

**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: Повышение эффективности и надежности электроснабжения западного района Амурской области в связи с увеличением потребления Забайкальского участка РЖД

Исполнитель

студент группы 942-ом

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.Е. Денисова

Руководитель

проф, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Руководитель

научного содержания

программы магистратуры

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Рецензент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Благовещенск 2021

**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 Денисовой Наталии Евгеньевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Повышение эффективности и надежности электроснабжения западного района Амурской области в связи с увеличением потребления Забайкальского участка РЖД

(утверждено приказом от 20.02.2021 № 378-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 01.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схема электрических соединений Амурского РДУ, схема потокораспределения Амурских электрических сетей

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Повышение надежности электроснабжения потребителей в Западном энергорайоне Амурской области в связи с ростом нагрузок

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 3 чертежа, 33 таблицы, 27 рисунков, 7 приложений

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

7. Дата выдачи задания 10.03.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ю.В. Мясоедов декан проф, к.т.н  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 10.03.2021

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 125 стр., 27 рисунков, 33 таблицы, 7 приложений, 38 источников.

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

В данной магистерской диссертации была поставлена задача «Повышение эффективности и надежности электроснабжения западного района Амурской области в связи с увеличением потребления Забайкальского участка РЖД». Для решения данной задачи были рассмотрены несколько вариантов решения.

Для этого определён эквивалент рассматриваемого участка сети. Осуществлён структурный анализ электрической сети рассматриваемого района. Произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района. Расчёты режимов электрической сети проводились с использованием программно-вычислительного комплекса RastrWin. Осуществлён прогноз электрических нагрузок района проектирования. На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны варианты повышения эффективности и надежности электроснабжения потребителей западного энергорайона Амурской области использованием инновационного оборудования. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Современное состояние предмета исследования	9
1.1 Актуальность поставленной проблемы	9
1.2 Оценка существующей проблемы	12
1.2.1 Нормативно-правовое обеспечение	15
1.2.2 Экономическое регулирование	17
1.2.3 Работы по оптимизации надежности	21
1.2.4 Системный алгоритм комплексной оптимизации	22
1.2.5 Алгоритм оптимизации надежности электроснабжения	24
1.3 Выбор метода исследования для магистерской диссертации	27
1.4 Вывод	30
2 Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в выбранном эквиваленте сети	31
2.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	31
2.2 Климатогеографические характеристики Амурской области	32
2.3 Структурный анализ электроэнергетической системы района	32
2.3.1 Характеристика источников питания	33
2.3.1.1 Нерюнгринская ГРЭС	33
2.3.1.2 Зейская ГЭС	34
2.3.2 Структурный анализ ЛЭП	38
2.3.3 Структурный анализ ПС	40
2.4 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	41
2.5 Вывод	62
3 Варианты решения поставленной проблемы	63
3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	63
3.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети	64

3.2.1 Вариант развития электрической сети при строительстве четвертого энергоблока на Нерюнгринской ГРЭС	64
3.2.2 Вариант развития электрической сети при строительстве гибридных станции на основе возобновляемых источников энергии на подстанциях Западного энергорайона Амурской области	70
3.2.3 Вариант развития электрической сети при строительстве станции рядом с подстанцией Сковородино	83
3.2.4 Вариант развития электрической сети при строительстве линий 500 кВ	94
3.3 Требования к устойчивости энергосистемы	108
3.3.1 Коэффициент запаса по напряжению	109
3.4 Вывод	110
4. Оценка экономической эффективности и целесообразности	111
4.1 Капиталовложения	111
4.2 Расчет эксплуатационных издержек	112
4.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат	114
4.4 Оценка экономической эффективности проекта	115
4.5 Вывод	120
Заключение	121
Библиографический список	122
Приложение А Граф рассматриваемого эквивалента сети	126
Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	128
Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима	151
Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1	160
Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2	163
Приложение Е Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3	169
Приложение Ж Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4	175

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

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

## ВВЕДЕНИЕ

Электрическая энергия представляет собой главный ресурс, необходимый для осуществления деятельности предприятий. Промышленное технологическое оборудование, применяемое в различных отраслях производства, имеет электрический привод. Создание нормальных бытовых условий также невозможно без электричества.

Актуальность данной проблемы заключается в том, что перерывы в обеспечении потребителей электрической энергии приводят к остановке деятельности предприятий и организаций различного профиля.

В данной магистерской диссертации разработаны варианты повышения эффективности и надежности электроснабжения западного района Амурской области в связи с увеличением потребления Забайкальского участка РЖД. Данная магистерской диссертации позволит применить полученные результаты для решения подобных проблем.

Необходимость этого возникла вследствие увеличения потребления основным потребителем Западного энергорайона Амурской области электрической энергии, данным потребителем является тяговая нагрузка, которая представлена Забайкальской железной дорогой. В настоящее время данный район является дефицитным, поскольку в этом районе отсутствуют генерирующие станции.

Согласно схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2019-2024 годы, разработанной в 2019 году, важное место в этой программе занимают вопросы развития электроэнергетики Дальнего Востока. Интенсивное освоение территорий Дальнего Востока, направленность политики на увеличение демографии населения территории Дальневосточного округа, а т.ж. развитие научно-технического прогресса. Все это повлечет еще большую потребность в электроэнергии Западного района Амурской области и создаст еще больший дефицит мощности в данном районе.

По данным контрольного замера 2020 года принимаются электрические нагрузки подстанций.

Целью повышение эффективности и надежности электроснабжения западного района Амурской области является разработка такой системы, которая в условиях эксплуатации обеспечит надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергией требуемого качества, а также принесет максимальную прибыль в условиях эксплуатации.

Для достижения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) разработка и анализ возможных вариантов повышение эффективности и надежности электроснабжения;
- 2) выбор конкурентно-способных вариантов;
- 3) расчёт и анализ нормальных и ремонтных режимов сети;
- 4) выбор оптимального варианта повышение эффективности и надежности электроснабжения, при котором будут минимальные капиталовложения.

Ожидаемый результат магистерской диссертации это создание оптимального варианта повышение эффективности и надежности электроснабжения потребителей электрической энергией. Ожидаемый экономический эффект после повышения надежности электроснабжения передача большей мощности потребителям Западного энергорайона Амурской области.

При выполнении данной магистерской диссертации были использованы следующие лицензионные средства программного обеспечения:

Операционная система MS Windows 10 Pro; Microsoft Office Word 2013г., Microsoft Office Visio 2013 г, Microsoft Office Excel 2013г; MathType 6.1 Equation; Mathcad 14.0; ПВК RastrWin 3; Автоматизированная информационная библиотечная система «ИРБИС 64».

## 1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРЕДМЕТА ИССЛЕДОВАНИЯ

В магистерской диссертации поставлена цель повышение эффективности и надежности электроснабжения западного района Амурской области. После проведения мероприятий по повышению эффективности и надежности электроснабжения ожидается увеличение надежности электроснабжения западного района Амурской области, снижение в нем дефицита мощности.

### 1.1 Актуальность поставленной проблемы

Надежность энергетической системы является комплексным свойством и определяется как способность энергосистемы выполнять функции по производству, передаче, распределению и снабжению потребителей электрической энергией в требуемом количестве и нормированного качества путем взаимодействия генерирующих установок, электрических сетей и электроустановок потребителей, в том числе:

- удовлетворять в любой момент времени (как текущий, так и на перспективу) общий спрос на электроэнергию;
- противостоять возмущениям, вызванным отказами элементов энергосистемы, включая каскадное развитие аварий и наступление форс-мажорных условий;
- восстанавливать свои функции после их нарушения.

