НПС-29	10,00	8,00	9,36	7,00	0,60	0,48	0,56	0,42
НБГЭС	9,66	7,73	9,04	6,76	0,26	0,21	0,24	0,18
Створ 220 кВ	0,94	0,75	0,88	0,66	0,09	0,07	0,08	0,06
Райчихинская ГРЭС	71,97	57,57	67,36	50,38	25,81	20,65	24,16	18,07
Лондоко/т 220 кВ	23,08	18,46	21,60	16,15	1,20	0,96	1,12	0,84
Бира/т 220 кВ	23,68	18,94	22,16	16,57	1,28	1,03	1,20	0,90
Биробиджан 220 кВ	73,79	59,03	69,06	51,65	12,56	10,05	11,76	8,79
Икура/т 220 кВ	25,38	20,31	23,76	17,77	3,42	2,74	3,20	2,39
НПС-32	25,64	20,51	24,00	17,95	4,27	3,42	4,00	2,99

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

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

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

$\varepsilon$  – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2022-2027 гг. [56];

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

Определим прогнозируемые мощности для ПС Биробиджан.

$$P_{Биро.}^{прог} = 74 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 86,33 \text{ МВт};$$

$$Q_{Биро.}^{прог} = 12,6 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 14,7 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

Таблица 15 – прогнозируемые мощности для ПС

№	Название ПС	Зима 2027г.		Лето 2027г.	
		$P_n$ , МВт	$Q_n$ , Мвар	$P_n$ , МВт	$Q_n$ , Мвар
1	2	3	4	5	6
1	БГЭС 220 кВ	19,3	1,6	13,51	1,12
2	Завитая 220 кВ	88,4	13,6	61,88	9,52
3	Хвойная 220 кВ	39,5	2,2	27,65	1,54
4	Короли/т 220 кВ	27,8	6,9	19,46	4,83
5	Белогорск/т 220 кВ	17,1	6,4	11,97	4,48
6	Белогорск 220 кВ	118,8	32,8	83,16	22,96
7	Новокиевка 220 кВ	5,5	1,2	3,85	0,84
8	Уландочка 220 кВ	0,9	0,4	0,63	0,28



Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6
9	Февральская 220 кВ	46,7	2,8	32,69	1,96
10	Этеркан 220 кВ	2,9	-1,5	2,03	-1,05
11	Ургал 220 кВ	33,9	18,1	23,73	12,67
12	Тырма 220 кВ	2,9	0,8	2,03	0,56
13	Кульдур 220 кВ	1,3	0,5	0,91	0,35
14	Лондоко 220 кВ	14	5	9,8	3,5
15	Центральная 220 кВ	1,1	0,2	0,77	0,14
16	Кимкан/т 220 кВ	8,5	10,1	5,95	7,07
17	Облучье 220 кВ	32,1	2,4	22,47	1,68
18	Ядрин/т 220 кВ	19,7	7,6	13,79	5,32
19	Тарманчукан/т 220 кВ	14,5	21,9	10,15	15,33
20	Архара 220 кВ	36,4	14,4	25,48	10,08
21	НПС-29	11,7	0,7	8,19	0,49
22	НБГЭС	11,3	0,3	7,91	0,21
23	Створ 220 кВ	1,1	0,1	0,77	0,07
24	Райчихинская ГРЭС	84,2	30,2	58,94	21,14
25	Лондоко/т 220 кВ	27	1,4	18,9	0,98
26	Бира/т 220 кВ	27,7	1,5	19,39	1,05
27	Биробиджан 220 кВ	86,33	14,7	60,431	10,29
28	Икура/т 220 кВ	29,7	4	20,79	2,8
29	НПС-32	30	5	21	3,5

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

При проведении расчетов установившихся режимов в электроэнергетической системе необходимо решить несколько задач, таких как проверка работоспособности сети, выбор схем и параметров, проверка соответствия требованиям надежности и напряжения, разработка мероприятий по снижению потерь мощности и повышению пропускной способности, а также оценка качества электроэнергии, анализ перегрузок и перенапряжений.

Все эти задачи учитываются при разработке мероприятий по повышению надежности и эффективности работы электроэнергетической системы.

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

Расчёты режимов предпочтительно проводить в специализированном ПВК RastrWin 3 [4].

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

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

Анализ режимов существующей сети.

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

Токовая загрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	$I_{\text{кон}}, \text{А}$	$I_{\text{кз}}, \text{А}$	$I_{\text{дл}}, \text{А}$	$I_{\text{кон}} / I_{\text{дл}}, \%$	$I_{\text{кон}} / I_{\text{кз}}, \%$
1	2	3	4	5	6
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	647,5	628,075	1000	64,8	3,09
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	337,4	323,904	630	53,6	4,17
Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	344,5	323,83	690	49,9	6,38
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	446,0	414,78	960	46,5	7,53
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	446,0	414,78	960	46,5	7,53
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	224,2	208,506	630	35,6	7,53
оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	203,2	188,976	630	32,3	7,53
оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	199,1	185,163	630	31,6	7,53
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	193,1	179,583	630	30,7	7,53

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6
Хабаровская 220 кВ - НПС-32	210,7	195,951	690	30,5	7,53
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	200,7	186,651	690	29,1	7,53
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	200,7	194,679	690	29,1	3,09
Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	179,7	174,309	630	28,5	3,09
оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	137,2	133,084	630	21,8	3,09
Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	133,4	129,398	630	21,2	3,09
Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	125,6	123,088	630	20,9	2,04
Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	125,6	123,088	630	20,9	2,04
Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	130,6	127,988	630	20,7	2,04
оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	124,1	121,618	630	20,0	2,04
Облучье 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	116,4	114,072	630	19,7	2,04
НПС-32 - Икура/т 220 кВ	134,6	131,908	690	19,5	2,04
Архара 220 кВ - НБГЭС	177,1	173,558	960	18,5	2,04
Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	105,1	101,947	630	16,7	3,09
БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	329,7	319,809	2000	16,5	3,09
БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	329,0	319,13	2000	16,4	3,09
Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	101,5	98,455	690	16,1	3,09
Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	66,0	62,04	690	14,7	6,38
Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	79,7	74,918	600	14,6	6,38
Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	79,7	74,918	600	14,6	6,38
оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	91,0	85,54	690	13,6	6,38
оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	91,0	85,54	690	13,6	6,38
оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	79,3	74,542	630	12,6	6,38
Облучье 220 кВ - Ядрин/т 220 кВ	76,0	71,44	630	12,4	6,38
Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	64,2	60,348	630	12,2	6,38
Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	64,2	62,274	630	12,2	3,09
Ядрин/т 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	107,3	104,081	935	12,2	3,09
Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	44,6	43,262	630	11,3	3,09
Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	67,9	68,579	630	10,8	-0,99
Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	82,4	83,224	960	10,3	-0,99
Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	32,3	32,623	690	10,3	-0,99
оп. Белогорск 1 - НПС 26	63,8	64,438	630	10,1	-0,99
оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ	59,9	60,499	690	9,8	-0,99
оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ	59,9	60,499	690	9,8	-0,99
НПС-29 - НБГЭС	91,8	92,718	960	9,7	-0,99
оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1	61,5	62,115	690	9,4	-0,99
оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2	61,5	62,115	690	9,4	-0,99
оп. Свободный - Амурская 220 кВ	58,4	56,648	630	9,3	3,09
Ургал 220 кВ - Тырма 220 кВ	34,7	33,659	690	9,2	3,09
НПС 26 - Амурская 220 кВ	57,1	55,387	630	9,1	3,09
НБГЭС - Створ 220 кВ	84,1	81,577	960	8,8	3,09
Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	49,5	48,015	690	8,6	3,09
Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	49,5	48,015	690	8,6	3,09
оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	54,5	55,59	690	8,2	-1,96

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6
оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	54,5	55,59	690	8,2	-1,96
Архара 220 кВ - НПС-29	63,2	64,464	960	6,6	-1,96
оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	34,9	35,598	630	5,6	-1,96
оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ	35,4	36,108	690	5,1	-1,96
оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ	35,4	36,108	690	5,1	-1,96
оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ	34,5	35,19	690	5,0	-1,96
оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ	34,5	35,19	690	5,0	-1,96
Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2	19,9	20,298	690	2,9	-1,96
Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1	19,9	20,298	690	2,9	-1,96
оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ	15,7	16,014	690	2,5	-1,96
оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ	15,7	16,014	690	2,5	-1,96
Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	2,5	2,425	630	0,4	3,09
оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,0	1	630	0,0	0

Таблица 17 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	U <sub>кз</sub> , кВ	Δ U, %
1	2	3	4	5
БГЭС ГА 1	15,75	15,2	15,7	-3,5
БГЭС ГА 2	15,75	15,2	15,7	-3,5
БГЭС ГА 3	15,75	0,0	-	0,0
БГЭС ГА 4	15,75	15,0	15,7	-4,8
БГЭС ГА 5	15,75	15,0	15,7	-4,8
БГЭС ГА 6	15,75	15,0	15,7	-4,8
БГЭС 500 кВ	500	507,2	505	1,4
БГЭС Н1	500	495,3	500	-0,9
БГЭС 220 кВ	220	218,0	220	-0,9
БГЭС 35 кВ	35	34,7	35	-0,9
Завитая 220 кВ	220	219,1	221	-0,4
Хвойная 220 кВ	220	217,9	220	-0,9
Короли/т 220 кВ	220	217,8	220	-1,0
Белогорск/т 220 кВ	220	216,9	219	-1,4
Белогорск 220 кВ	220	216,8	220	-1,5
Свободный 220 кВ	220	220,2	219	0,1
НПС 26	220	218,5	219	-0,7
Амурская 500 кВ	500	500,0	501	0,0
Амурская Н1	500	500,8	501	0,2
Амурская Н2	500	500,8	501	0,2
Амурская 220 кВ	220	220,3	221	0,2
Амурская 35 кВ	35	35,1	35	0,2
Новокиевка 220 кВ	220	226,4	225	2,9
Уландочка 220 кВ	220	231,8	230	5,4
Февральская 220 кВ	220	234,5	230	6,6
Этеркан 220 кВ	220	239,0	237	8,6
Ургал 220 кВ	220	235,2	233	6,9

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5
Тырма 220 кВ	220	233,0	232	5,9
Кульдур 220 кВ	220	227,7	225	3,5
Лондоко 220 кВ	220	225,7	224	2,6
Центральная 220 кВ	220	224,7	223	2,1
Кимкан/т 220 кВ	220	224,2	223	1,9
Облучье 220 кВ	220	223,3	224	1,5
Ядрин/т 220 кВ	220	223,0	225	1,4
Тарманчукан/т 220 кВ	220	222,1	220	1,0
Архара 220 кВ	220	221,6	222	0,7
НПС-29	220	222,1	223	1,0
НБГЭС	220	222,7	223	1,2
Створ 220 кВ	220	222,7	224	1,2
Райчихинская ГРЭС	220	220,1	222	0,0
Лондоко/т 220 кВ	220	225,7	227	2,6
Бира/т 220 кВ	220	225,8	223	2,6
Биробиджан 220 кВ	220	225,8	224	2,6
Икура/т 220 кВ	220	226,4	225	2,9
Хабаровская 500 кВ	500	520,0	515	4,0
Хабаровская Н1	500	520,3	516	4,1
Хабаровская Н2	500	520,3	517	4,1
Хабаровская 220 кВ	220	228,9	227	4,0
Хабаровская 35 кВ	35	36,4	36	4,1
оп. Хвойная 1	220	217,9	-	-0,9
оп. Хвойная 2	220	217,9	-	-0,9
оп. Белогорск 1	220	217,6	-	-1,1
оп. Белогорск 2	220	216,8	-	-1,4
оп. Свободный	220	220,2	-	0,1
оп. Уландочка	220	231,8	-	5,4
оп. Лондоко/т 1	220	225,7	-	2,6
оп. Лондоко/т 2	220	225,7	-	2,6
оп. Бира/т 1	220	225,8	-	2,6
оп. Бира/т 2	220	225,8	-	2,6
оп. Центральная 1	220	224,7	-	2,1
оп. Центральная 2	220	224,7	-	2,1

Большая часть ВЛ загружены оптимально, что говорит о том, что сечение этих линий электропередачи выбрано верно. В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 41.96 МВт. В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах. Схема нормального режима сети показана на рисунке 6.

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать [20]:

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

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена ВЛ БГЭС – Амурская при ремонте Лондоко – Биробиджан с отпайкой на ПС Лондоко/т и ПС Бира/т;
- отключен один из генераторов БГЭС.

При отключении ВЛ БГЭС – Амурская и ремонте Лондоко – Биробиджан с отпайкой на ПС Лондоко/т и ПС Бира/т мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого и как при нормальном режиме большинство линий являются загружены оптимально, но также появилась несколько перегруженных линия. Токовая загрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	$I_{\text{кон}}, \text{А}$	$I_{\text{дд}}, \text{А}$	$I_{\text{кон}}/I_{\text{дд}}, \%$
1	2	3	4
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	536,9	630,0	85,2
оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	536,5	630,0	85,2
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	534,3	630,0	84,8
Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	465,1	630,0	73,8
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	659,4	960,0	68,7
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	659,4	960,0	68,7
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	429,8	630,0	68,2
Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	460,7	690,0	66,8
Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	385,4	630,0	61,2
оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	354,5	690,0	51,9
оп. Белогорск 1 - НПС 26	292,6	630,0	46,4
НПС 26 - Амурская 220 кВ	290,2	630,0	46,1
оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	274,2	630,0	43,5
оп. Свободный - Амурская 220 кВ	264,2	630,0	41,9

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	286,7	690,0	41,6
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	286,7	690,0	41,6
оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	282,1	690,0	41,5
Хабаровская 220 кВ - НПС-32	269,2	690,0	39,0
Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1	217,3	690,0	31,7
оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	184,7	630,0	29,4
НПС-32 - Икура/т 220 кВ	192,3	690,0	27,9
Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	164,2	690,0	24,7
Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	140,8	690,0	23,5
оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	147,3	630,0	23,4
Ургал 220 кВ - Тырма 220 кВ	118,8	690,0	19,6
Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	110,6	690,0	19,5
Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	106,5	630,0	16,9
оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	105,0	630,0	16,7
Архара 220 кВ - НБГЭС	157,8	960,0	16,4
Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	100,7	630,0	16,0
БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	318,4	2000,0	15,9
БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	317,8	2000,0	15,9
Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	91,7	630,0	14,6
Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	84,8	630,0	13,5
Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	84,8	630,0	13,5
Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	57,7	630,0	11,0
Облучье 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	66,0	630,0	11,0
оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ	71,8	690,0	10,4
оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ	69,7	690,0	10,1
Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	84,6	960,0	10,0
НБГЭС - Створ 220 кВ	87,0	960,0	9,1
Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	47,7	600,0	9,0
Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	47,7	600,0	9,0
НПС-29 - НБГЭС	83,1	960,0	8,7
Ядрин/т 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	65,0	935,0	7,2
Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	30,4	630,0	6,8
Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	30,4	630,0	6,8
Архара 220 кВ - НПС-29	57,5	960,0	6,0
Облучье 220 кВ - Ядрин/т 220 кВ	23,5	630,0	4,1
оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2	18,2	690,0	3,0
оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1	18,2	690,0	3,0
Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	13,6	690,0	2,6
Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	13,6	690,0	2,6
оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ	15,7	690,0	2,5
оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ	15,7	690,0	2,5
оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ	5,7	690,0	2,2
оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ	5,7	690,0	2,2
Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	2,5	630,0	0,4
оп. Центральная 2 - Центральная 220 кВ	2,5	690,0	0,4
оп. Центральная 1 - Центральная 220 кВ	2,5	690,0	0,4

## Продолжение таблицы 18

1	2	3	4
оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,0	630,0	0,0
оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	0,0	690,0	0,0
оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ	0,0	690,0	0,0
оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	0,0	690,0	0,0
оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ	0,0	690,0	0,0
Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2	0,0	690,0	0,0
оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,0	630,0	0,0
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	0,0	1000,0	0,0

Таблица 19 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U <sub>зад</sub> , кВ	U <sub>кз</sub> , кВ
1	2	3	4
БГЭС ГА 1	15,75	17,0	7,9
БГЭС ГА 2	15,75	17,0	7,9
БГЭС ГА 3	15,75	0,0	0,0
БГЭС ГА 4	15,75	15,0	-4,8
БГЭС ГА 5	15,75	15,0	-4,8
БГЭС ГА 6	15,75	15,0	-4,8
БГЭС 500 кВ	500	509,9	2,0
БГЭС Н1	500	523,1	4,6
БГЭС 220 кВ	220	230,0	4,5
БГЭС 35 кВ	35	36,6	4,6
Завитая 220 кВ	220	223,4	1,6
Хвойная 220 кВ	220	217,6	-1,1
Короли/т 220 кВ	220	219,6	-0,2
Белогорск/т 220 кВ	220	215,6	-2,0
Белогорск 220 кВ	220	215,4	-2,1
Свободный 220 кВ	220	218,6	-0,6
НПС 26	220	217,0	-1,3
Амурская 500 кВ	500	500,0	0,0
Амурская Н1	500	497,1	-0,6
Амурская Н2	500	497,1	-0,6
Амурская 220 кВ	220	218,7	-0,6
Амурская 35 кВ	35	34,8	-0,6
Новокиевка 220 кВ	220	224,6	2,1
Уландочка 220 кВ	220	229,7	4,4
Февральская 220 кВ	220	232,2	5,5
Этеркан 220 кВ	220	235,9	7,2
Ургал 220 кВ	220	231,9	5,4
Тырма 220 кВ	220	230,2	4,6
Кульдур 220 кВ	220	225,8	2,6
Лондоко 220 кВ	220	224,2	1,9
Центральная 220 кВ	220	223,9	1,8
Кимкан/т 220 кВ	220	223,8	1,7
Облучье 220 кВ	220	223,6	1,6



## Продолжение таблицы 19

1	2	3	4
Ядрин/т 220 кВ	220	223,5	1,6
Тарманчукан/т 220 кВ	220	223,7	1,7
Архара 220 кВ	220	224,5	2,1
НПС-29	220	225,2	2,4
НБГЭС	220	226,2	2,8
Створ 220 кВ	220	226,1	2,8
Райчихинская ГРЭС	220	223,8	1,7
Лондоко/т 220 кВ	220	223,8	1,7
Бира/т 220 кВ	220	223,0	1,4
Биробиджан 220 кВ	220	222,8	1,3
Икура/т 220 кВ	220	223,4	1,5
Хабаровская 500 кВ	500	515,0	3,0
Хабаровская Н1	500	515,2	3,0
Хабаровская Н2	500	515,2	3,0
Хабаровская 220 кВ	220	226,6	3,0
Хабаровская 35 кВ	35	36,1	3,0
оп. Хвойная 1	220	217,6	-1,1
оп. Хвойная 2	220	220,4	0,2
оп. Белогорск 1	220	216,3	-1,7
оп. Белогорск 2	220	215,5	-2,1
оп. Свободный	220	218,6	-0,6
оп. Уландочка	220	229,7	4,4
оп. Лондоко/т 1	220	223,9	1,8
оп. Лондоко/т 2	220	0,0	0,0
оп. Бира/т 1	220	223,1	1,4
оп. Бира/т 2	220	0,0	0,0
оп. Центральная 1	220	223,9	1,8
оп. Центральная 2	220	223,9	1,8

При отключении одного из генераторов БГЭС мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого и как при нормальном режиме большинство линий являются загружены оптимально. Токовая загрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	$I_{\text{кон}}, \text{A}$	$I_{\text{дд}}, \text{A}$	$I_{\text{кон}} / I_{\text{дд}}, \%$
1	2	3	4
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	512,3	1000	53,4
Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	336,8	690	48,8
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	280,1	30	44,5
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	396,4	960	41,3

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	396,4	960	41,3
оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	197,6	630	31,4
Хабаровская 220 кВ - НПС-32	207,2	690	30,0
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	193,7	690	28,2
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	193,7	690	28,2
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	174,1	630	27,7
оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	161,3	630	25,6
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	159,9	630	25,4
Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	139,3	630	22,1
Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	129,1	630	20,5
Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	124,9	630	20,5
Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	124,9	630	20,5
оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	127,3	630	20,5
НПС-32 - Икура/т 220 кВ	130,9	690	19,0
Облучье 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	113,3	630	18,9
оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	118,5	630	18,8
Архара 220 кВ - НБГЭС	176,9	960	18,4
Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	110,6	630	17,6
Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	95,5	690	15,3
Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	90,8	630	14,4
БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	284,6	2000	14,2
БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	283,6	2000	14,2
Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	77,4	600	14,1
Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	77,4	600	14,1
Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	58,0	690	13,8
оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	85,7	690	13,2
оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	85,7	690	13,2
оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	79,9	630	12,7
Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	53,0	630	12,4
Ядрин/т 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	105,1	935	11,8
Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	60,8	630	11,5
Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	60,8	630	11,5
Облучье 220 кВ - Ядрин/т 220 кВ	68,4	630	11,2
Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	69,2	630	11,0
оп. Свободный - Амурская 220 кВ	68,5	630	10,9
Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	24,9	690	9,7
НПС-29 - НБГЭС	91,7	960	9,6
Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	73,9	960	9,4
оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ	51,4	690	8,4
оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ	51,4	690	8,4
Ургал 220 кВ - Тырма 220 кВ	23,4	690	8,2
оп. Белогорск 1 - НПС 26	51,2	630	8,1
НБГЭС - Створ 220 кВ	75,7	960	7,9
оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	48,1	690	7,8
оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	48,1	690	7,8
оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1	50,6	690	7,8

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4
оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2	50,6	690	7,8
НПС 26 - Амурская 220 кВ	46,4	630	7,4
Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	39,5	690	7,0
Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	39,5	690	7,0
Архара 220 кВ - НПС-29	64,1	960	6,7
оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ	35,5	690	5,1
оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ	35,5	690	5,1
оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ	34,5	690	5,0
оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ	34,5	690	5,0
Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1	16,7	690	2,7
Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2	16,7	690	2,7
оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	15,6	630	2,5
оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ	15,6	690	2,5
оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ	15,6	690	2,5
Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	2,4	630	0,4
оп. Центральная 1 - Центральная 220 кВ	2,5	690	0,4
оп. Центральная 2 - Центральная 220 кВ	2,5	690	0,4
оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,0	630	0,0

Таблица 21 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	$U_{ном}$ , кВ	$U_{зад}$ , кВ	$U_{кз}$ , кВ
1	2	3	4
БГЭС ГА 1	15,75	0,0	0,0
БГЭС ГА 2	15,75	15,2	-3,5
БГЭС ГА 3	15,75	0,0	0,0
БГЭС ГА 4	15,75	15,0	-4,8
БГЭС ГА 5	15,75	0,0	0,0
БГЭС ГА 6	15,75	15,0	-4,8
БГЭС 500 кВ	500	513,6	2,7
БГЭС Н1	500	503,2	0,6
БГЭС 220 кВ	220	221,4	0,6
БГЭС 35 кВ	35	35,2	0,6
Завитая 220 кВ	220	221,6	0,7
Хвойная 220 кВ	220	220,0	0,0
Короли/т 220 кВ	220	219,7	-0,1
Белогорск/т 220 кВ	220	218,4	-0,7
Белогорск 220 кВ	220	218,2	-0,8
Свободный 220 кВ	220	220,8	0,3
НПС 26	220	219,7	-0,1
Амурская 500 кВ	500	500,0	0,0
Амурская Н1	500	502,0	0,4
Амурская Н2	500	502,0	0,4
Амурская 220 кВ	220	220,9	0,4
Амурская 35 кВ	35	35,1	0,4
Новокиевка 220 кВ	220	226,9	3,1

## Продолжение таблицы 21

1	2	3	4
Уландочка 220 кВ	220	232,1	5,5
Февральская 220 кВ	220	234,9	6,8
Этеркан 220 кВ	220	239,3	8,8
Ургал 220 кВ	220	235,5	7,0
Тырма 220 кВ	220	233,3	6,0
Кульдур 220 кВ	220	227,8	3,5
Лондоко 220 кВ	220	225,8	2,6
Центральная 220 кВ	220	225,1	2,3
Кимкан/т 220 кВ	220	224,7	2,1
Облучье 220 кВ	220	224,1	1,9
Ядрин/т 220 кВ	220	223,9	1,8
Тарманчукан/т 220 кВ	220	223,4	1,6
Архара 220 кВ	220	223,5	1,6
НПС-29	220	224,1	1,9
НБГЭС	220	224,8	2,2
Створ 220 кВ	220	224,8	2,2
Райчихинская ГРЭС	220	222,3	1,1
Лондоко/т 220 кВ	220	225,7	2,6
Бира/т 220 кВ	220	225,4	2,4
Биробиджан 220 кВ	220	224,9	2,2
Икура/т 220 кВ	220	225,2	2,4
Хабаровская 500 кВ	500	515,0	3,0
Хабаровская Н1	500	516,0	3,2
Хабаровская Н2	500	516,0	3,2
Хабаровская 220 кВ	220	227,0	3,2
Хабаровская 35 кВ	35	36,1	3,2

Данные по потерям сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	41.96
Отключена ВЛ БГЭС – Амурская при ремонте Лондоко – Биробиджан с отпайкой на ПС Лондоко/т и ПС Бира/т	54.22
Отключен один из генераторов БГЭС	44.51

Как видно из выше приведённой таблицы самым оптимальным является нормальный режим, так как потери в сети являются минимальными. Схемы послеаварийных режимов сети показаны на рисунках 7 и 8. По результатам расчета режима наблюдаем что параметры режима не выходят за пределы.

## 1.6 Выводы

Был выбран эквивалент, состоящий из 3-х электростанций 2 ПС 500 кВ и 28 ПС 220 кВ.

Из анализа экономической сферы Хабаровского края можно отметить большое разнообразие направлений для развития в выбранном районе.

Для выбранного района рекомендуется применения оборудования с климатическим исполнением УХЛ.

К особенностям электроэнергетической системы Хабаровского края можно отнести мало генерирующей мощности в своей энергосистеме, большую часть электроэнергии энергосистема Хабаровского края получает от энергосистемы Амурской области. Связь между энергосистемами осуществляется по двум ВЛ 500 кВ и 3 ВЛ 220 кВ. Также можно отметить большую длину ЛЭП 220 – 500 кВ что приводит к большим генерируемым реактивным мощностям в линиях и как следствие повышению уровней напряжения на шинах ПС. Большая генерируемая реактивная мощность наблюдается по ВЛ Февральская – Этеркан с величиной 28 МВар.

После расчета существующего режима никаких проблем с параметрами режима не наблюдается. Анализируя параметры токовой загрузки ЛЭП можно сделать вывод что пропускная способность ЛЭП позволяет передать дополнительную мощность в энергосистему Хабаровского края из Энергосистемы Амурской области для подключения новых потребителей в энергосистеме Хабаровского края. Поскольку согласно ТОР «Амуро-Хинганская» в Хабаровском крае планируется подключение новой нагрузки и строительство для ее подключения ПС Флора. Также стоит отметить тот момент что в Хабаровском крае не планируется строительство новых крупных объектов генерации в отличии от Амурской области и в дальнейшем ожидается увеличение перетока между энергосистемами, что в свою очередь повлечет необходимость усиления связей между ними.

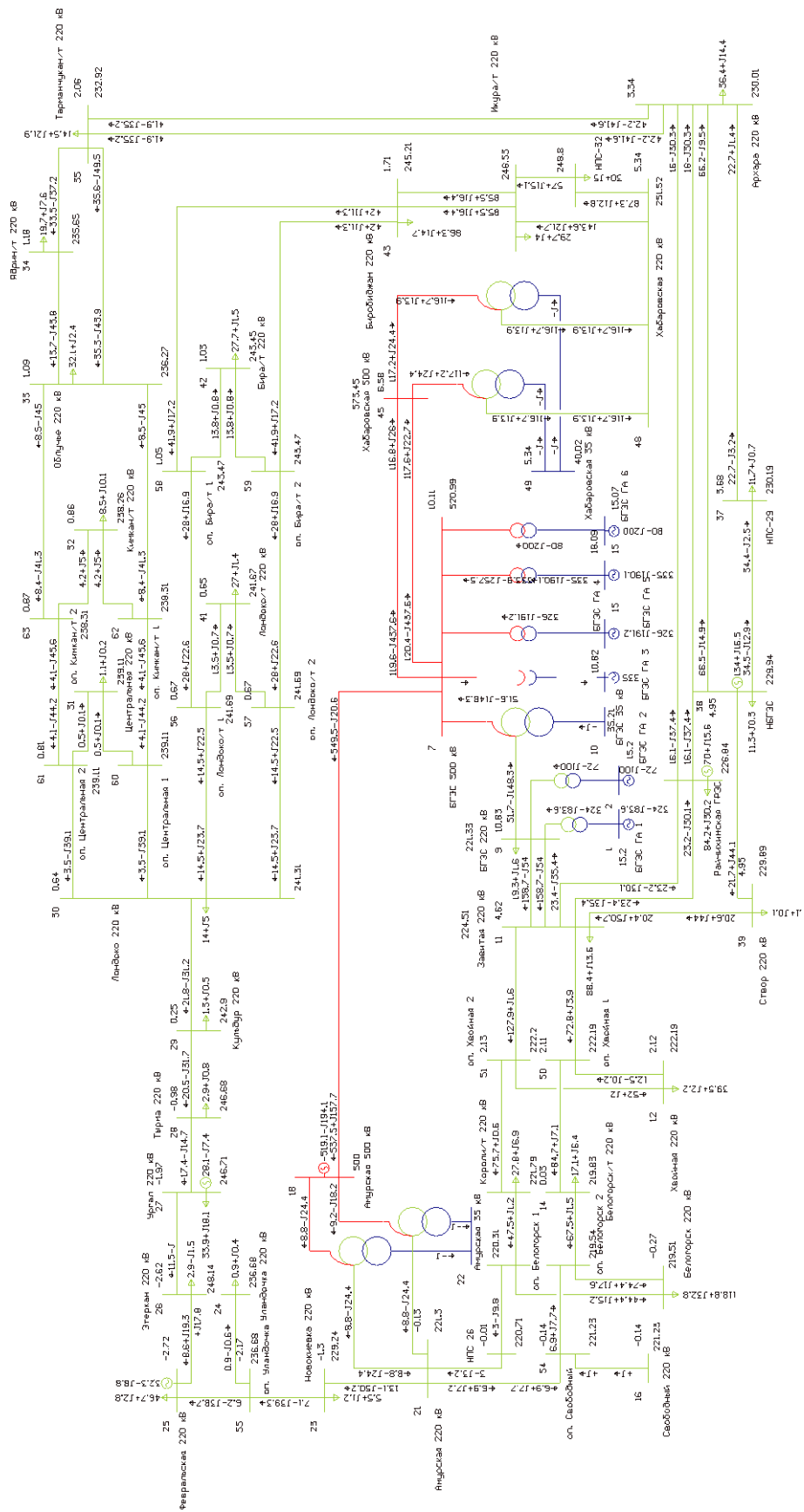


Рисунок 6 - Схема нормального режима сети

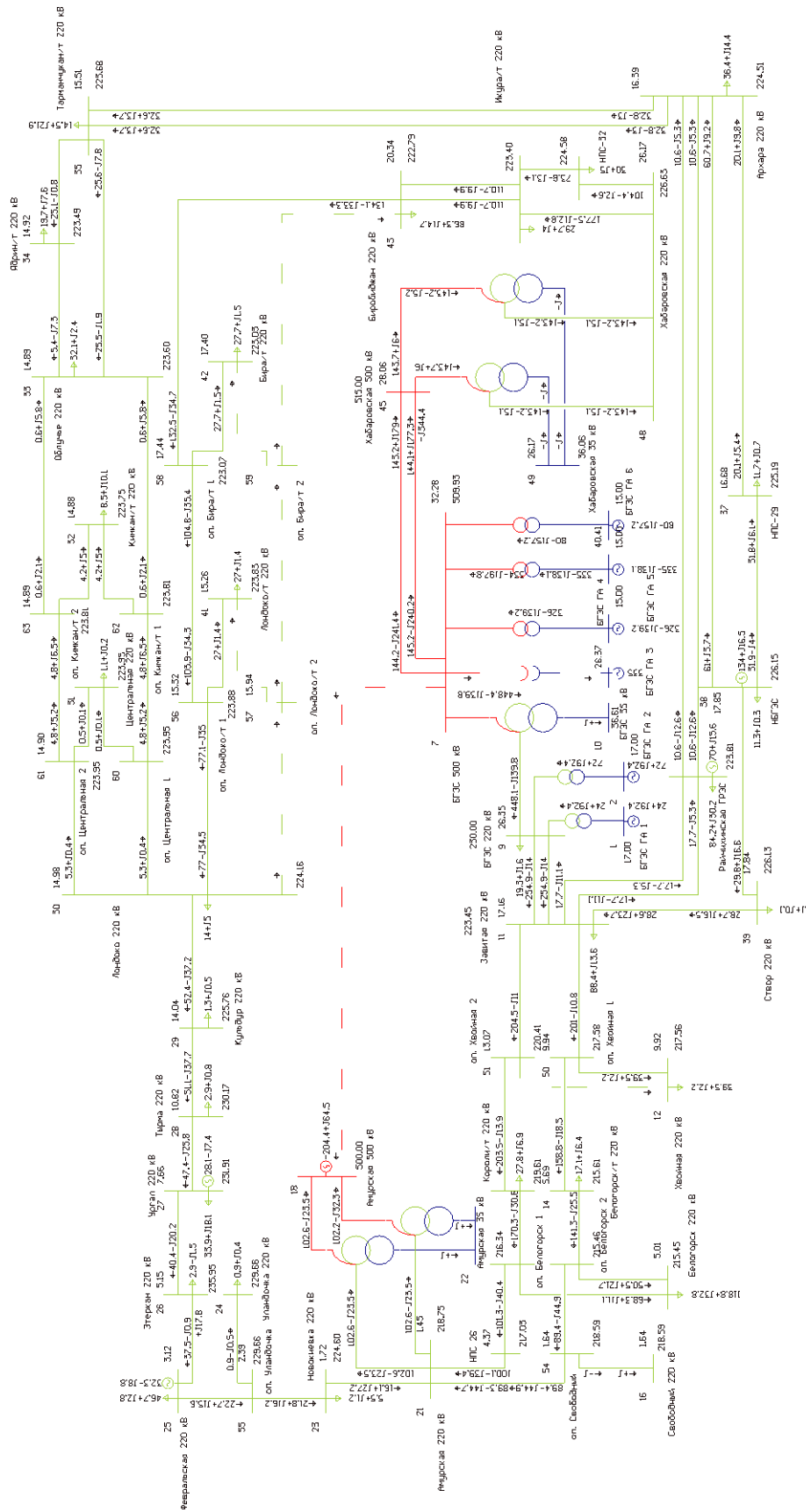


Рисунок 7 - отключена ВЛ БГЭС – Амурская при ремонте Лондоко – Биробиджан с отпайкой на ПС Лондоко/т и ПС Бират/т

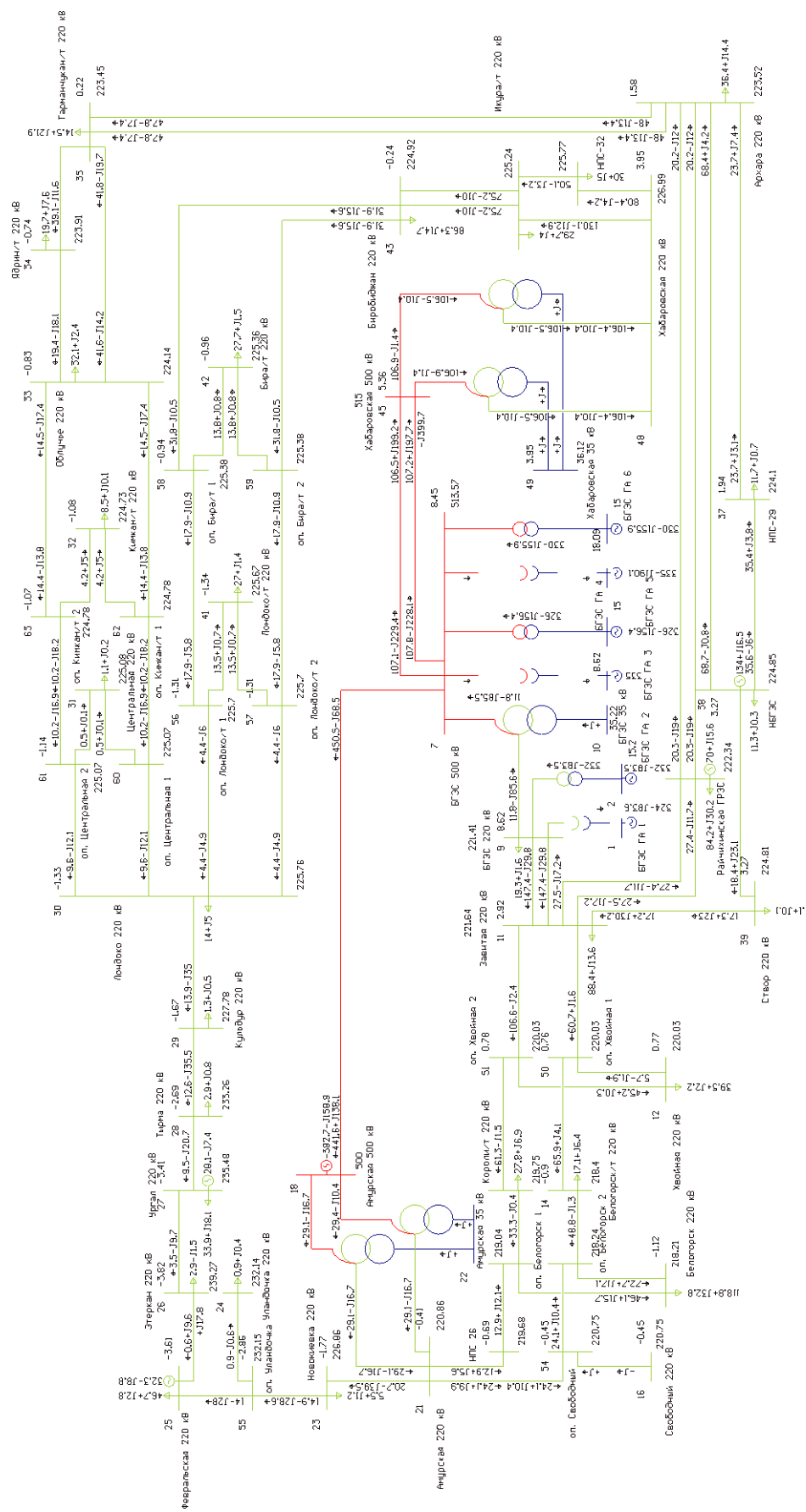


Рисунок 8 - отключен один из генераторов БГЭС



## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИМЕНЯЕМОГО ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В магистерской диссертации поставлена цель подключение новой нагрузки в энергосистеме Хабаровского края в связи со строительством ПС Флора. Для того чтобы решать проблему подключения нового потребителя, предлагается применение современного оборудования. В этом разделе приведем инновационное оборудование, для подключения подстанции.

### **2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования подстанций**

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

#### **2.1.1 Возможность применения КРУЭ при проектировании распределительных устройств**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

К недостаткам КРУЭ можно отнести [11]:

- высокая стоимость (в 2 или 3 раза превышает стоимость ОРУ), но как уже было сказано выше в совокупности ремонтных работ, различных эксплуатационных операций - все эти затраты на ОРУ оказываются значительно выше первоначальной стоимости КРУЭ, а ведь она, КРУЭ, в эксплуатации и ремонтных работах нуждается лишь

частично. Также очень важно, что КРУЭ не требуется большая площадь для своего пребывания, ежели ОРУ, для которого нужна большая площадь для

своего размещения, а цена земельного участка может превышать самой стоимости ОРУ;

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

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

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

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

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

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

температуры перехода элегаза в жидкое состояние. Примерно при 30 градусах ниже нуля.

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

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

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

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

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

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

Так как все элементы КРУЭ заключены в герметичный металлический кожух, они полностью защищены от влияний внешней среды, таких как солевые отложения в прибрежных зонах, снег, дожди, запыленный воздух, большая влажность, что обеспечивает высокую надежность работы КРУЭ [14].