Последняя функция как способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму работы после различного рода возмущений характеризует устойчивость энергосистемы.

Устойчивость может быть динамической, то есть система может возвращаться к установившемуся режиму после значительных нарушений без перехода в асинхронный режим, и статической — энергосистема возвращается к исходному или близкому к нему установившемуся режиму после малых возмущений.

Под значительным понимается такое нарушение режима, при котором изменения параметров режима соизмеримы со значениями этих параметров. Под

малым возмущением режима следует понимать такое возмущение в энергосистеме, при котором изменения параметров несоизмеримо малы по сравнению со значениями этих параметров.

Живучесть энергосистемы — способность противостоять аварийным возмущениям, не допуская каскадного развития аварий с массовым нарушением снабжения потребителей.

Каскадное развитие аварии характеризуется последовательным отключением действием релейной защиты или противоаварийной автоматики электросетевого и/или станционного оборудования, вызванным возникновением недопустимого для оборудования режима.

Мероприятия для повышения надежности и живучести

Надежность и живучесть, характеризующая функционирование энергосистемы, обеспечиваются совокупностью мероприятий:

- резервированием генерирующих мощностей и пропускных способностей линий электропередачи,
- оптимизацией электрических режимов с учетом балансов топлива и гидроресурсов,
- рациональным размещением энергообъектов,
- углублением и совершенствованием автоматизации диспетчерского управления,
- повышением квалификации и производственной дисциплины эксплуатационного персонала и пр.

В обеспечении надежности и живучести электроэнергетических систем важную роль играют иерархические системы (комплексы) противоаварийной автоматики (ПА), совершенствование которых является главным направлением развития противоаварийного управления в ЕЭС России.

Западный энергорайон Амурской области является дефицитным по активной мощности и избыточным по реактивной мощности как в летний, так и в зимний период что влечет изменение таких параметров как частота и напряжение электрической сети.

Основным потребителем Западного энергорайона Амурской области является тяговая нагрузка, которая представлена Забайкальской железной дорогой и составляет около 60% от потребления всего энергорайона. Также к крупным потребителям электроэнергии в данном районе относят предприятия добывающей промышленности: Березитовый, Олекминский рудники и объекты трубопроводного транспорта НПС-20, НПС-21. Все перечисленные объекты относятся к электроприемникам I категории.

Через данный район проходит связь между ОЭС Востока и ОЭС Сибири, передача мощности по которой существенно влияет на режим сетей 220 кВ этого энергорайона. Западный энергорайон включает в себя такие подстанции как: «Аячи-тяга», «БАМ-тяга», «Большая Омутная-тяга», «Гонжа-тяга», «Талдан-тяга», «Дипкун», «Ерофей Павлович-тяга», «Лопча», «Сковородино», «Сковородино-тяга», «Тутаул», «Тында», «Ульручы-тяга», «Уруша-тяга», «Хани», «Хорогочи», «Юктали». При данном числе подстанций возникают проблемы с электроснабжением их потребителей при выводе в ремонт или аварийном отключении одного из блоков Нерюнгринской ГРЭС поскольку в данном районе отсутствует источник генерации, район является остродефицитным.

Питание района осуществляется от Нерюнгринской ГРЭС, расположенной в Южно-Якутском энергорайоне, а т.ж. Зейской ГЭС расположенной в восточном энергорайоне Амурской области.

Также большая проблема электроснабжения Западного энергорайона Амурской области возникает при переноси точки потокораздела между ОЭС Востока и ОЭС Сибири к подстанции «Могоча», к перечисленному списку подстанций Западного энергорайона Амурской области добавляются еще подстанции «Амазар», «Чичатка» и «Семиозерный», что влечёт за собой увеличение потребления мощности данного района.

Согласно схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2019-2024 годы, разработанной в 2019 году, важное место в этой программе занимают вопросы развития электроэнергетики Дальнего Востока. Интенсивное освоение территорий Дальнего Востока, направленность политики на

увеличение демографии населения территории Дальневосточного округа, а т.ж. развитие научно-технического прогресса. Все это повлечет еще большую потребность в электроэнергии Западного района Амурской области и создаст еще больший дефицит мощности в данном районе [25].

## **1.2 Оценка существующей проблемы**

Оценку и варианты решения проблемы хорошо осветил в своей статье ‘Обеспечение надежности электроснабжения в условиях рыночной экономики’ Овсейчук В.А. [1]

Отключения электроэнергии как на предприятиях, так и у населения в различных районах России в последнее время приобретают массовый характер.

Весьма важным, кроме текущего разбора причин фактических отключений, является системный анализ современного состояния надежности в электроэнергетике, а также комплексное формирование задач по ее повышению в рыночных условиях – именно так считает В.А. Овсейчук, уже много лет поднимающий тему, которую до сих пор не могут решить государственные структуры.

Современная организационно-хозяйственная структура электроэнергетики с наличием в ней самостоятельных предприятий и значительного количества субъектов рынка электроэнергии актуализирует проблему обеспечения надежности Единой национальной энергетической системы (ЕНЭС) в части определения границ ответственности участников рынка за надежность, правил взаимодействия субъектов электроэнергетики и участников рынка электроэнергии, технической регламентации, формирования и координации управления надежностью системы электроснабжения в целом.

ЕНЭС как сложная система состоит из подсистем генерации, передачи, распределения, потребления и управления, которые находятся в электрической взаимосвязи и технологическом (режимном) взаимодействии.

Для обеспечения потребителя отвечающей его технологическим процессам категорией надежности электроснабжения необходимо обеспечить соответствующую надежность каждой из подсистем как на этапах развития (проектная, или расчетная, надежность, закладываемая при проектировании), так и на этапах

эксплуатации для обеспечения противодействия внутренним и внешним возмущениям (эксплуатационная надежность). Системный оператор (СО ЦДУ ЕЭС) и ФСК ЕЭС своим технологическим взаимодействием с субъектами генерации и между собой призваны обеспечивать системную надежность [24].

Электрическая сеть является сложным техническим объектом, рассредоточенным в пространстве и открытым к внешним воздействиям (техногенным, климатическим, актам вандализма и т.п.), что обуславливает достаточно высокую частоту отказов. Вместе с тем большая часть отказов в электрических сетях как бы демпфируется внутри и не оказывает влияния на все подключенные к ней объекты.

Тяжелые последствия отказов в электрических сетях могут возникать при развитии системных аварий в магистральных сетях. Отказы в распределительных сетях чаще всего возникают при проявлениях нерасчетных для элементов электрических сетей природно-климатических воздействий, нарушениях технологий производства и монтажа электросетевого оборудования, механических повреждениях в процессе эксплуатации, ошибках производственного персонала, неправомерных внешних воздействиях.

При планировании развития электрической сети основным способом обеспечения ее надежности является резервирование ее элементов, т.е. резервирование пропускной способности и структуры сети.

В условиях эксплуатации надежность обеспечивается за счет мониторинга состояния сети, технически грамотной эксплуатации, своевременной диагностики, планового ремонтно-профилактического обслуживания, модернизации и технического перевооружения с применением оборудования повышенной надежности.

Существовавшие в вертикально интегрированных энергосистемах административные методы обеспечения и поддержания надежности должны быть скорректированы применительно к новым условиям.

Необходимо переосмыслить требования к обеспечению надежности в электроэнергетике в условиях рыночных отношений и разделить их на обязательные (закладываемые в проекты подключаемых объектов) и оплачиваемые через рыночные механизмы (рынок дополнительных системных услуг).

Следует определить ответственность за надежность со стороны субъектов рынка электроэнергии (генерация, передача электроэнергии, потребители).

Надежность электрической сети не может рассматриваться вне ЕНЭС и используемых в ней режимов и технологических процессов. Считается, что самая надежная сеть – это сеть с нулевой нагрузкой, поэтому необходимо четкое разделение ответственности за режимы функционирования энергосистем и их возможное отрицательное влияние на подключенные к сети объекты [24].

Требуется усовершенствовать систему управления надежностью в связи с изменением границ балансовой принадлежности вновь формируемых субъектов электроэнергетики и несовпадением этих границ с существующими границами технологического управления.

Необходим механизм компромисса между системным оператором (СО), ФСК и остальными организациями, работающими на рынке электроэнергии, включая потребителей.

Экономические механизмы обеспечения надежности в электроэнергетике должны координироваться системой государственного регулирования и контроля.

В условиях либерализации электроэнергетики существенно изменяются условия применения устройств противоаварийной автоматики (ПА), которые, как правило, выполняют задачи общесистемного уровня, но размещаются на объектах независимых хозяйственных субъектов. Поэтому должна быть сохранена возможность управляющих воздействий ПА на любых объектах, принадлежащих разным собственникам. Необходимо обеспечить приоритет противоаварийного управления перед коммерческим управлением.

Введение рыночных механизмов в электроэнергетике требует корректировки направленности экономического и технологического управления электроэнергетикой на максимальное извлечение прибыли и перехода к обеспечению надежности электроснабжения при условии достижения максимально возможной экономической эффективности в сочетании с минимизацией эксплуатационных и капитальных расходов.

### 1.2.1 Нормативно-правовое обеспечение

Основные факторы, влияющие на надежность ЕНЭС России в современных условиях:

- нарастание износа основных фондов в электроэнергетике (сейчас он составляет более 50%);
- практическое отсутствие прироста генерирующих мощностей и объектов электросетевого хозяйства и связанная с этим проблема инвестиций в отрасли;
- отставание разработки методологической и нормативно-правовой базы обеспечения надежности от темпов реорганизации отрасли и внедрения рынка.

Ответственность государства за обеспечение энергетической безопасности требует выработки четкой государственной политики в электроэнергетике, установления ответственности субъектов рынка за надежность, координации и управления надежностью ЕНЭС и электроснабжения потребителей, адекватных формирующимся рыночным отношениям.

При переходе к рыночным отношениям усложняются задачи обеспечения надежности ЕНЭС и электроснабжения потребителей вследствие:

- появления коммерческих требований к режиму электроснабжения и ограничению его изменений, значительно снижающих управляемость системы и ее надежность;
- разделения интересов по поддержанию надежности и по получению прибыли, а также появления субъектов электроэнергетики, существенно влияющих на надежность, но не отвечающих за ее обеспечение (например, торговые операторы, энергосбытовые организации, у которых отсутствуют технические рычаги обеспечения надежности);

- постоянного давления рынка, нацеленного на экономию издержек, стремление к снижению резервов и запасов всех видов, предельное использование энергетического оборудования и пропускной способности сети;

- менее прогнозируемого использования и увеличения количества узких мест в системе передачи электроэнергии из-за изменения распределения потоков мощности (по сравнению с принятыми при проектировании), что стимулируется свободной торговлей электроэнергией.

За рубежом, как показывает опыт, принимаются меры по обеспечению единства технических правил обеспечения надежности в электроэнергетике для всех участников рынка, по переводу технических правил в статус обязательного исполнения, по более четкому распределению ответственности за надежность, по повышению гарантий электроснабжения населения по социально приемлемым ценам, по повышению роли и ответственности Федеральной службы по тарифам и регулирующих тарифных органов на местах (Регулятора).

В западном обществе наблюдается тенденция к ужесточению требований по обеспечению системной надежности через совершенствование правовых механизмов.

В условиях рыночной экономики целевой задачей является недопущение снижения надежности и качества электроснабжения потребителей всех отраслей экономики и социальной сферы с адаптацией уровня надежности к запросам субъектов рынка, прежде всего потребителей.

С развитием рыночных отношений система обеспечения надежности должна быть реорганизована следующим образом:

необходимо повысить ответственность хозяйствующих субъектов рынка электроэнергии за надежность и ввести четкие правила технологического взаимодействия;

следует использовать рыночные (экономические) и нормативные подходы как в межсубъектных отношениях, так и во взаимодействии с Регулятором и выработать соответствующие механизмы и приоритеты их использования в конкретных условиях.

Роль нормативного подхода увеличивается при переходе от надежности энергоснабжения конкретных потребителей (на розничном рынке) к системной надежности (в зоне оптового рынка).

Экономические отношения и механизмы управления надежностью могут работать только в четком правовом пространстве (Гражданский кодекс РФ и Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ).

Система решений по обеспечению надежности в электроэнергетике должна быть сквозной, начиная от генерации энергии и до ее потребления, включая всех субъектов, оказывающих услуги на рынке электроэнергии [9].

Поэтому необходима скоординированная разработка системы подзаконных актов обеспечения надежности на основе сочетания экономических механизмов управления надежностью и технических норм и правил. Важно на регулярной основе осуществлять публичную экспертизу всех нормативных актов, принимаемых в области электроэнергетики, с позиции обеспечения надежности.

#### 1.2.2 Экономическое регулирование

Декларируемое законодательством обеспечение энергетической безопасности, надежное удовлетворение спроса потребителей на электроэнергию, защита интересов участников энергетического рынка и т.п. предусматривают наряду с государственным техническим регулированием экономические и договорные механизмы, страхование ответственности и возмещение ущерба.

Необходимость сохранения единства технологического процесса в ЕНЭС и взаимовлияние участников рынка определяют их совместное участие в обеспечении как системной надежности, так и надежности электроснабжения потребителей. Это обстоятельство требует выстраивания системы экономических взаимоотношений «по надежности» между хозяйствующими субъектами с конкретизацией соответствующих требований и показателей, обеспечением гарантий и ответственности за их выполнение на границах взаимодействия (в т.ч. на границах балансовой принадлежности). Надежность электроснабжения потребителей в рыночных условиях становится предметом договорных отношений между

субъектами энергетического рынка и товаром с соответствующей ценой, реализуемым через рыночные услуги.

Надежность электроснабжения не может быть абсолютной и должна рассматриваться как некоторый конечный комплексный ресурс. Требования или запрос потребителей по обеспечению того или иного уровня надежности электроснабжения формируют спрос на этот ресурс. При этом потребители сами должны выбирать необходимый уровень надежности из предоставляемого «меню» с соответствующей ценой. Однако при питании из одной точки потребителей с различными требованиями к надежности электроснабжения удовлетворение этих требований будет осуществляться по наиболее высокому уровню надежности (наиболее высокой категории надежности). Во избежание перекрестного финансирования схемы электроснабжения различными потребителями инвестиции и тарифы на электроэнергию должны быть дифференцированы в соответствии с требованиями потребителей к надежности при сохранении суммы платежей для всей совокупности потребителей.

Дифференцированная цена на электроэнергию, системно учитывающая обеспечиваемый уровень надежности и включающая как затраты, связанные с повышением надежности электроснабжения, так и экономический эффект у потребителя (снижение ущерба), является наиболее простым и эффективным инструментом управления надежностью в условиях рынка. При этом поставщик услуг надежности электроснабжения должен гарантировать потребителю этих услуг договорный уровень надежности и в случае его нарушения подвергаться соответствующим санкциям.