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

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

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

Использование в КРУЭ производства Hyundai пружинотормозного привода выключателя обеспечивает высокую надежность, простоту монтажа, меньшее количество комплектующих, устраняет нагрев газа [14].

Конструкция КРУЭ обеспечивает легкий доступ к его электротехническим компонентам и позволяет осуществлять проверку и замену контактов выключателя без демонтажа.

Исполнение 300 SR КРУЭ 245кВ/300кВ 50кА для наиболее полного удовлетворения разнообразных требований наших клиентов разработан новый тип исполнения КРУЭ серии 300 SR, который снабжен наиболее надежными техническими элементами, такими как одинарный расцепитель и пружинотормозный привод, благодаря которым модульные элементы легко выбирать при проектировании линейных схем [14].

### 2.1.2 Использование технологии цифровой подстанции

Цифровой подстанцией называется подстанция, в которой организация всех потоков информации при решении задач мониторинга, анализа и управления осуществляется в цифровой форме, а параметры такой передачи

определяются единым файлом электронного проекта. В качестве основной среды передачи данных в рамках цифровой подстанции используется локальная вычислительная сеть (ЛВС) на базе технологии Ethernet, а в качестве коммуникационных протоколов применяются протоколы, описанные стандартом МЭК 61850 [32].

Одной из ключевых особенностей цифровой подстанции является приближение устройств сбора дискретных и аналоговых сигналов и выдачи управляющих воздействий непосредственно к оборудованию с последующей передачей всей информации, необходимой для функционирования комплексов РЗА и АСУ ТП ПС, в цифровой форме [32].

При проектировании цифровых подстанций необходимо учитывать структуру подстанции, техническое исполнение и способы передачи данных [32].

Энергообъекты, выполненные по типу цифровой подстанции, имеют структуру, состоящую из трех уровней [32]:

1) полевой уровень состоит из:

- первичных датчиков для сбора дискретной информации и передачи команд управления на коммутационные аппараты (micro RTU);
- первичных датчиков для сбора аналоговой информации (цифровые трансформаторы тока и напряжения).

2) уровень присоединения состоит из ИЭУ:

- устройств управления и мониторинга (контроллеры присоединения, многофункциональные измерительные приборы, счётчики АСКУЭ, системы мониторинга трансформаторного оборудования);

- терминалов релейной защиты и локальной противоаварийной автоматики.

3) станционный уровень состоит из:

- серверов верхнего уровня (сервер базы данных, сервер SCADA, сервер телемеханики, сервер сбора и передачи технологической информации, концентратор данных);

- АРМ персонала подстанции.

Одной из отличительных черт подстанции является проектирование ОПУ с учетом отсутствия постоянного дежурного персонала на ПС [32].

Схемы РУ цифровой ПС разрабатываются при проектировании исходя из [41]:

- необходимого числа коммутаций присоединений;
- необходимости перспективного развития ПС;
- обеспечения требуемой надежности работы РУ;
- обеспечения возможности и безопасности проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах.

Выбор электротехнического оборудования должен осуществляться при проектировании на основании технических требований к оборудованию.

В зависимости от объемов внедрения цифровых технологий передачи данных на подстанции выделяют три архитектуры подстанций [41]:

Архитектура I – архитектура ЦПС, в которой обмен всей информацией между ИЭУ осуществляется дискретными и аналоговыми электрическими сигналами, передаваемыми по контрольному кабелю; информационный обмен между стационарным уровнем (SCADA) и ИЭУ осуществляется по протоколу MMS согласно МЭК 61850-8-1 [32].

Архитектура II – архитектура ЦПС, в которой взаимодействие между ИЭУ выполняется при помощи объектно-ориентированных сообщений по протоколу GOOSE согласно стандарту МЭК 61850-8-1; информационный обмен между стационарным уровнем (SCADA) и ИЭУ осуществляется по цифровому протоколу MMS согласно МЭК 61850-8-1; измерения тока и напряжения передаются в виде электрических аналоговых сигналов с использованием контрольных кабелей [32].



Архитектура III - это архитектура ЦПС, в которой взаимодействие между ИЭУ выполняется при помощи объектно-ориентированных сообщений по протоколу GOOSE согласно стандарту МЭК 61850-8-1; информация от измерительных устройств тока и напряжения передается в цифровом виде с использованием протокола передачи мгновенных значений по протоколу Sampled Values согласно стандарту МЭК 61850-9-2; информационный обмен между стационарным уровнем (SCADA) и ИЭУ осуществляется по протоколу MMS согласно МЭК 61850-8-1 [32].

Для общего понимания передачи данных на цифровых подстанциях необходимо рассмотреть протокол МЭК 61850.

Протокол МЭК 61850 – это глобальный коммутационный стандарт «Коммуникационные сети и системы для систем автоматизации в электроэнергетике» имеет целый ряд глав, в которых описывается 3 протокола передачи данных и требования к информационной модели, которая должна быть реализована в устройствах и процессе инжиниринга систем [41].

Все особенности реализации Архитектур I, II и III приведены в таблице 20.  
Таблицы 20 – Особенности реализации Архитектур

	Архитектура I	Архитектура II	Архитектура III
Использование протокола MMS	Да	Да	Да
Использование протокола GOOSE	Нет	Да	Да
Использование протокола Sampled Values	Нет	Нет	Да
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на подстанционном уровне	Да	Да	Да
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на уровне присоединения	Да	Да	Да
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на полевом уровне	Нет	Да	Да
Использование ШПДС	Нет	Да	Да
Использование ШПИАС	Нет	Нет	Да
Использование ЦТТ и ЦТН, работающих по протоколу Sampled Values	Нет	Нет	Да

В качестве основных стандарт МЭК 61850 предлагает использование трех протоколов передачи данных:

MMS (Manufacturing Message Specification – стандарт ISO/IEC 9506) – протокол передачи данных телесигнализации и телеизмерений, и команд диспетчерского управления между сетевыми устройствами и/или программными приложениями [32].

GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event – стандарт МЭК 61850-8-1) – протокол передачи данных о событиях на подстанции, необходимый для замены медных кабельных связей, предназначенных для передачи дискретных сигналов между устройствами [32].

SV (Sampled Values - стандарт МЭК 61850-9-2) – протокол передачи оцифрованных мгновенных значений от измерительных ТТ и ТН, позволяющий заменить цепи переменного тока, соединяющие устройства РЗА с измерительными ТТ и ТН [32].

Особенность проектирования ЦПС заключается в передаче данных в цифровом виде с использованием протоколов МЭК 61850, что позволяет существенно сократить расходы на проектирование, пуско-наладочные работы, эксплуатацию и обслуживание энергетических объектов, за счет повышения уровня автоматизации. Использование протоколов МЭК 61850 на цифровых подстанциях способствует ускорению и оптимизации передачи данных между оборудованием [32].

## **2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования ВЛ**

Существует множество инновационных технологий, которые могут быть применены для проектирования высоковольтных линий (ВЛ). Одна из таких технологий - это использование географических информационных систем (ГИС), которые позволяют учитывать множество факторов при проектировании ВЛ, таких как рельеф местности, наличие лесов и водоемов, а также населенных пунктов, что позволяет оптимизировать маршрут линии и минимизировать ее воздействие на окружающую среду.

Другой инновационной технологией является использование компьютерного моделирования, которое позволяет точно определить параметры линии, такие как ее мощность и нагрузку, а также оптимизировать ее конструкцию и материалы, что повышает ее надежность и эффективность.

Также существуют инновационные технологии для использования новых материалов при проектировании ВЛ, таких как композитные материалы, которые обладают высокой прочностью и устойчивостью к коррозии, что позволяет увеличить срок службы линии и снизить затраты на ее эксплуатацию и обслуживание.

В целом, инновационные технологии могут значительно улучшить процесс проектирования ВЛ, повысить их надежность и эффективность, а также снизить воздействие на окружающую среду.

### 2.1.3 Композитные провода и кабели марки АССС

Стандартные стальные сердечники могут перегреться в условиях пиковых электрических нагрузок, что приводит к растяжению провода и провисанию ниже допустимой нормы. В противоположность этому, провод с сердечником из композитов обладает более низким коэффициентом термического расширения и поэтому они менее подвержены тепловому расширению, чем проводники с стальными сердечниками. Заменяя провод со стальным сердечником на провод с композитными материалами можно увеличить пропускную способность линий. Производители провода говорят, что можно удвоить величину тока в линии без риска провисания и разрушения провода [1].

Свойства композитных материалов – высокое отношение прочности к весу и малая величина провисания, что приводит к увеличению пролетов между опорами, уменьшая количество опор в линии на 16 %.

Алюминиевый Проводниковый Провод с Композитным Сердечником (Aluminum Conductor Composite Core (АССС) cable) от компании Composite Technology Corp.'s (СТС, 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 стекловолокнистых материалов, пропитанных полиэфирной смолой или другой термореактивной смолой) формирует цельный сердечник цилиндрической формы, в то время как слой волокон из Е- стекла укладывается вокруг наружной оболочки. Связанные волокна пропитываются высокотемпературной связующей эпоксидной смолой. Слой стеклопластика служит двум целям [2]:

- он отделяет углеволокно от проводящего алюминиевого покрытия для предотвращения гальванической коррозии;
- он «уравновешивает» более хрупкое углеволокно и улучшает гибкость и прочность сердечника.

В настоящее время в РФ и за рубежом выпускается более 20 типов ПНП. Для сопоставительного анализа с проводами марки АС выбраны провода нового поколения марок АССС, АААС-Z, АСВТ. Критериями сопоставительного анализа проводов приняты физико-механические характеристики проводов, критические пролеты и стрелы провеса.

Провод марки АССС – это неизолированный компактный провод из профилированных алюминиевых проволок с композитным, углеродосодержащим сердечником. Сердечник – композитный материал из углеродного волокна (карбоновые нити). Верхние повивы – проволоки трапецевидного сечения из отожженного алюминия [1]. Данный провод выбран потому, что конструкция наружного слоя провода позволяет снизить нагрузку на опоры и исключить гололедообразования на ВЛ. Высокая прочность провода позволяет увеличить длины пролетов линии, что приводит к снижению затрат на установку опор. Применение данного провода благоприятно влияет на улучшение экологической обстановки в связи с сокращением потерь электроэнергии и сопутствующих выделений  $\text{CO}_2$  в атмосферу [33].

Провод марки АААС-Z – это неизолированный компактный провод из профилированных в форме Z-образных алюминиевых проволок. Сердечник

отсутствует. Верхние повивы – проволоки Z-образного сечения из алюминиево-магниевого сплава [33]. Он выбран в связи с тем, что за счет плотной компоновки провода, его применение приводит к снижению механического напряжения на провод и снижению вероятности выхода ВЛ из строя. Увеличенная механическая прочность провода позволяет оставаться в работе при повреждении внешних проволок. Меньший диаметр и конструкция наружного покрова провода снижает возможность обрыва из-за обледенения [33].

Провод марки АСВТ – это неизолированный провод сталеалюминевый высокотемпературный пластически обжатый, одинарной свивки с линейным касанием проволок [35]. У данного провода имеется 3 основные конструкции, отличие которых заключается в различном сечении стальной части проводника. Он выбран, т.к. обладает повышенной механической прочностью и компактностью конструкции, что позволяют увеличить расстояние между опорами. Конструкция провода влияет на снижение роста гололедообразования, а также они обладают высокой стойкостью к сочетанию нагрузок растяжение – изгиб [33].

При испытании провод подвергали высоким напряжениям – сердечник размером 9.5 мм был испытан нагрузкой 18 567 кг при температуре окружающей среды. В результате кабельная система АССС может непрерывно работать при 180 °С и может выдерживать кратковременные скачки до 200 °С, с провисанием всего лишь 10% от величины провисания кабеля со стальным сердечником. В отличие от обычных проводников со стальным сердечником, которые имеют относительно высокий коэффициент термического расширения, сердечник проводника АССС стабилен по размерам с коэффициентом термического расширения  $1.6 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}$  (у стали коэффициент термического расширения  $11.5 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}$ ).

Хотя стоимость продукта АССС за км приблизительно в 3 раза выше по сравнению с традиционными проводами, экономический эффект от их применения обеспечивает высокую окупаемость. В протяженной, многоцепной

линии, провода с композитными сердечниками передают в два раза больше мощности по сравнению с проводом со стальным сердечником такого же веса и напряжения [33].

Также можно произвести оценку целесообразности применения проводников нового поколения (ПНП) путем сравнения их с традиционными проводами марки АС по механической прочности. Характеристика физико-механических характеристик ПНП и проводов марки АС.

Физико-механические характеристики проводов приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Физико-механические характеристики проводов [33]

Марка провода	Расчетное сечение $F_p$ , мм <sup>2</sup>	Диаметр провода $d$ , мм	Вес $G_0$ , кг/м	Модуль упругости $E$ , Н/мм <sup>2</sup>	Допустимое напряжение при среднегодовой температуре $\sigma_s$ , Н/мм <sup>2</sup>
АС-240/32	244 [61, с. 249]	21,6 [61, с. 249]	0,921 [61, с. 249]	$82,5 \cdot 10^3$ [61, с. 780]	81 [61, с. 780]
АССС-240/28	268 [34, с. 7]	19 [34, с. 7]	0,7 [34, с. 7]	$64 \cdot 10^3$ [34, с. 9]	83,8 [34, с. 8]
АААС-Z242-2Z	246,02 [33, с. 5]	18,9 [33, с. 5]	0,654 [33, с. 5]	$56,8 \cdot 10^3$ [33, с. 6]	87,48 [33, с. 6]
АСВТ 18,5-190/55	245,4 [35, с. 57]	18,5 [35, с. 57]	0,97 [35, с. 57]	$91 \cdot 10^3$ [35, с. 57]	140 [35, с. 57]

Как видно из таблицы 24, ПНП имеют меньший диаметр и большее расчетное сечение в сравнении с проводом марки АС, что указывает на высокую пропускную способность провода. У ПНП АССС и АААС-Z вес ниже, чем у провода марки АС, что влияет на модуль упругости провода, используемый для расчета критических пролетов ВЛ. Допустимое напряжение в проводе также влияет на критический пролет, у ПНП АСВТ оно самое большое.

Механический расчет проводов.

Для сравнительного анализа ПНП и проводов марки АС применяется методика механического расчета воздушных линий в части определения величины тяжения, стрел провеса провода в пролетах, критических пролетов,

определение которых приведено в [19, с. 46] при различных климатических условиях и расчета критических пролетов. В качестве примера показан расчет провода марки АССС в климатической зоне Хабаровского края, для остальных проводов расчет аналогичен. Исходные данные для механического расчета приведены в таблице 22 [33].

Таблица 22 – Исходные данные [33]

Номинальное напряжение, кВ	220 кВ
Марка и сечение провода	АССС 240/28
Тип промежуточной опоры	П220-2
Максимальная температура воздуха $t_{\max}$ , °С	32
Минимальная температура воздуха $t_{\min}$ , °С	-40
Среднегодовая температура воздуха $t_s$ , °С	2,4
Температура гололедообразования $t_{\text{гол}}$ , °С	-5
Нормативная толщина стенки гололеда (2 район) $b$ , мм	10 [6, с. 778]
Скоростной напор ветра (3 район) $Q$ , Па	650

В ходе выполнения расчета определяются удельные нагрузки на провода в зависимости от веса провода и гололедных образований, а также от давления ветра, критические пролеты между опорами, напряжение и стрелы провеса провода при различных климатических условиях, что дает возможность сравнить различные конструкции проводов между собой. Расчет проводился в соответствии с общепринятой методикой, приведенной в [19].

Выбор расчетных климатических условий производится по картам климатического районирования [40, с. 79 – 87].

Порядок механического расчета состоит из следующих этапов [33]:

1. *Выбор длин пролетов по типу опоры.* Для выбранной опоры из [62, с. 792] определены длина габаритного пролета,  $l_{\text{габ}} - 470$  м; длина весового пролета,  $l_{\text{вес}} - 550$  м; длина ветрового пролета,  $l_{\text{ветр}} - 470$  м.

2. Определение скоростного напора ветра на провода ВЛ. Скоростной напор ветра определяется по высоте расположения приведенного центра тяжести всех проводов. Для выбранной опоры из [62, с. 784, 803] определены показатели: высота крепления нижнего провода к изоляторам и троса к опоре,  $h_n - 22,5$  м; высота крепления верхнего провода к изоляторам,  $h_e - 35,5$  м; высота крепления троса к опоре,  $h_{mp} - 41$  м; длина гирлянды изоляторов,  $\lambda - 2,58$  м [33].

Высота крепления провода на опоре [33]:

$$h_1 = h_n - \lambda = 22,5 - 2,58 = 19,92 \text{ м.}$$

Стрела провеса провода [33]:

$$f_{\max} = h_1 - h_{заб} - \Delta h_{заб} = 19,92 - 7 - 0,5 = 12,42 \text{ м,}$$

где  $h_{заб}$  – расстояние до земли в ненаселенной местности, м [62, с. 804];

$\Delta h_{заб}$  – поправка на неточность подвеса провода, м.

Высота расположения приведенного центра тяжести проводов определяется по формуле для нижнего провода [33]:

$$h_{np.n} = h_n - \frac{2}{3} \cdot f_{\max} = 22,5 - \frac{2}{3} \cdot 12,42 = 14,22 \text{ м.}$$

Для верхнего провода и троса расчет аналогичен, результаты решения [33]:

$$h_{np.e} = 27,22 \text{ м, } h_{np.mp} = 32,72 \text{ м.}$$

Средний центр тяжести [33]:



$$h_{np.sp} = \frac{h_{np.n} + h_{np.6} + h_{np.mp}}{3} = \frac{14,22 + 27,22 + 32,72}{3} = 24,72 \text{ м.}$$

3. Расчет удельных механических нагрузок. Удельные нагрузки учитывают механическое воздействие от веса проводов и гололедных образований и давление ветра на провода без гололеда и с гололедом [33].

1) Нагрузка от массы провода [33]:

$$\gamma_1 = g \frac{G_0}{F_p} \cdot 10^6 = 9,81 \frac{0,7}{268} \cdot 10^{-3} = 2,56 \cdot 10^{-5} \text{ кг/м} \cdot \text{мм}^2,$$

где  $g$  – ускорение свободного падения,  $\text{м/с}^2$ .

2) Нагрузка от массы гололеда,  $\text{кг/м} \cdot \text{мм}^2$ :

$$\gamma_2 = \frac{g \cdot g_0 \cdot \pi \cdot b \cdot (d + b) \cdot 10^{-3}}{F_p} = \frac{9,81 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3} \cdot 3,14 \cdot 10 \cdot (19 + 10) \cdot 10^{-3}}{268} = 3,001 \cdot 10^{-5}$$

где  $g_0$  – объемная масса гололеда,  $\text{кг/см}^3$ .

3) Нагрузка от массы провода и гололеда [33]:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 = 2,56 \cdot 10^{-5} + 3,001 \cdot 10^{-5} = 0,000056 \text{ кг/м} \cdot \text{мм}^2.$$

4) Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда [33]:

$$\gamma_4 = \frac{\alpha \cdot C_x \cdot Q \cdot d}{1000 \cdot F_p} \cdot 10^{-3} = \frac{0,72 \cdot 1,2 \cdot 650 \cdot 19 \cdot 10^{-3}}{1000 \cdot 268} = 3,98 \cdot 10^{-5} \text{ кг/м} \cdot \text{мм}^2,$$

где  $\alpha$  – коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета, Н/м<sup>2</sup>;  $C_x$  – аэродинамический коэффициент, принимается в зависимости от диаметра провода.

5) Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом, кг/м·мм<sup>2</sup>:

$$\gamma_5 = \frac{\alpha \cdot C_x \cdot 0,25Q \cdot (d + 2b)}{1000 \cdot F_p} \cdot 10^{-3} = \frac{0,72 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 650 \cdot (19 + 2 \cdot 10) \cdot 10^{-3}}{1000 \cdot 268} = 2,043 \cdot 10^{-5}.$$

6) Суммарная ударная нагрузка на провод от его массы и давления ветра на провод [33]:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} = \sqrt{(2,56 \cdot 10^{-5})^2 + (3,98 \cdot 10^{-5})^2} = 4,735 \cdot 10^{-5} \text{ кг/м} \cdot \text{мм}^2.$$

7) Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода, массы гололеда и давления ветра, расчет аналогичен  $\gamma_6$ , но берутся  $\gamma_3$ ,  $\gamma_5$ :  
 $\gamma_7 = 5,927 \cdot 10^{-5} \text{ кг/м} \cdot \text{мм}^2.$

4. Определение критических пролетов ВЛ и исходного расчетного режима.

Для ограничения напряжения в проводе учитываются три исходных режима путем расчета трех критических пролетов:  $l_{1кр}$  – пролет для которого напряжение провода в режиме низшей температуры достигает допустимого напряжения  $\sigma_{tmin}$ , а в режиме среднегодовой температуры значения  $\sigma_3$ , м;  $l_{2кр}$  – пролет, при котором напряжение провода в режиме наибольшей нагрузки равно допустимому напряжению  $\sigma_{ymax}$ , а в режиме низкой температуры –  $\sigma_{tmin}$ , м;  $l_{3кр}$  – пролет, при котором напряжение провода в режиме среднегодовой температуры равно допустимому напряжению  $\sigma_3$ , а в режиме наибольшей нагрузки –  $\sigma_{ymax}$ , м.

$$l_{1кр} = \frac{2 \cdot \sigma_3}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6((\sigma_3 - \sigma_{tmin}) \cdot \frac{1}{E} + \alpha(t_s - t_{min}))}{1 - \left(\frac{\sigma_3}{\sigma_{tmin}}\right)^2}} = \frac{2 \cdot 83,8}{2,56 \cdot 10^{-5}} \cdot \sqrt{\frac{6((83,8 - 125,7) \cdot \frac{1}{64 \cdot 10^3} + 12,9 \cdot 10^{-6}(2,4 + 40))}{1 - \left(\frac{83,8}{125,7}\right)^2}} = 223,1$$

где  $\sigma_{t \min} = \sigma_{\gamma \max}$  – напряжение проводов при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре, Н/мм<sup>2</sup> [34, с. 8];  $\alpha$  – температурный коэффициент линейного расширения, С<sup>-1</sup> [34, с. 8].

$$l_{2кр} = \frac{2 \cdot \sigma_{\gamma \max}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6((\sigma_{\gamma \max} - \sigma_{t \min}) \cdot \frac{1}{E} + \alpha(t_z - t_{\min}))}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma \max}}{\sigma_{t \min}}\right)^2}} = \frac{2 \cdot 125,7}{2,56 \cdot 10^{-5}} \cdot \sqrt{\frac{6((125,7 - 125,7) \cdot \frac{1}{64 \cdot 10^3} + 12,9 \cdot 10^{-6}(-5 + 40))}{\left(\frac{5,927 \cdot 10^{-5}}{2,56 \cdot 10^{-5}}\right)^2 - \left(\frac{125,7}{125,7}\right)^2}} = 244,8$$

$$l_{3кр} = \frac{2 \cdot \sigma_{\gamma \max}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6((\sigma_{\gamma \max} - \sigma_s) \cdot \frac{1}{E} + \alpha(t_z - t_s))}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma \max}}{\sigma_s}\right)^2}} = \frac{2 \cdot 125,7}{2,56 \cdot 10^{-5}} \cdot \sqrt{\frac{6((125,7 - 83,8) \cdot \frac{1}{64 \cdot 10^3} + 12,9 \cdot 10^{-6}(-5 + 2,4))}{\left(\frac{5,927 \cdot 10^{-5}}{2,56 \cdot 10^{-5}}\right)^2 - \left(\frac{125,7}{83,8}\right)^2}} = 322,8$$

Получили  $l_{1кр} < l_{2кр} < l_{3кр}$  и так как  $l_{расч} > l_{3кр}$  то исходным режимом в уравнении состояния провода будет режим максимальной нагрузки.

### 5. Систематический расчет провода.

Исходное уравнение состояния провода, по которому определяется напряжение в проводе [33]:

$$\sigma - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{заб}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma \max} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{заб}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma \max}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_1 - t_{зол}),$$

где  $t_1$  – температура для первого расчетного режима при климатическом условии: провода и тросы покрыты гололедом,  $t = -5^\circ\text{C}$ , скоростной напор ветра 0,25q. Напряжение в проводе по первому расчетному режиму составляет:  $\sigma_1 = 125,7 \text{ Н/мм}^2$ .

Стрела провеса для первого расчетного режима определяется по формуле:

$$f_1 = \frac{\gamma_7 \cdot l_{заб}^2}{8 \cdot \sigma_1} = \frac{5,927 \cdot 10^{-5} \cdot 470^2}{8 \cdot 125,7} = 13,02 \text{ м.}$$

Для оставшихся шести режимов расчет аналогичен. Результаты расчета классического провода и проводов нового поколения приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Сравнение проводов по механическому расчету

Показатели	Марка и сечение провода			
	АС-240/32	АССС-240/28	АААС-Z242-2Z	АСВТ 18,5-190/55
Длина пролета				
Критический пролет $l_{1кр}$ , м	255,2	223,1	317,3	97,5
Критический пролет $l_{2кр}$ , м	230,4	244,8	319,5	409,2
Критический пролет $l_{3кр}$ , м	213,4	322,8	320,3	572,5
Стрела провеса в зависимости от климатических условий				
Провода и тросы покрыты гололедом, $t = -5^\circ\text{C}$ , скоростной напор ветра $0,25q$ , м	17,38	13,02	13,21	9,73
Провода и тросы покрыты гололедом, $t = -5^\circ\text{C}$ , ветра нет ( $q=0$ ), м	16,51	12,22	12,35	9,29
Скоростной напор ветра $q$ , $t = -5^\circ\text{C}$ , гололеда нет, м	14,03	10,4	10,62	7,51
Среднегодовая температура $t_s$ , ветра и гололеда нет, м	9,27	5,92	5,93	5,38
$t = +15^\circ\text{C}$ , ветра и гололеда нет, м	11,32	6,48	6,86	6
Низшая температура $t_{min}$ , ветра и гололеда нет, м	5,76	4,58	4,07	3,99

Основанием для выбора в качестве критерия критического пролета является то, что у каждого марок провода существует свой запас прочности, который задается в виде допустимых напряжений на проводах. Для определения данного критерия необходимо рассчитать критические пролеты и на основе их сравнения выбрать уравнение состояния провода для выяснения напряжения в нем. Прочность провода также влияет на стрелу провеса проводов в пролете, так как чем прочнее провод, тем меньше показатель стрелы провеса [33].

Анализ результатов расчета, приведенных в таблице 26, показал, что ПНП лучше классических. Во-первых, все три провода нового поколения имеют

большой критический пролет в режиме наибольшей нагрузки и низкой температуры ( $I_{2кр}$ ), что влияет на количество устанавливаемых опор при строительстве ВЛ. По данному критерию лучшие показатели имеет провод марки АСВТ. Во-вторых, провода нового поколения имеют меньшие стрелы провеса при учете различных наиболее невыгодных по механическим нагрузкам климатических условий, что благоприятно влияет на работу линии электропередачи. Увеличенная стрела провеса приводит к выскальзыванию провода из зажимов, а также наклону опор. Среди рассматриваемых проводов наименьшая стрела провеса у проводов марки АСВТ при всех рассматриваемых климатических условиях [33].

### **2.3 Выводы**

Для подключаемой нагрузки будет необходимо строительство новой ПС Флора для нее актуально применение технологии ЦПС с Архитектурой III в которой взаимодействие между ИЭУ выполняется при помощи объектно-ориентированных сообщений по протоколу GOOSE согласно стандарту МЭК 61850-8-1.

Также для ПС Флора рекомендуется применение КРУЭ компании Hyundai производимое в Приморском крае поскольку новая ПС будет располагаться близко к Хабаровскому краю.

Проведенный анализ по ПНП и кабелям последней технологии показал, что для развития сети в рассматриваемом регионе целесообразно их применение для усиления связей между энергосистемой Хабаровского края и энергосистемой Амурской области.

### 3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ХАБАРОВСКОГО КРАЯ С ИСТОЧНИКОМ ПИТАНИЯ ПС ХАБАРОВСКАЯ ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ НАГРУЗКИ ТОР «АМУРО-ХИНГАНСКАЯ»

В данном разделе будет предложено несколько вариантов подключения ПС Флора в Хабаровском крае. Согласно [57] для подключения новой нагрузки 65 МВт предполагается строительство одной ПС Флора. Будет произведен анализ нормальных и послеаварийных режимов выбранных вариантов, расчет токов к.з. для проверки оборудования КРУЭ. КРУЭ для вводимой ПС будет выбираться из-за близкого расположения к городу Хабаровску.

#### **3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе**

Задача раздела: Разработка и описание нескольких вариантов развития электрической сети в связи с подключением новых нагрузок, и их обоснование.

**Вариант 1.** Предусматривает подключение ПС Флора к ПС Хабаровская и к ПС Биробиджан. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 220 кВ Флора;
- добавление линейных ячеек 220 кВ на ПС Хабаровская и ПС Биробиджан;
- строительство ВЛ 220 кВ Хабаровская – Флора.
- строительство ВЛ 220 кВ Биробиджан – Флора.

**Вариант 2.** Предусматривает подключение ПС Флора к ПС Хабаровская на напряжение 220 кВ. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 220 кВ Флора;
- добавление двух линейных ячеек на ПС Хабаровская;
- строительство 2хВЛ 220 кВ Хабаровская – Флора.

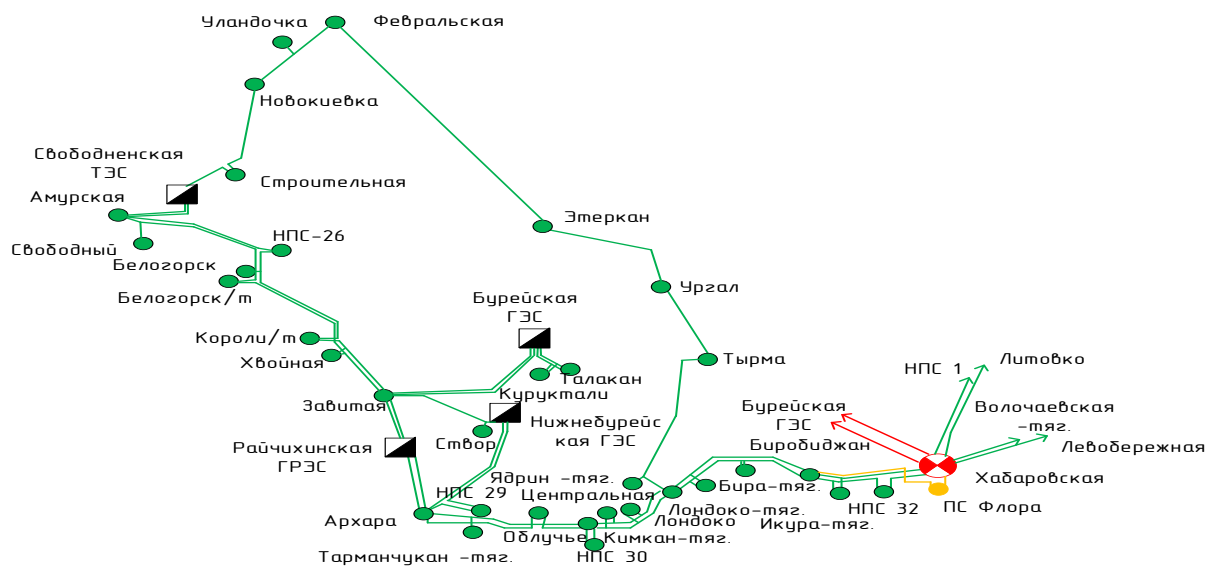


Рисунок 8 - Вариант подключения 1

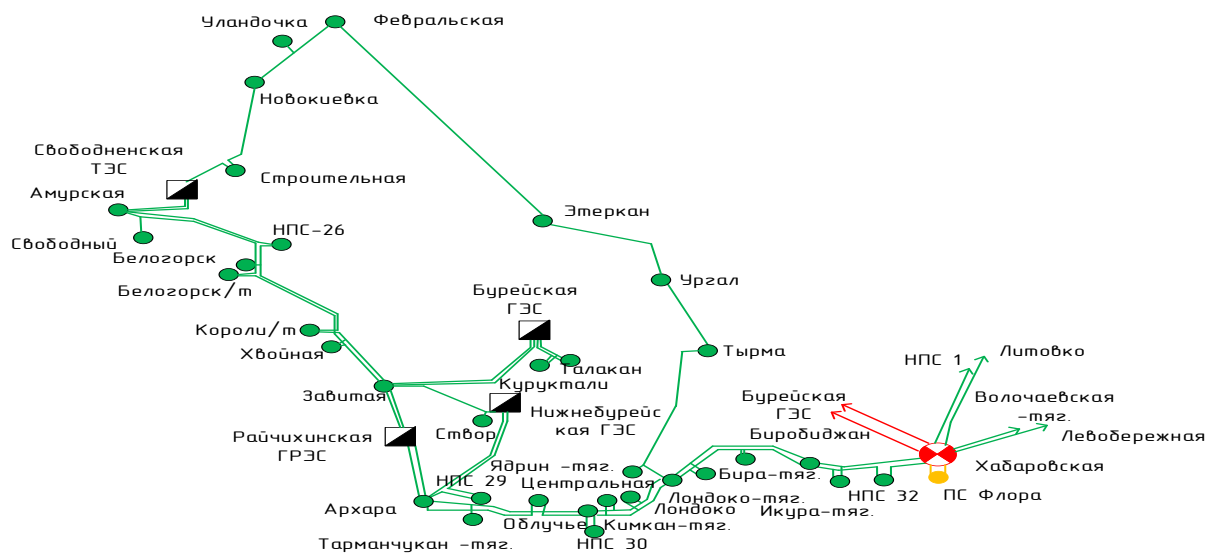


Рисунок 9 - Вариант подключения 2

Разработано два варианта подключения ПС Флора к Энергосистеме Хабаровского края описаны необходимые мероприятия для их реализации, для оценки возможности их выполнения необходимо произвести технический анализ предложенных вариантов.

### 3.2 Техническая проработка выбранных вариантов развития электрической сети хабаровского края в связи с подключением ПС Флора

Для оценки осуществимости реализации предложенных вариантов в главе 3 произведем их техническую проработку и рассмотрим возможность их реализации по режиму.

### 3.2.1 Выбор трансформаторов для подключаемой ПС и компенсирующих устройств

Передача большой реактивной мощности по ВЛЭП неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии. Наиболее выгодным является иметь источник реактивной мощности непосредственно возле потребителя. Также, в настоящее время электроснабжающие организации требуют от потребителей снижения в сети доли реактивной мощности [27]. Решением данной проблемы является компенсация реактивной мощности, важное и необходимое условие экономичного и надежного функционирования системы электроснабжения предприятия. Отсутствие КРМ приводит к повышению потоков реактивной мощности, росту потерь, росту тарифов, снижению управляемости режимами работы сетей, к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей [27].

Компенсация реактивной мощности в электрических сетях выполнена на источнике питания выбранного района ПС 500 кВ Хабаровская путем установки ШР.

Для выбора КУ проводим расчет по следующему алгоритму.

Определяется реактивная мощность которую можно передать через силовые трансформаторы в соответствии с [46]:

$$Q_{перед} = P_{max} \cdot tg\varphi, \quad (10)$$

где  $P_{max}$  - Суммарная установленная мощность одной подстанции, МВт;

$tg\varphi$  - коэффициент реактивной мощности.

Определяем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции [46]:

$$Q_{КУ} = Q_{max} - Q_{перед} \quad (11)$$



Определяем реактивная мощность, которая подлежит компенсации на 1 секции шин на подстанции [46]:

$$Q_{KY1cu} = 1,1 \cdot \frac{Q_{KY}}{N_{cu}}, \quad (12)$$

где  $N_{cu}$  - число секций шин на низкой стороне ПС, которое равно 2.

По найденному значению  $Q_{KY1cu}$  выбираются компенсирующие устройства из ряда стандартных, определенного предприятия по выпуску КУ.

Для данного проекта выбираем продукцию научно - производственное объединение ПромЭк в Екатеринбурге. По их линейке мощностей и выбираем КУ для подстанций.

Далее находится некомпенсированная реактивная мощность [46]:

$$Q_{неск} = Q_{max} - Q_{КУФ}, \quad (13)$$

где  $Q_{КУФ}$  - фактическая мощность всех компенсирующих устройств на ПС, Мвар.

Расчет произведем на примере подстанции Флора в зимний период:

$$Q_{\text{э}} = 65 \cdot 0,4 = 26 \text{ МВАр}$$

$$Q_{KY} = 26 - 26 = 0 \text{ МВАр}$$

Компенсация реактивной мощности на низкой стороне ПС Флора не требуется.

Мощность силовых трансформаторов для ПС Флора определяется из средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности. Количество трансформаторов на подстанции определяется по категории надежности потребителей, если это 1 и 2 категории на подстанции должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителей полной мощностью [46].

Для выбора трансформатора необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА [46]:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (14)$$

где  $n$  – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

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

$P_{срi}$  – среднее значение активной мощности в зимний период;

$Q_{нескi}$  – некомпенсированная мощность в зимний период.

$$S_{р \text{ Флора}} = \frac{\sqrt{65^2 + 26^2}}{2 \cdot 0,7} = 50 \text{ МВА.}$$

Выбираем трансформаторы ТДН – 63000/220 [6].

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы [46].

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{P_{ср(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТРном}}, \quad (15)$$

Полученное значение коэффициента загрузки не превышает установленных правил технической эксплуатации.

Проверку трансформаторов осуществляем в послеаварийном режиме на подстанциях [46]:

$$K_{з.пав} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{э}^2}}{(n-1) \cdot S_{ном}}, \quad (16)$$

где  $n$  – количество трансформаторов;

$S_{ном}$  – номинальная мощность одного трансформатора, МВА.

В таблице 24 приведены значения коэффициентов загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме

Таблица 24 – Выбор силовых трансформаторов [5]

Название ПС	$S_{тр.расч}$ , МВА	Тип трансформатора	$S_{тр}$ , МВА	$P_{ср}$ , МВт	$K_{з.н.}$	$K_{п.а.}$
ПС Флора	50.05	ТДН – 63000/220	63	65	0,55	1,1

Для ПС Флора произведен расчет некомпенсированной реактивной мощности и выбраны силовые трансформаторы.

3.2.2 Вариант развития электрической сети при подключении подключение ПС Флора к ПС Хабаровская и к ПС Биробиджан

При подключении ПС Флора к сетям 220 кВ необходимо строительство ВЛ 220 кВ Биробиджан – Флора длиной 70 км и ВЛ 220 кВ Хабаровская – Флора длиной 5 км.

Для ПС Флора выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (220 кВ): «Мостик с выключателями в цепях линии и ремонтной перемычкой со стороны линии» (5Н) [60].

Схема РУ НН (10 кВ): «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9) [60].

Проектируемая ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС, будут выполнены проводами марки АССС 240 Monte Carlo [1].

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима.

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

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

Таблица 25 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	$I_{\max}$ , А	$I_{\text{дд}}$ , А	$I_{\max} / I_{\text{дд}}$ , %
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	589,6	1000	59,0
ПС Флора ВН - Хабаровская 220 кВ	349,3	610	57,3
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	318,5	630	50,5
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	431,9	960	45,0
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	431,9	960	45,0
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	207,3	630	32,9
оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	201,5	630	32,0
Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	220,2	690	31,9
Биробиджан 220 кВ - ПС Флора ВН	179,7	610	29,9
оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	186,4	630	29,6
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	182,3	630	28,9
Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	162,8	630	25,8
Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	136,5	630	21,7
Хабаровская 220 кВ - НПС-32	148,7	690	21,6
Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	126,1	630	21,0
Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	126,1	630	21,0
оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	131,1	630	20,8
оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	125,4	630	20,2

Таблица 26 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{зад}}$ , кВ	$\Delta U$ , %
ПС Флора ВН	220	228,1	3,7
ПС Флора НН	10,5	10,5	0,5

Таблица 27 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	$I_{\text{max}}$ , А	$I_{\text{дд}}$ , А	$I_{\text{max}}/I_{\text{дд}}$ , %
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	628,5	1000	62,8
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	468,4	960	48,8
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	468,4	960	48,8
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	307,4	630	48,8
Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	275,1	690	40,0
оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	201,1	630	31,9
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	196,7	630	31,2
ПС Флора ВН - Хабаровская 220 кВ	184,8	610	30,3
оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	178,4	630	28,3
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	176,3	630	28,0
Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	170,2	630	27,8
Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	170,2	630	27,8
Облучье 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	162,7	630	26,8
Хабаровская 220 кВ - НПС-32	175,8	690	25,6
Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	152,7	630	24,2
Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	141,0	630	22,4
БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	445,0	2000	22,2
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	150,3	690	21,8

Таблица 28 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{зад}}$ , кВ	$\Delta U$ , %
ПС Флора ВН	220	227,5	3,4
ПС Флора НН	10,5	10,5	0,2

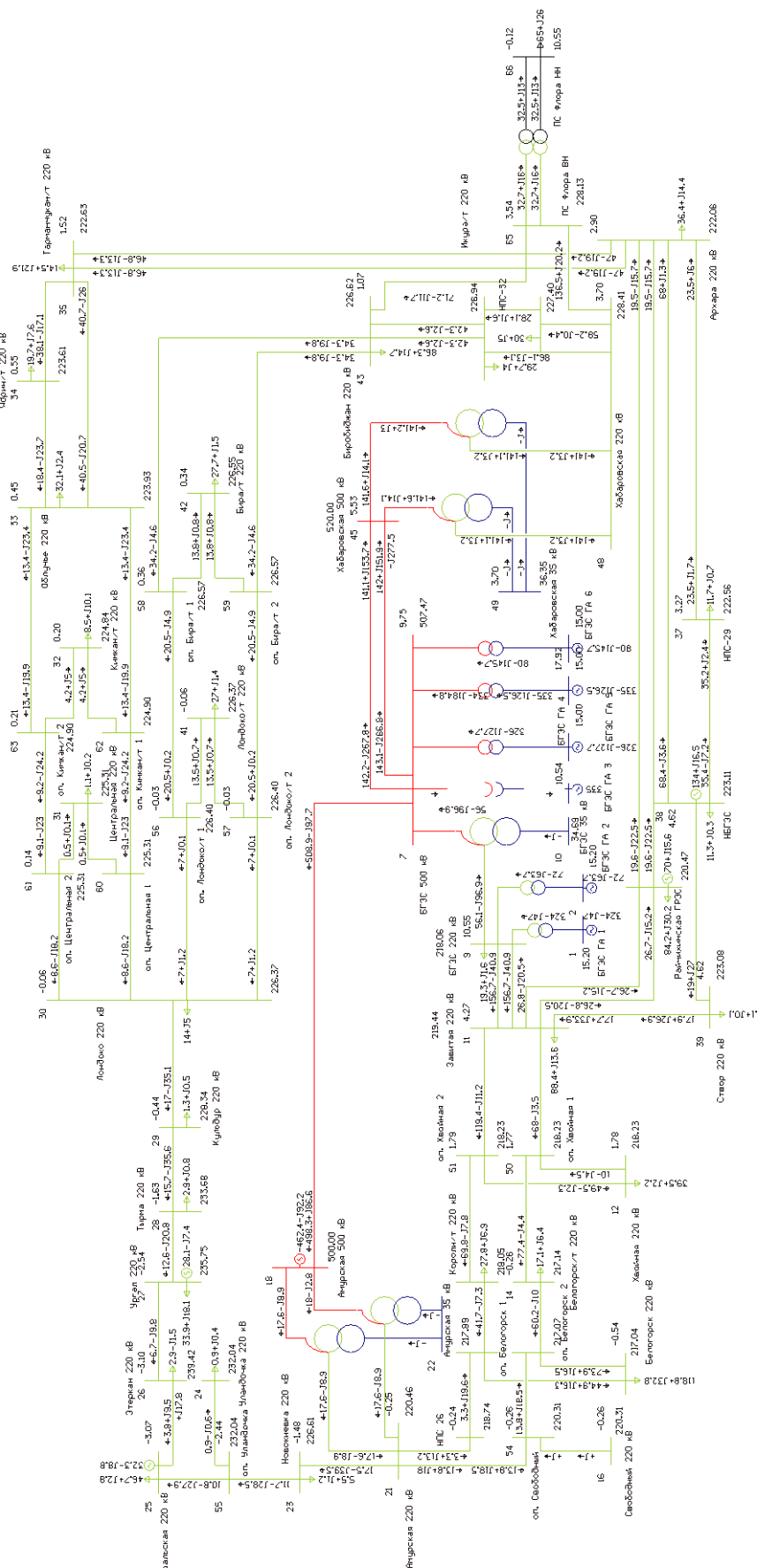


Рисунок 10 - Вариант 1 схема нормального режима

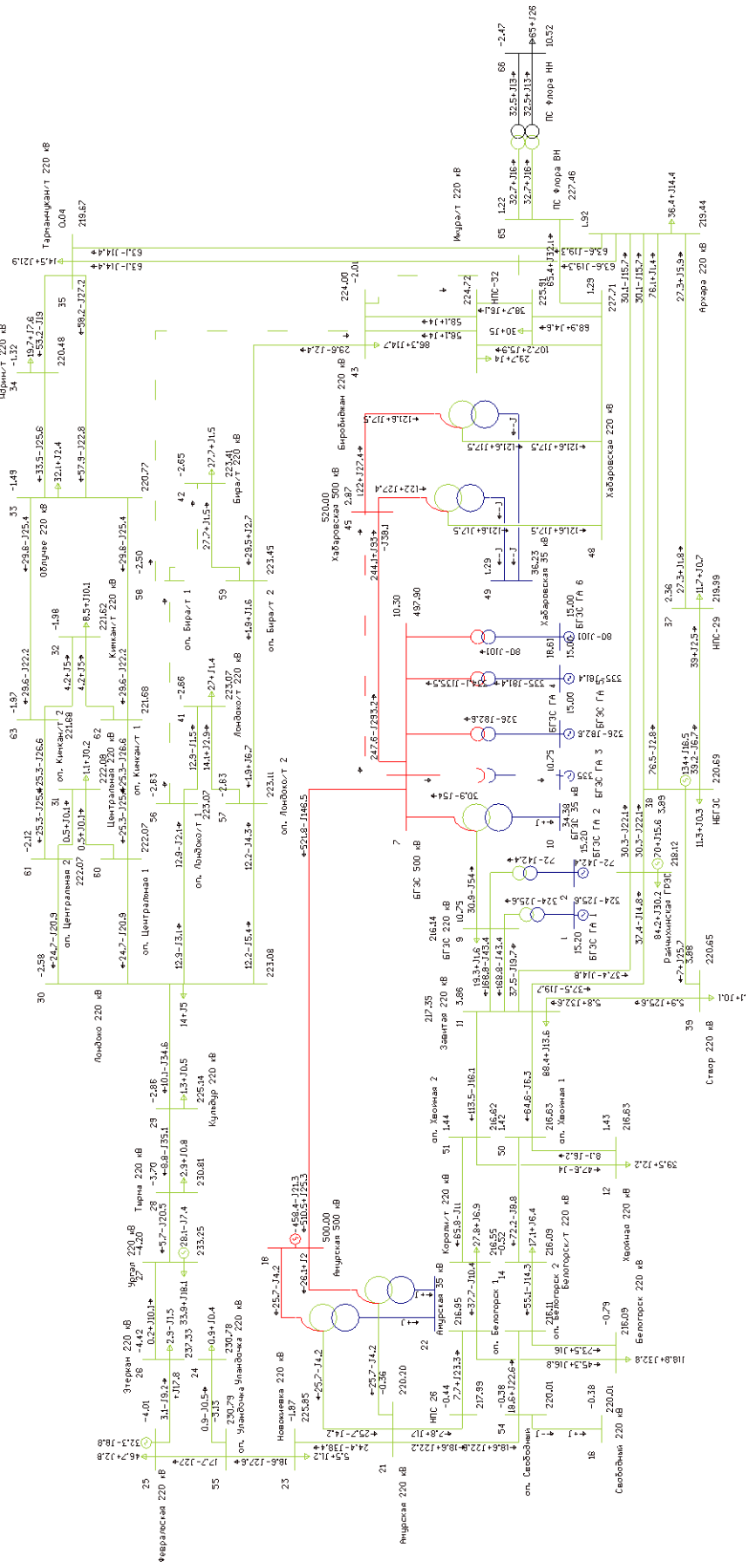


Рисунок 11 - Вариант 1 схема послеаварийного режима

### 3.2.3 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Флора к ПС Хабаровская на напряжение 220 кВ

При подключении ПС Флора к ПС 500 кВ Хабаровская на напряжение 220 кВ необходимо строительство двух ЛЭП 220 кВ Хабаровская – Флора длиной 5 км. Для ПС Флора выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (220 кВ): «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (4Н).

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

Проектируемая ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС, будут выполнены проводами марки АС-240.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима.

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

Подробный расчет приведен в приложении Г.

Таблица 29 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	$I_{\max}$ , А	$I_{\text{дд}}$ , А	$I_{\max} / I_{\text{дд}}$ , %
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	594,2	1000	59,4
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	313,9	630	49,8
Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	321,8	690	46,6
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	440,9	960	45,9
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	440,9	960	45,9
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	203,1	630	32,2
оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	201,2	630	31,9
оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	183,2	630	29,1
Хабаровская 220 кВ - НПС-32	199,5	690	28,9
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	179,7	630	28,5
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	183,3	690	26,6



Таблица 30 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{зад}}$ , кВ	$\Delta U$ , %
ПС Флора ВН	220	227,9	3,6
ПС Флора НН	10,5	10,5	0,4

Таблица 31 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	$I_{\text{max}}$ , А	$I_{\text{дд}}$ , А	$I_{\text{max}}/I_{\text{дд}}$ , %
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	629,9	1000	63,0
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	470,7	960	49,0
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	470,7	960	49,0
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	306,3	630	48,6
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	293,0	690	42,5
Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	270,0	690	39,3
оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	201,0	630	31,9
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	195,7	630	31,1
ПС Флора ВН - Хабаровская 220 кВ	184,8	610	30,3
Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	173,7	630	28,3
Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	173,7	630	28,3
оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	177,6	630	28,2
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	175,7	630	27,9
Облучье 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	166,0	630	27,3
Хабаровская 220 кВ - НПС-32	173,2	690	25,2
Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	151,8	630	24,1

Таблица 32 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{зад}}$ , кВ	$\Delta U$ , %
ПС Флора ВН	220	227,4	3,4
ПС Флора НН	10,5	10,5	0,1

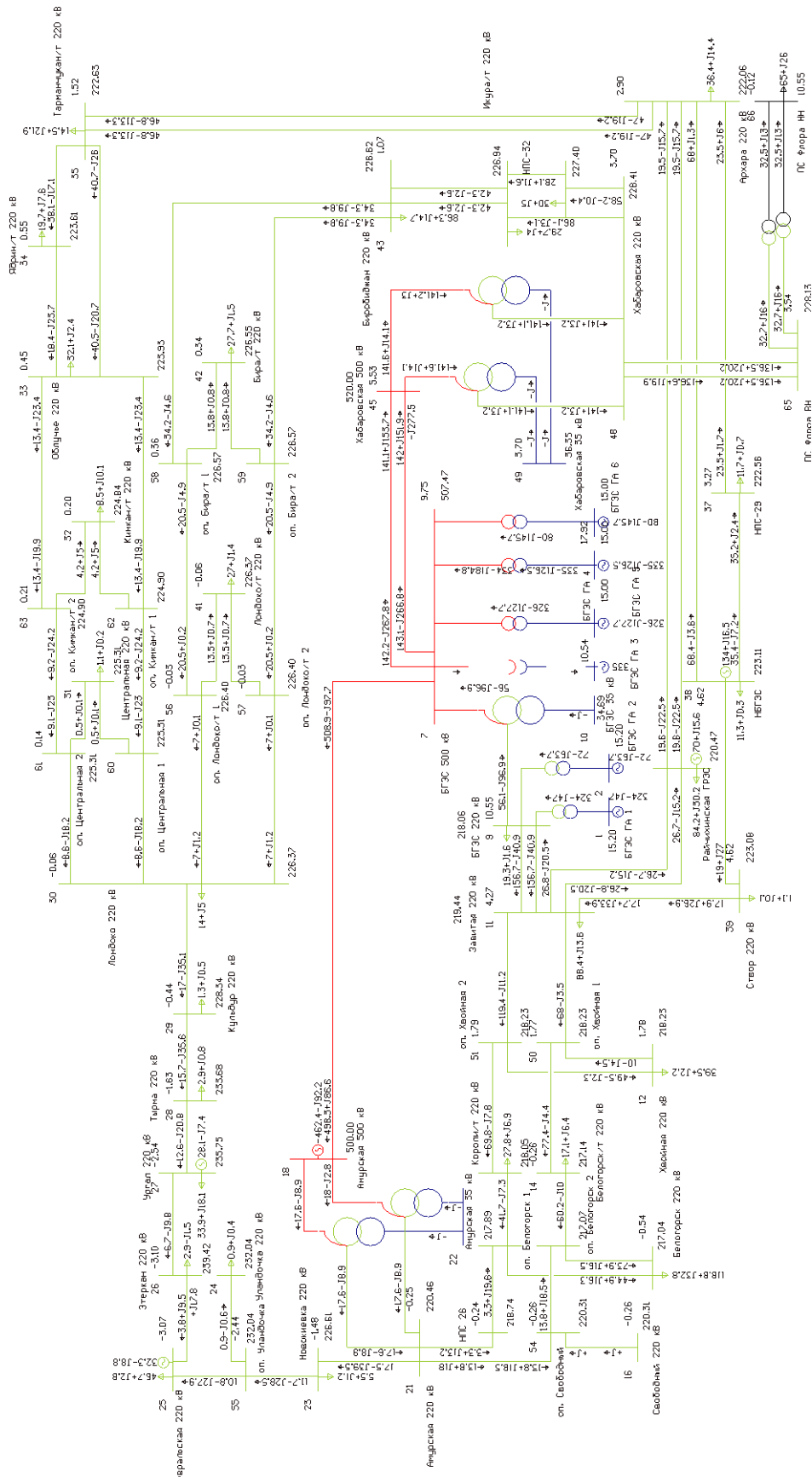


Рисунок 12 - Вариант 2 схема нормального режима

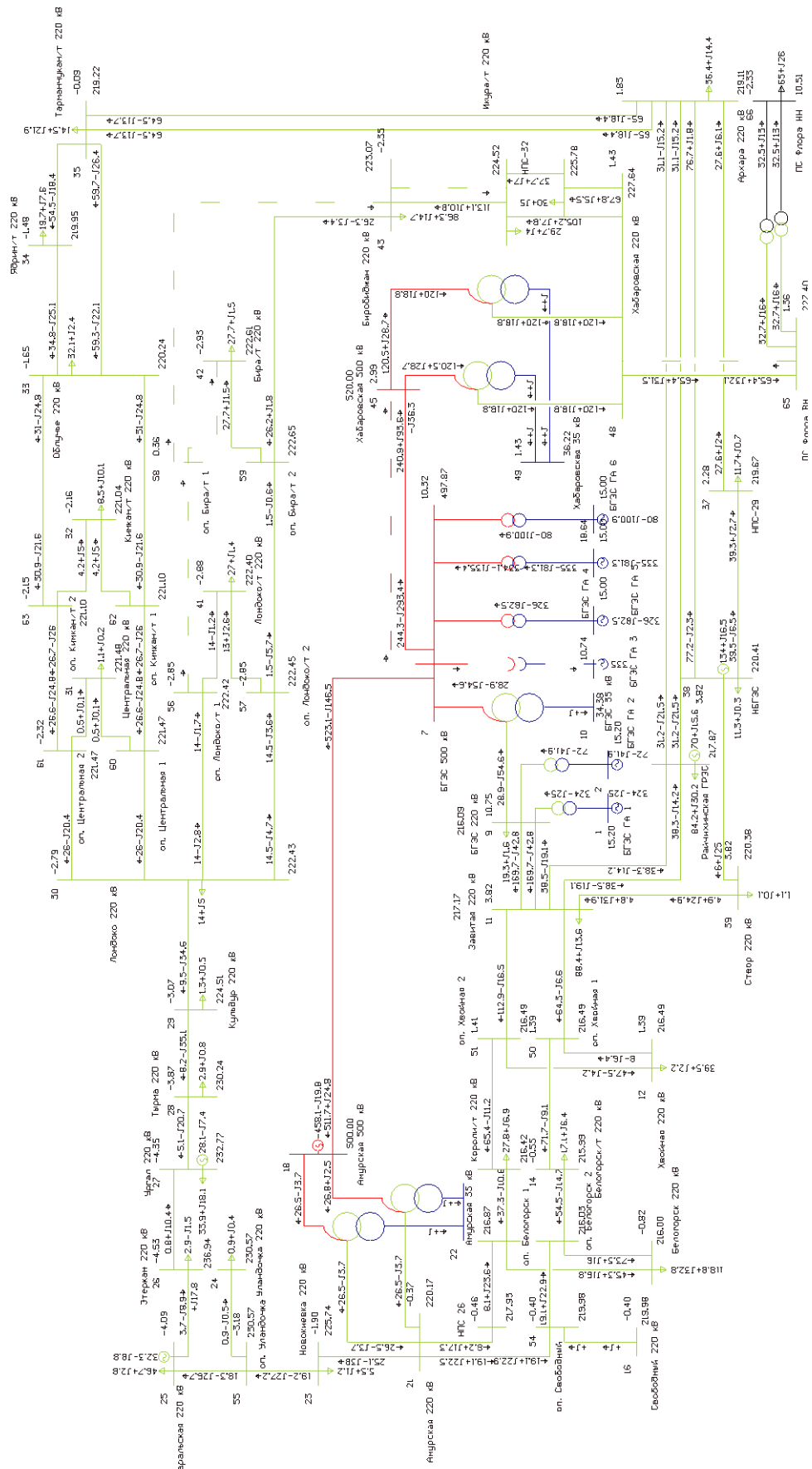


Рисунок 13 - Вариант 2 схема послеаварийного режима

По произведенной технической проработки для ПС Флора выбраны силовые трансформаторы. Произведен расчет нормального и послеаварийного режима для двух рассматриваемых вариантов, по их результату отклонения в параметрах режима не наблюдаются. Для выбора оптимального варианта необходимо произвести технико-экономический расчет предложенных вариантов.

### **3.3 Расчет токов короткого замыкания**

В данном разделе будет произведен расчет токов КЗ на шинах 220 кВ ПС Флора при подключении данной ПС к ПС 500 кВ Хабаровская двумя ЛЭП 220 кВ. Расчет токов короткого замыкания необходим для проверки оборудования ПС Флора.

Основные допущения при расчетах токов КЗ:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания.

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

Таблица 33 – Узлы/Несим/ИД

Тип	№ узла	Название	Уном
1	2	3	4
зак	1	БГЭС ГА 1	15,75
зак	2	БГЭС ГА 2	15,75
зак	3	БГЭС ГА 3	15,75
зак	4	БГЭС ГА 4	15,75
зак	5	БГЭС ГА 5	15,75
зак	6	БГЭС ГА 6	15,75
у	7	БГЭС 500 кВ	500
у	8	БГЭС Н1	500
у	9	БГЭС 220 кВ	220
зак	10	БГЭС 35 кВ	35
у	11	Завитая 220 кВ	220
у	12	Хвойная 220 кВ	220
у	13	Короли/т 220 кВ	220
у	14	Белогорск/т 220 кВ	220
у	15	Белогорск 220 кВ	220
у	16	Свободный 220 кВ	220
у	17	НПС 26	220
зак	18	Амурская 500 кВ	500
у	19	Амурская Н1	500
у	20	Амурская Н2	500
у	21	Амурская 220 кВ	220
зак	22	Амурская 35 кВ	35
у	23	Новокиевка 220 кВ	220
у	24	Уландочка 220 кВ	220
у	25	Февральская 220 кВ	220
у	26	Этеркан 220 кВ	220
у	27	Ургал 220 кВ	220
у	28	Тырма 220 кВ	220
у	29	Кульдур 220 кВ	220
у	30	Лондоко 220 кВ	220
у	31	Центральная 220 кВ	220
у	32	Кимкан/т 220 кВ	220
у	33	Облучье 220 кВ	220
у	34	Ядрин/т 220 кВ	220
у	35	Тарманчукан/т 220 кВ	220
у	36	Архара 220 кВ	220
у	37	НПС-29	220
у	38	НБГЭС	220
у	39	Створ 220 кВ	220
у	40	Райчихинская ГРЭС	220
у	41	Лондоко/т 220 кВ	220
у	42	Бира/т 220 кВ	220
у	43	Биробиджан 220 кВ	220
у	44	Икура/т 220 кВ	220

1	2	3	4
у	45	Хабаровская 500 кВ	500
у	46	Хабаровская Н1	500
у	47	Хабаровская Н2	500
у	48	Хабаровская 220 кВ	220
зак	49	Хабаровская 35 кВ	35
у	50	оп. Хвойная 1	220
у	51	оп. Хвойная 2	220
у	52	оп. Белогорск 1	220
у	53	оп. Белогорск 2	220
у	54	оп. Свободный	220
у	55	оп. Уландочка	220
у	56	оп. Лондоко/т 1	220
у	57	оп. Лондоко/т 2	220
у	58	оп. Бира/т 1	220
у	59	оп. Бира/т 2	220
у	60	оп. Центральная 1	220
у	61	оп. Центральная 2	220
у	62	оп. Кимкан/т 1	220
у	63	оп. Кимкан/т 2	220
у	64	НПС-32	220
у	65	ПС Флора ВН	220
зак	66	ПС Флора НН	10,5

Таблица 34 – Ветви/Несим/ИД

Название	X	X0	Кт/г
1	2	3	4
БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	19,14	19,14	0,07159
БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	19,14	19,14	0,07159
БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	101,98	101,98	0,0315
БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	101,98	101,98	0,0315
БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	101,98	101,98	0,0315
БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	101,98	101,98	0,0315
БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	61,1	61,1	1
БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0	0	0,44
БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	113,5	113,5	0,07
Амурская 500 кВ - Амурская Н1	61,1	61,1	1
Амурская 500 кВ - Амурская Н2	61,1	61,1	1
Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0	0	0,44
Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0	0	0,44
Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	113,5	113,5	0,07
Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	113,5	113,5	0,07
Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н1	61,1	61,1	1

## Продолжение таблицы 34

1	2	3	4
Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н2	61,1	61,1	1
Хабаровская Н1 - Хабаровская 220 кВ	0	0	0,44
Хабаровская Н2 - Хабаровская 220 кВ	0	0	0,44
Хабаровская Н1 - Хабаровская 35 кВ	113,5	113,5	0,07
Хабаровская Н2 - Хабаровская 35 кВ	113,5	113,5	0,07
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	85,26	255,78	0
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	31,81	95,43	0
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	31,81	95,43	0
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	29,91	89,73	0
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	21,24	63,72	0
оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,39	1,17	0
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	16,91	50,73	0
оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,22	0,66	0
оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	5,29	15,87	0
Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	28,6	85,8	0
Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	3,71	11,13	0
оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	6,54	19,62	0
оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,026	0,078	0
оп. Белогорск 1 - НПС 26	8,63	25,89	0
оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	27,45	82,35	0
оп. Свободный - Амурская 220 кВ	1,54	4,62	0
НПС 26 - Амурская 220 кВ	22,03	66,09	0
оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,017	0,051	0
Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	35,1	105,3	0
Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	39,91	119,73	0
Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	2,96	8,88	0
Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	34,61	103,83	0
Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	54,57	163,71	0
Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	50,92	152,76	0
Ургал 220 кВ - Тырма 220 кВ	57,43	172,29	0
Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	50,45	151,35	0
Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	13,52	40,56	0
Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1	3,52	10,56	0
Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2	3,52	10,56	0
оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ	1,83	5,49	0
оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ	1,83	5,49	0
оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	16,49	49,47	0
оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	16,49	49,47	0
оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ	1,23	3,69	0
оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ	1,23	3,69	0
оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	17,79	53,37	0
оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	17,79	53,37	0

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	8,82	26,46	0
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	8,82	26,46	0
Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	22,83	68,49	0
Хабаровская 220 кВ - НПС-32	22,83	68,49	0
Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	13,07	39,21	0
Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	13,07	39,21	0
оп. Центральная 1 - Центральная 220 кВ	2,86	8,58	0
оп. Центральная 2 - Центральная 220 кВ	2,86	8,58	0
оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1	4,31	12,93	0
оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2	4,31	12,93	0
оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ	2,27	6,81	0
оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ	2,27	6,81	0
оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ	11,74	35,22	0
оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ	11,74	35,22	0
Облучье 220 кВ - Ядрин/т 220 кВ	3,54	10,62	0
Облучье 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	20,25	60,75	0
Ядрин/т 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	19,72	59,16	0
Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	23,55	70,65	0
Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	23,55	70,65	0
Архара 220 кВ - НПС-29	13,86	41,58	0
Архара 220 кВ - НБГЭС	21,72	65,16	0
Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	23,87	71,61	0
Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	23,87	71,61	0
НПС-29 - НБГЭС	32,76	98,28	0
НБГЭС - Створ 220 кВ	0,27	0,81	0
Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	23,95	71,85	0
Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	19,13	57,39	0
Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	19,13	57,39	0
БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	131,56	394,68	0
БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	130,73	392,19	0
НПС-32 - Икура/т 220 кВ	22,83	68,49	0
ПС Флора ВН - ПС Флора НН	100,7	100,7	0,0477
ПС Флора ВН - ПС Флора НН	100,7	100,7	0,0477
ПС Флора ВН - Хабаровская 220 кВ	1,12	3,36	0
ПС Флора ВН - Хабаровская 220 кВ	1,12	3,36	0



Таблица 35 – Токи к.з. ПС Флора

Тип КЗ	П 1	Ток прямой последовательности кА	Ток прямой обратной кА	Ток прямой нулевой кА
3ф	ВН Флора	11,2	0,0	0,0
2ф	ВН Флора	5,6	-5,6	0,0
1ф	ВН Флора	4,4	4,4	4,4
1ф1ф	ВН Флора	8,3	-2,9	-5,4
3ф	НН Флора	48,9	0,0	0,0
2ф	НН Флора	24,4	-24,4	0,0
1ф	НН Флора	24,4	24,4	24,4
1ф1ф	НН Флора	48,9	0,0	-48,9

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} \quad (17)$$

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

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

Для части системы, с которой электростанция (подстанция) связана ВЛЭП напряжением 220 кВ ударный коэффициент равен  $K_{y\partial} = 1,717 - 1,78$ , значение постоянной времени  $T_a = 0,03 - 0,04$  [24].

Таблица 36 – Значения токов кз на шинах ПС «Флора»

Точка КЗ	Трёхфазное КЗ, кА	Ударный ток, кА	Однофазное КЗ, кА
ВН ПС «Флора»	11,2	26,92	4,4

Посчитанные токи короткого замыкания на ВН ПС Флора позволят выбрать оборудование ПС Флора в соответствии с рисунком 14.

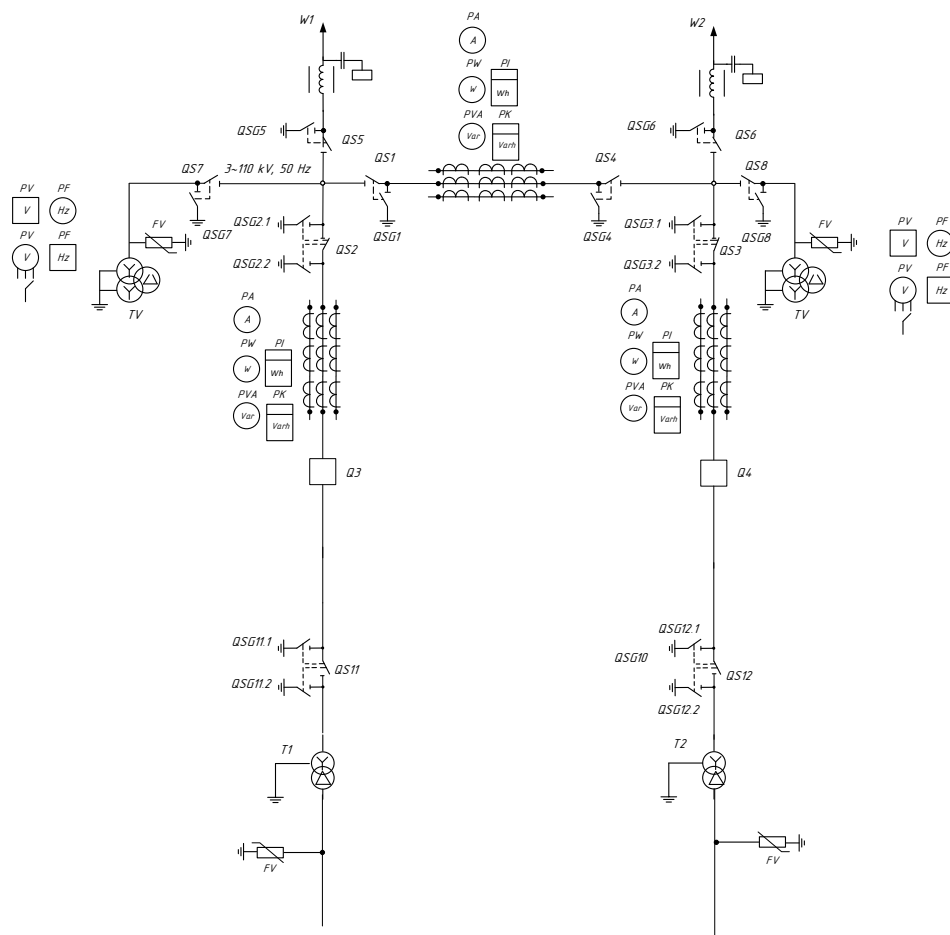


Рисунок 14 – Однолинейная схема ВН ПС Флора

### 3.4 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального

Исходя из рассмотренного инновационного оборудования примим к установке на напряжение 220 кВ КРУЭ Hyundai исполнение 300 SR.

Проведем проверку КРУЭ.

Выбор и проверку будем осуществлять с соответствие с методикой, изложенной в [24].

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в разделе 5.

#### 3.4.1 Проведем проверку для КРУЭ 220 кВ.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению [17]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}} \quad (18)$$

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

2) По номинальному току [17]:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}} \quad (19)$$

$$1250 \text{ А} \geq 368 \text{ А}$$

3) По предельному сквозному току КЗ - на электродинамическую стойкость [17]:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}} \quad (20)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 11,2 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}} \quad (21)$$

$$79 \text{ кА} \geq 26,92 \text{ кА}$$

3) По тепловому импульсу-на термическую стойкость [17]

$$B_{\text{к}} = I_{\text{По}}^2 \cdot (t_{\text{с.в}} + t_{\text{р.з.}} + T_a); \quad (22)$$

где  $T_a$  - постоянная затухания;

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

$t_{р.з.}$  - степень селективности.

Таблица 37 - Время отключения выключателей.

№ выключателя	$t_{р.з.}, с$	$T_a, с$	$t_{с.в.}, с$	$t_{откл.}, с$
ОРУ 220 кВ				
1	0,1	0,05	0,05	0,15
ОРУ 10кВ				
2	0,05	0,01	0,03	0,08

$$B_{к.ном} \geq B_k \quad (23)$$

$$B_k = 11,2^2 \cdot (0,05 + 0,1 + 0,05) = 25 \text{кА}^2 \cdot \text{с};$$

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

$$1600 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \geq 25 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 38.

Таблица 38 - Параметры выбора КРУЭ Hyundai исполнение 300 SR [14]

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{ном} = 220 \text{кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{А}$	$I_{max1} = 368 \text{А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{отклном} = 63 \text{кА}$	$I_{п0} = 11,2 \text{кА}$	$I_{п0} < I_{отклном}$
$i_{вкл.} = 63 \text{кА}$	$i_y = 26,92 \text{кА}$	$i_y < i_{вкл.}$
$I_{дин} = 130 \text{кА}$	$I_{п0} = 11,2 \text{кА}$	$I_{п0} < I_{дин}$
$i_{дин} = 130 \text{кА}$	$i_y = 26,92 \text{кА}$	$i_y \leq i_{дин}$
$i_{аном} = 63 \text{кА}$	$i_a = 29,77 \text{кА}$	$i_a < i_{аном.}$
$B_{кном} = 11907 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 25 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k < B_{кном}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям и

принимается к эксплуатации.

### 3.4.2 Выбор и проверка выключателей

Проверим выключатель по основным параметрам.

- 1) Выключатель проверяется по напряжению [38]

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} \quad (24)$$

$$220\text{кВ} \geq 220\text{кВ}$$

- 2) Выключатель проверяется по длительно допустимому току [38]

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ном}} \quad (25)$$

$$1250\text{А} \geq 368\text{А}$$

- 3) Выключатель проверяется по отключающей способности [38]

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{ПО}} \quad (26)$$

$$63 \geq 11,2\text{А}$$

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \quad (27)$$

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot 11,2$$

$$63 \geq 26,92\text{А}$$

4) Выключатель проверяется на термическую стойкость по тепловому импульсу тока КЗ [38]:

$$B_k = 11,2^2 \cdot (0,05 + 0,1 + 0,05) = 25 \text{ кА}^2 \text{ с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k \quad (28)$$

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

$$63^2 \cdot 3 \geq 25 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

$$11907 \geq 25 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Результаты выбора сведем в таблицу 39.

Таблица 39 - Параметры выключателя КРУЭ Hyundai исполнение 300 SR [14]

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} 1250 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 368 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отклном}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 11,2 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 63 \text{ кА}$	$i_y = 26,92 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{дин}} = 130 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 11,2 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 130 \text{ кА}$	$i_y = 26,92 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 63 \text{ кА}$	$i_a = 29,77 \text{ кА}$	$i_a < i_{\text{аном.}}$
$B_{\text{кном}} = 11907 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 25 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k < B_{\text{кном}}$

Данный выключатель удовлетворяет условиям проверки.

### 3.4.3 Выбор и проверка разъединителей

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

Таблица 40 - Разъединитель КРУЭ Hyundai исполнение 300 SR [14]

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 368 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отклном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 11,2 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} = 26,92 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 11,2 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} = 26,92 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{a}} = 29,77 \text{ кА}$	$i_{\text{a}} < i_{\text{аном.}}$
$B_{\text{кном}} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{кном}}$

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

Данный разъединитель удовлетворяет условиям проверки.

### 3.4.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

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

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи [38]:

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Таблица 41 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_H$ , кВ	$l$ , м
220	60 – 75
10	10

Принимаем кабель АКРНГ с жилами сечением  $4 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление провода будет равно [38]:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}, \quad (29)$$

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (30)$$

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).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2}; \quad (31)$$

КРУЭ 220 кВ:

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

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



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

Таблица 42 - Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 220 кВ КРУЭ Hyundai исполнение 300 SR для линейной ячейки [14]

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3020	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3020	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3020	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ РЭ	Меркурий 230	0,2	0,2	0,2
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 43 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока [14]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 2210 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1200 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 368 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2H} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$i_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 26,92 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{Кном} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Кном} > B_k$

### 3.4.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения [24].

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

КРУЭ 220 кВ:

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

Таблица 44 - Вторичная нагрузка ТН на ВН КРУЭ Hyundai исполнение 300 SR

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
Вольтметр	ЦВ 2136	2	1	2	4
Вольтметр регистрирующий	Прима- 200	10	1	2	20
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	16	4	4	64
Итого					88

Суммарная мощность приборов:

$$88 \text{ ВА} \leq 120 \text{ ВА}$$

Таблица 45 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН [14]

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

Выбранный трансформатор тока прошел проверку.

### 3.4.6 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

Принимаем жесткую ошиновку из алюминиевого сплава 1915Т с 70мм наружным диаметром трубной шины, 64мм внутренний диаметр трубной шины.

$$I_{доп} = 925 \text{ А};$$

Выбор сечения шин производится по допустимому току [24]:

$$I_{\max BH} \leq I_{\text{доп}}; \quad (32)$$

$368 \leq 925$  – условие выполняется.

Минимальное сечение по условию термической стойкости [24]:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (33)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{88,6 \cdot 10^6}}{91} = 103,4 \text{ мм}^2;$$

$q_{\min} < q$  – условие выполняется.

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя [24]:

$$J = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64}; \quad (34)$$

$$J = \frac{3,14(70^4 - 64^4)}{64} = 39 \text{ см}^4;$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса [24]:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (35)$$

$$f_0 = 200 \text{ Гц};$$

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

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

Принимаем  $l = 1,35 \text{ м};$

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{ВД}^2}{a}; \quad (36)$$

$a$  – расстояние между фазами для 220 кВ равно 2 м [24];

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

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

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (37)$$

$$W_{\phi} = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D} = 1,9 \text{ см}^3; \quad (38)$$

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

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}. \quad (39)$$

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

Таблица 46 - Сопоставление данных для жестких шин в КРУЭ 220 кВ [14]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 368 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 632 \text{ мм}^2$	$q_{min} = 103,4 \text{ мм}^2$	$q_{min} \leq q$
$\sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 37,6 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

### 3.4.7 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

Опорный изолятор предназначен для крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах электрических станций и подстанций, комплектных распределительных устройствах.

Условия выбора;

По номинальному напряжению [24]

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (40)$$

$$220 \leq 220;$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке [24]

$$F_{расч} \leq F_{доп} \quad (41)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F; \quad (42)$$

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

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (43)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (44)$$

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

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

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

Таблица 47 - Сопоставление данных опорных изоляторов

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

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

Таким образом, опорный изолятор ИО-220-400 проходит по механической прочности и может быть принят к установке [24].

#### 4.5.8 Выбор и проверка ТСН

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [24]. Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд таблица 48.

Таблица 48 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Р <sub>уст</sub> , кВт	Q, квар
Охлаждение трансформатора	0,73	20,6	18,5
Подогрев КРУЭ и КРУ	1	20	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Освещение	1	10	-
Прочее	1	46	-
Итого		203,6	18,5

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (45)$$

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

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

Все выбранное оборудование удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к установке.

### 3.5 Выводы

По полученным исходным данным произведен выбор трансформатора для ПС Флора к которой будет подключаться новая нагрузка.

Анализ нормального и послеаварийного режима показал отсутствие отклонения параметров режима при реализации варианта 1 и 2. При реализации первого варианта подключения ПС Флора со строительством новых ЛЭП и создании еще одного транзита 220 кВ между ПС 500 кВ Хабаровская и ПС Биробиджан, выбраны ПНП АССС Monte Carlo 240 для увеличения выдачи мощности поступающей из энергосистемы Амурской области в Хабаровский край по двум ВЛ 500 кВ при дальнейшем увеличении нагрузки в энергосистеме хабаровского края. Второй вариант подключения двумя тупиковыми ВЛ от ПС Хабаровская при реализации данного варианта применение ПНП не целесообразно из-за малой длины ЛЭП и их низкой загруженности.

Для ПС Флора произвели расчет токов к.з на шинах ПС, а также выбор и проверку оборудования ВН ПС Флора. В качестве оборудования ВН использовано КРУЭ компании Hyundai производимое в РФ применение оборудования данной компании позволит реализовать технологию ЦПС с Архитектурой III в которой взаимодействие между ИЭУ выполняется при помощи объектно-ориентированных сообщений по протоколу GOOSE согласно стандарту МЭК 61850-8-1 к всему выбранному оборудованию КРУЭ можно применить данную технологию.

Исходя из проделанных расчетов вариантов в данном разделе можно сделать вывод, что реализация предложенных вариантов позволяет подключить ПС Флора в Хабаровском крае к существующим сетям. Из двух рассмотренных вариантов развития электрической сети выберем один путем технико-экономического сравнения. Все выбранное в данном разделе оборудования удовлетворяет условиям проверки, его принимаем к установке. Также на выбранном оборудовании возможно применение технологии цифровой ПС которая описана в главе 2.



## 4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

Цель данного раздела является определение оптимального варианта развития электрической сети района проектирования на основании технико-экономического сопоставления и ряда критериев таких как статические приведенные затраты и удельный ущерб.