Составляющая надежности должна быть выделена в общем тарифе на электроэнергию. Соответственно должен быть организован отдельный учет расходов и доходов, связанных с обеспечением определенного уровня надежности.

Тарификация надежности генерации, передачи и распределения электроэнергии должна осуществляться отдельно, поскольку эти функции в системе электроснабжения выполняются отдельными хозяйствующими субъектами.

Указанные тарифы должны в максимальной степени учитывать интересы по обеспечению надежности всех участников электроэнергетического рынка и включать в себя на каждой границе взаимодействия параметры, задаваемые принимающей стороной (желаемый уровень надежности), обеспечивающей стороной (цена желаемой надежности), а также ограничения (нормативы), отражающие условия регулирования.

Дифференциация тарифа для потребителя может осуществляться в виде скидок-надбавок к его значению, которое соответствует средневзвешенному уровню надежности для данной распределительной сети: если уровень оптимальной надежности электроснабжения данного потребителя ниже или выше указанного средневзвешенного значения, формируется скидка к величине тарифа или, наоборот, надбавка.

Необходимо, чтобы уровень оптимальной надежности электроснабжения потребителя (и любого другого субъекта рынка) соответствовал минимуму суммарных издержек, включая ущерб от ненадежности и затраты на обеспечение надежности.

Оптимальный уровень надежности передачи и распределения внешней к потребителю электрической системы должен быть сбалансирован с уровнем надежности внутренней технологической схемы электроснабжения, а также с уровнем технологического резервирования.

Запрос потребителя по надежности должен передаваться с необходимыми изменениями по всей цепочке передачи электроэнергии потребителю, т.е. всем хозяйствующим субъектам рынка (сбытовые, электросетевые и генерирующие компании, а также СО), с определением необходимых мер на границах взаимодействия. Стоимость мер по обеспечению надежности передается по цепочке в обратном направлении. Таким образом, в частности, будет формироваться некоторый локальный запрос на уровень системной надежности на границах оптового рынка и электросетевой надежности на розничном рынке и соответствующие тарифы (цены).

Взаимная экономическая ответственность субъектов хозяйствования за соблюдение зависящих от них факторов обеспечения надежности является основой взаимоотношений субъектов. Она должна опираться на требования нормативно-правовых документов, лицензии и договорные отношения.

Важным инструментом экономического управления надежностью должно стать страхование. Прежде всего оно должно применяться для возмещения убытков при оговоренных договором условиях, включая и форс-мажорные, и может использоваться также для страхования других рисков, по существу, как форма дифференцирования услуг по обеспечению надежности.

Надежность и качество электроснабжения должны характеризоваться понятными измеряемыми параметрами и контролироваться, а затраты на их поддержание, как для электроэнергетики, так и для потребителя, быть восполнимыми.

На эту проблему необходимо смотреть через призму взаимоотношений и взаимодействия электроснабжающих компаний и потребителей.

Запросы конечных потребителей должны быть положены в основу требований к надежности и качеству электроснабжения как в части продукции, так и в части услуг. Такой подход соответствует новой (инновационной) концепции развития электроэнергетики – Smart Grid [40].

Эффективное ценообразование в системе страхования надежности может быть основано на принципе, изложенном в [14]: субъекты выбирают, как правило, контракт, обеспечивающий нейтральный риск, предусматривающий суммы возмещения, равные возможной потере при оптимальном уровне надежности.

В соответствии с ФЗ «Об электроэнергетике» использование страховых механизмов предусматривается, в частности, для страхования системным оператором риска ответственности за причинение ущерба участникам рынка.

Для того чтобы заработали принципы и механизмы управления надежностью, установленные ФЗ «Об электроэнергетике», необходимо разработать и внедрить соответствующие методы экономического управления надежностью в

электроэнергетике, в том числе: методы обоснования уровня системной надежности; оценки эффективности инвестиций в надежность; оценки ущербов от ненадежности; формирования экономической ответственности для разных субъектов; обоснования предоставляемых потребителю уровней надежности; использования дифференцируемых по надежности тарифов в договорных отношениях; страхования ответственности; стимулирования адекватного инвестирования в обеспечение надежности и др.

Потребуется пересмотр нормативных документов, разработка организационных механизмов осуществления экономического регулирования надежности, создание охватывающей всех субъектов рынка системы мониторинга надежности.

### 1.2.3 Работы по оптимизации надежности

Экономическое обоснование надежности электроснабжения конечного потребителя (например, РЖД или любых потребителей региона) в целом должно выполняться с позиций системного подхода по всей схеме (цепи) электроснабжения с учетом надежности электрических сетей хозяйствующих субъектов:

- генерации в комплексе с системообразующими электрическими сетями 1150–220 кВ (ФСК ЕЭС);
- региональных распределительных электрических сетей 110–35–20–10(6) кВ (Холдинг МРСК);
- технологических электрических сетей потребителей (например, электрические сети РЖД, коммунальные электрические сети).

Задача состоит в определении надежности объектов электрических сетей каждого субъекта электроэнергетики с выработкой соответствующих требований (показателей надежности) к нему в границах его балансовой принадлежности с определением необходимых вложений для обеспечения требуемой надежности.

Экономически обоснованные капитальные вложения в повышение надежности электрических сетей каждого субъекта электроэнергетики будут опреде-

ляться по величине снижения ущерба в экономике потребителя (региона) от сокращения длительности перерывов в электроснабжении потребителя (региона) – рис. 1.

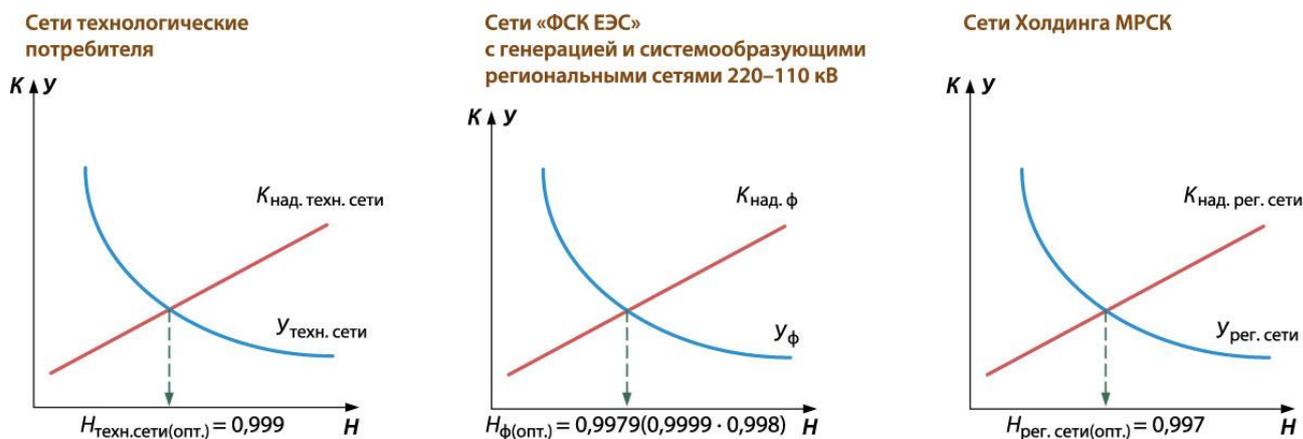


Рисунок 1 - Принципиальный характер изменения составляющих капитальных вложений в надежность электрических сетей ( $K_{над.}$ ) и ущерба у потребителей ( $U$ ) от перерывов в электроснабжении.