### 4.1 Капиталовложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанции. Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Расчет будет производиться по укрупненным показателям.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [62]:

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

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (46)$$

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

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

5. затраты на временные здания и сооружения, проектно–исследовательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 5 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1–5) [62]:

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–исследовательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{РУ} + K_{ПОСТ} + K_{ВЫКЛ}) \cdot K_{инф}, \quad (47)$$

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 [62]:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф}, \quad (48)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость километра линии [62];

$l$  – 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 [57].

Расчёт капиталовложений для варианта подключения объекта на напряжение 220 кВ приведён в приложении Б. Результаты расчета капиталовложений для варианта №1 представлены в таблице 49, для варианта №2 представлены в таблице 50.

Таблица 49 – Капиталовложения для варианта №1

Элементы сети	$K$ , тыс.руб
Воздушные линии	17175
Трансформаторы	15700
Постоянная часть затрат	11000
Стоимость распределительных устройств	21000
Выключатель	7000

Таблица 50 – Капиталовложения для варианта №2

Элементы сети	$K$ , тыс.руб
Воздушные линии	2290
Трансформаторы	15700
Постоянная часть затрат	11000
Выключатель	7000
Стоимость распределительных устройств	14000

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- вариант №1:  $K_{общ} = 948519.526$  тыс. руб;
- вариант №2:  $K_{общ} = 869600$  тыс.руб.

По результатам расчета капиталовложений наиболее выгодным является вариант №2.

#### 4.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (49)$$

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:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (50)$$

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:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (51)$$

где  $\Delta W$  – потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, принята 2.84 руб/ кВт·ч [60].

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

Амортизационные отчисления на реновацию [62]:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (52)$$

где  $K$  – капиталовложение в соответствующие оборудование;

$a_p$  – норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

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

Таблица 51 – Издержки

Вариант	И <sub>э.р.</sub> , тыс.руб	И <sub>ам.рен.</sub> , тыс.руб	И <sub>Δw</sub> тыс.руб	И, тыс.руб
№1	38210	51000	18322	107500
№2	42250	43960	5155	91360

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

#### **4.3 Определение статических приведенных затрат и выбор оптимального варианта сети**

Расчет статических приведенных затрат производится для выбора оптимального варианта развития электрической сети. Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные затраты отличаются не более чем на 5 %, то принимается в качестве оптимального тот вариант, у которого меньше стоимость потерь электроэнергии.

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

Приведенные затраты определяются по формуле [53]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (53)$$

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

$K$  – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

$I$  – эксплуатационные издержки.

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

Таблица 52 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	948519.526	107500	202383.225
2	869600	91360	178322.87

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №2, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 65800 тыс. руб по сравнению с вариантом №1.

#### **4.4 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения и показателей надежности**

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

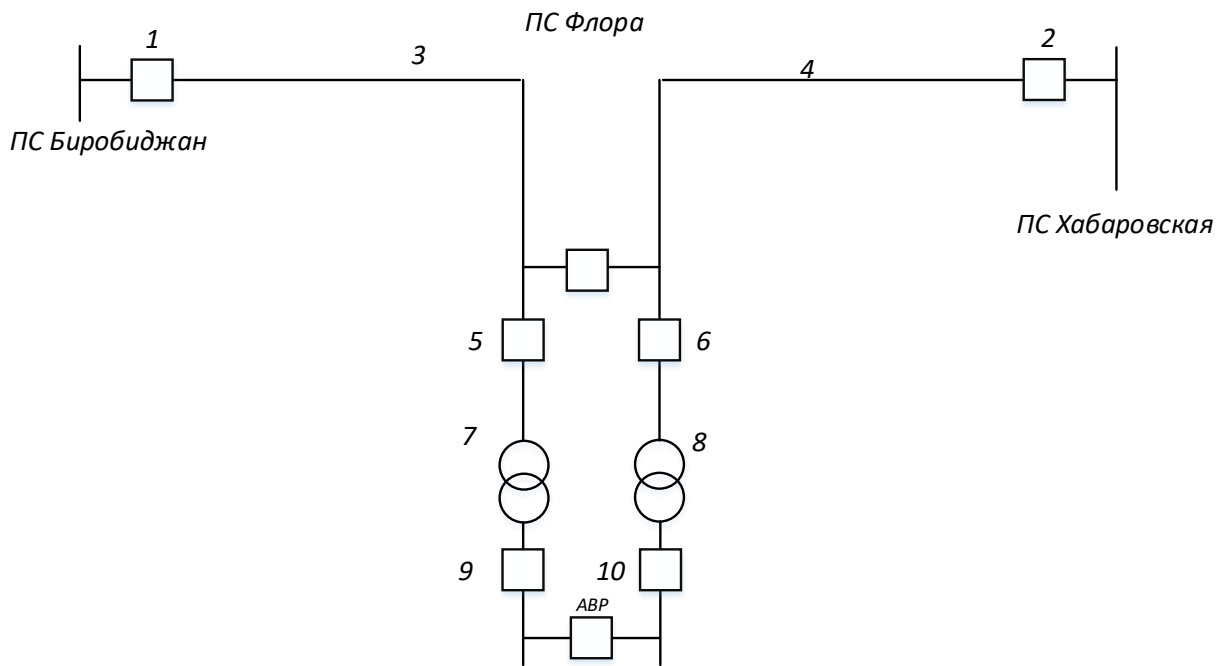


Рисунок 15 – расчетная схема для определения надежности ПС Флора при варианте подключения №1

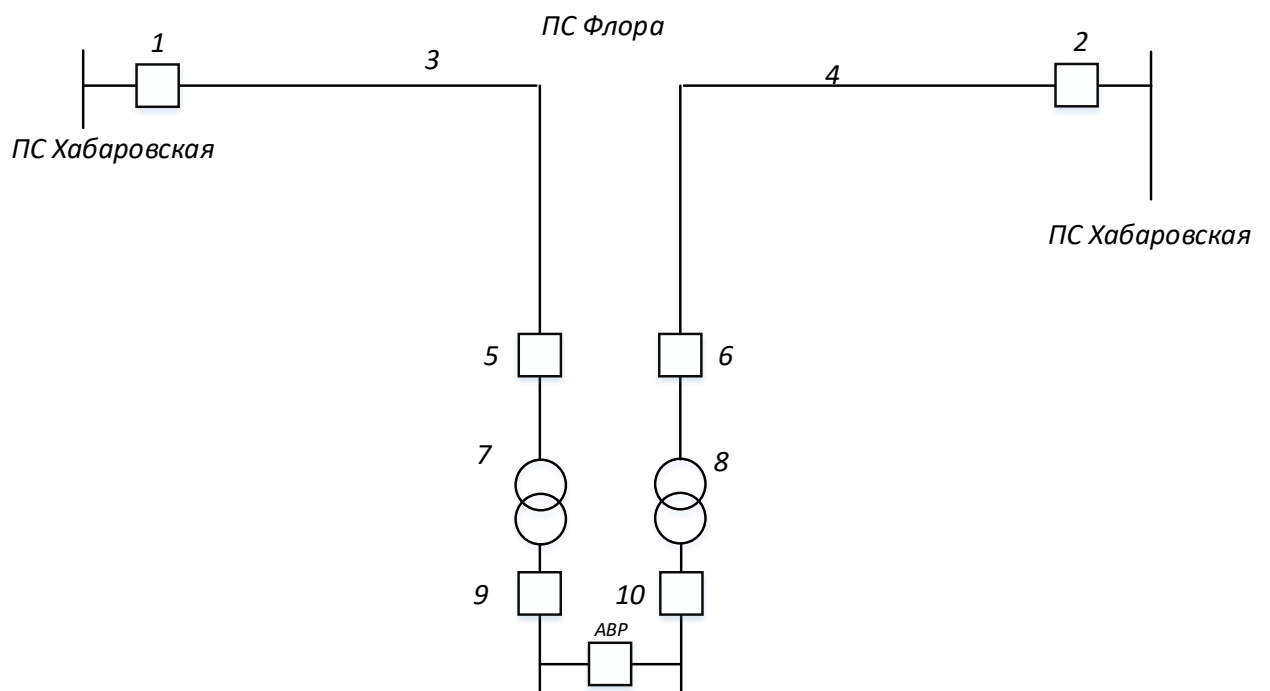


Рисунок 16 – расчетная схема для определения надежности ПС Флора при варианте подключения №2

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

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

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

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

- параметр потока отказа  $\omega$ , 1/год;
- время безотказной работы  $t_{б\acute{e}з}$ , лет;
- время восстановления  $t_B$ , час.

Расчет показателей надежности представлен в приложении Б.

Определим показатели надежности для варианта №2 представленного на рисунке 15.

Определим параметры потока отказов первой и второй цепей, учитывая их преднамеренные отключения, пользуясь следующей формулой:

$$\lambda_c = \sum_1^n \lambda_i + \lambda_{пр.н\acute{o}}, \quad (54)$$

$$\lambda_{cl} = \lambda_l = 0.168 ;$$



$$\lambda_{cII} = \lambda_{II} = 0.168 .$$

Определяем вероятность отказов I и II цепей:

$$q_u = \sum_1^n \lambda_i t_{Bi} , \quad (55)$$

$$q_I = q_I = 0.0002 ;$$

$$q_{II} = q_{II} = 0.0002 .$$

Определим среднее время восстановления каждой цепи:

$$t_{Bc} = q_c / \lambda_c , \quad (56)$$

$$t_{BI} = 15.089 ;$$

$$t_{BII} = 15.089 .$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = 1 / \lambda_c , \quad (57)$$

$$T_c = 4.827 .$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{Bc} = q_c / \lambda_c, \quad (58)$$

$$t_{BI} = 4.057.$$

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

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

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

Основной ущерб – ущерб, обусловленный перерывом в электроснабжении, при условии сохранения технологического процесса, оборудования, отсутствия брака, т.е. ущерб  $U_0$  из-за невыполнения плана по производству продукции.

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

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

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left( y_0 + \frac{y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр} \cdot t_{огр}, \quad (59)$$

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

$P_n$  – мощность нагрузки потребителя, кВт;

$t_{огр}$  – продолжительность отключения электроснабжения, ч;

$y_{вн}$  – удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./кВт [16];

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

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{техн.бр} = P_n \cdot \sigma_{техн.бр}, \quad (60)$$

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

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

$$Y = y \cdot T_{ср} \cdot c, \quad (61)$$

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

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

Подробный расчёт величины ущерба для варианта №1 и №2 приведён в приложении Б.

Результаты расчета для ПС Флора представлен в таблице 53.

Таблица 53 – Расчет величины ущерба для ПС Флора

Вариант	у, кВт	$T_{ср}$ , ч	У, тыс.руб	$\omega$ , 1/год	$t_B$ , час	$t_{без}$ , лет
№1	38030	135.94	14840	0.0036	5.61	2.727
№2	38030	134.15	14640	0.0002	4.057	4.82

Произведем пересчет приведенных затрат с учетом ущерба.

Приведенные затраты для варианта 1:  $Z_1 = 217223.225$  тыс. руб.

Приведенные затраты для варианта 2:  $Z_2 = 192962.87$  тыс. руб.

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

#### 4.5 Оценка инвестиционной привлекательности проекта

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

Оценка экономической эффективности варианта №2

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T ; \quad (62)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max} ; \quad (63)$$

где  $P_H$  – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

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

$$W_t = 65000 \cdot 5200 = 338000 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$O_{Pt} = 338000 \cdot 0.67 = 226500 \text{ тыс.руб.};$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{\delta t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (64)$$

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:

$$H_t = 0,2 \cdot (П_{\delta t}); \quad (65)$$

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

$$П_{\text{чт}} = П_{\delta t} - H_t; \quad (66)$$

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

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (67)$$

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 16.

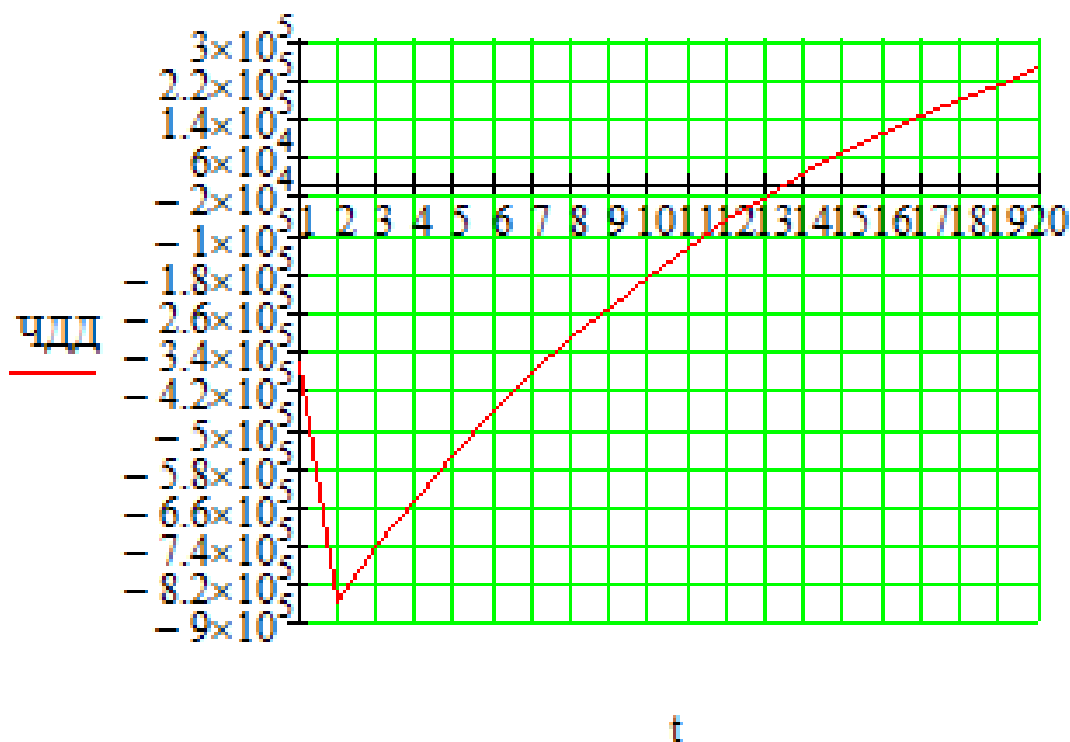


Рисунок 17 – График ЧДД

Рентабельность инвестиций рассчитывается по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле [23]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \tag{68}$$

где  $K$  – суммарные капитальные вложения;

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

$I_t$  – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

$H_t$  - налог на прибыль.

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

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

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным. Расчёт оценки экономической эффективности для варианта №1 в приложении Б.

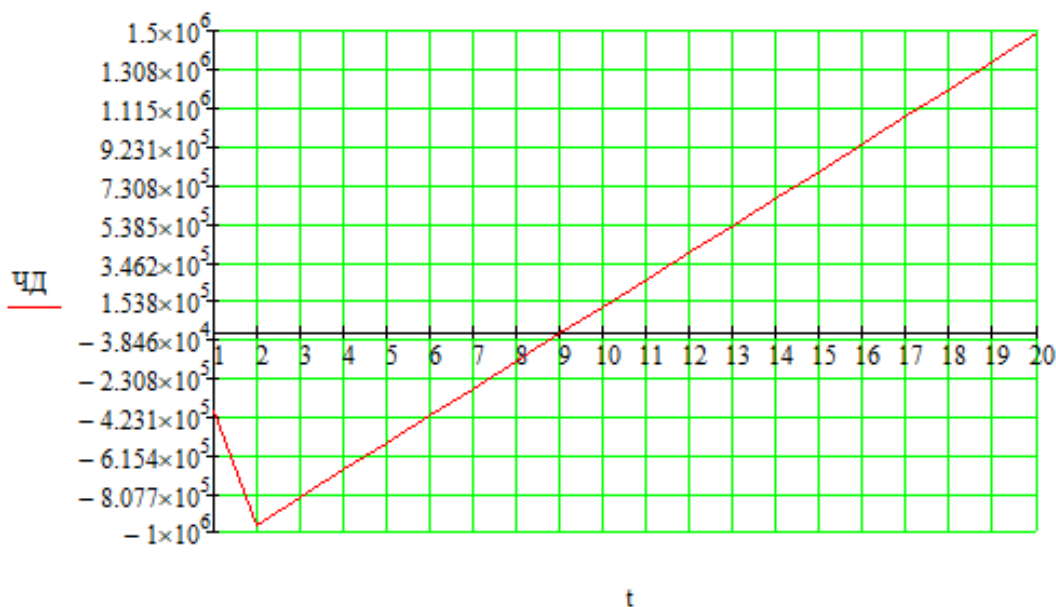


Рисунок 18 – График ЧД

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 14 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации. График ЧД не превышает 9 лет.

#### **4.6 Вывод**

Из расчета капиталовложения в предложенные варианты, эксплуатационных издержек, приведенных затрат и показателей надежности с величиной ущерба можно сделать вывод что по всем этим показателям наиболее привлекательным является вариант №2. Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 869 миллионов руб. составит 13 лет и 6 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций  $ИДД > 1$  ( $ИДД = 1.275$ ). Рентабельность проекта составит 15.649 % в год, начиная с третьего года расчетного периода (расчетный период - 20 лет). Инвестиционная привлекательность данного проекта от передачи электроэнергии потребителю.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации рассмотрен вопрос строительства и возможности подключения ПС Флора для электрофикации крупных потребителей в Хабаровском крае на величину 65 МВт.

Подробно осуществлен анализ электрических сетей, центрального района Хабаровского края 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 Хабаровского края и Амурской области и о возможности подключения крупных потребителей к существующим сетям.

Произведен анализ инновационных технологий для применения их при развитии существующих сетей и при подключении новых потребителей. В качестве инновационных технологий предложены провода с использованием композитных материалов, также применение технологии цифровой подстанции и все выбранное оборудование на ПС Флора подходит под реализацию данной технологии.

Разработано 2 варианта подключения нового потребителя. Для ПС Флора от которой будет питаться новый потребитель, выбраны силовые трансформаторы. Для электрической схемы развития посчитаны и проанализированы установившиеся максимальный и послеаварийный режимы, отрегулировано напряжение. Произведен расчет токов к.з. и выбрано и проверено оборудования для внешнего электроснабжения ПС Флора.

Определены оптимальные экономические затраты и капиталовложения на реализацию предложенных проектов. Из расчета капиталавложения в предложенные варианты, эксплуатационных издержек, приведенных затрат и показателей надежности с величиной ущерба можно сделать вывод что по всем этим показателям наиболее привлекательным является вариант №2. Срок

окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 869 миллионов руб. составит 13 лет и 6 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций  $IDД > 1$  ( $IDД = 1.275$ ). Рентабельность проекта составит 15.649 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет). Инвестиционная привлекательность данного проекта от передачи электроэнергии потребителю.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. «Алюминиевый композитный усиленный провод». Энерго– эксперт №3, 2007.
2. Алюминиевый композитный усиленный провод АССС [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://www.kabel-news.ru/netcat\\_files/90/100](http://www.kabel-news.ru/netcat_files/90/100) – (дата обращения 25.03.2023.)
3. 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.
4. 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.
5. Выбор ограничителей перенапряжений производства «Таврида Электрик» в сетях среднего напряжения [Электронный ресурс]. URL: [www.yanviktor.ru/isyptaniya/opn/vybor\\_opn](http://www.yanviktor.ru/isyptaniya/opn/vybor_opn). о . (дата обращения 22.11.2023).
6. Выбор силовых трансформаторов // Каталог силовых трансформаторов с характеристиками и фото [Электронный ресурс]. URL: <http://silovoytransformator.ru/stati/silovye-transformatory.html> (дата обращения 22.11.2023).
7. ГОСТ 16110-82. Трансформаторы силовые. Термины и определения.
8. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей.
9. Габариты трансформаторов // Блог проектировщика: материалы для расчета и оформления проектов [Электронный ресурс]. URL: <http://energoproekt.blogspot.ru/2009/05/gabarity-transformatorov.html> (дата обращения 22.11.2023).

10. Зацаринная Ю.Н., Нурмеев Т.А. Современные виды элегазового оборудования высокого напряжения / Зацаринная Ю.Н., Нурмеев Т.А.// Вестник Казан. технол. ун-та.- 2014. - №15

11. Зацаринная Ю.Н., Нурмеев Т.А. Элегазовые выключатели в современной энергетике / Зацаринная Ю.Н., Нурмеев Т.А.// Вестник Казан. технол. ун-та. -2014. - №19.

12. Идельчик В.И. Электрические системы и сети : учеб./ В. И. Идельчик. -2014. - №19.

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

14. КРУ-СЭЩ-70 6, 10, 15, 20 кВ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv/> - (дата обращения 1.03.2023)

15. КРУЭ 220 кВ компании Hyundai [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://sieyuan.ru/files/kruе.pdf> - (дата обращения 23.02.2023)

16. 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>

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

18. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) 110-500 кВ [Электронный ресурс]. URL: [http://www.alstomrusal.ru/podstantsii\\_peremennogo\\_toka/kruе](http://www.alstomrusal.ru/podstantsii_peremennogo_toka/kruе) (дата обращения 22.01.2023)

19. Конструкции измерительных трансформаторов напряжения - Электрическая часть электростанций // Энергетика: оборудование.

Документация [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/knigi/arhivy/elektricheskaya-chast-elektrostanciy-61.html> (дата обращения 22.01.2023).

20. Кох Д., «Свойства БЕ6 и его использование в коммутационном оборудовании среднего и высокого напряжения» / Д. Кох - г. Гренобль,

21. Крюков, К. П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи / К. П. Крюков, Б. П. Новгородцев. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергия, Ленингр. отделение, 1979. – 312 с.

22. 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>

23. 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>

24. 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.

25. 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>

26. 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: 13.04.2023). — Режим доступа: для авторизир. Пользователей

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

28. Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Хабаровского РДУ 2022 г;

29. 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](http://www.sahen.elektra.ru/POTREBL/RASK_INF/19_380.docx)

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

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

32. Почтаренко, Н.В. Особенности проектирования цифровой подстанции / Н.В. Почтаренко, Н.В. Савина, Д.Ф. Кустов // Материалы XXXI научной конференции Амурского государственного университета «День науки». – 2022. - С. 80-81.

33. Почтаренко, Н.В. Сопоставительный анализ воздушных линий электропередачи по механической прочности / Н.В. Почтаренко, Н.В. Савина, Д.Ф. Кустов // Материалы X Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов». – 2022. - С. 38-43.

34. Почтаренко, Н.В. Способы передачи данных на цифровой подстанции / Н.В. Почтаренко, Н.В. Савина, Д.Ф. Кустов // Материалы XXIII региональной научно-практической конференции «Молодежь XXI века: шаг в будущее». – 2022. - №4. - С. 122-124.

35. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.- М. : Омега-Л, 2006, 2013. – 269 с.
36. Провода АААС-Z из алюминиево-магниевого сплава [Электронный ресурс]: URL: <https://avatok.ru/download/%D0%90%D0%90%D0%90%D0%A1-Z.pdf> (дата обращения: 15.11.2023).
37. Провода АССС алюминиевые с сердечником из композитных материалов [Электронный ресурс]: URL: <https://avatok.ru/images/download/katalog.pdf> (дата обращения: 15.11.2023).
38. Провода высокопрочные (АСВП) и высокотемпературные (АСВТ) [Электронный ресурс]: URL: [http://energoservise.com/files/Harakteristiki\\_Provoda\\_ACVP\\_and\\_ACVT.pdf](http://energoservise.com/files/Harakteristiki_Provoda_ACVP_and_ACVT.pdf) (дата обращения: 15.11.2023).
39. 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>
40. 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>
41. 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>
42. 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](http://www.znaytovar.ru/gost/2/SO_15334201182003_Metodicheski.html).

43. СП 20.13330.2016. Свод правил. Нагрузки и воздействия. – Введ. 2017-06-04. – Москва : Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, 2017. – 87 с.

44. 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.

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

46. 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.

47. 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.

48. 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: 12.04.2023).

49. 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: 12.03.2023).



50. 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.

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

52. 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](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/3060.pdf)

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

54. 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](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7031.pdf)

55. 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](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9632.pdf)

56. 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](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9633.pdf)

57. 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.

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

59. Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на период 2022–2027 годов.

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

61. Схема нормального зимнего режима электрических соединений Хабаровских электрических сетей, зимний режим 2022 г.

62. 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>

63. Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html>- 1.04.2023

64. 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: 07.04.2023).

65. 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>

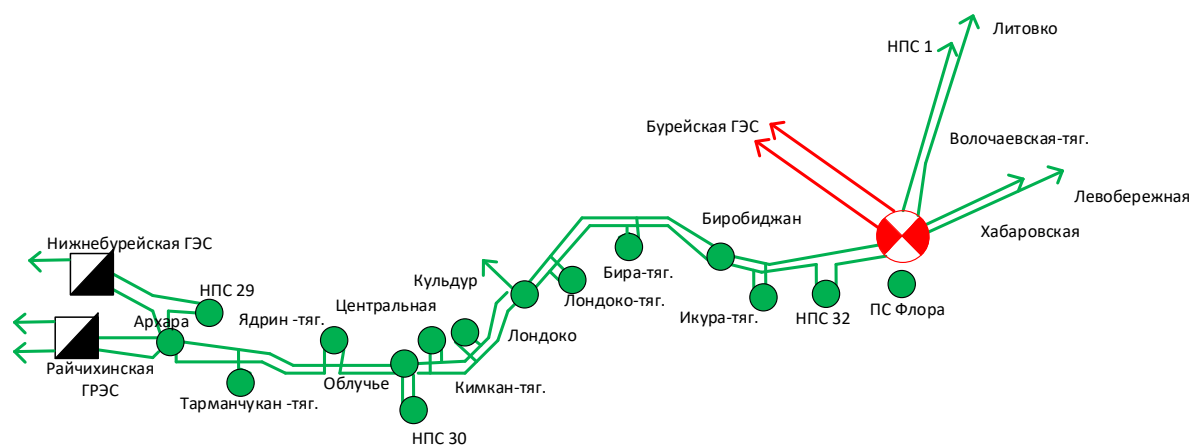
66. Электротехническое оборудование последнего поколения [Электронный ресурс] : учеб. пособие для магист. программы "Электроэнергет. системы и сети" / сост. А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева; АмГУ, Эн. ф.

- 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](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9692.pdf)

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

## Приложение А

### Граф рассматриваемого эквивалента сети



## Приложение Б. Расчёт в программе Mathcad

Выбор вводных выключателей:  $\alpha_1 := 1$        $\alpha_2 := 1.05$        $I_{но10} := 48.9$

$K_{уд220} := 1.7$        $K_{уд10} := 1.80$        $T_{а220} := 0.05$        $T_{а10} := 0.6$        $I_{но220} := 11.2$

$$i_{уд220} := \sqrt{2} \cdot K_{уд220} \cdot I_{но220} = 26.927$$

$$i_{уд10} := \sqrt{2} \cdot K_{уд10} \cdot I_{но10} = 124.479$$

$$I_{ра6220} := \frac{\sqrt{65^2 + 26^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0.184$$

$$I_{ра610.5} := \frac{\sqrt{65^2 + 26^2}}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 6} = 0.642$$

$$V_{крас220} := I_{но220}^2 (0.15 + T_{а220}) = 25.088$$

$$V_{крас10} := I_{но10}^2 (1.02 + T_{а10}) = 3.874 \times 10^3$$

$$i_{ар220} := \sqrt{2} \cdot I_{но220} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{а220}}} = 12.968$$

$$i_{ар10} := \sqrt{2} \cdot I_{но10} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{а10}}} = 68.012$$

Расчётное значение тока:

$$I_{расч1} := I_{ра6220} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2 = 0.193 \quad \text{кА}$$

Выбираем провод АС-240/32 с длительно допустимым током 610 А.

\*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:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

$$C_{2402} := 3440 \quad \text{тыс.руб/км} \quad C_{240} := 229.0 \quad \text{тыс.руб/км} \quad C_{400} := 250.0 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$l_1 := 70 \quad l_2 := 5$$

Вариант №1.

$$K_{вл1} := C_{240} \cdot l_1 + C_{240} \cdot l_2 = 17175 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Затраты, сопутствующие строительству:

3,3% - временные здания и сооружения;

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

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

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл}1} := \left[ K_{\text{вл}1} + K_{\text{вл}1} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) \right] \cdot K_{\text{инф}} = 214315.146 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_{\text{вл}2} := C_{240} \cdot I_2 \cdot 2 = 2.29 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл}2} := \left[ K_{\text{вл}2} + K_{\text{вл}2} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) \right] \cdot K_{\text{инф}} = 2.858 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

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

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

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

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

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

$$K_{\text{пост}} := 11000 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{\text{отвзем}} := 59 \cdot 7 = 413 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру}1} := 21000 = 2.1 \times 10^4$$

$$K_{\text{ру}2} := 14000 = 1.4 \times 10^4$$

$$K_{\text{ВЫК}} := 7000$$

$$K_{\text{тр}63} := 15700 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}1} := K_{\text{пост}} \cdot 1 + K_{\text{ру}1} + K_{\text{тр}63} + K_{\text{отвзем}} \cdot 1 = 4.811 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}2} := K_{\text{пост}} \cdot 1 + K_{\text{ру}2} + K_{\text{тр}63} + K_{\text{отвзем}} \cdot 1 + K_{\text{ВЫК}} \cdot 2 = 5.511 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

**Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:**

$$K_{\Sigma \text{пс}1} := K_{\text{пс}1} \cdot 1.4 \cdot K_{\text{инф}} = 7.342 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma \text{пс}2} := K_{\text{пс}2} \cdot 1.4 \cdot K_{\text{инф}} = 8.41 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Капиталовложения на сооружение сети:

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma \text{вл}1} + K_{\Sigma \text{лс}1}) = 948519.526 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_2 := (K_{\Sigma \text{вл}2} + K_{\Sigma \text{лс}2}) = 8.696 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$И := I_3 + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

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

Вариант №1.

$$I_{\text{э}1} := \alpha_{\text{э.вл}} \cdot K_{\Sigma \text{вл}1} + \alpha_{\text{э.лс}} \cdot K_{\Sigma \text{лс}1} = 3.821 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\text{э}2} := \alpha_{\text{э.вл}} \cdot K_{\Sigma \text{вл}2} + \alpha_{\text{э.лс}} \cdot K_{\Sigma \text{лс}2} = 4.225 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$T_{\text{ст.вл}} := 15 \quad \text{лет} \quad T_{\text{ст.лс}} := 20 \quad \text{лет}$$

Вариант №1.

$$I_{\text{ам}1} := \frac{K_{\Sigma \text{вл}1}}{T_{\text{ст.вл}}} + \frac{K_{\Sigma \text{лс}1}}{T_{\text{ст.лс}}} = 5.1 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\text{ам}2} := \frac{K_{\Sigma \text{вл}2}}{T_{\text{ст.вл}}} + \frac{K_{\Sigma \text{лс}2}}{T_{\text{ст.лс}}} = 4.396 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

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

Потери электроэнергии:

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

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Потери в ВЛ:

Вариант №1.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

Суммарные потери в ВЛ:

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

$$r_{400} := 0.075 \quad \text{Ом/км}$$

$$\Delta P_{\text{хх63}} := 0.115 \quad \text{МВт}$$

$$T_{\text{год}} := 8760$$

$$\Delta W_{\text{л1}} := 3 \cdot I_{\text{ра6220}}^2 \cdot \left( \frac{1}{1} \cdot r_{240} \cdot l_1 \right) \cdot T = 4.717 \times 10^3$$

$$\Delta W_{\text{л12}} := 3 \cdot I_{\text{ра6220}}^2 \cdot \left( \frac{1}{1} \cdot r_{240} \cdot l_2 \right) \cdot T = 336.944$$

$$\Sigma W_{\text{вл1}} := \Delta W_{\text{л1}} + \Delta W_{\text{л12}} = 5.054 \times 10^3$$

Вариант №2.

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Delta W_{\text{л2}} := 3 \cdot I_{\text{ра6220}}^2 \cdot \left( \frac{1}{1} \cdot r_{400} \cdot l_2 \right) \cdot T = 208.849$$

$$\Sigma W_{\text{вл2}} := \Delta W_{\text{л2}} \cdot 2 = 417.699$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{тр1}} := \left[ \Delta P_{\text{хх63}} + \Delta P_{\text{хх63}} \cdot \left[ \frac{\sqrt{(65^2 + 24^2)}}{63} \right]^2 \right] \cdot T = 1.398 \times 10^3$$

$$\Sigma W_{\text{тр}} := \Delta W_{\text{тр1}} = 1.398 \times 10^3$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл1}} + \Sigma W_{\text{тр}}) = 6.452 \times 10^3$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл2}} + \Sigma W_{\text{тр}}) = 1.815 \times 10^3$$



Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 2.84 \text{ руб/кВт*ч}$$

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := (\Sigma W_1 \cdot C_0) = 18322.952 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W2} := (\Sigma W_2 \cdot C_0) = 5.155 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{31} + I_{3м1} + I_{\Delta W1} = 1.075 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_2 := I_{32} + I_{3м2} + I_{\Delta W2} = 9.136 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 202383.225 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 178322.87569438 \quad \text{тыс.руб}$$

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №2, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 65800 тыс. руб по сравнению с вариантом №1.

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

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

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 0.67 \text{ руб/кВт*ч}$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Переданная электроэнергия за год:

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

$$S_{\text{ном1}} := 65000 \quad \text{кВт} \quad n := 2 \quad k_{1\text{эном}} := 0.5$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{1\text{эном}} = 6.5 \times 10^4 \quad \text{кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 1$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 6.5 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 6.5 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 3.38 \times 10^8 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 2.265 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := И_2 - И_{\text{эм2}} = 4.741 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$П_{\text{год}} := O - И = 1.791 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{\text{год}} \cdot 0.24 = 4.297 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

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

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_2 = 3.478 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_2 = 5.218 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\Delta_1 := -И - K_{t1} = -3.952 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\Delta_1}{(1 + E_n)^1} = -3.66 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -3.66 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Delta_2 := -И - K_{t2} = -5.692 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\Delta_2}{(1 + E_n)^2} = -4.88 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2. := \text{ЧДД}_1. + \text{ЧДД}_2 = -8.539 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\Delta_3 := 0 - И - Н = 1.361 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\Delta_3}{(1 + E_n)^3} = 1.08 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3. := \text{ЧДД}_2. + \text{ЧДД}_3 = -7.459 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Delta := \Delta_3 = 1.361 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

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

$$\text{ЧДД}_4. := \text{ЧДД}_3. + \text{ЧДД}_4 = -6.459 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\Delta}{(1 + E_n)^5} = 9.261 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_5. := \text{ЧДД}_4. + \text{ЧДД}_5 = -5.533 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\Delta}{(1 + E_n)^6} = 8.575 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_6. := \text{ЧДД}_5. + \text{ЧДД}_6 = -4.675 \times 10^5$$

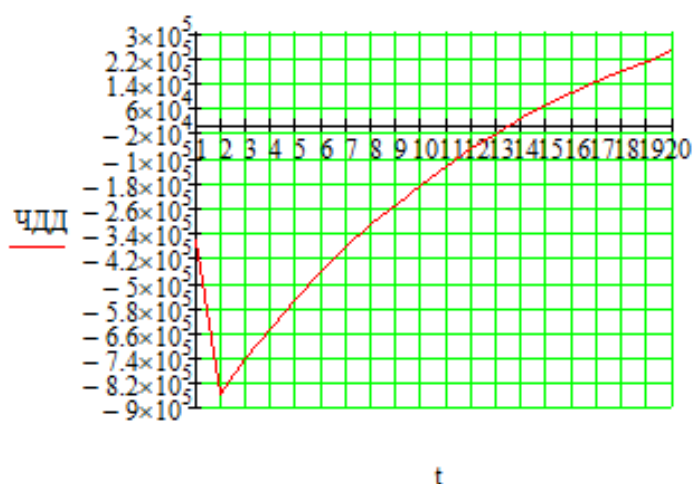
$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\Delta}{(1 + E_n)^7} = 7.94 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_7. := \text{ЧДД}_6. + \text{ЧДД}_7 = -3.881 \times 10^5$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧДД}_8 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^8} = 7.352 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = -3.146 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^9} = 6.807 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = -2.465 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{10}} = 6.303 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = -1.835 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{11}} = 5.836 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = -1.251 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{12}} = 5.404 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = -7.109 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{13}} = 5.004 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = -2.106 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{14}} = 4.633 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 2.528 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{15}} = 4.29 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 6.817 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{16}} = 3.972 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 1.079 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{17}} = 3.678 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 1.447 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{18}} = 3.405 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 1.787 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{19}} = 3.153 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 2.103 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{20}} = 2.92 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 2.395 \times 10^5$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_2} + 1 = 1.275$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

\*Определить простой и дисконтированный сроки окупаемости.

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

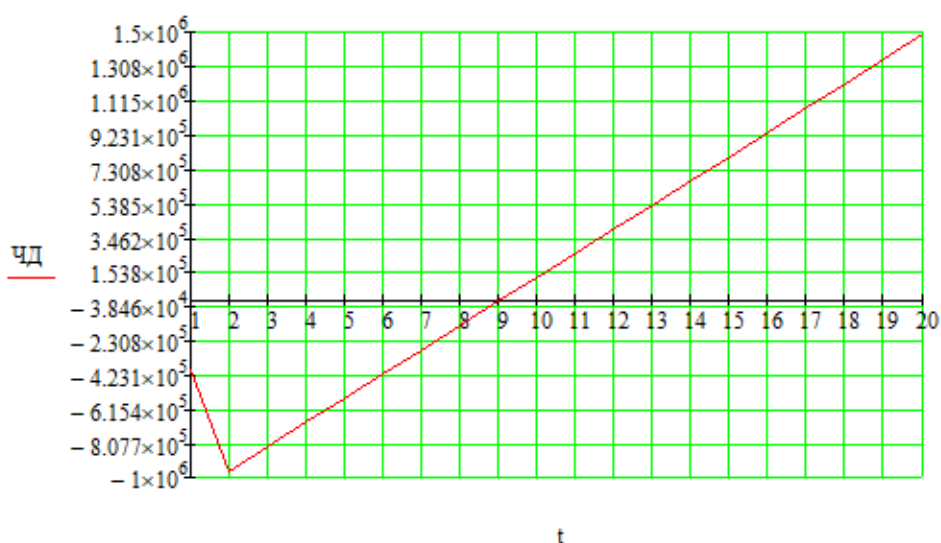
Чистый доход:

$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -3.952 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -3.952 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -5.692 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -9.644 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 1.361 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -8.283 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 1.361 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -6.923 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 1.361 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = -5.562 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 1.361 \times 10^5$	тыс.руб		

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

		$ЧД_6 := ЧД_5 + ЧД_6 = -4.201 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_7 := Э = 1.361 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_7 := ЧД_6 + ЧД_7 = -2.84 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_8 := Э = 1.361 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_8 := ЧД_7 + ЧД_8 = -1.479 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_9 := Э = 1.361 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_9 := ЧД_8 + ЧД_9 = -1.185 \times 10^4$	тыс.руб
$ЧД_{10} := Э = 1.361 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{10} := ЧД_9 + ЧД_{10} = 1.242 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{11} := Э = 1.361 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{11} := ЧД_{10} + ЧД_{11} = 2.603 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{12} := Э = 1.361 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = 3.964 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{13} := Э = 1.361 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = 5.325 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{14} := Э = 1.361 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = 6.686 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{15} := Э = 1.361 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 8.046 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{16} := Э = 1.361 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 9.407 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{17} := Э = 1.361 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 1.077 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{18} := Э = 1.361 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = 1.213 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{19} := Э = 1.361 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = 1.349 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{20} := Э = 1.361 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = 1.485 \times 10^6$	тыс.руб

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad



Простой срок окупаемости составит 9 лет 2 месяца.

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 13 лет 6 месяцев.

\*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

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

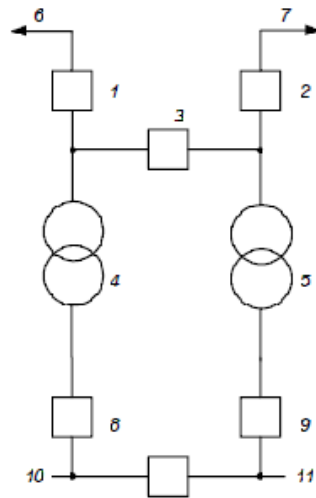
$$R_1 := \frac{\Xi_1}{K_2} \cdot 100 = -45.452 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\Xi_2}{K_2} \cdot 100 = -65.452 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Xi_3}{K_2} \cdot 100 = 15.649 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 869 миллионов руб. составит 13 лет и 6 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД = 1.275). Рентабельность проекта составит 15.649 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad



Полное погашение ПС



$$I_1 := 70 \quad I_2 := 5$$

Определим показатели надежности аналитическим методом

$$\begin{aligned} \lambda_1 &:= 0.048 & \lambda_5 &:= 0.035 & \lambda_8 &:= 0.0137 \\ \lambda_2 &:= 0.048 & \lambda_6 &:= 0.023 \cdot I_1 = 1.61 & \lambda_9 &:= 0.0137 \\ \lambda_3 &:= 0.048 & \lambda_7 &:= 0.023 \cdot I_2 = 0.115 & \lambda_{10} &:= 0.035 \\ \lambda_4 &:= 0.035 & & & \lambda_{11} &:= 0.035 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} t_{k1} &:= 10 \div 8760 = 1.142 \times 10^{-3} & t_{k5} &:= 60 \div 8760 = 6.849 \times 10^{-3} & t_{k8} &:= 15 \div 8760 = 1.712 \times 10^{-3} \\ t_{k2} &:= 10 \div 8760 = 1.142 \times 10^{-3} & t_{k6} &:= 30 \div 8760 = 3.425 \times 10^{-3} & t_{k9} &:= 15 \div 8760 = 1.712 \times 10^{-3} \\ t_{k3} &:= 10 \div 8760 = 1.142 \times 10^{-3} & t_{b7} &:= 30 \div 8760 = 3.425 \times 10^{-3} & t_{k10} &:= 20 \div 8760 = 2.283 \times 10^{-3} \\ t_{b4} &:= 60 \div 8760 = 6.849 \times 10^{-3} & & & t_{b11} &:= 20 \div 8760 = 2.283 \times 10^{-3} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} q_1 &:= \lambda_1 \cdot t_{k1} = 5.479 \times 10^{-5} & q_5 &:= \lambda_5 \cdot t_{b5} = 2.397 \times 10^{-4} & q_8 &:= \lambda_8 \cdot t_{k8} = 2.346 \times 10^{-5} \\ q_2 &:= \lambda_2 \cdot t_{k2} = 5.479 \times 10^{-5} & q_6 &:= \lambda_6 \cdot t_{b6} = 5.514 \times 10^{-3} & q_9 &:= \lambda_9 \cdot t_{k9} = 2.346 \times 10^{-5} \\ q_3 &:= \lambda_3 \cdot t_{k3} = 5.479 \times 10^{-5} & q_7 &:= \lambda_7 \cdot t_{b7} = 3.938 \times 10^{-4} & q_{10} &:= \lambda_{10} \cdot t_{k10} = 7.991 \times 10^{-5} \\ q_4 &:= \lambda_4 \cdot t_{b4} = 2.397 \times 10^{-4} & & & q_{11} &:= \lambda_{11} \cdot t_{b11} = 7.991 \times 10^{-5} \end{aligned}$$



## Продолжение приложение Б. Расчёт в программе Mathcad

1. Определим параметры потока отказов

$$\lambda_1 := \lambda_1 + (\lambda_1 \cdot \lambda_6) + \lambda_6 = 1.735$$

$$\lambda_2 := \lambda_2 + (\lambda_2 \cdot \lambda_7) + \lambda_7 = 0.169$$

$$\lambda_3 := \lambda_4 + \lambda_8 \cdot (\lambda_4 + \lambda_{10}) + \lambda_8 = 0.05$$

$$\lambda_4 := \lambda_5 + \lambda_9 \cdot (\lambda_6 + \lambda_{11}) + \lambda_9 = 0.071$$

$$\lambda_5 := \lambda_1 + (\lambda_1 \cdot \lambda_6) + \lambda_4 = 0.16$$

$$\lambda_6 := \lambda_5 + \lambda_9 \cdot (\lambda_6 + \lambda_{11}) + \lambda_9 = 0.071$$

$$\lambda_7 := \lambda_2 + (\lambda_2 \cdot \lambda_7) + \lambda_7 = 0.169$$

$$\lambda_8 := \lambda_4 + \lambda_8 \cdot (\lambda_6 + \lambda_{11}) + \lambda_8 = 0.071$$

2. Определим вероятность отказов

$$q_1 := q_1 + (q_1 \cdot q_6) + q_6 = 5.569 \times 10^{-3}$$

$$q_2 := q_2 + (q_2 \cdot q_7) + q_7 = 4.487 \times 10^{-4}$$

$$q_3 := q_4 + q_8 \cdot (q_4 + q_{10}) + q_8 = 2.632 \times 10^{-4}$$

$$q_4 := q_5 + q_9 \cdot (q_6 + q_{11}) + q_9 = 2.633 \times 10^{-4}$$

$$q_5 := q_1 + (q_1 \cdot q_6) + q_4 = 2.948 \times 10^{-4}$$

$$q_6 := q_5 + q_9 \cdot (q_6 + q_{11}) + q_9 = 2.633 \times 10^{-4}$$

$$q_7 := q_2 + (q_2 \cdot q_7) + q_7 = 4.487 \times 10^{-4}$$

$$q_8 := q_4 + q_8 \cdot (q_6 + q_{11}) + q_8 = 2.633 \times 10^{-4}$$

3 Определим среднее время востановления цепи

$$t_{B1} := \frac{q_1}{\lambda_1 - 0.04} \cdot 8760 = 0.283 \quad \text{ч}$$

$$t_{B2} := \frac{q_2}{\lambda_2 - 0.04} \cdot 8760 = 3.735 \quad \text{ч}$$

$$t_{B3} := \left| \frac{q_3}{\lambda_3 - 0.44} \cdot 8760 \right| = 1.23 \quad \text{ч}$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

$$t_{B4} := \left| \frac{q_4}{\lambda_4 - 0.44} \cdot 8760 \right| = 5.695 \quad \text{ч}$$

$$t_{B5} := \left| \frac{q_5}{\lambda_5 - 0.44} \cdot 8760 \right| = 7.508 \quad \text{ч}$$

$$t_{B6} := \left| \frac{q_6}{\lambda_6 - 0.44} \cdot 8760 \right| = 130.978 \quad \text{ч}$$

$$t_{B7} := \left| \frac{q_7}{\lambda_7 - 0.44} \cdot 8760 \right| = 12.708 \quad \text{ч}$$

$$t_{B8} := \left| \frac{q_8}{\lambda_8 - 0.44} \cdot 8760 \right| = 0.557 \quad \text{ч}$$

4. Определяем параметр потока отказов системы, состоящей из параллельных элементов

$$\lambda_a := \lambda_1 \cdot q_2 + \lambda_2 \cdot q_1 + \frac{(0.572 \cdot 0.44 \cdot 8 + 1.054 \cdot 0.44 \cdot 8)}{8760} = 7.577 \times 10^{-4} \quad \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_6 := \lambda_3 \cdot q_4 + \lambda_4 \cdot q_3 + \frac{(0.572 \cdot 0.44 \cdot 8 + 1.054 \cdot 0.44 \cdot 8)}{8760} = 6.692 \times 10^{-4} \quad \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_b := \lambda_5 \cdot q_6 + \lambda_6 \cdot q_5 + \frac{(0.572 \cdot 0.44 \cdot 8 + 1.054 \cdot 0.44 \cdot 8)}{8760} = 1.554 \times 10^{-3} \quad \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_r := \lambda_7 \cdot q_8 + \lambda_8 \cdot q_7 + \frac{(0.572 \cdot 0.44 \cdot 8 + 1.054 \cdot 0.44 \cdot 8)}{8760} = 6.854 \times 10^{-4} \quad \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_c := \lambda_a + \lambda_6 + \lambda_b + \lambda_r = 3.666 \times 10^{-3}$$

5. Средняя вероятность отказа системы

$$K_{np1} := 1 - e^{-40 \div t_{B2}} = 1$$

$$K_{np2} := 1 - e^{-40 \div t_{B1}} = 1$$

$$K_{np3} := 1 - e^{-40 \div t_{B4}} = 0.999$$

$$K_{np4} := 1 - e^{-40 \div t_{B3}} = 1$$

$$K_{np5} := 1 - e^{-40 \div t_{B6}} = 0.263$$

## Продолжение приложение Б. Расчёт в программе Mathcad

$$K_{\text{пр}6} := 1 - e^{-40 \div t_{B5}} = 0.995$$

$$K_{\text{пр}7} := 1 - e^{-40 \div t_{B8}} = 1$$

$$K_{\text{пр}8} := 1 - e^{-40 \div t_{B7}} = 0.957$$

$$q_a := q_1 \cdot q_2 + \frac{[K_{\text{пр}1} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_2 + K_{\text{пр}2} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_1]}{8760} = 4.704 \times 10^{-8}$$

$$q_b := q_3 \cdot q_4 + \frac{[K_{\text{пр}3} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_4 + K_{\text{пр}4} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_3]}{8760} = 1.314 \times 10^{-7}$$

$$q_v := q_5 \cdot q_6 + \frac{[K_{\text{пр}5} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_6 + K_{\text{пр}6} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_5]}{8760} = 2.001 \times 10^{-6}$$

$$q_r := q_7 \cdot q_8 + \frac{[K_{\text{пр}7} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_8 + K_{\text{пр}8} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_7]}{8760} = 1.701 \times 10^{-7}$$

$$q_c := q_a + q_b + q_v + q_r = 2.349 \times 10^{-6}$$

6. среднее время безотказной работы системы

$$T_c := \frac{1}{\lambda_c} = 272.745 \quad \text{лет}$$

7. Среднее время восстановления

$$t_{bc} := 8760 \cdot \frac{q_c}{\lambda_c} = 5.613 \quad \text{ч}$$

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

$$T_p := -\ln(1 - 0.1) \cdot T_c = 28.737$$

9. Математическое ожидание количество недоотпущенной электроэнергии

$$P_{\text{деф}} := 150000 \quad P_{\text{деф}i} := 150 \cdot 10^{-6}$$

$$W_{\text{нед}} := P_{\text{деф}} \cdot P_{\text{деф}i} \cdot 8760 = 1.971 \times 10^5 \quad \text{МВт}$$

10. Расчет ущерба

Определение годового ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителю

$$Y_0 := 1.5 \quad Y_{\text{обн}} := 0.4 \quad P_{\text{мак}} := 65000$$

$$Y_{\text{осн}} := Y_0 \cdot W_{\text{нед}} = 2.956 \times 10^5$$

Ущерб внезапности

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

$$Y_{\text{ОВН}} := Y_{\text{ОВН}} \cdot P_{\text{МАК}} = 2.6 \times 10^4 \quad \text{руб}$$

Продолжительность отключения, ч

$$t_{\text{огр}} := 1$$

Доля нагрузки технологической брони:

$$\sigma_{\text{техн.бр}} := 0.9$$

Мощность нагрузки, МВт

$$P_{\text{ПС}} := 65$$

Технологическая броня, МВт:

$$P_{\text{техн.бр.ПС}} := P_{\text{ПС}} \cdot \sigma_{\text{техн.бр}} = 58.5$$

Удельная величина ущерба, у.е.

$$Y_{\text{ПС}} := Y_{\text{осн}} \cdot P_{\text{ПС}} \cdot t_{\text{огр}} + \left( Y_{\text{осн}} + \frac{Y_{\text{ОВН}}}{t_{\text{огр}}} \right) \cdot P_{\text{техн.бр.ПС}} \cdot t_{\text{огр}} = 3.803 \times 10^7 \quad \frac{\text{кВт}}{\text{час}}$$

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

$$T_{\text{пр.1}} := \omega_{0.\text{ВЛ220}} \cdot I_1 \cdot T_{\text{В.ВЛ220}} + \omega_{\text{ПЛ.ВЛ220}} \cdot T_{\text{В.ПЛ.ВЛ220}} = 51.45$$

$$T_{\text{пр.2}} := \omega_{0.\text{ВЛ220}} \cdot I_2 \cdot T_{\text{В.ВЛ220}} + \omega_{\text{ПЛ.ВЛ220}} \cdot T_{\text{В.ПЛ.ВЛ220}} = 47.875$$

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

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

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

$$T_{\text{пр.3}} := T_{\text{пр.тр.220}} = 86.28$$

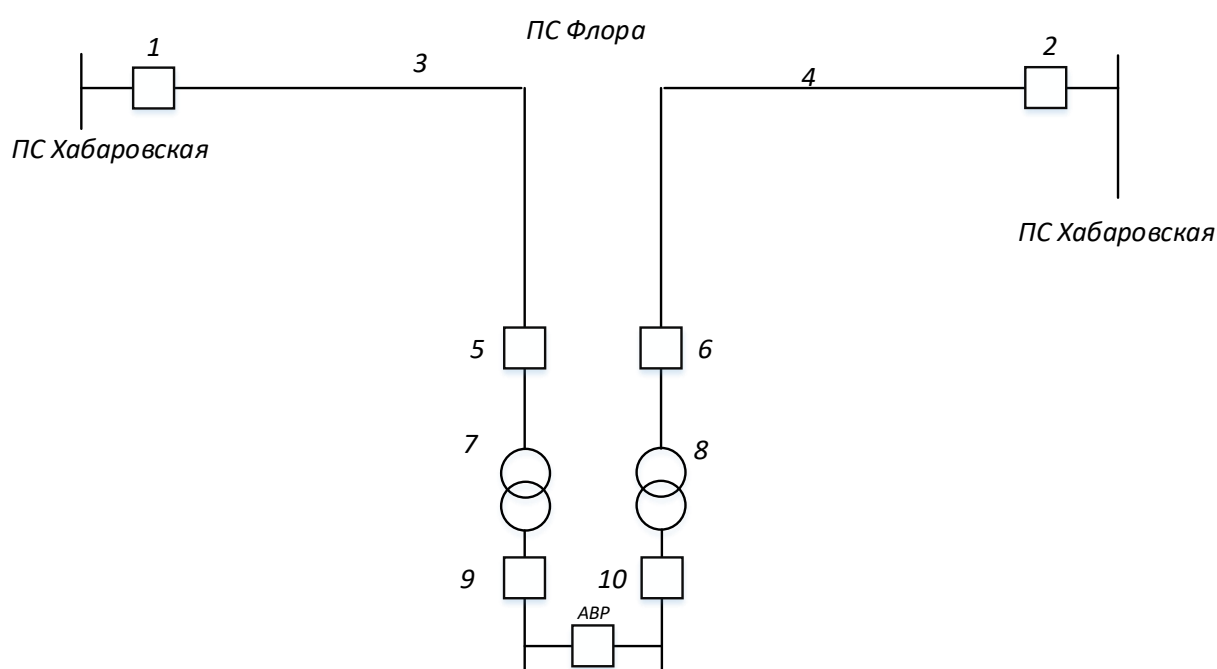
Среднее время отключения потребителя, ч:

$$t_{\text{пр.пс}} := \frac{T_{\text{пр.1}} + T_{\text{пр.2}}}{2} + T_{\text{пр.3}} = 135.942$$

Величина ущерба, тыс. руб.

$$Y_{\text{ПС}} := \frac{Y_{\text{ПС}} \cdot t_{\text{пр.пс}} \cdot 2.87}{1000} = 1.484 \times 10^7$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad



Определим показатели надежности аналитическим методом  $I_1 := 5$   $I_2 := 5$

$$\begin{aligned} \lambda_1 &:= 0.015 & \lambda_5 &:= 0.035 & \lambda_9 &:= 0.023 \cdot I_2 \\ \lambda_2 &:= 0.035 & \lambda_6 &:= 0.002 & \lambda_{10} &:= 0.013 \\ \lambda_3 &:= 0.002 & \lambda_7 &:= 0.002 & \lambda_{11} &:= 0.013 \\ \lambda_4 &:= 0.015 & \lambda_8 &:= 0.023 \cdot I_1 \\ t_{b1} &:= 40 \div 8760 & t_{b5} &:= 60 \div 8760 & t_{b9} &:= 11 \div 8760 \\ t_{b2} &:= 60 \div 8760 & t_{b6} &:= 30 \div 8760 & t_{b10} &:= 5 \div 8760 \\ t_{b3} &:= 30 \div 8760 & t_{b7} &:= 30 \div 8760 & t_{b11} &:= 5 \div 8760 \\ t_{b4} &:= 40 \div 8760 & t_{b8} &:= 11 \div 8760 \\ q_1 &:= \lambda_1 \cdot t_{b1} & q_5 &:= \lambda_5 \cdot t_{b5} & q_9 &:= \lambda_9 \cdot t_{b9} \\ q_2 &:= \lambda_2 \cdot t_{b2} & q_6 &:= \lambda_6 \cdot t_{b6} & q_{10} &:= \lambda_{10} \cdot t_{b10} \\ q_3 &:= \lambda_3 \cdot t_{b3} & q_7 &:= \lambda_7 \cdot t_{b7} & q_{11} &:= \lambda_{11} \cdot t_{b11} \\ q_4 &:= \lambda_4 \cdot t_{b4} & q_8 &:= \lambda_8 \cdot t_{b8} \end{aligned}$$

1. Определим параметры потока отказов, учитывая их преднамеренные отключения

$$\lambda_1 := \lambda_8 + \lambda_1 + \lambda_1 \cdot \lambda_2 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_3 \cdot (\lambda_2 + \lambda_{10}) = 0.168$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

$$\lambda_2 := \lambda_9 + \lambda_4 + \lambda_4 \cdot \lambda_5 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_6 \cdot (\lambda_5 + \lambda_{11}) = 0.168$$

2. Определим вероятность отказов

$$q_1 := q_8 + q_1 + q_1 \cdot (q_2 + q_2 + q_3) + q_3 \cdot (q_2 + q_{10}) = 2.129 \times 10^{-4}$$

$$q_2 := q_9 + q_4 + q_4 \cdot (q_5 + q_5 + q_6) + q_6 \cdot (q_5 + q_{11}) = 2.129 \times 10^{-4}$$

3 Определим среднее время востоновления каждой цепи

$$t_{B1} := \frac{q_1}{\lambda_1 - 0.044} \cdot 8760 = 15.089 \quad \text{ч}$$

$$t_{B2} := \frac{q_2}{\lambda_2 - 0.044} \cdot 8760 = 15.089 \quad \text{ч}$$

4. Определяем параметр потока отказов системы, состоящей из двух паралельных элементов

$$\lambda_c := \lambda_1 \cdot q_2 + \lambda_2 \cdot q_1 + \frac{(0.531 \cdot 0.14 \cdot 8 + 0.531 \cdot 0.14 \cdot 8)}{8760} = 2.072 \times 10^{-4} \quad \frac{1}{\text{год}}$$

5. Средняя вероятность отказа системы

$$K_{np1} := 1 - e^{-40 \div t_{B2}} = 0.929$$

$$K_{np2} := 1 - e^{-40 \div t_{B1}} = 0.929$$

$$q_c := q_1 \cdot q_2 + \frac{[K_{np1} \cdot (0.14 \cdot 8) \cdot q_2 + K_{np2} \cdot (0.14 \cdot 8) \cdot q_1]}{8760} = 9.595 \times 10^{-8}$$

6. среднее время безотказной работы системы

$$T_c := \frac{1}{\lambda_c} = 4.827 \times 10^3 \text{ лет}$$

7. Среднее время востоновления

$$t_{bc} := 8760 \cdot \frac{q_c}{\lambda_c} = 4.057 \quad \text{ч}$$

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

$$T_p := -\ln(1 - 0.1) \cdot T_c = 508.582$$

9. Математическое ожидание количество недоотпущенной электроэнергии

$$P_{деф} := 200000 \quad P_{дефi} := 200 \cdot 10^{-6}$$

$$W_{нед} := P_{деф} \cdot P_{дефi} \cdot 8760 = 3.504 \times 10^5 \quad \text{МВт}$$

## Продолжение приложение Б. Расчёт в программе Mathcad

### 10. Расчет ущерба

Определение годового ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителю

$$Y_0 := 1.5 \quad Y_{\text{ОВН}} := 0.4 \quad P_{\text{макс}} := 65000$$

$$Y_{\text{осн}} := Y_0 \cdot W_{\text{нед}} = 2.956 \times 10^5$$

Ущерб внезапности

$$Y_{\text{ОВН}} := Y_{\text{ОВН}} \cdot P_{\text{макс}} = 2.6 \times 10^4 \quad \text{руб}$$

Продолжительность отключения, ч

$$t_{\text{огр}} := 1$$

Доля нагрузки технологической брони:

$$\sigma_{\text{техн.бр}} := 0.9$$

Мощность нагрузки, МВт

$$P_{\text{ПС}} := 65$$

Технологическая броня, МВт:

$$P_{\text{техн.бр.ПС}} := P_{\text{ПС}} \cdot \sigma_{\text{техн.бр}} = 58.5$$

Удельная величина ущерба, у.е.

$$Y_{\text{ПС}} := Y_{\text{осн}} \cdot P_{\text{ПС}} \cdot t_{\text{огр}} + \left( Y_{\text{осн}} + \frac{Y_{\text{ОВН}}}{t_{\text{огр}}} \right) \cdot P_{\text{техн.бр.ПС}} \cdot t_{\text{огр}} = 3.803 \times 10^7 \quad \frac{\text{кВт}}{\text{час}}$$

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

$$T_{\text{пр.1}} := \omega_{0.\text{ВЛ220}} \cdot I_1 \cdot T_{\text{в.вл220}} + \omega_{\text{пл.ВЛ220}} \cdot T_{\text{в.пл.вл220}} = 47.875$$

$$T_{\text{пр.2}} := \omega_{0.\text{ВЛ220}} \cdot I_2 \cdot T_{\text{в.вл220}} + \omega_{\text{пл.ВЛ220}} \cdot T_{\text{в.пл.вл220}} = 47.875$$

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

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

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

$$T_{\text{пр.3}} := T_{\text{пр.тр.220}} = 86.28$$

Среднее время отключения потребителя, ч:

$$t_{\text{пр.пс}} := \frac{T_{\text{пр.1}} + T_{\text{пр.2}}}{2} + T_{\text{пр.3}} = 134.155$$

Величина ущерба, тыс. руб.

$$Y_{\text{ПС}} := \frac{Y_{\text{ПС}} \cdot t_{\text{пр.пс}} \cdot 2.87}{1000} = 1.464 \times 10^7$$

## Приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

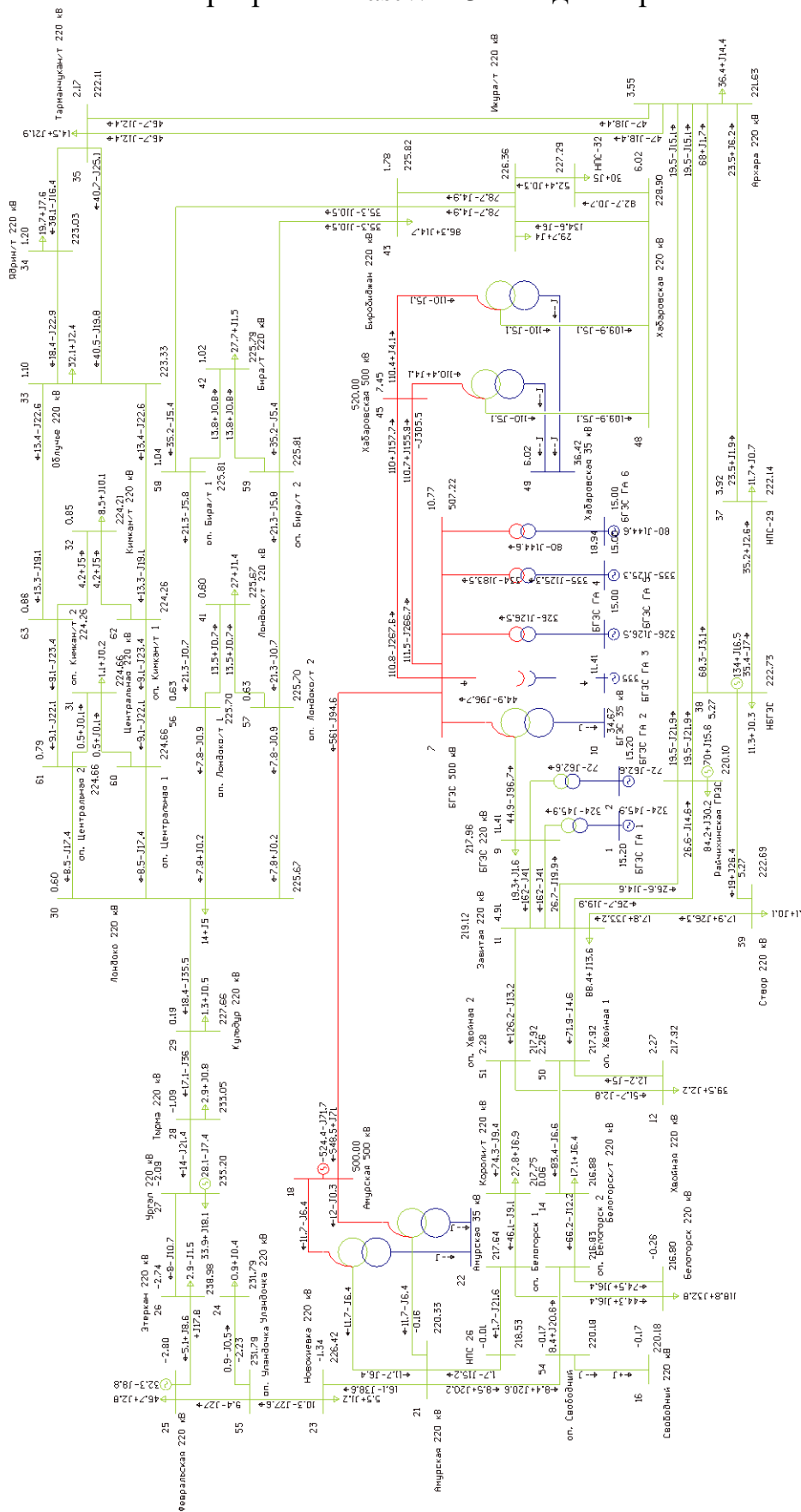
Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	15,75	0	1	0	0	324	-45,8514	15,2	-200	200	0	15,2	19,13305
Ген	2	БГЭС ГА 2	15,75	0	1	0	0	72	-62,5753	15,2	-200	200	0	15,2	13,14459
Ген	3	БГЭС ГА 3	15,75	0	1	0	0	335	0	15,75	-200	200	0	0	0
Ген	4	БГЭС ГА 4	15,75	0	1	0	0	326	-126,474	15	-200	200	0	15	18,71909
Ген	5	БГЭС ГА 5	15,75	0	1	0	0	335	-125,321	15	-200	200	0	15	18,93861
Ген	6	БГЭС ГА 6	15,75	0	1	0	0	80	-144,554	15	-200	200	0	15	12,74877
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	507,2229	10,76644
Нагр	8	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	495,3178	11,40527
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	0	1	19,3	1,6	0	0	0	0	0	0	217,9554	11,41408
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	34,67225	11,40527
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	0	1	88,4	13,6	0	0	0	0	0	0	219,125	4,912208
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	0	1	39,5	2,2	0	0	0	0	0	0	217,9198	2,266722
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	0	1	27,8	6,9	0	0	0	0	0	0	217,7549	1,791445
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	0	1	17,1	6,4	0	0	0	0	0	0	216,8795	0,057882
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	0	1	118,8	32,8	0	0	0	0	0	0	216,7999	-0,25589
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,1756	-0,17063
Нагр	17	НПС 26	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	218,5254	-0,0102
База	18	Амурская 500 кВ	500	0	1	0	0	-524,445	-71,6957	500	0	0	0	500	0
Нагр	19	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	500,766	-0,16408
Нагр	20	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	500,766	-0,16408
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,3331	-0,16465
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,05362	-0,16408
Нагр	23	Новокиевка 220 кВ	220	0	1	5,5	1,2	0	0	0	0	0	0	226,4243	-1,33632
Нагр	24	Уландочка 220 кВ	220	0	1	0,9	0,4	0	0	0	0	0	0	231,7859	-2,22834
Нагр	25	Февральская 220 кВ	220	0	1	46,7	2,8	32,3	-8,8	0	0	0	0	234,5477	-2,79626
Нагр	26	Этеркан 220 кВ	220	0	1	2,9	-1,5	0	17,8	0	0	0	0	238,9762	-2,7422
Нагр	27	Ургал 220 кВ	220	0	1	33,9	18,1	28,1	-7,4	0	0	0	0	235,2027	-2,0927
Нагр	28	Тырма 220 кВ	220	0	1	2,9	0,8	0	0	0	0	0	0	233,0467	-1,09003
Нагр	29	Кульдур 220 кВ	220	0	1	1,3	0,5	0	0	0	0	0	0	227,6552	0,192291
Нагр	30	Лондоко 220 кВ	220	0	1	14	5	0	0	0	0	0	0	225,6735	0,600253
Нагр	31	Центральная 220 кВ	220	0	1	1,1	0,2	0	0	0	0	0	0	224,6641	0,789443
Нагр	32	Кимкан/т 220 кВ	220	0	1	8,5	10,1	0	0	0	0	0	0	224,206	0,85318
Нагр	33	Облучье 220 кВ	220	0	1	32,1	2,4	0	0	0	0	0	0	223,3309	1,104583
Нагр	34	Ядрин/т 220 кВ	220	0	1	19,7	7,6	0	0	0	0	0	0	223,0258	1,201262
Нагр	35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	0	1	14,5	21,9	0	0	0	0	0	0	222,1146	2,171018
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	0	1	36,4	14,4	0	0	0	0	0	0	221,6344	3,553189
Нагр	37	НПС-29	220	0	1	11,7	0,7	0	0	0	0	0	0	222,1423	3,920917
Нагр	38	НБГЭС	220	0	1	11,3	0,3	134	16,5	0	0	0	0	222,727	5,273966
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0	1	1,1	0,1	0	0	0	0	0	0	222,6908	5,26955
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	0	1	84,2	30,2	70	15,6	0	0	0	0	220,101	4,216224
Нагр	41	Лондоко/т 220 кВ	220	0	1	27	1,4	0	0	0	0	0	0	225,6674	0,603741
Нагр	42	Бира/т 220 кВ	220	0	1	27,7	1,5	0	0	0	0	0	0	225,7937	1,020927
Нагр	43	Биробиджан 220 кВ	220	0	1	86,33	14,7	0	0	0	0	0	0	225,8198	1,780128
Нагр	44	Икура/т 220 кВ	220	0	1	29,7	4	0	0	0	0	0	0	226,361	2,565799
Ген	45	Хабаровская 500 кВ	500	0	1	0	0	0	-305,472	520	-500	500	0	520	7,44604
Нагр	46	Хабаровская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	520,3207	6,02262
Нагр	47	Хабаровская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	520,3207	6,02262
Нагр	48	Хабаровская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,9048	6,022198
Нагр	49	Хабаровская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,42245	6,02262
Нагр	50	оп. Хвойная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	217,9225	2,260312
Нагр	51	оп. Хвойная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	217,9193	2,280485
Нагр	52	оп. Белогорск 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	217,6398	0,061738
Нагр	53	оп. Белогорск 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	216,826	-0,25493
Нагр	54	оп. Свободный	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,1756	-0,17063
Нагр	55	оп. Уландочка	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,7881	-2,22543
Нагр	56	оп. Лондоко/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,6959	0,631337
Нагр	57	оп. Лондоко/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,6959	0,631337
Нагр	58	оп. Бира/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,814	1,039895
Нагр	59	оп. Бира/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,814	1,039895
Нагр	60	оп. Центральная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,6613	0,791483
Нагр	61	оп. Центральная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,6613	0,791483
Нагр	62	оп. Кимкан/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,2634	0,861389
Нагр	63	оп. Кимкан/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,2634	0,861389
Нагр	64	НПС-32	220	0	1	30	5	0	0	0	0	0	0	227,2939	3,917755



# Продолжение приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	I_max	I_загр.
Тр-р	9	1	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	323,0879	-91,9923	0	889,8116	0
Тр-р	9	2	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	71,76166	-67,0564	0	260,1668	0
Тр-р	7	3	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	4	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	325,0608	-182,132	0	424,1238	0
Тр-р	7	5	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	334,0269	-183,525	0	433,8168	0
Тр-р	7	6	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	79,63046	-157,499	0	200,885	0
Тр-р	7	8	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	44,51509	-105,713	0	130,5616	0
Тр-р	8	9	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	44,92781	-96,682	0	124,2675	0
Тр-р	8	10	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-1,17E-08	1,82E-10	0	1,37E-08	0
Тр-р	18	19	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-12,0498	0,337808	0	13,91934	0
Тр-р	18	20	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-12,0498	0,337808	0	13,91934	0
Тр-р	19	21	0	0	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-11,6744	6,406051	0	15,35301	0
Тр-р	20	21	0	0	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-11,6744	6,406051	0	15,35301	0
Тр-р	19	22	0	0	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-3,65E-15	2,51E-13	0	2,89E-13	0
Тр-р	20	22	0	0	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-3,65E-15	2,51E-13	0	2,89E-13	0
Тр-р	45	46	0	0	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-110,384	-4,10989	0	122,6434	0
Тр-р	45	47	0	0	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-110,384	-4,10989	0	122,6434	0
Тр-р	46	48	0	0	Хабаровская Н1 - Хабаровская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-109,954	5,111805	0	122,1368	0
Тр-р	47	48	0	0	Хабаровская Н2 - Хабаровская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-109,954	5,111805	0	122,1368	0
Тр-р	46	49	0	0	Хабаровская Н1 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-2,22E-05	7,04E-07	0	2,46E-05	0
Тр-р	47	49	0	0	Хабаровская Н2 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-2,22E-05	7,04E-07	0	2,46E-05	0
ЛЭП	7	18	0	0	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1064,5	10	0	0	0	-560,962	94,57694	0	647,5306	64,75306
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-165,302	31,95339	0	445,9797	46,45622
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-165,302	31,95339	0	445,9797	46,45622
ЛЭП	11	50	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-72,5893	10,14411	0	193,1166	30,63543
ЛЭП	50	14	0	0	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9	0	0	0	0	-84,0706	9,563804	0	224,1692	35,58219
ЛЭП	50	12	0	0	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3	0	0	0	0	12,21998	-4,92269	0	35,01215	5,557485
ЛЭП	11	51	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-127,451	12,39176	0	337,39	53,55397
ЛЭП	51	12	0	0	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4	0	0	0	0	-51,7209	2,884539	0	137,2412	21,78431
ЛЭП	51	13	0	0	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-74,4432	10,28172	0	199,1002	31,60321
ЛЭП	13	52	0	0	Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180	0	0	0	0	-46,5032	16,26215	0	130,6192	20,73321
ЛЭП	14	53	0	0	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-66,2595	12,95676	0	179,7287	28,52836
ЛЭП	52	15	0	0	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39,05	0	0	0	0	-44,3638	-14,8586	0	125,7413	19,95893
ЛЭП	53	15	0	0	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,026	-0,16	0	0	0	0	-74,5295	-16,4006	0	203,205	32,25476
ЛЭП	52	17	0	0	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,09	0	0	0	0	-1,73181	23,98134	0	63,78283	10,12426
ЛЭП	53	54	0	0	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4	0	0	0	0	8,355086	28,60131	0	79,34068	12,59376
ЛЭП	54	21	0	0	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8	0	0	0	0	8,447595	20,61232	0	58,41328	9,271948
ЛЭП	17	21	0	0	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,59	0	0	0	0	-1,71019	21,55099	0	57,11731	9,066239
ЛЭП	54	16	0	0	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,048	0,017	-0,104	0	0	0	0	-1,21E-10	0,005042	0	0,01322	0,002098
ЛЭП	21	23	0	0	Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	10,25	35,1	-221	0	0	0	0	-16,5712	48,14276	0	133,415	21,17699
ЛЭП	23	55	0	0	Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	11,69	39,91	-251,6	0	0	0	0	-10,6268	39,83488	0	105,1256	16,6886
ЛЭП	24	55	0	0	Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	0,823	2,96	-17,68	0	0	0	0	0,899999	0,4	0	6,267017	0,416987
ЛЭП	25	55	0	0	оп. Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	10,14	34,61	-218,2	0	0	0	0	9,345389	-15,5153	0	71,32691	11,32173
ЛЭП	25	26	0	0	Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	12,47	54,57	-335,8	0	0	0	0	5,054647	27,11526	0	67,89529	10,77703
ЛЭП	26	27	0	0	Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	11,63	50,92	-313,34	0	0	0	0	8,032902	-10,6676	0	71,28675	10,33141
ЛЭП	27	28	0	0	Ургал 220 кВ - Тырма 220 кВ	13,12	57,43	-353,42	0	0	0	0	13,92439	-2,38152	0	63,36046	9,182676
ЛЭП	28	29	0	0	Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	11,52	50,45	-310,41	0	0	0	0	16,90538	-20,5997	0	101,1798	14,66374
ЛЭП	29	30	0	0	Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	3,09	13,52	-83,21	0	0	0	0	18,4447	-35,5245	0	111,2737	16,12663
ЛЭП	30	56	0	0	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	7,775526	0,223309	0	20,01851	2,901234
ЛЭП	30	57	0	0	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	7,775526	0,223309	0	20,01851	2,901234
ЛЭП	56	41	0	0	оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-13,5013	-0,13258	0	34,58432	5,01222
ЛЭП	57	41	0	0	оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-13,5013	-0,13258	0	34,58432	5,01222
ЛЭП	56	58	0	0	оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	21,27766	-0,74262	0	56,44815	8,180891
ЛЭП	57	59	0	0	оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	21,27766	-0,74262	0	56,44815	8,180891
ЛЭП	58	42	0	0	оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	-13,8508	-0,36717	0	35,46532	5,139902
ЛЭП	59	42	0	0	оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	-13,8508	-0,36717	0	35,46532	5,139902
ЛЭП	58	43	0	0	оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	35,16246	-5,39821	0	94,09535	13,63701
ЛЭП	59	43	0	0	оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	35,16246	-5,39821	0	94,09535	13,63701
ЛЭП	43	44	0	0	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	78,42984	-3,17604	0	201,048	29,1374
ЛЭП	43	44	0	0	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	78,42984	-3,17604	0	201,048	29,1374
ЛЭП	48	44	0	0	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-136,487	5,194582	0	344,5002	49,92757
ЛЭП	48	64	0	0	Хабаровская 220 кВ - НПС-32	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-83,3807	5,019509	0	210,6858	30,53417
ЛЭП	30	60	0	0	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	2,99	13,07	-80,44	0	0	0	0	8,499201	-17,3936	0	59,09482	8,564466
ЛЭП	30	61	0	0	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	2,99	13,07	-80,44	0	0	0	0	8,499201	-17,3936	0	59,09482	8,564466
ЛЭП	60	31	0	0	оп. Центральная 1 - Центральная 220	0,65	2,86	-17,58	0	0	0	0	-0,55	0,787297	0	2,468057	0,357689
ЛЭП	61	31	0	0	оп. Центральная 2 - Центральная 220	0,65	2,86	-17,58	0	0	0	0	-0,55	0,787297	0	2,468057	0,357689
ЛЭП	60	62	0	0	оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1	0,98	4,31	-26,5	0	0	0	0	9,075661	-22,1437	0	64,69057	9,375445
ЛЭП	61	63	0	0	оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2	0,98	4,31	-26,5	0	0	0	0	9,075661	-22,1437	0	64,69057	9,375445
ЛЭП	62	32	0	0	оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-13,99	0	0	0	0	-4,25037	-4,34836	0	16,99644	2,463253
ЛЭП	63	32	0	0	оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-13,99	0	0	0	0	-4,25037	-4,34836	0	16,99644	2,463253
ЛЭП	62	33	0	0	оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,26	0	0	0	0	13,33776	-19,079	0	67,78333	9,823671
ЛЭП	63	33	0	0	оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,26	0	0	0	0	13,33776	-19,079	0	67,78	