Например, оптимальный уровень (индекс изменяется от 0 до 1) системной надежности  $H_{ф(опт.)}$  (бесперебойности электроснабжения) федеральных электрических сетей «ФСК ЕЭС» (совместно с генерацией) будет определяться исходя из равенства вложений в повышение надежности электрических сетей ФСК ЕЭС совместно с генерацией величине снижения ущерба в экономике данного региона от сокращения перерывов в электроснабжении при реализации мероприятий по снижению повреждаемости этих сетей.

Аналогично определяется оптимальный уровень надежности региональной сети ( $H_{рег.сети}$ ) и технологической сети потребителя ( $H_{техн.сети}$ ).

#### 1.2.4 Системный алгоритм комплексной оптимизации

С развитием рыночных отношений в электроэнергетике объективно требуется внедрение экономических методов управления надежностью электроснабжения в сочетании с классическими техническими методами обеспечения надежности, когда их реализация опосредованно осуществляется через новые экономические инструменты: финансовые стимулы, рыночные ценовые сигналы. Полностью отказаться, особенно в переходный период, от внеэкономических методов управления надежностью невозможно.

Экономический механизм управления надежностью в современных условиях должен строиться на следующих базовых принципах.

Функция надежности становится услугой (товаром). В операции по ее купле-продаже вовлекаются все основные субъекты рынка электроэнергии (генерация, сети, сбыт, потребители). При этом следует различать услуги по системной надежности (балансировка мощности, резервирование, противоаварийные действия) и непосредственно электросетевой надежности электроснабжения потребителей. За системную надежность в тарифе платят все потребители, а за электросетевую надежность – потребители, которые объявили свою категорию надежности. Фундаментальными характеристиками механизма управления надежностью являются:

- плата за надежность;
- экономический ущерб от снижения надежности (перерывов в электроснабжении), обязательный к выплате.

Эти показатели служат основой сбалансированных экономических отношений между всеми субъектами рынка с распределением ответственности за надежность (такое положение присутствует в Законе РФ «Об электроэнергетике»). Плата за надежность для потребителя включает оплату системных услуг (в т.ч. по диспетчерскому управлению) и экономически обоснованных затрат электросетевой компании на обеспечение определенного уровня надежности. Величина экономически обоснованных затрат на обеспечение сетевой надежности должна соответствовать вероятному ущербу для потребителя при должном уровне категории надежности электроснабжения. Потребители имеют возможность выбирать разный уровень надежности электроснабжения (базовый, пониженный, повышенный). Соответственно дифференцируется плата за надежность в договорных условиях либо регулируемых тарифах. Органы регулирования должны ввести систему экономического стимулирования повышения надежности электроснабжения для распределительных сетевых компаний. Экономический механизм управления надежностью включает следующие элементы: законодательно оформленную схему распределения ответственности за надежность

между субъектами рынка (генерирующие компании, сетевые компании, энерго-сбытовые организации, системный оператор); стандарты на электроснабжение, содержащие технические критерии надежности и пределы экономической ответственности за их нарушения; контракты энергокомпаний с потребителями, предусматривающие отключения нагрузки (в обмен на финансовые стимулы), а также страхование ущерба; экономические методы стимулирования повышения надежности в энергокомпаниях, осуществляемые регулирующими органами; тарифы на электроэнергию, дифференцированные по уровням надежности электроснабжения; плата за генерирующие мощности на оптовом рынке; рынки технологических резервов; рынки системных услуг. С помощью вышеупомянутых экономических механизмов различные субъекты рынка электроэнергии должны осуществлять определенные функции в управлении надежностью с их реализацией и обеспечением в электроэнергетике. Следует отметить, что СО является интегрирующим и координирующим звеном в отношениях субъектов по надежности на рынке электроэнергии. Он несет всю полноту ответственности за обеспечение системной надежности путем создания резервов генерирующих мощностей и распоряжения этими резервами, управления структурой электрической сети и пропускной способностью электрических связей, использования возможностей потребителей-регуляторов и др. Ответственность за развитие межсистемных связей и электрических сетей для выдачи мощности электростанциями должна быть возложена на ФСК (на федеральном рынке) и МРСК (на региональном рынке). Приведенный анализ экономических механизмов обеспечения надежности в электроэнергетике свидетельствует о многоаспектности, комплексном и системном характере проблемы надежности в отрасли, решение которой на каждом уровне управления требует разработки конкретных технико-экономических подходов и методов.

#### 1.2.5 Алгоритм оптимизации надежности электроснабжения

1. Обосновывается системная надежность генерации и системообразующих федеральных магистральных сетей ФСК (1150–220 кВ). Расчеты выполняются схемно-техническим методом, и в тарифе для сетей ФСК рассчитываются

оптимальный уровень надежности и необходимые вложения в его обеспечение [20,2,33,15,16].

2. Обосновывается надежность региональных системообразующих сетей 220–110 кВ данного региона. Расчеты выполняются схемно-техническим методом. В тарифе сетей ФСК этого уровня учитываются необходимые оптимальные вложения в эти сети. Определяется эффективность и ранжировка вложений по объектам. Рассчитывается уровень надежности для этих сетей.

3. Определяется интегральный уровень надежности федеральных и региональных системообразующих сетей ФСК.

4. Обосновывается надежность распределительных сетей региона. Расчеты выполняются схемно-техническим методом. Определяется эффективность и ранжировка вложений по объектам. Осуществляется дифференциация тарифов на передачу по классам напряжения и категории надежности электроснабжения с учетом вероятных ущербов у потребителей [10, 17].

5. Определяется схемно-техническим методом уровень надежности технологических сетей потребителя.

6. Определяется комплексный (системный) экономически обоснованный оптимальный уровень надежности электроснабжения потребителей в данном регионе (в зависимости от структуры потребителей и вероятных удельных ущербов от перерывов в электроснабжении):

Реструктуризация отрасли электроэнергетики с разделением в ней технологически единых и взаимосвязанных бизнес-процессов по субъектам отрасли растворила и обезличила системный классический схемно-технический принцип расчета и обеспечения надежности в электроэнергетике, позволяющий системно (генерация – сети ФСК ЕЭС – сети МРСК – сети потребителей) управлять надежностью электроснабжения отраслей экономики и социальной сферы страны.

Для эффективной реализации и обеспечения современных системных принципов и механизмов управления надежностью в электроэнергетике, установленных федеральным законом «Об электроэнергетике» необходимо внедрить

ние и использование современных классических технико-экономических методов расчета и управления надежностью в электроэнергетике, которые отработаны и свойственны отечественной электроэнергетической науке и практике:

- Расчеты фактических и оптимальных уровней надежности для любых целей и задач осуществлять исключительно схемно-техническим методом по всем субъектам электроэнергетики (генерация – межсистемные электрические сети – распределительные сети – технологические сети потребителей) с оценкой экономических ущербов и потерь в экономике и социальной сфере в зависимости от уровня надежности электроснабжения;

- На основании системных схемно-технических и экономических методов расчета надежности обосновывать оптимальный уровень надежности электроснабжения потребителей электроэнергии с дифференциацией тарифа на электроэнергию в зависимости от уровня надежности, заявляемой потребителем;

- Внедрить в договорных отношениях страхование ответственности субъектов электроэнергетики и потребителей за обеспечение необходимого уровня надежности;

ФСК ЕЭС рекомендуется незамедлительно приступить к практическому освоению и внедрению современных схемно-технических методов расчета и оптимизации экономически обоснованных уровней надежности электроснабжения потребителей, поскольку разработка Минэнерго РФ по механизму учета надежности и качества услуг сетевыми организациями достаточно примитивна и не отвечает современным требованиям учета надежности в электроэнергетике для электроснабжения потребителей (в этой методике запрос потребителя на надежность электроснабжения никак не учтен – она не дает ответа о современном уровне надежности, не определяет оптимальный уровень надежности и необходимые инвестиции в его обеспечение, она не прошла широкой публичной экспертизы и по существу наносит вред современным подходам к расчету надежности в электроэнергетике). По оценке, при современном уровне надежности электроэнергетики расчетная величина ущерба в экономике и социальной сфере

страны оценивается примерно в 1,5–2% от ВВП, что составляет его потери в размере 600–800 млрд рублей в год.