# Продолжение приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



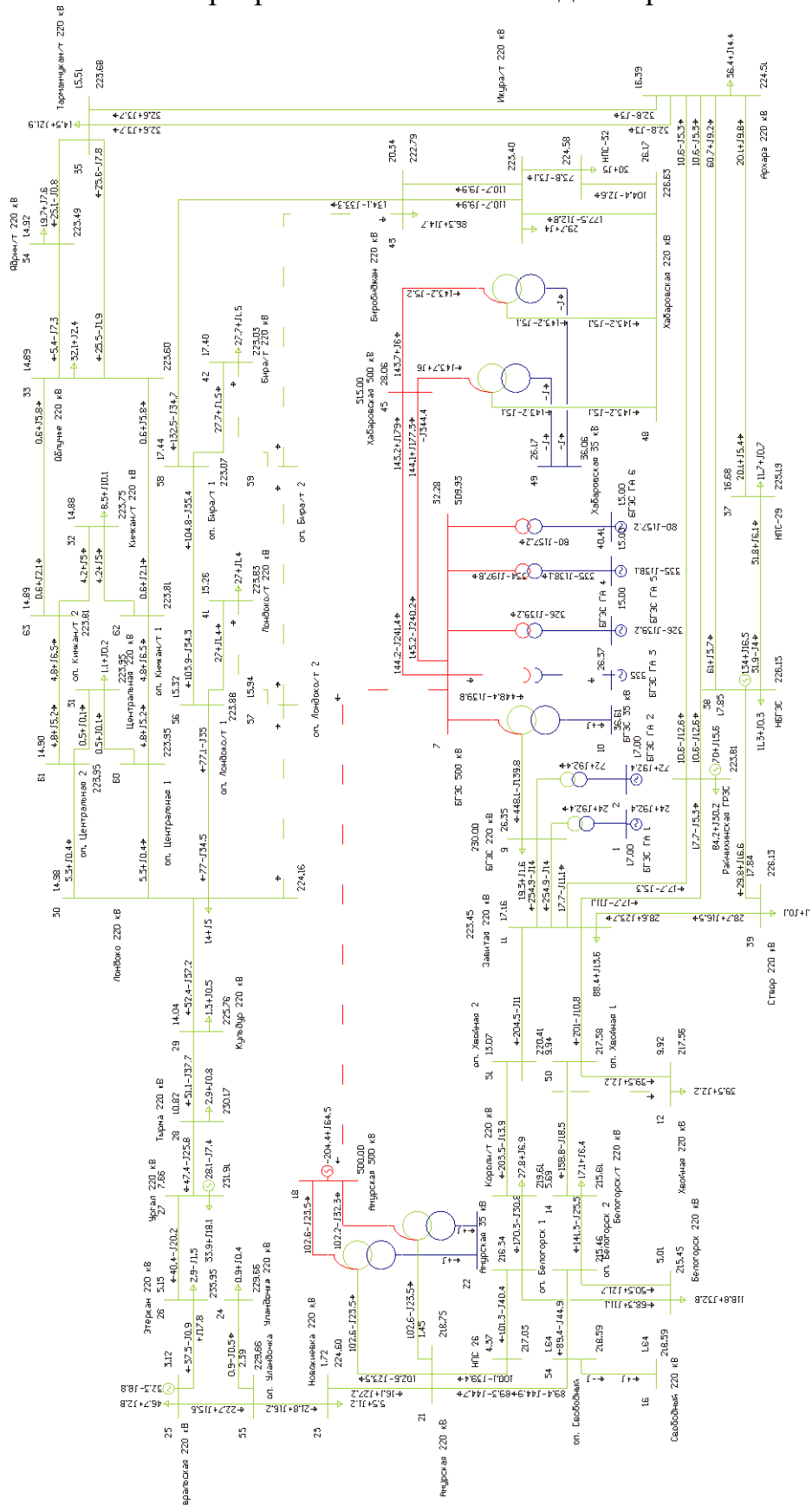
Продолжение приложение В.  
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	15,75	0	1	0	0	24	92,3513	17	-200	200	0	17	26,8058
Ген	2	БГЭС ГА 2	15,75	0	1	0	0	72	92,35628	17	-200	200	0	17	27,76975
Ген	3	БГЭС ГА 3	15,75	0	1	0	0	335	0	15,75	-200	200	0	0	0
Ген	4	БГЭС ГА 4	15,75	0	1	0	0	326	-139,204	15	-200	200	0	15	40,19258
Ген	5	БГЭС ГА 5	15,75	0	1	0	0	335	-138,058	15	-200	200	0	15	40,41092
Ген	6	БГЭС ГА 6	15,75	0	1	0	0	80	-157,187	15	-200	200	0	15	34,25413
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	509,9281	32,27826
Нагр	8	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	523,0513	26,36535
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	0	1	19,3	1,6	0	0	0	0	0	0	229,9955	26,35393
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,61359	26,36535
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	0	1	88,4	13,6	0	0	0	0	0	0	223,4476	17,15821
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	0	1	39,5	2,2	0	0	0	0	0	0	217,5586	9,917639
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	0	1	27,8	6,9	0	0	0	0	0	0	219,6122	11,77722
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	0	1	17,1	6,4	0	0	0	0	0	0	215,6088	5,686761
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	0	1	118,8	32,8	0	0	0	0	0	0	215,4454	5,012027
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	218,5908	1,636152
Нагр	17	НПС 26	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	217,031	4,371157
База	18	Амурская 500 кВ	500	0	1	0	0	-204,355	64,52828	500	0	0	0	500	0
Нагр	19	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	497,0713	1,448176
Нагр	20	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	497,0713	1,448176
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	218,7468	1,450301
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	34,79499	1,448176
Нагр	23	Новокиевка 220 кВ	220	0	1	5,5	1,2	0	0	0	0	0	0	224,6002	1,715911
Нагр	24	Уландочка 220 кВ	220	0	1	0,9	0,4	0	0	0	0	0	0	229,6551	2,382442
Нагр	25	Февральская 220 кВ	220	0	1	46,7	2,8	32,3	-8,8	0	0	0	0	232,1676	3,121321
Нагр	26	Этеркан 220 кВ	220	0	1	2,9	-1,5	0	17,8	0	0	0	0	235,9482	5,154369
Нагр	27	Ургал 220 кВ	220	0	1	33,9	18,1	28,1	-7,4	0	0	0	0	231,9115	7,663695
Нагр	28	Тырма 220 кВ	220	0	1	2,9	0,8	0	0	0	0	0	0	230,1651	10,81658
Нагр	29	Кульдур 220 кВ	220	0	1	1,3	0,5	0	0	0	0	0	0	225,7608	14,03645
Нагр	30	Лондоко 220 кВ	220	0	1	14	5	0	0	0	0	0	0	224,1556	14,97531
Нагр	31	Центральная 220 кВ	220	0	1	1,1	0,2	0	0	0	0	0	0	223,9481	14,90283
Нагр	32	Кимкан/т 220 кВ	220	0	1	8,5	10,1	0	0	0	0	0	0	223,7543	14,87965
Нагр	33	Облучье 220 кВ	220	0	1	32,1	2,4	0	0	0	0	0	0	223,5976	14,89237
Нагр	34	Ядрин/т 220 кВ	220	0	1	19,7	7,6	0	0	0	0	0	0	223,4934	14,92176
Нагр	35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	0	1	14,5	21,9	0	0	0	0	0	0	223,6763	15,50987
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	0	1	36,4	14,4	0	0	0	0	0	0	224,5106	16,38627
Нагр	37	НПС-29	220	0	1	11,7	0,7	0	0	0	0	0	0	225,1933	16,68141
Нагр	38	НБГЭС	220	0	1	11,3	0,3	134	16,5	0	0	0	0	226,1517	17,8495
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0	1	1,1	0,1	0	0	0	0	0	0	226,1254	17,84141
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	0	1	84,2	30,2	70	15,6	0	0	0	0	223,8051	16,72902
Нагр	41	Лондоко/т 220 кВ	220	0	1	27	1,4	0	0	0	0	0	0	223,8251	15,2609
Нагр	42	Бира/т 220 кВ	220	0	1	27,7	1,5	0	0	0	0	0	0	223,029	17,40328
Нагр	43	Биробиджан 220 кВ	220	0	1	86,33	14,7	0	0	0	0	0	0	222,786	20,3365
Нагр	44	Икура/т 220 кВ	220	0	1	29,7	4	0	0	0	0	0	0	223,3995	21,48055
Ген	45	Хабаровская 500 кВ	500	0	1	0	0	0	-344,366	515	-700	700	0	515	28,05843
Нагр	46	Хабаровская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	515,1691	26,16747
Нагр	47	Хабаровская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	515,1691	26,16747
Нагр	48	Хабаровская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,6267	26,16703
Нагр	49	Хабаровская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,06184	26,16747
Нагр	50	оп. Хвойная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	217,5825	9,935999
Нагр	51	оп. Хвойная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,4071	13,07213
Нагр	52	оп. Белогорск 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	216,3382	5,538336
Нагр	53	оп. Белогорск 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	215,4645	5,011774
Нагр	54	оп. Свободный	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	218,5908	1,636152
Нагр	55	оп. Уландочка	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229,6574	2,385395
Нагр	56	оп. Лондоко/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,885	15,31686
Нагр	57	оп. Лондоко/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,93944
Нагр	58	оп. Бира/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,0711	17,44209
Нагр	59	оп. Бира/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17,16972
Нагр	60	оп. Центральная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,9453	14,90488
Нагр	61	оп. Центральная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,9453	14,90488
Нагр	62	оп. Кимкан/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,8119	14,8879
Нагр	63	оп. Кимкан/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,8119	14,8879
Нагр	64	НПС-32	220	0	1	30	5	0	0	0	0	0	0	224,5779	23,44572

## Продолжение приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	В	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	l_max	I_загр.
Тр-р	9	1	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	23,75424	88,57321	0	230,1996	0
Тр-р	9	2	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	71,72887	87,01378	0	283,0757	0
Тр-р	7	3	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	4	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	325,0383	-196,391	0	429,9737	0
Тр-р	7	5	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	334,0045	-197,777	0	439,4915	0
Тр-р	7	6	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	79,6054	-171,854	0	214,4372	0
Тр-р	7	8	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-449,227	84,29241	0	517,4998	0
Тр-р	8	9	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-448,38	139,7841	0	518,4211	0
Тр-р	8	10	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-1,19E-13	-5,51E-14	0	1,45E-13	0
Тр-р	18	19	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	102,1776	-32,2641	0	123,7267	0
Тр-р	18	20	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	102,1776	-32,2641	0	123,7267	0
Тр-р	19	21	0	0	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	102,5785	-23,4997	0	122,2319	0
Тр-р	20	21	0	0	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	102,5785	-23,4997	0	122,2319	0
Тр-р	19	22	0	0	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-1,56E-14	-2,49E-13	0	2,90E-13	0
Тр-р	20	22	0	0	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-1,56E-14	-2,49E-13	0	2,90E-13	0
Тр-р	45	46	0	0	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-143,678	-5,97114	0	161,2116	0
Тр-р	45	47	0	0	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-143,678	-5,97114	0	161,2116	0
Тр-р	46	48	0	0	Хабаровская Н1 - Хабаровская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-143,219	5,144543	0	160,6094	0
Тр-р	47	48	0	0	Хабаровская Н2 - Хабаровская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-143,219	5,144543	0	160,6094	0
Тр-р	46	49	0	0	Хабаровская Н1 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	9,84E-14	-5,23E-13	0	5,96E-13	0
Тр-р	47	49	0	0	Хабаровская Н2 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	9,84E-14	-5,23E-13	0	5,96E-13	0
ЛЭП	7	18	0	0	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1064,5	10	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-262,102	-17,1299	0	659,5215	68,70016
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-262,102	-17,1299	0	659,5215	68,70016
ЛЭП	11	50	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-206,697	-5,87722	0	534,2845	84,80706
ЛЭП	50	14	0	0	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9	0	0	0	0	-161,458	12,91641	0	429,7943	68,22132
ЛЭП	50	12	0	0	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3	0	0	0	0	-39,5031	-2,10411	0	104,9848	16,66426
ЛЭП	11	51	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-207,78	1,4701	0	536,8802	85,21908
ЛЭП	51	12	0	0	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	51	13	0	0	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-204,512	10,95477	0	536,4809	85,15571
ЛЭП	13	52	0	0	Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180	0	0	0	0	-175,695	20,84183	0	465,1328	73,8306
ЛЭП	14	53	0	0	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-141,734	24,91424	0	385,3502	61,1667
ЛЭП	52	15	0	0	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39,05	0	0	0	0	-68,4756	-9,96683	0	185,4109	29,4303
ЛЭП	53	15	0	0	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,026	-0,16	0	0	0	0	-50,5141	-21,6792	0	147,3024	23,38133
ЛЭП	52	17	0	0	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,09	0	0	0	0	-101,811	40,72238	0	292,6342	46,49887
ЛЭП	53	54	0	0	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4	0	0	0	0	-90,8298	47,14244	0	274,2131	43,52589
ЛЭП	54	21	0	0	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8	0	0	0	0	-89,4163	44,85048	0	264,214	41,93874
ЛЭП	17	21	0	0	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,59	0	0	0	0	-101,31	40,42832	0	290,1732	46,05924
ЛЭП	54	16	0	0	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,048	0,017	-0,104	0	0	0	0	-7,50E-11	0,004969	0	0,013125	0,002083
ЛЭП	21	23	0	0	Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	10,25	35,1	-221	0	0	0	0	15,79063	37,14055	0	106,5189	16,90777
ЛЭП	23	55	0	0	Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	11,69	39,91	-251,6	0	0	0	0	21,56186	28,40223	0	91,66518	14,55003
ЛЭП	24	55	0	0	Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	0,823	2,96	-17,68	0	0	0	0	0,899997	0,4	0	2,628866	0,41728
ЛЭП	25	55	0	0	Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	10,14	34,61	-218,2	0	0	0	0	-22,8004	-4,40486	0	69,26204	10,99398
ЛЭП	25	26	0	0	Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	12,47	54,57	-335,8	0	0	0	0	37,20073	16,00186	0	100,7056	15,98501
ЛЭП	26	27	0	0	Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	11,63	50,92	-313,34	0	0	0	0	40,43187	-20,2479	0	134,3252	19,46704
ЛЭП	27	28	0	0	Ургал 220 кВ - Тырма 220 кВ	13,12	57,43	-353,42	0	0	0	0	46,74758	-9,63451	0	135,2752	19,6051
ЛЭП	28	29	0	0	Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	11,52	50,45	-310,41	0	0	0	0	50,27071	-24,9763	0	162,2427	23,51344
ЛЭП	29	30	0	0	Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	3,09	13,52	-83,21	0	0	0	0	52,35567	-37,152	0	170,5895	24,72311
ЛЭП	30	56	0	0	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	77,03291	-34,4511	0	218,5	31,66667
ЛЭП	30	57	0	0	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	56	41	0	0	оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-27,0037	-0,86224	0	69,73308	10,10624
ЛЭП	57	41	0	0	оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	56	58	0	0	оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	103,8811	-34,3397	0	286,2958	41,49215
ЛЭП	57	59	0	0	оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	58	42	0	0	оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	-27,7008	-1,14135	0	71,80239	10,40614
ЛЭП	59	42	0	0	оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	58	43	0	0	оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	132,5294	-34,6599	0	358,0293	51,88831
ЛЭП	59	43	0	0	оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	43	44	0	0	оп. Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	110,2183	-9,39862	0	287,277	41,63435
ЛЭП	43	44	0	0	оп. Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	110,2183	-9,39862	0	287,277	41,63435
ЛЭП	48	44	0	0	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-180,775	5,412553	0	460,746	66,77478
ЛЭП	48	64	0	0	Хабаровская 220 кВ - НПС-32	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-105,561	4,845643	0	269,2092	39,01583
ЛЭП	30	60	0	0	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	2,99	13,07	-80,44	0	0	0	0	-5,27117	-0,38317	0	17,71834	2,567875
ЛЭП	30	61	0	0	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	2,99	13,07	-80,44	0	0	0	0	-5,27117	-0,38317	0	17,71834	2,567875
ЛЭП	60	31	0	0	оп. Центральная 1 - Центральная 220	0,65	2,86	-17,58	0	0	0	0	-0,54997	0,781648	0	2,463983	0,357099
ЛЭП	61	31	0	0	оп. Центральная 2 - Центральная 220	0,65	2,86	-17,58	0	0	0	0	-0,54997	0,781648	0	2,463983	0,357099
ЛЭП	60	62	0	0	оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1	0,98	4,31	-26,5	0	0	0	0	-4,7775	-5,18128	0	20,81737	3,01701
ЛЭП	61	63	0	0	оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2	0,98	4,31	-26,5	0	0	0	0	-4,7775	-5,18128	0	20,81737	3,01701
ЛЭП	62	32	0	0	оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-13,99	0	0	0	0	-4,25021	-4,35114	0	17,03037	2,468169
ЛЭП	63	32	0	0	оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-13,99	0	0	0	0	-4,25021	-4,35114	0	17,03037	2,468169
ЛЭП	62	33	0	0	оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,26	0	0	0	0	-0,57001	-2,14645	0	14,9424	2,165565
ЛЭП	63	33	0	0	оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,26	0	0	0	0	-0,57001	-2,14645	0	14,9424	2,165565
ЛЭП	33	34	0	0	Облучье 220 кВ - Ядрин/т 220 кВ	0,81	3,54	-21,8	0	0	0	0	5,449842	-7,28548	0	25,80037	4,095297

Продолжение приложение В.  
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



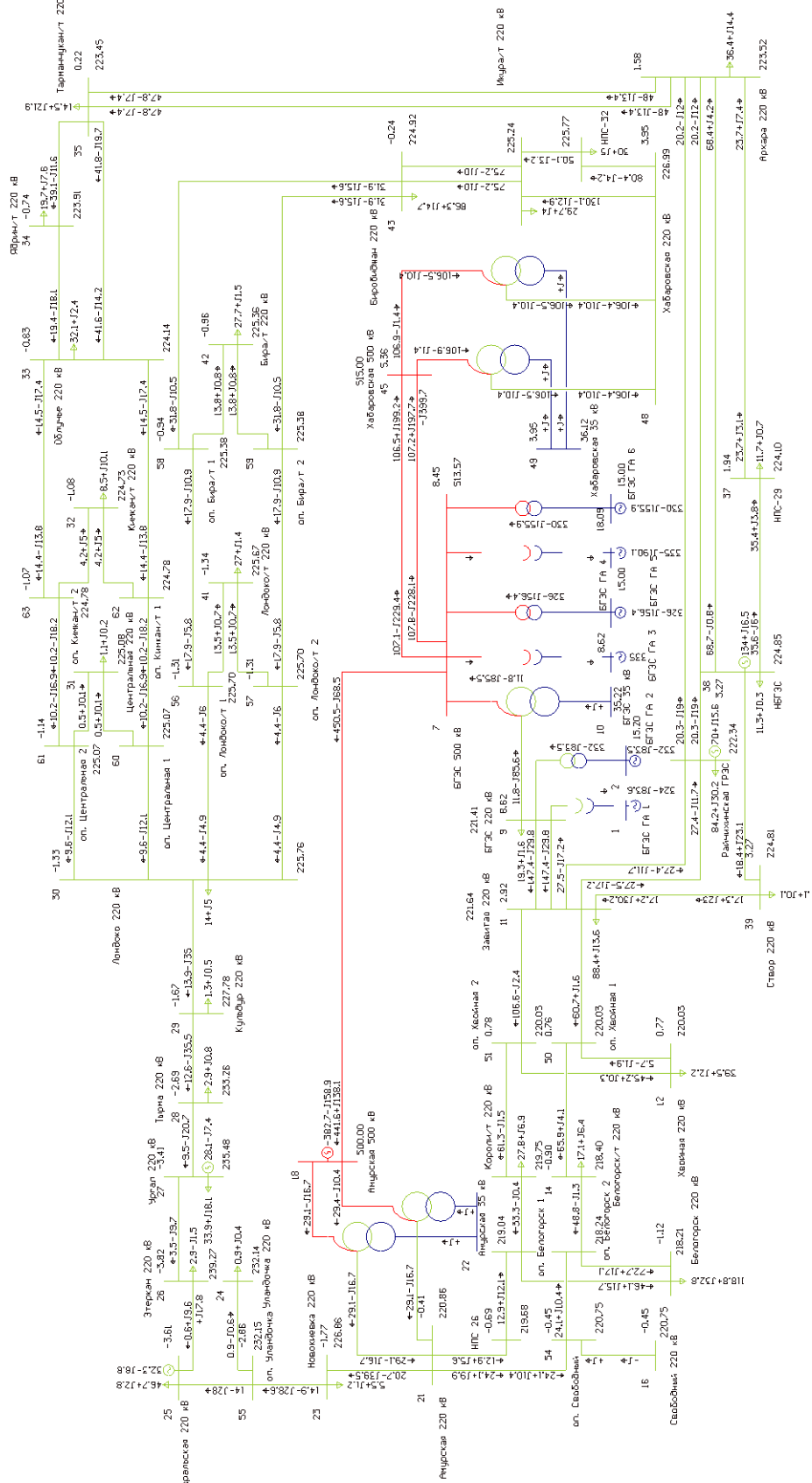
Продолжение приложение В.  
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	Р_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	15,75	0	1	0	0	324	-83,5778	15,2	-200	200	0	0	18,44942
Ген	2	БГЭС ГА 2	15,75	0	1	0	0	332	-83,5175	15,2	-200	200	0	15,2	16,42481
Ген	3	БГЭС ГА 3	15,75	0	1	0	0	335	0	15,75	-200	200	0	0	0
Ген	4	БГЭС ГА 4	15,75	0	1	0	0	326	-156,361	15	-200	200	0	15	16,30959
Ген	5	БГЭС ГА 5	15,75	0	1	0	0	335	-190,11	15	-200	200	0	0	18,08827
Ген	6	БГЭС ГА 6	15,75	0	1	0	0	330	-155,859	15	-200	200	0	15	16,40592
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	513,5743	8,446338
Нагр	8	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	503,2022	8,616944
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	0	1	19,3	1,6	0	0	0	0	0	0	221,413	8,624494
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,22415	8,616944
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	0	1	88,4	13,6	0	0	0	0	0	0	221,6353	2,917044
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	0	1	39,5	2,2	0	0	0	0	0	0	220,0274	0,765198
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	0	1	27,8	6,9	0	0	0	0	0	0	219,7499	0,389381
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	0	1	17,1	6,4	0	0	0	0	0	0	218,4039	-0,90108
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	0	1	118,8	32,8	0	0	0	0	0	0	218,2124	-1,12137
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,7509	-0,44808
Нагр	17	НПС 26	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	219,6827	-0,69141
База	18	Амурская 500 кВ	500	0	1	0	0	-382,713	-158,886	500	0	0	0	500	0
Нагр	19	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	501,9863	-0,40768
Нагр	20	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	501,9863	-0,40768
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,864	-0,40916
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,13904	-0,40768
Нагр	23	Новокиевка 220 кВ	220	0	1	5,5	1,2	0	0	0	0	0	0	226,8613	-1,76944
Нагр	24	Уландочка 220 кВ	220	0	1	0,9	0,4	0	0	0	0	0	0	232,1432	-2,8673
Нагр	25	Февральская 220 кВ	220	0	1	46,7	2,8	32,3	-8,8	0	0	0	0	234,8529	-3,60815
Нагр	26	Этеркан 220 кВ	220	0	1	2,9	-1,5	0	17,8	0	0	0	0	239,2712	-3,81699
Нагр	27	Ургал 220 кВ	220	0	1	33,9	18,1	28,1	-7,4	0	0	0	0	235,4804	-3,41306
Нагр	28	Тырма 220 кВ	220	0	1	2,9	0,8	0	0	0	0	0	0	233,2635	-2,69424
Нагр	29	Кульдур 220 кВ	220	0	1	1,3	0,5	0	0	0	0	0	0	227,7786	-1,66928
Нагр	30	Лондоко 220 кВ	220	0	1	14	5	0	0	0	0	0	0	225,7639	-1,33239
Нагр	31	Центральная 220 кВ	220	0	1	1,1	0,2	0	0	0	0	0	0	225,0772	-1,14523
Нагр	32	Кимкан/т 220 кВ	220	0	1	8,5	10,1	0	0	0	0	0	0	224,7255	-1,08224
Нагр	33	Облучье 220 кВ	220	0	1	32,1	2,4	0	0	0	0	0	0	224,1385	-0,83365
Нагр	34	Ядрин/т 220 кВ	220	0	1	19,7	7,6	0	0	0	0	0	0	223,9141	-0,73802
Нагр	35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	0	1	14,5	21,9	0	0	0	0	0	0	223,4472	0,220521
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	0	1	36,4	14,4	0	0	0	0	0	0	223,5235	1,580276
Нагр	37	НПС-29	220	0	1	11,7	0,7	0	0	0	0	0	0	224,104	1,941422
Нагр	38	НБГЭС	220	0	1	11,3	0,3	134	16,5	0	0	0	0	224,8453	3,270162
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0	1	1,1	0,1	0	0	0	0	0	0	224,8136	3,265826
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	0	1	84,2	30,2	70	15,6	0	0	0	0	222,3427	2,233526
Нагр	41	Лондоко/т 220 кВ	220	0	1	27	1,4	0	0	0	0	0	0	225,6665	-1,3378
Нагр	42	Бира/т 220 кВ	220	0	1	27,7	1,5	0	0	0	0	0	0	225,363	-0,96145
Нагр	43	Биробиджан 220 кВ	220	0	1	86,33	14,7	0	0	0	0	0	0	224,9238	-0,24292
Нагр	44	Икура/т 220 кВ	220	0	1	29,7	4	0	0	0	0	0	0	225,2358	0,527359
Ген	45	Хабаровская 500 кВ	500	0	1	0	0	0	-399,673	515	-600	600	0	515	5,358386
Нагр	46	Хабаровская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	515,9574	3,95438
Нагр	47	Хабаровская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	515,9574	3,95438
Нагр	48	Хабаровская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,9859	3,953507
Нагр	49	Хабаровская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,11702	3,95438
Нагр	50	оп. Хвойная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,0278	0,762336
Нагр	51	оп. Хвойная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,0297	0,776957
Нагр	52	оп. Белогорск 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	219,0424	-0,79221
Нагр	53	оп. Белогорск 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	218,2377	-1,12053
Нагр	54	оп. Свободный	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,7509	-0,44808
Нагр	55	оп. Уландочка	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,1454	-2,8644
Нагр	56	оп. Лондоко/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,695	-1,3102
Нагр	57	оп. Лондоко/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,695	-1,3102
Нагр	58	оп. Бира/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,3833	-0,94241
Нагр	59	оп. Бира/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,3833	-0,94241
Нагр	60	оп. Центральная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,0744	-1,1432
Нагр	61	оп. Центральная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,0744	-1,1432
Нагр	62	оп. Кимкан/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,7828	-1,07407
Нагр	63	оп. Кимкан/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,7828	-1,07407
Нагр	64	НПС-32	220	0	1	30	5	0	0	0	0	0	0	225,7676	1,856207

# Продолжение приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	l_max	I_эгр.
Тр-р	9	1	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	9	2	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	331,0092	-133,914	0	931,0897	0
Тр-р	7	3	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	4	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	325,0034	-215,837	0	438,593	0
Тр-р	7	5	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	6	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	328,9886	-216,445	0	442,7074	0
Тр-р	7	8	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	11,36989	-93,6692	0	106,0741	0
Тр-р	8	9	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	11,79277	-85,5503	0	99,0845	0
Тр-р	8	10	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	5,36E-06	5,96E-06	0	9,20E-06	0
Тр-р	18	19	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-29,448	10,40119	0	36,06236	0
Тр-р	18	20	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-29,448	10,40119	0	36,06236	0
Тр-р	19	21	0	0	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-29,0705	16,70537	0	38,56222	0
Тр-р	20	21	0	0	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-29,0705	16,70537	0	38,56222	0
Тр-р	19	22	0	0	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	7,46E-11	9,63E-12	0	8,65E-11	0
Тр-р	20	22	0	0	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	7,46E-11	9,63E-12	0	8,65E-11	0
Тр-р	45	46	0	0	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-106,881	1,383084	0	119,8312	0
Тр-р	45	47	0	0	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-106,881	1,383084	0	119,8312	0
Тр-р	46	48	0	0	Хабаровская Н1 - Хабаровская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-106,458	10,40157	0	119,693	0
Тр-р	47	48	0	0	Хабаровская Н2 - Хабаровская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-106,458	10,40157	0	119,693	0
Тр-р	46	49	0	0	Хабаровская Н1 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	3,33E-09	6,00E-09	0	7,68E-09	0
Тр-р	47	49	0	0	Хабаровская Н2 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	3,33E-09	6,00E-09	0	7,68E-09	0
ЛЭП	7	18	0	0	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1064,5	10	0	0	0	-450,51	68,46941	0	534,2733	53,42733
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-149,948	24,9824	0	396,3893	41,29055
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-149,948	24,9824	0	396,3893	41,29055
ЛЭП	11	50	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-61,1626	5,145173	0	159,8887	25,37916
ЛЭП	50	14	0	0	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9	0	0	0	0	-66,333	0,226854	0	174,5494	27,70625
ЛЭП	50	12	0	0	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3	0	0	0	0	5,677046	-1,80364	0	15,72117	2,495424
ЛЭП	11	51	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-107,476	3,530624	0	280,1203	44,46354
ЛЭП	51	12	0	0	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4	0	0	0	0	-45,175	-0,22689	0	118,5402	18,8159
ЛЭП	51	13	0	0	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-61,4144	2,643031	0	161,2985	25,60293
ЛЭП	13	52	0	0	0 Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180	0	0	0	0	-33,5254	8,374996	0	90,78821	14,41089
ЛЭП	14	53	0	0	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-48,8027	2,265677	0	129,1489	20,49983
ЛЭП	52	15	0	0	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39,05	0	0	0	0	-46,1769	-14,2033	0	128,8619	20,45426
ЛЭП	53	15	0	0	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,026	-0,16	0	0	0	0	-72,7171	-17,0485	0	197,5947	31,36424
ЛЭП	52	17	0	0	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,09	0	0	0	0	12,84791	14,58511	0	51,23173	8,13202
ЛЭП	53	54	0	0	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4	0	0	0	0	23,95706	18,36391	0	79,85648	12,67563
ЛЭП	54	21	0	0	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8	0	0	0	0	24,06419	10,35269	0	68,51447	10,87531
ЛЭП	17	21	0	0	0 НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,59	0	0	0	0	12,86256	12,08817	0	46,38962	7,363432
ЛЭП	54	16	0	0	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,048	0,017	-0,104	0	0	0	0	9,23E-09	0,005068	0	0,013255	0,002104
ЛЭП	21	23	0	0	Амурская 220 кВ - Новокievка 220 кВ	10,25	35,1	-221	0	0	0	0	-21,1788	48,91034	0	139,3259	22,11522
ЛЭП	23	55	0	0	0 Новокievка 220 кВ - оп. Уландочка	11,69	39,91	-251,6	0	0	0	0	-15,1864	40,71816	0	110,5983	17,55528
ЛЭП	24	55	0	0	0 Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	0,823	2,96	-17,68	0	0	0	0	0,899983	0,4	0	2,626746	0,416944
ЛЭП	25	55	0	0	0 Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	10,14	34,61	-218,2	0	0	0	0	13,83869	-16,5415	0	77,81783	12,35204
ЛЭП	25	26	0	0	0 Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	12,47	54,57	-335,8	0	0	0	0	0,561056	28,14087	0	69,19382	10,98315
ЛЭП	26	27	0	0	0 Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	11,63	50,92	-313,34	0	0	0	0	3,541286	-9,67966	0	66,82831	9,685263
ЛЭП	27	28	0	0	0 Ургал 220 кВ - Тырма 220 кВ	13,12	57,43	-353,42	0	0	0	0	0,914062	-1,51722	0	56,35181	8,166929
ЛЭП	28	29	0	0	0 Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	11,52	50,45	-310,41	0	0	0	0	12,36491	-19,9074	0	95,46694	13,84007
ЛЭП	29	30	0	0	0 Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	3,09	13,52	-83,21	0	0	0	0	13,8673	-35,0182	0	105,6614	15,31325
ЛЭП	30	56	0	0	0 Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	4,375007	-4,86491	0	18,9239	2,742594
ЛЭП	30	57	0	0	0 Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	4,375007	-4,86491	0	18,9239	2,742594
ЛЭП	56	41	0	0	0 оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-13,5012	-0,13259	0	34,58442	5,012235
ЛЭП	57	41	0	0	0 оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-13,5012	-0,13259	0	34,58442	5,012235
ЛЭП	56	58	0	0	0 оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	17,87709	-5,83215	0	53,65736	7,776429
ЛЭП	57	59	0	0	0 оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	17,87709	-5,83215	0	53,65736	7,776429
ЛЭП	58	42	0	0	0 оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	-13,8509	-0,36865	0	35,53339	5,149766
ЛЭП	59	42	0	0	0 оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	-13,8509	-0,36865	0	35,53339	5,149766
ЛЭП	58	43	0	0	0 оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	31,75704	-10,5003	0	91,07854	13,19979
ЛЭП	59	43	0	0	0 оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	31,75704	-10,5003	0	91,07854	13,19979
ЛЭП	43	44	0	0	0 Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	75,01661	-8,28533	0	194,5834	28,20049
ЛЭП	43	44	0	0	0 Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	75,01661	-8,28533	0	194,5834	28,20049
ЛЭП	48	44	0	0	0 Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-131,848	12,30548	0	336,8201	48,8145
ЛЭП	48	64	0	0	0 Хабаровская 220 кВ - НПС-32	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-81,0347	8,496393	0	207,2459	30,03563
ЛЭП	30	60	0	0	0 Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	2,99	13,07	-80,44	0	0	0	0	9,605366	-12,0787	0	48,09386	6,970124
ЛЭП	30	61	0	0	0 Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	2,99	13,07	-80,44	0	0	0	0	9,605366	-12,0787	0	48,09386	6,970124
ЛЭП	60	31	0	0	0 оп. Центральная 1 - Центральная 220	0,65	2,86	-17,58	0	0	0	0	-0,54999	0,790563	0	2,470389	0,358027
ЛЭП	61	31	0	0	0 оп. Центральная 2 - Центральная 220	0,65	2,86	-17,58	0	0	0	0	-0,54999	0,790563	0	2,470389	0,358027
ЛЭП	60	62	0	0	0 оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1	0,98	4,31	-26,5	0	0	0	0	10,17247	-16,8819	0	53,53471	7,758654
ЛЭП	61	63	0	0	0 оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2	0,98	4,31	-26,5	0	0	0	0	10,17247	-16,8819	0	53,53471	7,758654
ЛЭП	62	32	0	0	0 оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-13,99	0	0	0	0	-4,25032	-4,34507	0	16,95704	2,457541
ЛЭП	63	32	0	0	0 оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-13,99	0	0	0	0	-4,25032	-4,34507	0	16,95704	2,457541
ЛЭП	62	33	0	0	0 оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,26	0	0	0	0	14,43072	-13,8425	0	58,22397	8,438256
ЛЭП	63	33	0	0	0 оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,26	0	0	0	0	14,43072	-13,8425	0	58,22397	8,4382

# Продолжение приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима





**Приложение Г.**  
**Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1**

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	15,75	0	1	0	0	324	-47,0296	15,2	-200	200	0	15,2	18,26589
Ген	2	БГЭС ГА 2	15,75	0	1	0	0	72	-63,7453	15,2	-200	200	0	15,2	12,28034
Ген	3	БГЭС ГА 3	15,75	0	1	0	0	335	0	15,75	-200	200	0	0	0
Ген	4	БГЭС ГА 4	15,75	0	1	0	0	326	-127,654	15	-200	200	0	15	17,69742
Ген	5	БГЭС ГА 5	15,75	0	1	0	0	335	-126,502	15	-200	200	0	15	17,91683
Ген	6	БГЭС ГА 6	15,75	0	1	0	0	80	-145,725	15	-200	200	0	15	11,73007
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	507,4738	9,748339
Нагр	8	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	495,5488	10,54141
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	0	1	19,3	1,6	0	0	0	0	0	0	218,0609	10,55022
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	34,68842	10,54141
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	0	1	88,4	13,6	0	0	0	0	0	0	219,4438	4,266895
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	0	1	39,5	2,2	0	0	0	0	0	0	218,2302	1,775744
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	0	1	27,8	6,9	0	0	0	0	0	0	218,0536	1,332181
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	0	1	17,1	6,4	0	0	0	0	0	0	217,1374	-0,25964
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	0	1	118,8	32,8	0	0	0	0	0	0	217,045	-0,54329
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,3078	-0,26432
Нагр	17	НПС 26	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	218,7388	-0,23653
База	18	Амурская 500 кВ	500	0	1	0	0	-462,356	-92,1699	500	0	0	0	500	0
Нагр	19	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	501,0583	-0,24679
Нагр	20	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	501,0583	-0,24679
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,4596	-0,24758
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,07408	-0,24679
Нагр	23	Новокиевка 220 кВ	220	0	1	5,5	1,2	0	0	0	0	0	0	226,6081	-1,48391
Нагр	24	Уландочка 220 кВ	220	0	1	0,9	0,4	0	0	0	0	0	0	232,0426	-2,44565
Нагр	25	Февральская 220 кВ	220	0	1	46,7	2,8	32,3	-8,8	0	0	0	0	234,8713	-3,07163
Нагр	26	Этеркан 220 кВ	220	0	1	2,9	-1,5	0	17,8	0	0	0	0	239,4194	-3,10494
Нагр	27	Ургал 220 кВ	220	0	1	33,9	18,1	28,1	-7,4	0	0	0	0	235,7534	-2,53849
Нагр	28	Тырма 220 кВ	220	0	1	2,9	0,8	0	0	0	0	0	0	233,6815	-1,63262
Нагр	29	Кульдур 220 кВ	220	0	1	1,3	0,5	0	0	0	0	0	0	228,3386	-0,43969
Нагр	30	Лондоко 220 кВ	220	0	1	14	5	0	0	0	0	0	0	226,3651	-0,0567
Нагр	31	Центральная 220 кВ	220	0	1	1,1	0,2	0	0	0	0	0	0	225,3133	0,135004
Нагр	32	Кимкан/т 220 кВ	220	0	1	8,5	10,1	0	0	0	0	0	0	224,8412	0,199589
Нагр	33	Облучье 220 кВ	220	0	1	32,1	2,4	0	0	0	0	0	0	223,926	0,452985
Нагр	34	Ядрин/т 220 кВ	220	0	1	19,7	7,6	0	0	0	0	0	0	223,6095	0,550107
Нагр	35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	0	1	14,5	21,9	0	0	0	0	0	0	222,6323	1,520495
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	0	1	36,4	14,4	0	0	0	0	0	0	222,0632	2,904119
Нагр	37	НПС-29	220	0	1	11,7	0,7	0	0	0	0	0	0	222,5591	3,271359
Нагр	38	НБГЭС	220	0	1	11,3	0,3	134	16,5	0	0	0	0	223,1128	4,621859
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0	1	1,1	0,1	0	0	0	0	0	0	223,0758	4,617522
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	0	1	84,2	30,2	70	15,6	0	0	0	0	220,4699	3,569269
Нагр	41	Лондоко/т 220 кВ	220	0	1	27	1,4	0	0	0	0	0	0	226,3713	-0,05714
Нагр	42	Бира/т 220 кВ	220	0	1	27,7	1,5	0	0	0	0	0	0	226,5512	0,338621
Нагр	43	Биробиджан 220 кВ	220	0	1	86,33	14,7	0	0	0	0	0	0	226,6186	1,069505
Нагр	44	Икура/т 220 кВ	220	0	1	29,7	4	0	0	0	0	0	0	226,9408	1,487574
Ген	45	Хабаровская 500 кВ	500	0	1	0	0	0	-277,502	520	-500	500	0	520	5,529066
Нагр	46	Хабаровская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	519,2209	3,698484
Нагр	47	Хабаровская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	519,2209	3,698484
Нагр	48	Хабаровская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,4106	3,698747
Нагр	49	Хабаровская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,34546	3,698484
Нагр	50	оп. Хвойная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	218,2331	1,770469
Нагр	51	оп. Хвойная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	218,2301	1,788869
Нагр	52	оп. Белогорск 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	217,8862	-0,2215
Нагр	53	оп. Белогорск 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	217,0708	-0,54236
Нагр	54	оп. Свободный	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,3078	-0,26432
Нагр	55	оп. Уландочка	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,0448	-2,44275
Нагр	56	оп. Лондоко/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,3997	-0,02972
Нагр	57	оп. Лондоко/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,3997	-0,02972
Нагр	58	оп. Бира/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,5713	0,357463
Нагр	59	оп. Бира/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,5713	0,357463
Нагр	60	оп. Центральная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,3105	0,137033
Нагр	61	оп. Центральная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,3105	0,137033
Нагр	62	оп. Кимкан/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,8984	0,207753
Нагр	63	оп. Кимкан/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,8984	0,207753
Нагр	64	НПС-32	220	0	1	30	5	0	0	0	0	0	0	227,4036	2,210881
Нагр	65	ПС Флора ВН	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,1269	3,537366
Нагр	66	ПС Флора НН	10,5	0	1	65	26	0	0	0	0	0	0	10,54977	-0,12402

Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	l max	I загр.
Тр-р	9	1	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	323,0869	-93,1575	0	890,272	0
Тр-р	9	2	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	71,76046	-68,2897	0	262,279	0
Тр-р	7	3	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	4	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	325,0588	-183,448	0	424,6459	0
Тр-р	7	5	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	334,0248	-184,84	0	434,3229	0
Тр-р	7	6	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	79,62821	-158,824	0	202,1309	0
Тр-р	7	8	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	55,63288	-106,177	0	136,3741	0
Тр-р	8	9	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	56,04307	-96,8703	0	130,3876	0
Тр-р	8	10	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	1,40E-13	-4,80E-13	0	5,83E-13	0
Тр-р	18	19	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-17,9528	2,76441	0	20,97444	0
Тр-р	18	20	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-17,9528	2,76441	0	20,97444	0
Тр-р	19	21	0	0	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-17,577	8,88095	0	22,6917	0
Тр-р	20	21	0	0	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-17,577	8,88095	0	22,6917	0
Тр-р	19	22	0	0	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	3,48E-16	-2,51E-13	0	2,89E-13	0
Тр-р	20	22	0	0	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	3,48E-16	-2,51E-13	0	2,89E-13	0
Тр-р	45	46	0	0	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-141,636	-14,0622	0	158,0297	0
Тр-р	45	47	0	0	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-141,636	-14,0622	0	158,0297	0
Тр-р	46	48	0	0	Хабаровская Н1 - Хабаровская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-141,073	-3,17217	0	156,9062	0
Тр-р	47	48	0	0	Хабаровская Н2 - Хабаровская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-141,073	-3,17217	0	156,9062	0
Тр-р	46	49	0	0	Хабаровская Н1 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	1,18E-13	-5,16E-13	0	5,88E-13	0
Тр-р	47	49	0	0	Хабаровская Н2 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	1,18E-13	-5,16E-13	0	5,88E-13	0
ЛЭП	7	18	0	0	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1064,5	10	0	0	0	-508,923	97,6632	0	589,5636	58,95636
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-159,735	33,07722	0	431,8948	44,98904
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-159,735	33,07722	0	431,8948	44,98904
ЛЭП	11	50	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-68,6338	9,388698	0	182,2551	28,92399
ЛЭП	50	14	0	0	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9	0	0	0	0	-77,9643	7,893656	0	207,3143	32,90702
ЛЭП	50	12	0	0	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3	0	0	0	0	9,98359	-4,40885	0	28,99132	4,601797
ЛЭП	11	51	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-120,535	11,05594	0	318,456	50,54858
ЛЭП	51	12	0	0	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4	0	0	0	0	-49,4841	2,373526	0	131,0567	20,80408
ЛЭП	51	13	0	0	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-69,9083	8,805219	0	186,4109	29,58903
ЛЭП	13	52	0	0	о Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180	0	0	0	0	-41,9894	14,69548	0	117,7894	18,69673
ЛЭП	14	53	0	0	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-60,2606	10,80124	0	162,7815	25,83833
ЛЭП	52	15	0	0	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39,05	0	0	0	0	-44,9575	-14,7728	0	126,997	20,15826
ЛЭП	53	15	0	0	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,026	-0,16	0	0	0	0	-73,9378	-16,4886	0	201,4897	31,98249
ЛЭП	52	17	0	0	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,09	0	0	0	0	3,293179	22,03344	0	59,03224	9,370198
ЛЭП	53	54	0	0	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4	0	0	0	0	13,74022	26,45634	0	79,29207	12,58585
ЛЭП	54	21	0	0	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8	0	0	0	0	13,82957	18,45334	0	60,43333	9,592593
ЛЭП	17	21	0	0	о НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,59	0	0	0	0	3,306564	19,57513	0	52,3995	8,313782
ЛЭП	54	16	0	0	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,048	0,017	-0,104	0	0	0	0	1,06E-11	0,005048	0	0,013228	0,0021
ЛЭП	21	23	0	0	Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	10,25	35,1	-221	0	0	0	0	-17,9947	48,91165	0	136,4859	21,66443
ЛЭП	23	55	0	0	Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	11,69	39,91	-251,6	0	0	0	0	-12,0279	40,66821	0	108,0508	17,15093
ЛЭП	24	55	0	0	Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	0,823	2,96	-17,68	0	0	0	0	0,899997	0,4	0	2,626801	0,416959
ЛЭП	25	55	0	0	о Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	10,14	34,61	-218,2	0	0	0	0	10,71645	-16,3975	0	74,47152	11,82088
ЛЭП	25	26	0	0	Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	12,47	54,57	-335,8	0	0	0	0	3,68185	27,99572	0	69,41042	11,07153
ЛЭП	26	27	0	0	Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	11,63	50,92	-313,34	0	0	0	0	6,662054	-9,83197	0	68,54808	9,934504
ЛЭП	27	28	0	0	Ургал 220 кВ - Тырма 220 кВ	13,12	57,43	-353,42	0	0	0	0	12,54087	-1,66867	0	60,18158	8,721968
ЛЭП	28	29	0	0	о Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	11,52	50,45	-310,41	0	0	0	0	15,50729	-20,0431	0	98,49452	14,27457
ЛЭП	29	30	0	0	о Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	3,09	13,52	-83,21	0	0	0	0	17,02836	-35,1384	0	108,6486	15,74618
ЛЭП	30	56	0	0	о Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	6,99937	1,183478	0	18,10547	2,623981
ЛЭП	30	57	0	0	о Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	6,99937	1,183478	0	18,10547	2,623981
ЛЭП	56	41	0	0	оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-13,5011	-0,12897	0	34,47647	4,99659
ЛЭП	57	41	0	0	оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-13,5011	-0,12897	0	34,47647	4,99659
ЛЭП	56	58	0	0	оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	20,47314	0,20637	0	53,69904	7,78247
ЛЭП	57	59	0	0	оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	20,47314	0,20637	0	53,69904	7,78247
ЛЭП	58	42	0	0	оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	-13,8506	-0,36455	0	35,34636	5,122661
ЛЭП	59	42	0	0	оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	-13,8506	-0,36455	0	35,34636	5,122661
ЛЭП	58	43	0	0	оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	34,17389	-4,60926	0	90,8147	13,16155
ЛЭП	59	43	0	0	оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	34,17389	-4,60926	0	90,8147	13,16155
ЛЭП	43	44	0	0	о Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	42,20543	-0,10036	0	107,7519	15,61622
ЛЭП	43	44	0	0	о Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	42,20543	-0,10036	0	107,7519	15,61622
ЛЭП	48	44	0	0	о Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-86,8221	7,083461	0	220,1882	31,91134
ЛЭП	48	64	0	0	о Хабаровская 220 кВ - НПС-32	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-58,5018	6,174426	0	148,6956	21,55008
ЛЭП	30	60	0	0	о Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	2,99	13,07	-80,44	0	0	0	0	8,562869	-18,1852	0	60,9133	8,828014
ЛЭП	30	61	0	0	о Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	2,99	13,07	-80,44	0	0	0	0	8,562869	-18,1852	0	60,9133	8,828014
ЛЭП	60	31	0	0	оп. Центральная 1 - Центральная 220	0,65	2,86	-17,58	0	0	0	0	-0,54999	0,792432	0	2,471736	0,358223
ЛЭП	61	31	0	0	оп. Центральная 2 - Центральная 220	0,65	2,86	-17,58	0	0	0	0	-0,54999	0,792432	0	2,471736	0,358223
ЛЭП	60	62	0	0	оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1	0,98	4,31	-26,5	0	0	0	0	9,138596	-22,9566	0	66,52649	9,64152
ЛЭП	61	63	0	0	оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2	0,98	4,31	-26,5	0	0	0	0	9,138596	-22,9566	0	66,52649	9,64152
ЛЭП	62	32	0	0	оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-13,99	0	0	0	0	-4,25033	-4,34435	0	16,94835	2,456282
ЛЭП	63	32	0	0	оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-13,99	0	0	0	0	-4,25033	-4,34435	0	16,94835	2,456282
ЛЭП	62	33	0	0	оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,26	0	0	0	0	13,40015	-19,9003	0	69,54256	10,07863
ЛЭП	63	33	0	0	оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,26	0	0	0	0	13,40015	-19,9003	0	69,54256	10,07



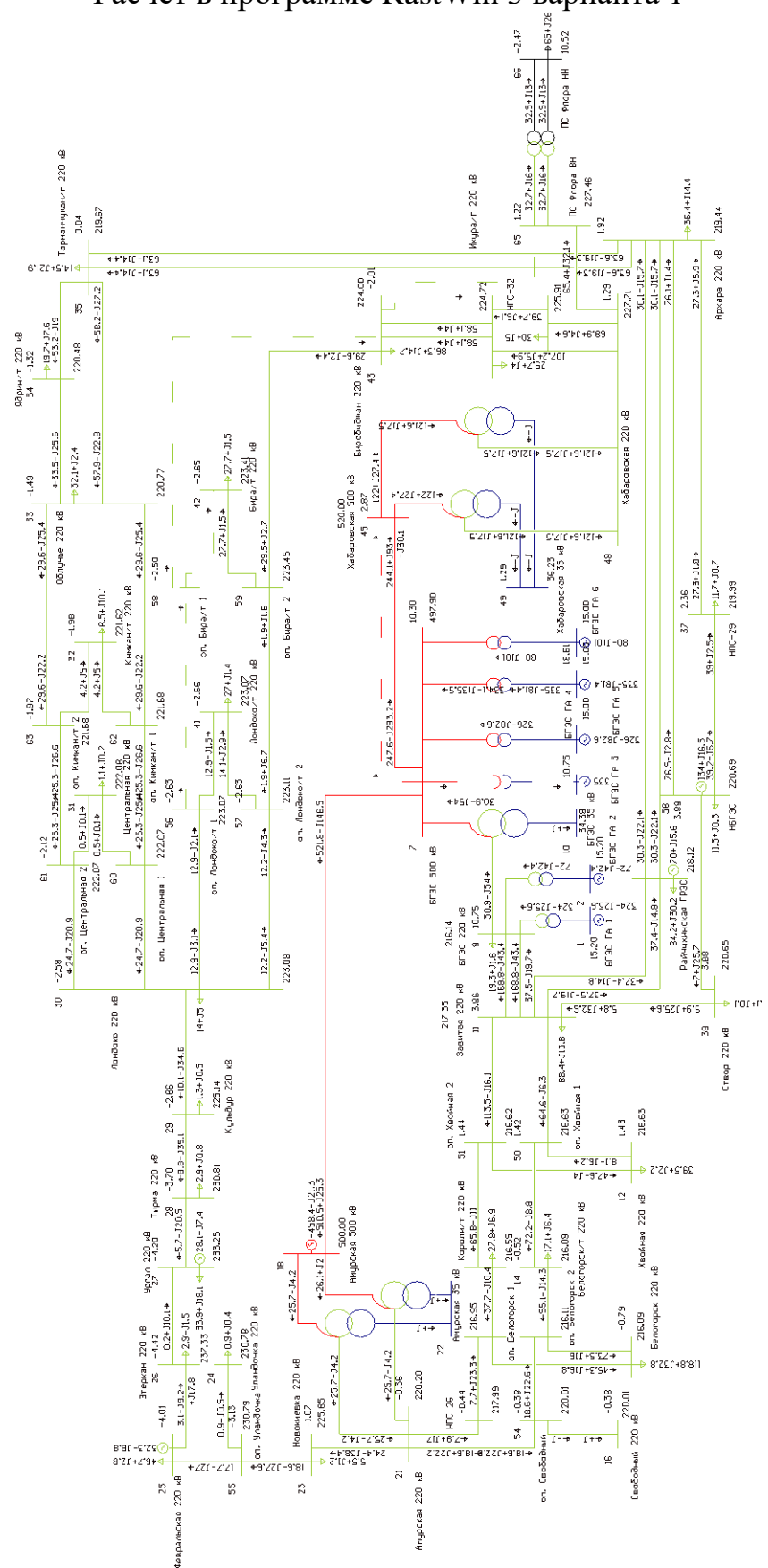
Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

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
Ген	1	БГЭС ГА 1	15,75	0	1	0	0	324	-25,5716	15,2	-200	200	0	15,2	18,52794
Ген	2	БГЭС ГА 2	15,75	0	1	0	0	72	-42,437	15,2	-200	200	0	15,2	12,48891
Ген	3	БГЭС ГА 3	15,75	0	1	0	0	335	0	15,75	-200	200	0	0	0
Ген	4	БГЭС ГА 4	15,75	0	1	0	0	326	-82,5904	15	-200	200	0	15	18,38568
Ген	5	БГЭС ГА 5	15,75	0	1	0	0	335	-81,4158	15	-200	200	0	15	18,60938
Ген	6	БГЭС ГА 6	15,75	0	1	0	0	80	-101,012	15	-200	200	0	15	12,30282
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	497,8994	10,29768
Нагр	8	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	491,2026	10,74665
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	0	1	19,3	1,6	0	0	0	0	0	0	216,1399	10,75165
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	34,38418	10,74665
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	0	1	88,4	13,6	0	0	0	0	0	0	217,3519	3,862478
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	0	1	39,5	2,2	0	0	0	0	0	0	216,6264	1,427867
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	0	1	27,8	6,9	0	0	0	0	0	0	216,5465	0,998952
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	0	1	17,1	6,4	0	0	0	0	0	0	216,0854	-0,52346
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	0	1	118,8	32,8	0	0	0	0	0	0	216,0888	-0,79111
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,0111	-0,38386
Нагр	17	НПС 26	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	217,9938	-0,44248
База	18	Амурская 500 кВ	500	0	1	0	0	-458,396	-21,3432	500	0	0	0	500	0
Нагр	19	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	500,4763	-0,35985
Нагр	20	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	500,4763	-0,35985
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,2008	-0,36023
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,03334	-0,35985
Нагр	23	Новокиевка 220 кВ	220	0	1	5,5	1,2	0	0	0	0	0	0	225,8537	-1,86839
Нагр	24	Уландочка 220 кВ	220	0	1	0,9	0,4	0	0	0	0	0	0	230,7841	-3,12836
Нагр	25	Федральская 220 кВ	220	0	1	46,7	2,8	32,3	-8,8	0	0	0	0	233,2207	-4,00707
Нагр	26	Этеркан 220 кВ	220	0	1	2,9	-1,5	0	17,8	0	0	0	0	237,3319	-4,42144
Нагр	27	Ургал 220 кВ	220	0	1	33,9	18,1	28,1	-7,4	0	0	0	0	233,2544	-4,2027
Нагр	28	Тырма 220 кВ	220	0	1	2,9	0,8	0	0	0	0	0	0	230,8051	-3,69723
Нагр	29	Кульдур 220 кВ	220	0	1	1,3	0,5	0	0	0	0	0	0	225,1401	-2,86148
Нагр	30	Лондоко 220 кВ	220	0	1	14	5	0	0	0	0	0	0	223,0801	-2,57622
Нагр	31	Центральная 220 кВ	220	0	1	1,1	0,2	0	0	0	0	0	0	222,076	-2,12621
Нагр	32	Кимкан/т 220 кВ	220	0	1	8,5	10,1	0	0	0	0	0	0	221,6219	-1,97603
Нагр	33	Облучье 220 кВ	220	0	1	32,1	2,4	0	0	0	0	0	0	220,7742	-1,48616
Нагр	34	Ядрин/т 220 кВ	220	0	1	19,7	7,6	0	0	0	0	0	0	220,4785	-1,32167
Нагр	35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	0	1	14,5	21,9	0	0	0	0	0	0	219,6691	0,036887
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	0	1	36,4	14,4	0	0	0	0	0	0	219,4429	1,920797
Нагр	37	НПС-29	220	0	1	11,7	0,7	0	0	0	0	0	0	219,9851	2,358862
Нагр	38	НБГЭС	220	0	1	11,3	0,3	134	16,5	0	0	0	0	220,6859	3,885029
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0	1	1,1	0,1	0	0	0	0	0	0	220,6528	3,884327
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	0	1	84,2	30,2	70	15,6	0	0	0	0	218,1172	2,905235
Нагр	41	Лондоко/т 220 кВ	220	0	1	27	1,4	0	0	0	0	0	0	223,0652	-2,65879
Нагр	42	Бира/т 220 кВ	220	0	1	27,7	1,5	0	0	0	0	0	0	223,4096	-2,65153
Нагр	43	Биробиджан 220 кВ	220	0	1	86,33	14,7	0	0	0	0	0	0	224,0018	-2,01147
Нагр	44	Икура/т 220 кВ	220	0	1	29,7	4	0	0	0	0	0	0	224,721	-1,4404
Ген	45	Хабаровская 500 кВ	500	0	1	0	0	0	-38,1413	520	-500	500	0	520	2,866054
Нагр	46	Хабаровская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	517,6043	1,286361
Нагр	47	Хабаровская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	517,6043	1,286361
Нагр	48	Хабаровская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,7056	1,287818
Нагр	49	Хабаровская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,2323	1,286361
Нагр	50	оп. Хвойная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	216,6334	1,423158
Нагр	51	оп. Хвойная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	216,6245	1,440714
Нагр	52	оп. Белогорск 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	216,9519	-0,46449
Нагр	53	оп. Белогорск 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	216,1145	-0,79013
Нагр	54	оп. Свободный	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,0111	-0,38386
Нагр	55	оп. Уландочка	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	230,7864	-3,12543
Нагр	56	оп. Лондоко/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,0748	-2,6308
Нагр	57	оп. Лондоко/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,1132	-2,63031
Нагр	58	оп. Бира/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2,50499
Нагр	59	оп. Бира/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,4516	-2,61285
Нагр	60	оп. Центральная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	222,0733	-2,12413
Нагр	61	оп. Центральная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	222,0733	-2,12413
Нагр	62	оп. Кимкан/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	221,6801	-1,96763
Нагр	63	оп. Кимкан/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	221,6801	-1,96763
Нагр	64	НПС-32	220	0	1	30	5	0	0	0	0	0	0	225,9077	-0,45771
Нагр	65	ПС Флора ВН	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,4601	1,217722
Нагр	66	ПС Флора НН	10,5	0	1	65	26	0	0	0	0	0	0	10,51679	-2,46597

# Продолжение приложение Г. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	I_max	I_эгр.
Тр-р	9	1	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	323,1007	-17,0273	0	883,6703	0
Тр-р	9	2	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	71,77911	-46,0099	0	227,7436	0
Тр-р	7	3	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	4	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	325,1234	-134,098	0	407,8127	0
Тр-р	7	5	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	334,0888	-135,513	0	418,0559	0
Тр-р	7	6	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	79,7021	-109,123	0	156,694	0
Тр-р	7	8	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	30,47192	-60,9612	0	79,02809	0
Тр-р	8	9	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	30,85297	-54,0066	0	73,10664	0
Тр-р	8	10	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-2,10F-14	-2,53E-13	0	2,98E-13	0
Тр-р	18	19	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-26,0586	-1,96411	0	30,17523	0
Тр-р	18	20	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-26,0586	-1,96411	0	30,17523	0
Тр-р	19	21	0	0	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-25,682	4,226435	0	30,02534	0
Тр-р	20	21	0	0	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-25,682	4,226435	0	30,02534	0
Тр-р	19	22	0	0	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-1,38E-14	-2,50E-13	0	2,89E-13	0
Тр-р	20	22	0	0	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-1,38E-14	-2,50E-13	0	2,89E-13	0
Тр-р	45	46	0	0	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-122,042	-27,4254	0	138,8814	0
Тр-р	45	47	0	0	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-122,042	-27,4254	0	138,8814	0
Тр-р	46	48	0	0	Хабаровская Н1 - Хабаровская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-121,602	-17,4648	0	137,0302	0
Тр-р	47	48	0	0	Хабаровская Н2 - Хабаровская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-121,602	-17,4648	0	137,0302	0
Тр-р	46	49	0	0	Хабаровская Н1 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-2,43E-14	7,52E-17	0	2,71E-14	0
Тр-р	47	49	0	0	Хабаровская Н2 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-2,43E-14	7,52E-17	0	2,71E-14	0
ЛЭП	7	18	0	0	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1064,5	10	0	0	0	-521,832	146,4563	0	628,482	62,8482
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-172,359	32,31488	0	468,4263	48,7944
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-172,359	32,31488	0	468,4263	48,7944
ЛЭП	11	50	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-65,2256	12,29734	0	176,3107	27,95883
ЛЭП	50	14	0	0	оп. Хвойная 1 - Белогорск /т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9	0	0	0	0	-72,7592	12,4813	0	196,7431	31,22907
ЛЭП	50	12	0	0	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3	0	0	0	0	8,144894	-6,1331	0	27,34682	4,340765
ЛЭП	11	51	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-114,575	16,23893	0	307,3859	48,79141
ЛЭП	51	12	0	0	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4	0	0	0	0	-47,6455	4,095138	0	127,4536	20,23074
ЛЭП	51	13	0	0	оп. Хвойная 2 - Короли /т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-65,8639	11,99978	0	178,4308	28,32235
ЛЭП	13	52	0	0	Короли /т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180	0	0	0	0	-37,9517	17,8738	0	111,8459	17,75332
ЛЭП	14	53	0	0	Белогорск /т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-55,1145	15,18971	0	152,7485	24,2458
ЛЭП	52	15	0	0	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39,05	0	0	0	0	-45,3453	-15,2786	0	128,9669	20,47094
ЛЭП	53	15	0	0	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,026	-0,16	0	0	0	0	-73,5522	-16,0086	0	201,0993	31,92052
ЛЭП	52	17	0	0	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,09	0	0	0	0	7,684347	25,68807	0	71,35397	11,32603
ЛЭП	53	54	0	0	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4	0	0	0	0	18,49902	30,34987	0	94,95404	15,07207
ЛЭП	54	21	0	0	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8	0	0	0	0	18,64266	22,60985	0	76,90049	12,20643
ЛЭП	17	21	0	0	оп. НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,59	0	0	0	0	7,711882	23,29751	0	64,99539	10,31673
ЛЭП	54	16	0	0	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,048	0,017	-0,104	0	0	0	0	-1,33E-10	0,005034	0	0,01321	0,002097
ЛЭП	21	23	0	0	Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	10,25	35,1	-221	0	0	0	0	-24,9513	47,61712	0	140,9504	22,37307
ЛЭП	23	55	0	0	Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	11,69	39,91	-251,6	0	0	0	0	-18,9418	39,56583	0	112,1354	17,79927
ЛЭП	24	55	0	0	Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	0,823	2,96	-17,68	0	0	0	0	0,899993	0,4	0	2,627779	0,417108
ЛЭП	25	55	0	0	оп. Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	10,14	34,61	-218,2	0	0	0	0	17,56186	-15,7988	0	80,87363	12,83708
ЛЭП	25	26	0	0	Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	12,47	54,57	-335,8	0	0	0	0	-3,1615	27,39854	0	68,27659	10,83755
ЛЭП	26	27	0	0	Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	11,63	50,92	-313,34	0	0	0	0	-0,18249	-10,1463	0	67,25063	9,746468
ЛЭП	27	28	0	0	Ургал 220 кВ - Тырма 220 кВ	13,12	57,43	-353,42	0	0	0	0	5,69205	-1,67019	0	53,31684	7,727079
ЛЭП	28	29	0	0	Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	11,52	50,45	-310,41	0	0	0	0	8,630525	-19,7297	0	92,68638	13,43281
ЛЭП	29	30	0	0	Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	3,09	13,52	-83,21	0	0	0	0	10,11598	-34,5519	0	102,6951	14,88335
ЛЭП	30	56	0	0	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко /т 1	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	-12,8783	3,12192	0	34,29541	4,97035
ЛЭП	30	57	0	0	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко /т 2	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	-12,2403	5,411439	0	34,63664	5,019803
ЛЭП	56	41	0	0	оп. Лондоко /т 1 - Лондоко /т 220 кВ	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-12,8755	2,056722	0	33,74605	4,890732
ЛЭП	57	41	0	0	оп. Лондоко /т 2 - Лондоко /т 220 кВ	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-14,118	-2,3416	0	37,29866	5,405341
ЛЭП	56	58	0	0	оп. Лондоко /т 1 - оп. Бира /т 1	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	57	59	0	0	оп. Лондоко /т 2 - оп. Бира /т 2	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	1,870157	6,676146	0	17,94089	2,600129
ЛЭП	58	42	0	0	оп. Бира /т 1 - Бира /т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	59	42	0	0	оп. Бира /т 2 - Бира /т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	-27,7021	-1,13983	0	71,68344	10,3889
ЛЭП	58	43	0	0	оп. Бира /т 1 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	59	43	0	0	оп. Бира /т 2 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	29,5346	2,74879	0	76,64077	11,10736
ЛЭП	43	44	0	0	Биробиджан 220 кВ - Икура /т 220 кВ	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	57,97108	6,135511	0	150,2513	21,77555
ЛЭП	43	44	0	0	Биробиджан 220 кВ - Икура /т 220 кВ	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	57,97108	6,135511	0	150,2513	21,77555
ЛЭП	48	44	0	0	Хабаровская 220 кВ - Икура /т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-108,412	-9,92518	0	275,9004	39,98556
ЛЭП	48	64	0	0	Хабаровская 220 кВ - НПС-32	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-69,3524	0,491706	0	176,4002	25,56525
ЛЭП	30	60	0	0	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	2,99	13,07	-80,44	0	0	0	0	24,65867	-20,9421	0	90,73375	13,14982
ЛЭП	30	61	0	0	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	2,99	13,07	-80,44	0	0	0	0	24,65867	-20,9421	0	90,73375	13,14982
ЛЭП	60	31	0	0	оп. Центральная 1 - Центральная 220	0,65	2,86	-17,58	0	0	0	0	-0,54996	0,766968	0	2,453623	0,355597
ЛЭП	61	31	0	0	оп. Центральная 2 - Центральная 220	0,65	2,86	-17,58	0	0	0	0	-0,54996	0,766968	0	2,453623	0,355597
ЛЭП	60	62	0	0	оп. Центральная 1 - оп. Кимкан /т 1	0,98	4,31	-26,5	0	0	0	0	25,27612	-25,3976	0	95,5892	13,85351
ЛЭП	61	63	0	0	оп. Центральная 2 - оп. Кимкан /т 2	0,98	4,31	-26,5	0	0	0	0	25,27612	-25,3976	0	95,5892	13,85351
ЛЭП	62	32	0	0	оп. Кимкан /т 1 - Кимкан /т 220 кВ	0,52	2,27	-13,99	0	0	0	0	-4,25015	-4,36444	0	17,19406	2,491893
ЛЭП	63	32	0	0	оп. Кимкан /т 2 - Кимкан /т 220 кВ	0,52	2,27	-13,99	0	0	0	0	-4,25015	-4,36444	0	17,19406	2,491893
ЛЭП	62	33	0	0	оп. Кимкан /т 1 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,26	0	0	0	0	29,55244	-22,2234	0	102,0861	14,79509
ЛЭП	63	33	0	0	оп. Кимкан /т 2 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,26	0	0	0	0	29,55244	-22,2234	0	102,0861	14,79509
ЛЭП	33	34	0	0	Облучье 220 кВ - Ядрин /т 220												

# Продолжение приложение Г. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1



## Приложение Д. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

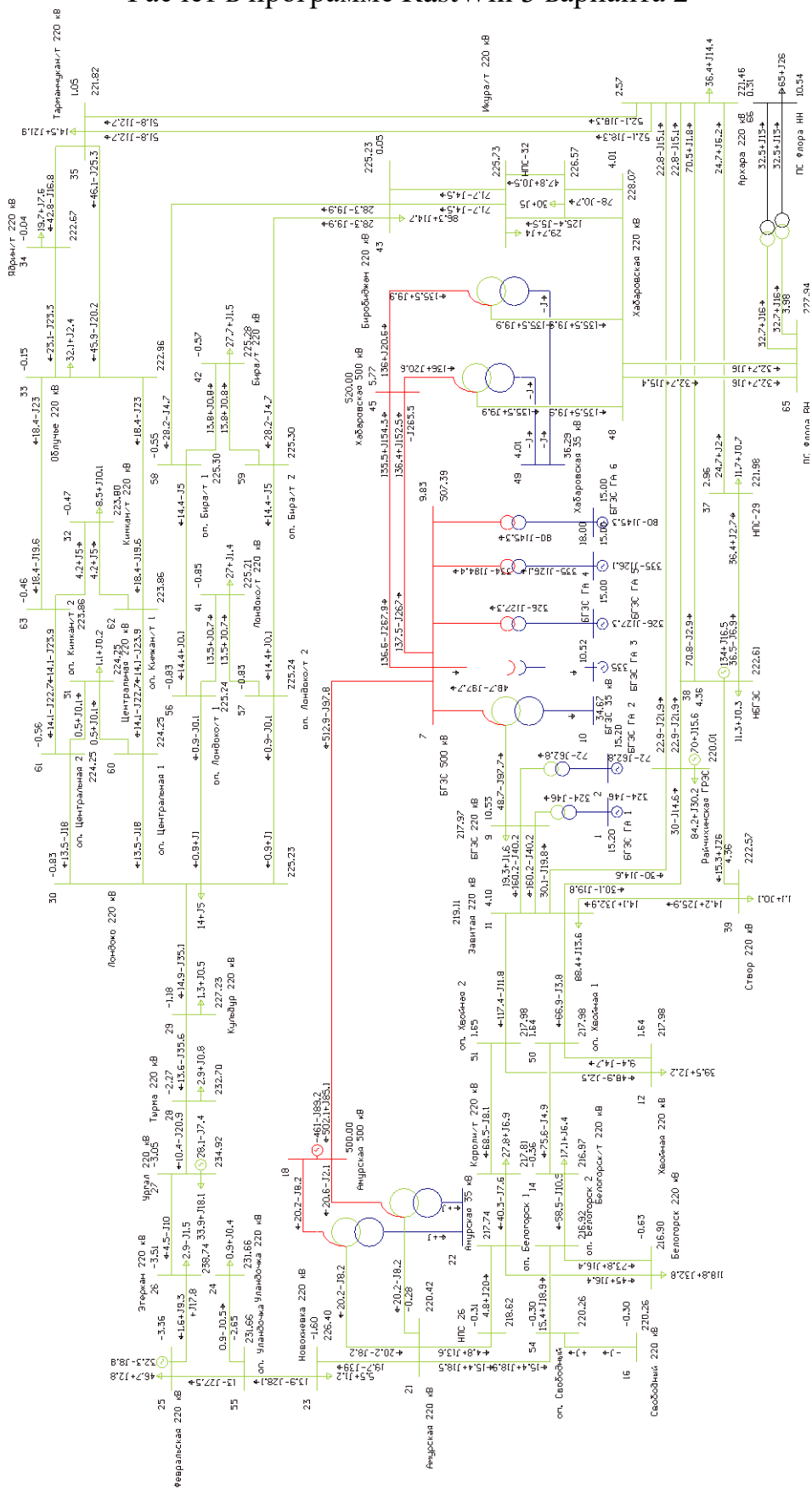
Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	15,75	0	1	0	0	324	-46,0374	15,2	-200	200	0	15,2	18,24728
Ген	2	БГЭС ГА 2	15,75	0	1	0	0	72	-62,76	15,2	-200	200	0	15,2	12,25928
Ген	3	БГЭС ГА 3	15,75	0	1	0	0	335	0	15,75	-200	200	0	0	0
Ген	4	БГЭС ГА 4	15,75	0	1	0	0	326	-127,255	15	-200	200	0	15	17,7791
Ген	5	БГЭС ГА 5	15,75	0	1	0	0	335	-126,103	15	-200	200	0	15	17,99854
Ген	6	БГЭС ГА 6	15,75	0	1	0	0	80	-145,329	15	-200	200	0	15	11,81074
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	507,3889	9,828806
Нагр	8	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	495,3527	10,51993
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	0	1	19,3	1,6	0	0	0	0	0	0	217,9721	10,52883
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	34,67469	10,51993
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	0	1	88,4	13,6	0	0	0	0	0	0	219,1077	4,101565
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	0	1	39,5	2,2	0	0	0	0	0	0	217,9764	1,641257
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	0	1	27,8	6,9	0	0	0	0	0	0	217,815	1,20457
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	0	1	17,1	6,4	0	0	0	0	0	0	216,973	-0,35571
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	0	1	118,8	32,8	0	0	0	0	0	0	216,8958	-0,63243
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,2621	-0,3039
Нагр	17	НПС 26	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	218,6231	-0,3098
База	18	Амурская 500 кВ	500	0	1	0	0	-460,951	-89,1888	500	0	0	0	500	0
Нагр	19	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	500,9705	-0,28371
Нагр	20	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	500,9705	-0,28371
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,4201	-0,28444
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,06793	-0,28371
Нагр	23	Новокиевка 220 кВ	220	0	1	5,5	1,2	0	0	0	0	0	0	226,4011	-1,60445
Нагр	24	Уландочка 220 кВ	220	0	1	0,9	0,4	0	0	0	0	0	0	231,6622	-2,65787
Нагр	25	Февральская 220 кВ	220	0	1	46,7	2,8	32,3	-8,8	0	0	0	0	234,3534	-3,36142
Нагр	26	Этеркан 220 кВ	220	0	1	2,9	-1,5	0	17,8	0	0	0	0	238,7395	-3,51175
Нагр	27	Ургал 220 кВ	220	0	1	33,9	18,1	28,1	-7,4	0	0	0	0	234,9196	-3,05159
Нагр	28	Тырма 220 кВ	220	0	1	2,9	0,8	0	0	0	0	0	0	232,7017	-2,26752
Нагр	29	Кульдур 220 кВ	220	0	1	1,3	0,5	0	0	0	0	0	0	227,2335	-1,18258
Нагр	30	Лондоко 220 кВ	220	0	1	14	5	0	0	0	0	0	0	225,2264	-0,82902
Нагр	31	Центральная 220 кВ	220	0	1	1,1	0,2	0	0	0	0	0	0	224,2507	-0,56248
Нагр	32	Кимкан/т 220 кВ	220	0	1	8,5	10,1	0	0	0	0	0	0	223,8041	-0,47318
Нагр	33	Облучье 220 кВ	220	0	1	32,1	2,4	0	0	0	0	0	0	222,9636	-0,1516
Нагр	34	Ядрин/т 220 кВ	220	0	1	19,7	7,6	0	0	0	0	0	0	222,6685	-0,03506
Нагр	35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	0	1	14,5	21,9	0	0	0	0	0	0	221,8242	1,046924
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	0	1	36,4	14,4	0	0	0	0	0	0	221,4588	2,573218
Нагр	37	НПС-29	220	0	1	11,7	0,7	0	0	0	0	0	0	221,9816	2,960343
Нагр	38	НБГЭС	220	0	1	11,3	0,3	134	16,5	0	0	0	0	222,608	4,359342
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0	1	1,1	0,1	0	0	0	0	0	0	222,573	4,356064
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	0	1	84,2	30,2	70	15,6	0	0	0	0	220,0083	3,329968
Нагр	41	Лондоко/т 220 кВ	220	0	1	27	1,4	0	0	0	0	0	0	225,2085	-0,85344
Нагр	42	Бира/т 220 кВ	220	0	1	27,7	1,5	0	0	0	0	0	0	225,2753	-0,56686
Нагр	43	Биробиджан 220 кВ	220	0	1	86,33	14,7	0	0	0	0	0	0	225,2267	0,053261
Нагр	44	Икура/т 220 кВ	220	0	1	29,7	4	0	0	0	0	0	0	225,7258	0,772596
Ген	45	Хабаровская 500 кВ	500	0	1	0	0	0	-265,548	520	-500	500	0	520	5,770229
Нагр	46	Хабаровская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	518,4335	4,011316
Нагр	47	Хабаровская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	518,4335	4,011316
Нагр	48	Хабаровская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,0659	4,01214
Нагр	49	Хабаровская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,29035	4,011316
Нагр	50	оп. Хвойная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	217,9801	1,636237
Нагр	51	оп. Хвойная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	217,976	1,654247
Нагр	52	оп. Белогорск 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	217,7412	-0,30917
Нагр	53	оп. Белогорск 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	216,9216	-0,63149
Нагр	54	оп. Свободный	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,2621	-0,3039
Нагр	55	оп. Уландочка	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,6644	-2,65496
Нагр	56	оп. Лондоко/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,237	-0,82574
Нагр	57	оп. Лондоко/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,237	-0,82574
Нагр	58	оп. Бира/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,2956	-0,54781
Нагр	59	оп. Бира/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,2956	-0,54781
Нагр	60	оп. Центральная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,2479	-0,56044
Нагр	61	оп. Центральная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,2479	-0,56044
Нагр	62	оп. Кимкан/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,8617	-0,46494
Нагр	63	оп. Кимкан/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,8617	-0,46494
Нагр	64	НПС-32	220	0	1	30	5	0	0	0	0	0	0	226,5666	2,012398
Нагр	65	ПС Флора ВН	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,9443	3,977161
Нагр	66	ПС Флора НН	10,5	0	1	65	26	0	0	0	0	0	0	10,54074	0,309674

## Продолжение приложение Д. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	I_max	I_загр.
Тр-р	9	1	0	0	0 БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	323,0877	-92,1256	0	889,8835	0
Тр-р	9	2	0	0	0 БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	71,76147	-67,251	0	260,4988	0
Тр-р	7	3	0	0	0 БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	4	0	0	0 БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	325,0595	-183,003	0	424,4688	0
Тр-р	7	5	0	0	0 БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	334,0256	-184,395	0	434,1512	0
Тр-р	7	6	0	0	0 БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	79,62899	-158,375	0	201,709	0
Тр-р	7	8	0	0	0 БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	48,27568	-106,917	0	133,486	0
Тр-р	8	9	0	0	0 БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	48,68969	-97,7442	0	127,2761	0
Тр-р	8	10	0	0	0 БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	18	19	0	0	0 Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-20,5978	2,058289	0	23,90277	0
Тр-р	18	20	0	0	0 Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-20,5978	2,058289	0	23,90277	0
Тр-р	19	21	0	0	0 Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-20,2217	8,199237	0	25,14763	0
Тр-р	20	21	0	0	0 Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-20,2217	8,199237	0	25,14763	0
Тр-р	19	22	0	0	0 Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-1,77Е-15	-2,51Е-13	0	2,89Е-13	0
Тр-р	20	22	0	0	0 Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-1,77Е-15	-2,51Е-13	0	2,89Е-13	0
Тр-р	45	46	0	0	0 Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-135,968	-20,6406	0	152,6931	0
Тр-р	45	47	0	0	0 Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-135,968	-20,6406	0	152,6931	0
Тр-р	46	48	0	0	0 Хабаровская Н1 - Хабаровская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-135,518	-9,92038	0	151,323	0
Тр-р	47	48	0	0	0 Хабаровская Н2 - Хабаровская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-135,518	-9,92038	0	151,323	0
Тр-р	46	49	0	0	0 Хабаровская Н1 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	4,62Е-14	-1,04Е-12	0	1,16Е-12	0
Тр-р	47	49	0	0	0 Хабаровская Н2 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	4,62Е-14	-1,04Е-12	0	1,16Е-12	0
ЛЭП	7	18	0	0	0 БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1064,5	10	0	0	0	-512,938	97,80675	0	594,1807	59,41807
ЛЭП	9	11	0	0	0 БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-163,418	31,6148	0	440,8761	45,92459
ЛЭП	9	11	0	0	0 БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-163,418	31,6148	0	440,8761	45,92459
ЛЭП	11	50	0	0	0 Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-67,489	9,783423	0	179,6928	28,52267
ЛЭП	50	14	0	0	0 оп. Хвойная 1 - Белогорск /т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9	0	0	0	0	-76,2006	8,469658	0	203,0706	32,23344
ЛЭП	50	12	0	0	0 оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3	0	0	0	0	9,350451	-4,63808	0	27,77514	4,408753
ЛЭП	11	51	0	0	0 Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-118,534	11,76123	0	313,8707	49,82074
ЛЭП	51	12	0	0	0 оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4	0	0	0	0	-48,8511	2,601856	0	129,5747	20,56742
ЛЭП	51	13	0	0	0 оп. Хвойная 2 - Короли /т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-68,5694	9,156918	0	183,2313	29,08433
ЛЭП	13	52	0	0	0 Короли /т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180	0	0	0	0	-40,6508	15,04033	0	114,8896	18,23644
ЛЭП	14	53	0	0	0 Белогорск /т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-58,5171	11,28688	0	158,58	25,17143
ЛЭП	52	15	0	0	0 оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39,05	0	0	0	0	-45,1086	-14,8516	0	127,5275	20,24246
ЛЭП	53	15	0	0	0 оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,026	-0,16	0	0	0	0	-73,7869	-16,4149	0	201,1938	31,93552
ЛЭП	52	17	0	0	0 оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,09	0	0	0	0	4,77029	22,4209	0	60,78066	9,647723
ЛЭП	53	54	0	0	0 оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4	0	0	0	0	15,33626	26,86502	0	82,33351	13,06881
ЛЭП	54	21	0	0	0 оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8	0	0	0	0	15,44044	18,91709	0	64,00569	10,15963
ЛЭП	17	21	0	0	0 НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,59	0	0	0	0	4,790073	19,97193	0	54,25705	8,61223
ЛЭП	54	16	0	0	0 оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,048	0,017	-0,104	0	0	0	0	8,37Е-11	0,005046	0	0,013226	0,002099
ЛЭП	21	23	0	0	0 Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	10,25	35,1	-221	0	0	0	0	-20,1737	48,44202	0	137,4482	21,81718
ЛЭП	23	55	0	0	0 Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	11,69	39,91	-251,6	0	0	0	0	-14,1954	40,24293	0	108,8218	17,27331
ЛЭП	24	55	0	0	0 Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	0,823	2,96	-17,68	0	0	0	0	0,899993	0,4	0	2,627092	0,416999
ЛЭП	25	55	0	0	0 Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	10,14	34,61	-218,2	0	0	0	0	12,86732	-16,1046	0	75,88397	12,04507
ЛЭП	25	26	0	0	0 Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	12,47	54,57	-335,8	0	0	0	0	1,533429	27,70388	0	68,35543	10,85007
ЛЭП	26	27	0	0	0 Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	11,63	50,92	-313,34	0	0	0	0	4,511917	-10,046	0	67,9916	9,853855
ЛЭП	27	28	0	0	0 Ургал 220 кВ - Тырма 220 кВ	13,12	57,43	-353,42	0	0	0	0	10,39033	-1,78308	0	57,86871	8,386769
ЛЭП	28	29	0	0	0 Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	11,52	50,45	-310,41	0	0	0	0	13,34751	-20,0538	0	96,67445	14,01079
ЛЭП	29	30	0	0	0 Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	3,09	13,52	-83,21	0	0	0	0	14,85678	-35,0519	0	106,8076	15,47936
ЛЭП	30	56	0	0	0 Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко /т 1	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	0,932268	1,016615	0	3,535878	0,512446
ЛЭП	30	57	0	0	0 Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко /т 2	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	0,932268	1,016615	0	3,535878	0,512446
ЛЭП	56	41	0	0	0 оп. Лондоко /т 1 - Лондоко /т 220 кВ	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-13,5004	-0,13506	0	34,65249	5,0221
ЛЭП	57	41	0	0	0 оп. Лондоко /т 2 - Лондоко /т 220 кВ	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-13,5004	-0,13506	0	34,65249	5,0221
ЛЭП	56	58	0	0	0 оп. Лондоко /т 1 - оп. Бира /т 1	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	14,35167	0,057189	0	39,00497	6,52895
ЛЭП	57	59	0	0	0 оп. Лондоко /т 2 - оп. Бира /т 2	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	14,35167	0,057189	0	39,00497	6,52895
ЛЭП	58	42	0	0	0 оп. Бира /т 1 - Бира /т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	-13,8498	-0,36909	0	35,54442	5,151365
ЛЭП	59	42	0	0	0 оп. Бира /т 2 - Бира /т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	-13,8498	-0,36909	0	35,54442	5,151365
ЛЭП	58	43	0	0	0 оп. Бира /т 1 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	28,21743	-4,6907	0	76,86085	11,13925
ЛЭП	59	43	0	0	0 оп. Бира /т 2 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	28,21743	-4,6907	0	76,86085	11,13925
ЛЭП	43	44	0	0	0 Биробиджан 220 кВ - Икура /т 220 кВ	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	71,45534	-2,61481	0	183,6428	26,61491
ЛЭП	43	44	0	0	0 Биробиджан 220 кВ - Икура /т 220 кВ	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	71,45534	-2,61481	0	183,6428	26,61491
ЛЭП	48	44	0	0	0 Хабаровская 220 кВ - Икура /т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-126,973	5,650251	0	321,7501	46,63045
ЛЭП	48	64	0	0	0 Хабаровская 220 кВ - НПС-32	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-78,6176	5,238973	0	199,4624	28,9076
ЛЭП	30	60	0	0	0 Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	2,99	13,07	-80,44	0	0	0	0	13,53876	-17,9611	0	66,2771	9,605377
ЛЭП	30	61	0	0	0 Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	2,99	13,07	-80,44	0	0	0	0	13,53876	-17,9611	0	66,2771	9,605377
ЛЭП	60	31	0	0	0 оп. Центральная 1 - Центральная 220	0,65	2,86	-17,58	0	0	0	0	-0,54997	0,784032	0	2,465674	0,357344
ЛЭП	61	31	0	0	0 оп. Центральная 2 - Центральная 220	0,65	2,86	-17,58	0	0	0	0	-0,54997	0,784032	0	2,465674	0,357344
ЛЭП	60	62	0	0	0 оп. Центральная 1 - оп. Кимкан /т 1	0,98	4,31	-26,5	0	0	0	0	14,1112	-22,6556	0	71,64966	10,38401
ЛЭП	61	63	0	0	0 оп. Центральная 2 - оп. Кимкан /т 2	0,98	4,31	-26,5	0	0	0	0	14,1112	-22,6556	0	71,64966	10,38401
ЛЭП	62	32	0	0	0 оп. Кимкан /т 1 - Кимкан /т 220 кВ	0,52	2,27	-13,99	0	0	0	0	-4,25018	-4,35082	0	17,02651	2,46761
ЛЭП	63	32	0	0	0 оп. Кимкан /т 2 - Кимкан /т 220 кВ	0,52	2,27	-13,99	0	0	0	0	-4,25018	-4,35082	0	17,02651	2,46761
ЛЭП	62	33	0	0	0 оп. Кимкан /т 1 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,26	0	0	0	0	18,36964	-19,5709	0	76,27267	11,05401
ЛЭП	63	33	0	0	0 оп. Кимкан /т 2 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,26	0	0	0	0	18,36964	-19,5709			



# Продолжение приложение Д. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2



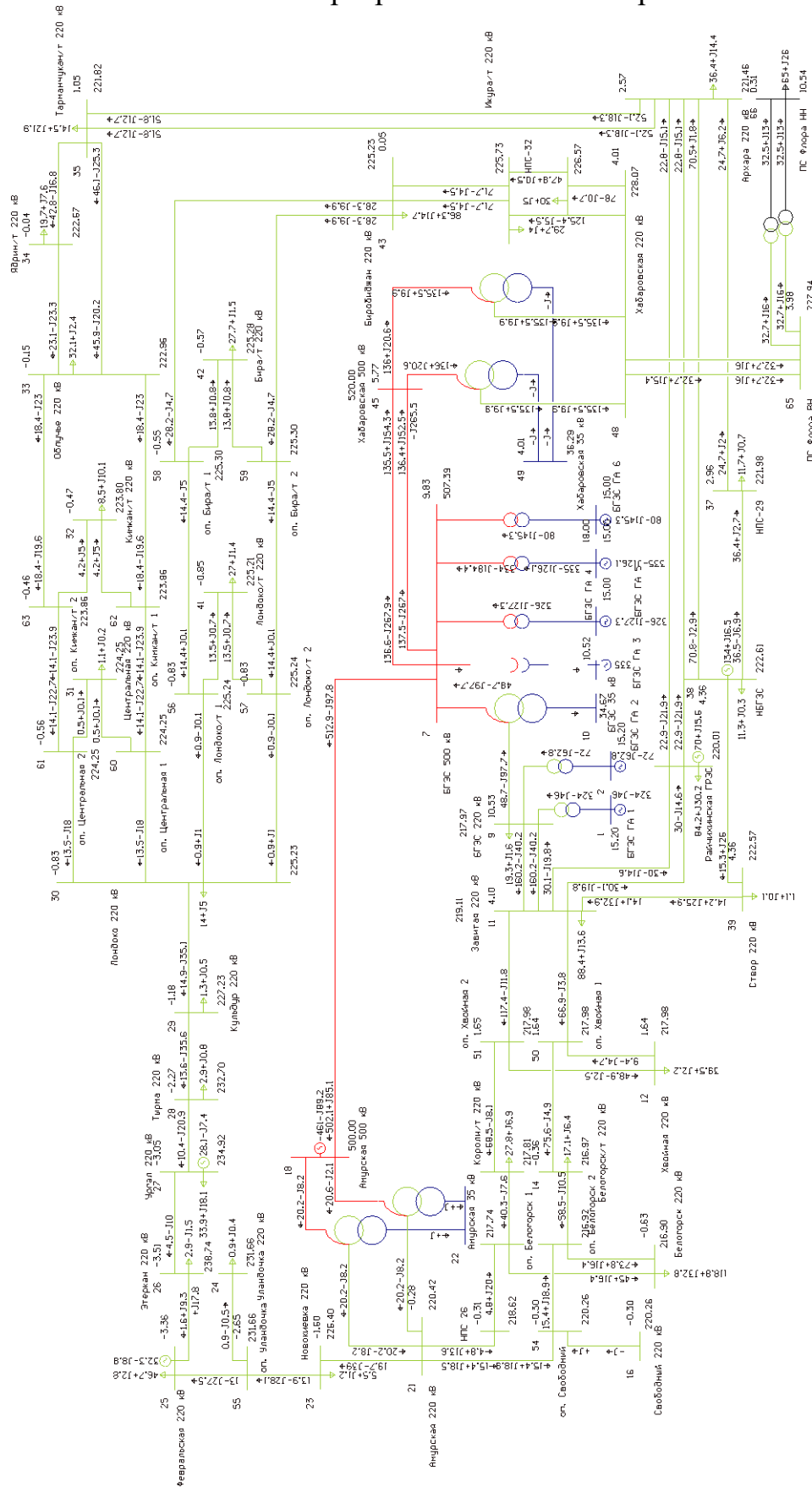
Продолжение приложение Д.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	15,75	0	1	0	0	324	-46,0374	15,2	-200	200	0	15,2	18,24728
Ген	2	БГЭС ГА 2	15,75	0	1	0	0	72	-62,76	15,2	-200	200	0	15,2	12,25928
Ген	3	БГЭС ГА 3	15,75	0	1	0	0	335	0	15,75	-200	200	0	0	0
Ген	4	БГЭС ГА 4	15,75	0	1	0	0	326	-127,255	15	-200	200	0	15	17,7791
Ген	5	БГЭС ГА 5	15,75	0	1	0	0	335	-126,103	15	-200	200	0	15	17,99854
Ген	6	БГЭС ГА 6	15,75	0	1	0	0	80	-145,329	15	-200	200	0	15	11,81074
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	507,3889	9,828806
Нагр	8	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	495,3527	10,51993
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	0	1	19,3	1,6	0	0	0	0	0	0	217,9721	10,52883
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	34,67469	10,51993
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	0	1	88,4	13,6	0	0	0	0	0	0	219,1077	4,101565
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	0	1	39,5	2,2	0	0	0	0	0	0	217,9764	1,641257
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	0	1	27,8	6,9	0	0	0	0	0	0	217,815	1,20457
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	0	1	17,1	6,4	0	0	0	0	0	0	216,973	-0,35571
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	0	1	118,8	32,8	0	0	0	0	0	0	216,8958	-0,63243
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,2621	-0,3039
Нагр	17	НПС 26	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	218,6231	-0,3098
База	18	Амурская 500 кВ	500	0	1	0	0	-460,951	-89,1888	500	0	0	0	500	0
Нагр	19	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	500,9705	-0,28371
Нагр	20	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	500,9705	-0,28371
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,4201	-0,28444
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,06793	-0,28371
Нагр	23	Новокиевка 220 кВ	220	0	1	5,5	1,2	0	0	0	0	0	0	226,4011	-1,60445
Нагр	24	Уландочка 220 кВ	220	0	1	0,9	0,4	0	0	0	0	0	0	231,6622	-2,65787
Нагр	25	Февральская 220 кВ	220	0	1	46,7	2,8	32,3	-8,8	0	0	0	0	234,3534	-3,36142
Нагр	26	Этеркан 220 кВ	220	0	1	2,9	-1,5	0	17,8	0	0	0	0	238,7395	-3,51175
Нагр	27	Ургал 220 кВ	220	0	1	33,9	18,1	28,1	-7,4	0	0	0	0	234,9196	-3,05159
Нагр	28	Тырма 220 кВ	220	0	1	2,9	0,8	0	0	0	0	0	0	232,7017	-2,26752
Нагр	29	Кульдур 220 кВ	220	0	1	1,3	0,5	0	0	0	0	0	0	227,2335	-1,18258
Нагр	30	Лондоко 220 кВ	220	0	1	14	5	0	0	0	0	0	0	225,2264	-0,82902
Нагр	31	Центральная 220 кВ	220	0	1	1,1	0,2	0	0	0	0	0	0	224,2507	-0,56248
Нагр	32	Кимкан/т 220 кВ	220	0	1	8,5	10,1	0	0	0	0	0	0	223,8041	-0,47318
Нагр	33	Облучье 220 кВ	220	0	1	32,1	2,4	0	0	0	0	0	0	222,9636	-0,1516
Нагр	34	Ядрин/т 220 кВ	220	0	1	19,7	7,6	0	0	0	0	0	0	222,6685	-0,03506
Нагр	35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	0	1	14,5	21,9	0	0	0	0	0	0	221,8242	1,046924
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	0	1	36,4	14,4	0	0	0	0	0	0	221,4588	2,573218
Нагр	37	НПС-29	220	0	1	11,7	0,7	0	0	0	0	0	0	221,9816	2,960343
Нагр	38	НБГЭС	220	0	1	11,3	0,3	134	16,5	0	0	0	0	222,608	4,359342
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0	1	1,1	0,1	0	0	0	0	0	0	222,573	4,356064
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	0	1	84,2	30,2	70	15,6	0	0	0	0	220,0083	3,329968
Нагр	41	Лондоко/т 220 кВ	220	0	1	27	1,4	0	0	0	0	0	0	225,2085	-0,85344
Нагр	42	Бира/т 220 кВ	220	0	1	27,7	1,5	0	0	0	0	0	0	225,2753	-0,56686
Нагр	43	Биробиджан 220 кВ	220	0	1	86,33	14,7	0	0	0	0	0	0	225,2267	0,053261
Нагр	44	Икура/т 220 кВ	220	0	1	29,7	4	0	0	0	0	0	0	225,7258	0,772596
Ген	45	Хабаровская 500 кВ	500	0	1	0	0	0	-265,548	520	-500	500	0	520	5,770229
Нагр	46	Хабаровская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	518,4335	4,011316
Нагр	47	Хабаровская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	518,4335	4,011316
Нагр	48	Хабаровская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,0659	4,01214
Нагр	49	Хабаровская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,29035	4,011316
Нагр	50	оп. Хвойная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	217,9801	1,636237
Нагр	51	оп. Хвойная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	217,976	1,654247
Нагр	52	оп. Белогорск 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	217,7412	-0,30917
Нагр	53	оп. Белогорск 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	216,9216	-0,63149
Нагр	54	оп. Свободный	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,2621	-0,3039
Нагр	55	оп. Уландочка	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,6644	-2,65496
Нагр	56	оп. Лондоко/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,237	-0,82574
Нагр	57	оп. Лондоко/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,237	-0,82574
Нагр	58	оп. Бира/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,2956	-0,54781
Нагр	59	оп. Бира/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,2956	-0,54781
Нагр	60	оп. Центральная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,2479	-0,56044
Нагр	61	оп. Центральная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,2479	-0,56044
Нагр	62	оп. Кимкан/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,8617	-0,46494
Нагр	63	оп. Кимкан/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,8617	-0,46494
Нагр	64	НПС-32	220	0	1	30	5	0	0	0	0	0	0	226,5666	2,012398
Нагр	65	ПС Флора ВН	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,9443	3,977161
Нагр	66	ПС Флора НН	10,5	0	1	65	26	0	0	0	0	0	0	10,54074	0,309674

## Продолжение приложение Д. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	I max	I эагр.
Тр-р	9	1	0	0	0 БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	323,0877	-92,1256	0	889,8835	0
Тр-р	9	2	0	0	0 БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	71,76147	-67,251	0	260,4988	0
Тр-р	7	3	0	0	0 БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	4	0	0	0 БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	325,0595	-183,003	0	424,4688	0
Тр-р	7	5	0	0	0 БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	334,0256	-184,395	0	434,1512	0
Тр-р	7	6	0	0	0 БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	79,62899	-158,375	0	201,709	0
Тр-р	7	8	0	0	0 БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	48,27568	-106,917	0	133,486	0
Тр-р	8	9	0	0	0 БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	48,68969	-97,7442	0	127,2761	0
Тр-р	8	10	0	0	0 БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	18	19	0	0	0 Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-20,5978	2,058289	0	23,90277	0
Тр-р	18	20	0	0	0 Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-20,5978	2,058289	0	23,90277	0
Тр-р	19	21	0	0	0 Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-20,2217	8,199237	0	25,14763	0
Тр-р	20	21	0	0	0 Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-20,2217	8,199237	0	25,14763	0
Тр-р	19	22	0	0	0 Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-1,77Е-15	-2,51Е-13	0	2,89Е-13	0
Тр-р	20	22	0	0	0 Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-1,77Е-15	-2,51Е-13	0	2,89Е-13	0
Тр-р	45	46	0	0	0 Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-135,968	-20,6406	0	152,6931	0
Тр-р	45	47	0	0	0 Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-135,968	-20,6406	0	152,6931	0
Тр-р	46	48	0	0	0 Хабаровская Н1 - Хабаровская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-135,518	-9,92038	0	151,323	0
Тр-р	47	48	0	0	0 Хабаровская Н2 - Хабаровская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-135,518	-9,92038	0	151,323	0
Тр-р	46	49	0	0	0 Хабаровская Н1 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	4,62Е-14	-1,04Е-12	0	1,16Е-12	0
Тр-р	47	49	0	0	0 Хабаровская Н2 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	4,62Е-14	-1,04Е-12	0	1,16Е-12	0
ЛЭП	7	18	0	0	0 БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1064,5	10	0	0	0	-512,938	97,80675	0	594,1807	59,41807
ЛЭП	9	11	0	0	0 БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-163,418	31,6148	0	440,8761	45,92459
ЛЭП	9	11	0	0	0 БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-163,418	31,6148	0	440,8761	45,92459
ЛЭП	11	50	0	0	0 Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-67,489	9,783423	0	179,6928	28,52267
ЛЭП	50	14	0	0	0 оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9	0	0	0	0	-76,2006	8,469658	0	203,0706	32,23644
ЛЭП	50	12	0	0	0 оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3	0	0	0	0	9,350451	-4,63808	0	27,77514	4,408753
ЛЭП	11	51	0	0	0 Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-118,534	11,76123	0	313,8707	49,82074
ЛЭП	51	12	0	0	0 оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4	0	0	0	0	-48,8511	2,601856	0	129,5747	20,56742
ЛЭП	51	13	0	0	0 оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-68,5694	9,156918	0	183,2313	29,08433
ЛЭП	13	52	0	0	0 Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180	0	0	0	0	-40,6508	15,04033	0	114,8896	18,23644
ЛЭП	14	53	0	0	0 Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-58,5171	11,28688	0	158,58	25,17143
ЛЭП	52	15	0	0	0 оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39,05	0	0	0	0	-45,1086	-14,8516	0	127,5275	20,24246
ЛЭП	53	15	0	0	0 оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,026	-0,16	0	0	0	0	-73,7869	-16,4149	0	201,1938	31,93552
ЛЭП	52	17	0	0	0 оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,09	0	0	0	0	4,77029	22,4209	0	60,78066	9,647723
ЛЭП	53	54	0	0	0 оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4	0	0	0	0	15,33626	26,86502	0	82,33351	13,06881
ЛЭП	54	21	0	0	0 оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8	0	0	0	0	15,44044	18,91709	0	64,00569	10,15963
ЛЭП	17	21	0	0	0 НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,59	0	0	0	0	4,790073	19,97913	0	54,25705	8,61223
ЛЭП	54	16	0	0	0 оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,048	0,017	-0,104	0	0	0	0	8,37Е-11	0,005046	0	0,013226	0,002099
ЛЭП	21	23	0	0	0 Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	10,25	35,1	-221	0	0	0	0	-20,1737	48,44202	0	137,4482	21,81718
ЛЭП	23	55	0	0	0 Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	11,69	39,91	-251,6	0	0	0	0	-14,1954	40,24293	0	108,8218	17,27331
ЛЭП	24	55	0	0	0 Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	0,823	2,96	-17,68	0	0	0	0	0,899993	0,4	0	2,627092	0,416999
ЛЭП	25	55	0	0	0 Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	10,14	34,61	-218,2	0	0	0	0	12,86732	-16,1046	0	75,888397	12,04507
ЛЭП	25	26	0	0	0 Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	12,47	54,57	-335,8	0	0	0	0	1,533429	27,70388	0	68,35543	10,85007
ЛЭП	26	27	0	0	0 Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	11,63	50,92	-313,34	0	0	0	0	4,511917	-10,046	0	67,9916	9,853855
ЛЭП	27	28	0	0	0 Ургал 220 кВ - Тырма 220 кВ	13,12	57,43	-353,42	0	0	0	0	10,39033	-1,78308	0	57,86871	8,386769
ЛЭП	28	29	0	0	0 Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	11,52	50,45	-310,41	0	0	0	0	13,34751	-20,0538	0	96,67445	14,01079
ЛЭП	29	30	0	0	0 Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	3,09	13,52	-83,21	0	0	0	0	14,85678	-35,0519	0	106,8076	15,47936
ЛЭП	30	56	0	0	0 Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	0,932268	1,016615	0	3,535878	0,512446
ЛЭП	30	57	0	0	0 Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	0,932268	1,016615	0	3,535878	0,512446
ЛЭП	56	41	0	0	0 оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-13,5004	-0,13506	0	34,65249	5,0221
ЛЭП	57	41	0	0	0 оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-13,5004	-0,13506	0	34,65249	5,0221
ЛЭП	56	58	0	0	0 оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	14,35167	0,057189	0	39,00497	6,52895
ЛЭП	57	59	0	0	0 оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	14,35167	0,057189	0	39,00497	6,52895
ЛЭП	58	42	0	0	0 оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	-13,8498	-0,36909	0	35,54442	5,151365
ЛЭП	59	42	0	0	0 оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	-13,8498	-0,36909	0	35,54442	5,151365
ЛЭП	58	43	0	0	0 оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	28,21743	-4,6907	0	76,86085	11,13925
ЛЭП	59	43	0	0	0 оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	28,21743	-4,6907	0	76,86085	11,13925
ЛЭП	43	44	0	0	0 Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	71,45534	-2,61481	0	183,6428	26,61491
ЛЭП	43	44	0	0	0 Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	71,45534	-2,61481	0	183,6428	26,61491
ЛЭП	48	44	0	0	0 Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-126,973	5,605201	0	321,7501	46,63045
ЛЭП	48	64	0	0	0 Хабаровская 220 кВ - НПС-32	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-78,6176	5,238973	0	199,4624	28,9076
ЛЭП	30	60	0	0	0 Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	2,99	13,07	-80,44	0	0	0	0	13,53876	-17,9611	0	66,2771	9,605377
ЛЭП	30	61	0	0	0 Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	2,99	13,07	-80,44	0	0	0	0	13,53876	-17,9611	0	66,2771	9,605377
ЛЭП	60	31	0	0	0 оп. Центральная 1 - Центральная 220	0,65	2,86	-17,58	0	0	0	0	-0,54997	0,784032	0	2,465674	0,357344
ЛЭП	61	31	0	0	0 оп. Центральная 2 - Центральная 220	0,65	2,86	-17,58	0	0	0	0	-0,54997	0,784032	0	2,465674	0,357344
ЛЭП	60	62	0	0	0 оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1	0,98	4,31	-26,5	0	0	0	0	14,1112	-22,6556	0	71,64966	10,38401
ЛЭП	61	63	0	0	0 оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2	0,98	4,31	-26,5	0	0	0	0	14,1112	-22,6556	0	71,64966	10,38401
ЛЭП	62	32	0	0	0 оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-13,99	0	0	0	0	-4,25018	-4,35082	0	17,02651	2,46761
ЛЭП	62	32	0	0	0 оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-13,99	0	0	0	0	-4,25018	-4,35082	0	17,02651	2,46761
ЛЭП	62	33	0	0	0 оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,26	0	0	0	0	18,36964	-19,5709	0	76,27267	11,05401
ЛЭП	63	33	0	0	0 оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,26	0	0	0	0	18,36964	-19,5709			

# Продолжение приложение Д. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2



Продолжение приложение Д.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
зак	1	БГЭС ГА 1		15,75
зак	2	БГЭС ГА 2		15,75
зак	3	БГЭС ГА 3		15,75
зак	4	БГЭС ГА 4		15,75
зак	5	БГЭС ГА 5		15,75
зак	6	БГЭС ГА 6		15,75
у	7	БГЭС 500 кВ		500
у	8	БГЭС Н1		500
у	9	БГЭС 220 кВ		220
зак	10	БГЭС 35 кВ		35
у	11	Завитая 220 кВ		220
у	12	Хвойная 220 кВ		220
у	13	Короли/т 220 кВ		220
у	14	Белогорск/т 220 кВ		220
у	15	Белогорск 220 кВ		220
у	16	Свободный 220 кВ		220
у	17	НПС 26		220
зак	18	Амурская 500 кВ		500
у	19	Амурская Н1		500
у	20	Амурская Н2		500
у	21	Амурская 220 кВ		220
зак	22	Амурская 35 кВ		35
у	23	Новокиевка 220 кВ		220
у	24	Уландочка 220 кВ		220
у	25	Февральская 220 кВ		220
у	26	Этеркан 220 кВ		220
у	27	Ургал 220 кВ		220
у	28	Тырма 220 кВ		220
у	29	Кульдур 220 кВ		220
у	30	Лондоко 220 кВ		220
у	31	Центральная 220 кВ		220
у	32	Кимкан/т 220 кВ		220
у	33	Облучье 220 кВ		220
у	34	Ядрин/т 220 кВ		220
у	35	Тарманчукан/т 220 кВ		220
у	36	Архара 220 кВ		220
у	37	НПС-29		220
у	38	НБГЭС		220
у	39	Створ 220 кВ		220
у	40	Райчихинская ГРЭС		220
у	41	Лондоко/т 220 кВ		220
у	42	Бира/т 220 кВ		220
у	43	Биробиджан 220 кВ		220
у	44	Икура/т 220 кВ		220
у	45	Хабаровская 500 кВ		500
у	46	Хабаровская Н1		500
у	47	Хабаровская Н2		500
у	48	Хабаровская 220 кВ		220
зак	49	Хабаровская 35 кВ		35
у	50	оп. Хвойная 1		220
у	51	оп. Хвойная 2		220
у	52	оп. Белогорск 1		220
у	53	оп. Белогорск 2		220
у	54	оп. Свободный		220
у	55	оп. Уландочка		220
у	56	оп. Лондоко/т 1		220
у	57	оп. Лондоко/т 2		220
у	58	оп. Бира/т 1		220
у	59	оп. Бира/т 2		220
у	60	оп. Центральная 1		220
у	61	оп. Центральная 2		220
у	62	оп. Кимкан/т 1		220
у	63	оп. Кимкан/т 2		220
у	64	НПС-32		220
у	65	ПС Флора ВН		220
зак	66	ПС Флора НН		10,5

## Продолжение приложение Д. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_анц	N_анц	кг/г	г0	x0	g0	b0
Tr-p	False	Tr-p	9	1	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	3,7	13	0	0	0,07159	0,31	19,14	3,7	13
Tr-p	False	Tr-p	9	2	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	3,7	13	0	0	0,07159	0,31	19,14	3,7	13
Tr-p	False	Tr-p	7	3	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	0,8	2,6	0	0	0,0315	1,36	101,98	0,8	2,6
Tr-p	False	Tr-p	7	4	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	0,8	2,6	0	0	0,0315	1,36	101,98	0,8	2,6
Tr-p	False	Tr-p	7	5	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	0,8	2,6	0	0	0,0315	1,36	101,98	0,8	2,6
Tr-p	False	Tr-p	7	6	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	0,8	2,6	0	0	0,0315	1,36	101,98	0,8	2,6
Tr-p	False	Tr-p	7	8	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	1,5	24,1	0	0	1	0,58	61,1	1,5	24,1
Tr-p	False	Tr-p	8	9	0	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39	0	0	0	0	0	0,44	0,39	0	0	0
Tr-p	False	Tr-p	8	10	0	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0	0	0,07	2,9	113,5	0	0
Tr-p	False	Tr-p	18	19	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	1,5	24,1	0	0	1	0,58	61,1	1,5	24,1
Tr-p	False	Tr-p	18	20	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	1,5	24,1	0	0	1	0,58	61,1	1,5	24,1
Tr-p	False	Tr-p	19	21	0	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0	0	0,44	0,39	0	0	0
Tr-p	False	Tr-p	20	21	0	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0	0	0,44	0,39	0	0	0
Tr-p	False	Tr-p	19	22	0	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0	0	0,07	2,9	113,5	0	0
Tr-p	False	Tr-p	20	22	0	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0	0	0,07	2,9	113,5	0	0
Tr-p	False	Tr-p	45	46	0	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н1	0,58	61,1	1,5	24,1	0	0	1	0,58	61,1	1,5	24,1
Tr-p	False	Tr-p	45	47	0	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н2	0,58	61,1	1,5	24,1	0	0	1	0,58	61,1	1,5	24,1
Tr-p	False	Tr-p	46	48	0	Хабаровская Н1 - Хабаровская 220 кВ	0,39	0	0	0	0	0	0,44	0,39	0	0	0
Tr-p	False	Tr-p	47	48	0	Хабаровская Н2 - Хабаровская 220 кВ	0,39	0	0	0	0	0	0,44	0,39	0	0	0
Tr-p	False	Tr-p	46	49	0	Хабаровская Н1 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0	0	0,07	2,9	113,5	0	0
Tr-p	False	Tr-p	47	49	0	Хабаровская Н2 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0	0	0,07	2,9	113,5	0	0
ЛЭП	False	ЛЭП	7	18	0	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	10	-1064,5	0	0	24,21	255,78	10	-1852,23	
ЛЭП	False	ЛЭП	9	11	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	0	-204,6	0	0	16,59	95,43	0	-356,004	
ЛЭП	False	ЛЭП	9	11	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	0	-204,6	0	0	16,59	95,43	0	-356,004	
ЛЭП	False	ЛЭП	11	50	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	8,69	29,91	0	-184,4	0	0	20,07	89,73	0	-320,856	
ЛЭП	False	ЛЭП	50	14	0	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	0	-130,9	0	0	14,25	63,72	0	-227,766	
ЛЭП	False	ЛЭП	50	12	0	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	0	-2,3	0	0	0,33	1,17	0	-4,002	
ЛЭП	False	ЛЭП	11	51	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	0	-104,3	0	0	11,34	50,73	0	-181,482	
ЛЭП	False	ЛЭП	51	12	0	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	0	-1,4	0	0	0,03	0,66	0	-2,436	
ЛЭП	False	ЛЭП	51	13	0	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	0	-32,6	0	0	3,54	15,87	0	-56,724	
ЛЭП	False	ЛЭП	13	52	0	Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	0	-180	0	0	25,14	85,8	0	-313,2	
ЛЭП	False	ЛЭП	14	53	0	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	0	-23,7	0	0	2,64	11,13	0	-41,238	
ЛЭП	False	ЛЭП	52	15	0	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	0	-39,05	0	0	5,43	19,62	0	-67,947	
ЛЭП	False	ЛЭП	53	15	0	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,026	0	-0,16	0	0	0,21	0,078	0	-0,2784	
ЛЭП	False	ЛЭП	52	17	0	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	0	-53,09	0	0	5,91	25,89	0	-92,3766	
ЛЭП	False	ЛЭП	53	54	0	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	0	-175,4	0	0	19,5	82,35	0	-305,196	
ЛЭП	False	ЛЭП	54	21	0	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	0	-9,8	0	0	1,17	4,62	0	-17,052	
ЛЭП	False	ЛЭП	17	21	0	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	0	-135,59	0	0	15,09	66,09	0	-235,927	
ЛЭП	False	ЛЭП	54	16	0	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,048	0,017	0	-0,104	0	0	0,144	0,051	0	-0,18096	
ЛЭП	False	ЛЭП	21	23	0	Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	10,25	35,1	0	-221	0	0	30,75	105,3	0	-384,54	
ЛЭП	False	ЛЭП	23	55	0	Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	11,69	39,91	0	-251,6	0	0	35,07	119,73	0	-437,784	
ЛЭП	False	ЛЭП	24	55	0	Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	0,823	2,96	0	-17,68	0	0	2,469	8,88	0	-30,7632	
ЛЭП	False	ЛЭП	25	55	0	Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	10,14	34,61	0	-218,2	0	0	30,42	103,83	0	-379,668	
ЛЭП	False	ЛЭП	25	26	0	Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	12,47	54,57	0	-335,8	0	0	37,41	163,71	0	-584,292	
ЛЭП	False	ЛЭП	26	27	0	Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	11,63	50,92	0	-313,34	0	0	34,89	152,76	0	-545,212	
ЛЭП	False	ЛЭП	27	28	0	Ургал 220 кВ - Тырма 220 кВ	13,12	57,43	0	-353,42	0	0	39,36	172,29	0	-614,951	
ЛЭП	False	ЛЭП	28	29	0	Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	11,52	50,45	0	-310,41	0	0	34,56	151,35	0	-540,113	
ЛЭП	False	ЛЭП	29	30	0	Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	3,09	13,52	0	-83,21	0	0	9,27	40,56	0	-144,785	
ЛЭП	False	ЛЭП	30	56	0	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1	0,8	3,52	0	-21,65	0	0	2,4	10,56	0	-37,671	
ЛЭП	False	ЛЭП	30	57	0	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2	0,8	3,52	0	-21,65	0	0	2,4	10,56	0	-37,671	
ЛЭП	False	ЛЭП	56	41	0	оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	0	-11,27	0	0	1,26	5,49	0	-19,6098	
ЛЭП	False	ЛЭП	57	41	0	оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	0	-11,27	0	0	1,26	5,49	0	-19,6098	
ЛЭП	False	ЛЭП	56	58	0	оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	3,77	16,49	0	-101,5	0	0	11,31	49,47	0	-176,61	
ЛЭП	False	ЛЭП	57	59	0	оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	3,77	16,49	0	-101,5	0	0	11,31	49,47	0	-176,61	
ЛЭП	False	ЛЭП	58	42	0	оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	0	-7,6	0	0	0,84	3,69	0	-13,224	
ЛЭП	False	ЛЭП	59	42	0	оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	0	-7,6	0	0	0,84	3,69	0	-13,224	
ЛЭП	False	ЛЭП	58	43	0	оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	0	-109,48	0	0	12,18	53,37	0	-190,495	
ЛЭП	False	ЛЭП	59	43	0	оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	0	-109,48	0	0	12,18	53,37	0	-190,495	
ЛЭП	False	ЛЭП	43	44	0	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	0	-54,33	0	0	6,03	26,46	0	-94,5342	
ЛЭП	False	ЛЭП	43	44	0	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	0	-54,33	0	0	6,03	26,46	0	-94,5342	
ЛЭП	False	ЛЭП	48	44	0	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	0	-140,5	0	0	15,63	68,49	0	-244,47	
ЛЭП	False	ЛЭП	48	64	0	Хабаровская 220 кВ - НПС-32	5,21	22,83	0	-140,5	0	0	15,63	68,49	0	-244,47	
ЛЭП	False	ЛЭП	30	60	0	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	2,99	13,07	0	-80,44	0	0	8,97	39,21	0	-139,966	
ЛЭП	False	ЛЭП	30	61	0	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	2,99	13,07	0	-80,44	0	0	8,97	39,21	0	-139,966	
ЛЭП	False	ЛЭП	60	31	0	оп. Центральная 1 - Центральная 220 кВ	0,65	2,86	0	-17,58	0	0	1,95	8,58	0	-30,5892	
ЛЭП	False	ЛЭП	61	31	0	оп. Центральная 2 - Центральная 220 кВ	0,65	2,86	0	-17,58	0	0	1,95	8,58	0	-30,5892	
ЛЭП	False	ЛЭП	60	62	0	оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1	0,98	4,31	0	-26,5	0	0	2,94	12,93	0	-46,11	
ЛЭП	False	ЛЭП	61	63	0	оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2	0,98	4,31	0	-26,5	0	0	2,94	12,93	0	-46,11	
ЛЭП	False	ЛЭП	62	32	0	оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	0	-13,99	0	0	1,56	6,81	0	-24,3426	
ЛЭП	False	ЛЭП	63	32	0	оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	0	-13,99	0	0	1,56	6,81	0	-24,3426	
ЛЭП	False	ЛЭП	62	33	0	оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	0	-72,26	0	0	8,04	35,22	0	-125,732	
ЛЭП	False	ЛЭП	63	33	0	оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	0	-72,26	0	0	8,04	35,22	0	-125,732	
ЛЭП	False	ЛЭП	33	34	0	Облучье 220 кВ - Ядрин/т 220 кВ	0,81	3,54	0	-21,8	0	0	2,43	10,62	0	-37,932	
ЛЭП	False	ЛЭП	33	35	0	Облучье 220 кВ - Тарманчунан/т 220 кВ	4,53	20,25	0	-124,9	0	0	13,59	60,75	0	-217,326	
ЛЭП	False	ЛЭП	34	35	0	Ядрин/т 220 кВ - Тарманчунан/т 220 кВ	4,51	19,72	0	-121,4	0	0	13,53	59,16	0	-211,236	
ЛЭП	False	ЛЭП	35	36	0	Тарманчунан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	5,47	23,55	0	-144,6	0	0	16,41	70,65	0	-251,604	
ЛЭП	False	ЛЭП	35	36	0	Тарманчунан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	5,47	23,55	0	-144,6	0	0	16,41	70,65	0	-251,604	
ЛЭП	False	ЛЭП	36	37	0	Архара 220 кВ - НПС-29	2,41	13,86	0	-89,1	0	0	7,23	41,58	0	-155,034	
ЛЭП	False	ЛЭП	36	38	0	Архара 220 кВ - НБГЭС	3,78	21,72	0	-139,3	0	0	11,34	65,16	0	-242,382	
ЛЭП	False	ЛЭП	36														