### **1.3 Выбор метода исследования для магистерской диссертации**

Методы научного познания принято делить на общие и специальные.

Большинство специальных научных проблем и даже отдельные этапы исследования требуют применения специальных методов решения. Разумеется, такие методы имеют весьма специфический характер. Они никогда не бывают произвольными, т. к. определяются характером исследуемого объекта.

Помимо специальных методов, характерных для определенных областей научного знания, существуют общие методы научного познания, которые в отличие от специальных используются на всем протяжении исследовательского процесса и в самых различных по предмету науках.

Общие методы научного познания обычно делят на две большие группы:

- методы эмпирического исследования (наблюдение, сравнение, измерение, эксперимент);
- методы теоретического исследования (абстрагирование, анализ и синтез, идеализация, индукция и дедукция, мысленное моделирование, восхождение от абстрактного к конкретному и др.).

В магистерской диссертации были применены методы эмпирического исследования. Методы эмпирического исследования: наблюдение, сравнение, измерение, эксперимент материальное моделирование

#### **Наблюдение**

Оно представляет собой активный познавательный процесс, опирающийся, прежде всего, на работу органов чувств человека и его предметную материальную деятельность, преднамеренное и целенаправленное восприятие явлений внешнего мира с целью изучения и отыскания смысла в явлениях. Суть его состоит в том, что изучаемый объект не должен подвергаться воздействию со стороны наблюдателя, то есть объект должен находиться в обычных, естественных условиях. Это наиболее простой метод, выступающий, как правило, в качестве одного из элементов в составе других эмпирических методов.

Различают наблюдение прямое (визуальное), когда информацию получают без помощи приборов и наблюдение косвенное - информация получается при помощи приборов или автоматически при помощи регистрирующей аппаратуры.

Наблюдение как средство познания дает в форме совокупности эмпирических утверждений первичную информацию о мире.

В повседневности и в науке наблюдения должны приводить к результатам, которые не зависят от воли, чувств и желаний субъектов. Чтобы стать основой последующих теоретических и практических действий, эти наблюдения должны информировать нас об объективных свойствах и отношениях реально существующих предметов и явлений.

Для того чтобы быть плодотворным методом познания, наблюдение должно удовлетворять ряд требований, важнейшими из которых являются:

- планомерность;
- целенаправленность;
- активность;
- систематичность.

### Сравнение

Один из наиболее распространенных методов познания. Недаром говорится, что «все познается в сравнении». Оно позволяет установить сходство и различие между предметами и явлениями.

Для того чтобы сравнение было плодотворным, оно должно удовлетворять двум основным требованиям.

сравниваться должны лишь такие явления, между которыми может существовать определенная объективная общность.

для познания объектов их сравнение должно осуществляться по наиболее важным, существенным (в плане конкретной познавательной задачи) признакам.

С помощью сравнения информация об объекте может быть получена двумя различными путями. Во-первых, она может выступать в качестве непосредственного результата сравнения. Во-вторых, очень часто получение первичной инфор-

мации не выступает в качестве главной цели сравнения, этой целью является получение вторичной, или производной информации, являющейся результатом обработки первичных данных. Наиболее распространенным и важным способом такой обработки является умозаключение по аналогии.

### Измерение

В отличие от сравнения является более точным познавательным средством. Измерение есть процедура определения численного значения некоторой величины посредством единицы измерения. Ценность этой процедуры в том, что она дает точные, количественно определенные сведения об окружающей действительности. Важнейшим показателем качества измерения, его научной ценности является точность, которая зависит от усердия ученого, от применяемых им методов, но главным образом — от имеющихся измерительных приборов. В числе эмпирических методов научного познания измерение занимает примерно такое же место, как наблюдение и сравнение.

### Эксперимент

Частным случаем наблюдения является эксперимент. Эксперимент предполагает вмешательство в естественные условия существования предметов и явлений или воспроизведение их определенных сторон в специально созданных условиях. Экспериментальное изучение объектов по сравнению с наблюдением имеет ряд преимуществ:

- 1) в процессе эксперимента становится возможным изучение того или иного явления в «чистом виде»;
- 2) эксперимент позволяет исследовать свойства объектов действительности в экстремальных условиях;
- 3) важнейшим достоинством эксперимента является его повторяемость.

Любой эксперимент может осуществляться как непосредственно с объектом, так и с «заместителем» этого объекта — моделью.

Использование моделей позволяет применять экспериментальный метод исследования к таким объектам, непосредственное оперирование с которыми затруднительно или даже невозможно. Поэтому моделирование является особым методом и широко распространено в науке.

#### Материальное моделирование

Моделирование - метод изучения объектов на моделях, позволяющий получать знания при помощи заменителей (моделей) реальных объектов. Модель - мысленная или материально реализованная система, замещающая другую систему, с которой она находится в состоянии сходства. Модель заменяет объект исследования и имеет некоторые общие свойства с изучаемым объектом. Материальные модели выполняются из вещественных материалов. Метод моделирования позволяет получить информацию о различных свойствах изучаемых явлений на основе опытов с моделями.

Существует несколько видов материальных моделей: Пространственно подобные (геометрически подобные) - макеты или муляжи. Физически подобные. Математически подобные.

#### **1.4 Вывод**

Проблема надежность энергетической системы является по-прежнему актуальной проблемой поскольку это определяет способность энергосистемы выполнять функции по производству, передаче, распределению и снабжению потребителей электрической энергией в требуемом количестве и нормированного качества путем взаимодействия генерирующих установок, электрических сетей и электроустановок потребителей. Данная проблема очень часто освещается в научных трудах к примеру, Овсейчук В.А. осветил ее в своей работе “ Обеспечение надежности электроснабжения в условиях рыночной экономики”. В этой работе он показал, что данная проблема наблюдается не только на территории России, но и в других странах. Также решением данной проблемы занимаются энергетические компании. Разрабатывая алгоритмы повышения надежности электроснабжения.

## 2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ СХЕМНО-РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В ВЫБРАННОМ ЭКВИВАLENTE СЕТИ

### 2.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети

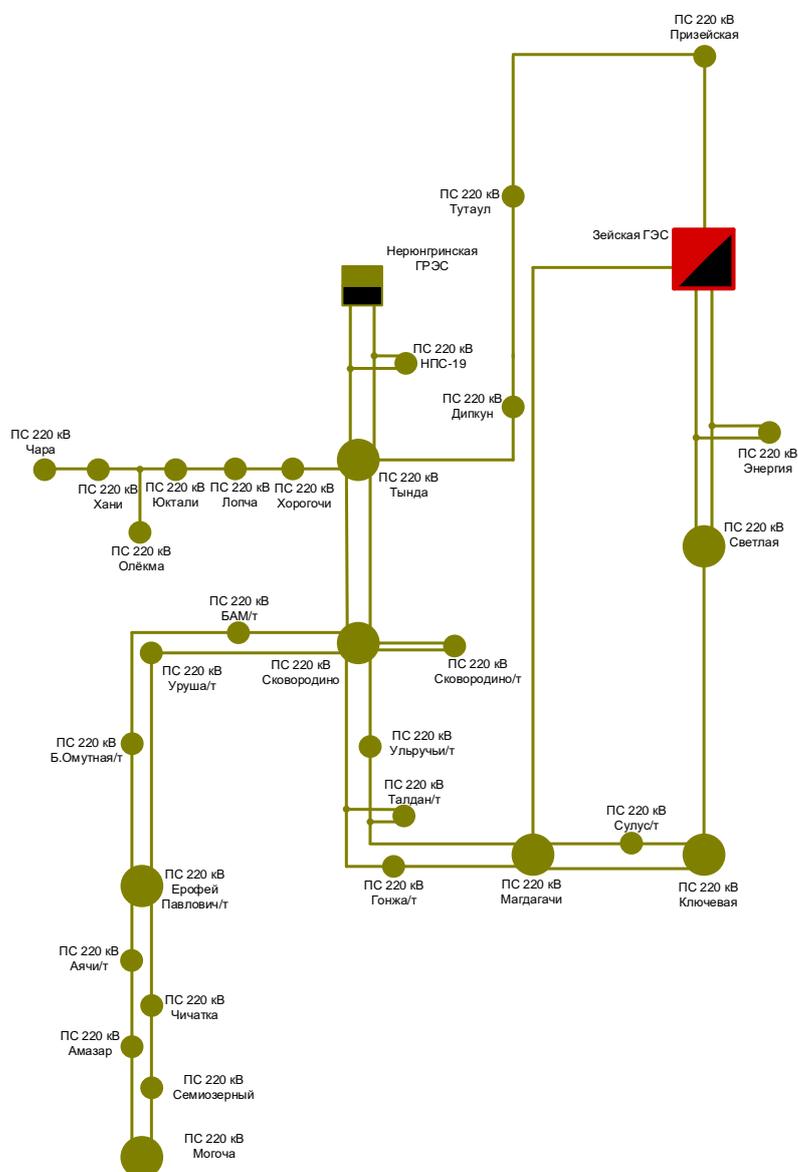


Рисунок 2 –Граф рассматриваемого участка сети

В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбран объект генерации:

1. Зейская ГЭС;
2. Нерюнгринская ГРЭС;

Также выбрано 30 подстанции с высшим классом напряжения 220 кВ, приведены в приложении А, в соответствии с рисунком 2.

## 2.2 Климатогеографические характеристики Амурской области

Амурская область расположена на юго-востоке Российской Федерации, в умеренном географическом поясе, и входит в состав Дальневосточного федерального округа. Амурская область не имеет прямого выхода к морям. Его северо-восток находится всего в 150 км от Охотского моря, а его средние районы - 500-600 км. Большая часть области расположена в бассейне Верхнего и Среднего Приамурья, что определяет его название. Регион входит в 9-й часовой пояс вместе с Республикой Саха (Якутия), где разница с московским временем составляет 6 часов. Климат Амурской области является переходным от резко континентального на северо-западе к муссонному на юго-востоке. Формирование такого климата обусловлено взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и следующих географических факторов: широтное положение, удаленность территории от моря, влияние подстилающей поверхности в виде рельефа, растительность, водоемы.

Таблица 1 – Сводная таблица климатических параметров

№	Характеристика	Значение
1	Преобладающее направление ветра	3, СЗ
2	Нормативная скорость ветра (один раз в 25 лет) на высоте 10 м	32 м/с
3	Скорость ветра при гололеде (один раз в 25 лет)	16 м/с
4	Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	15 мм
5	Температура воздуха при гололеде	- 5 °С
6	Абсолютный минимум температуры воздуха	- 45.4 °С
7	Абсолютный максимум температуры воздуха	+ 40 °С
8	Глубина промерзания грунта	2,85 м
9	Среднегодовая продолжительность гроз	40 часов
10	Среднегодовое количество осадков	900-1000 мм
11	Район по гололеду	3
12	Ветровой район	3

## 2.3 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

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

### 2.3.1 Характеристика источников питания

#### 2.3.1.1 Нерюнгринская ГРЭС

Основным источником питания является Нерюнгринская ГРЭС 220/110/35/10 кВ. Это тепловая электростанция, расположенная в пгт Серебряный бор Нерюнгринского района республики Саха Якутия, входит в состав АО ДГК с 2005 года. Установленная мощность НГРЭС составляет: электрическая - 570 МВт, тепловая – 1220 Гкал/ч. Годовая выработка электроэнергии – 3030 млн.кВт\*ч, тепловая – 1864 тыс.Гкал.

На НГРЭС установлено:

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

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

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по типовой схеме «13Н – Две рабочие и обходная система системы шин», содержит 4 трансформаторных ячейек и 7 линейных.

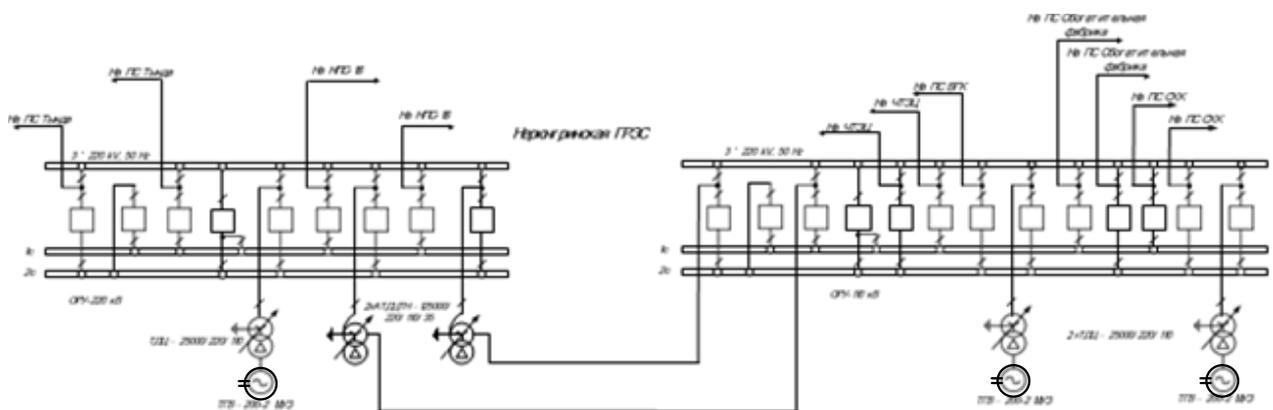


Рисунок 3 – Нерюнгринская ГРЭС 220/110/10 кВ

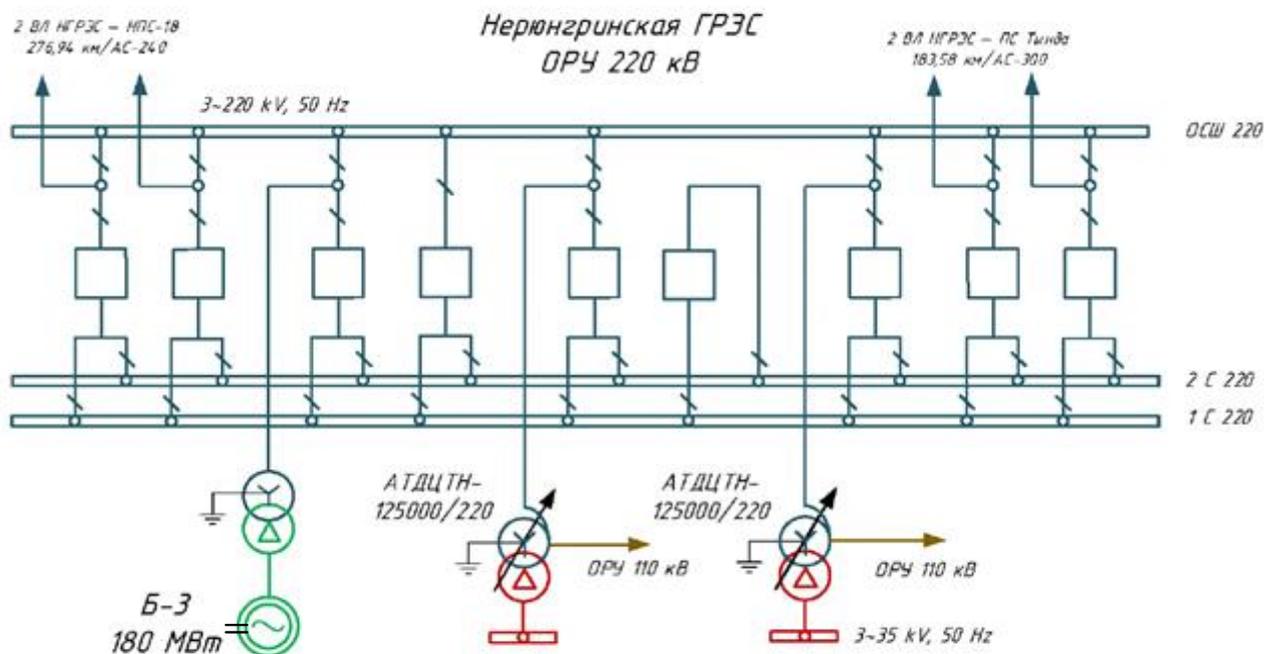


Рисунок 4 – Схема ОРУ-220 кВ Нерюнгринской ГРЭС

### 2.3.1.2 Зейская ГЭС

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

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

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

На ГЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ-500 и ОРУ-220 кВ. На ОРУ-500 кВ применена схема 17 – Полуторная, с тремя

выключателями на два присоединения. ОРУ-220 кВ выполнено по схеме 12 – Одиночная рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин, с секционной связью через два обходных выключателя. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220-75-У1, имеющих резервную фазу.

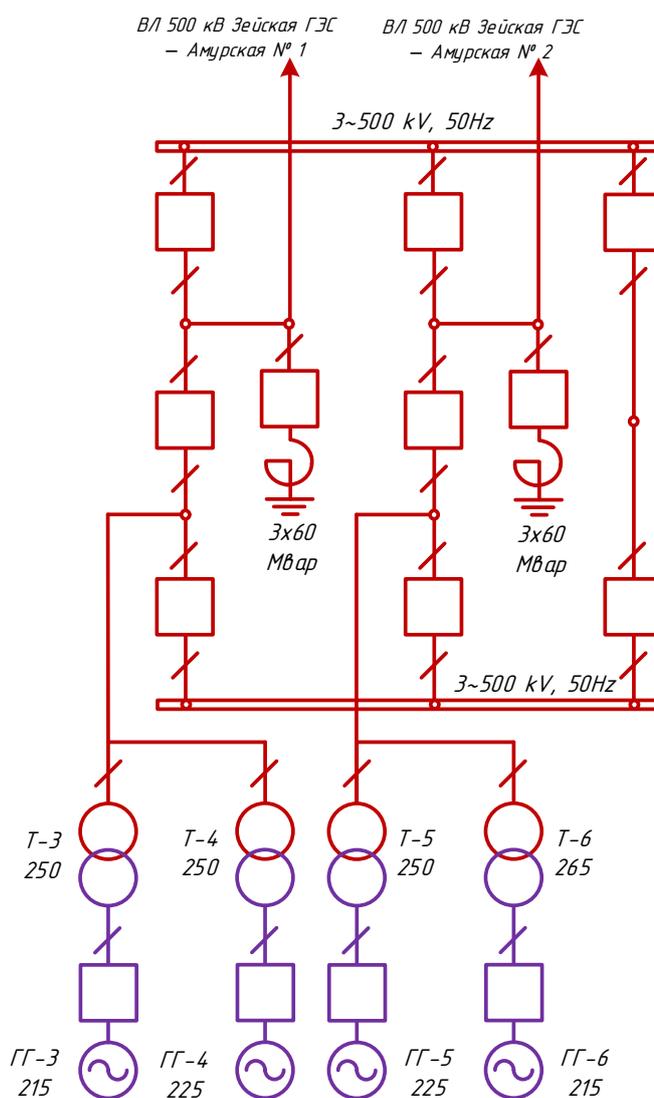


Рисунок 5 – Схема ОРУ 500 кВ Зейской ГЭС

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

Таблица 2 – Силовые трансформаторы

Марка	Количество	Напряжение короткого замыкания, %			Потери мощности короткого замыкания, кВт	Потери мощности холостого хода, кВт	Потери мощности холостого хода, кВАр	Ток холостого хода, %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦТН-167000/500/220/35	3	11	35	21,5	325	125	1503	0,4
ТЦ-250000/500/15,75	3	13			600	250	1125	0,45
ТНЕРЕ-265000/242/15,75	1	13			600	250	1125	0,45

Таблица 3 – Генераторы

Марка	Количество	Номинальная активная мощность, МВт	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4	4	225	15,75	136	230
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	215	15,75	136	230

РУ СН ЗГЭС:

U<sub>НОМ</sub>: 220 кВ

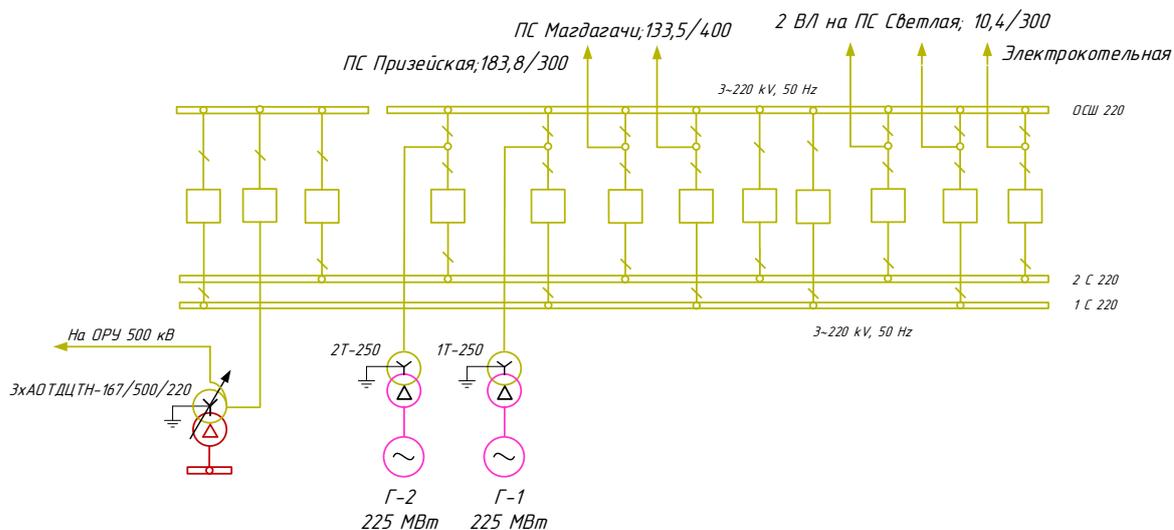


Рисунок 6 – Схема ОРУ 220 кВ Зейской ГЭС

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

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

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

Таблица 4 – Силовые трансформаторы

Марка	Количество	Напряжение короткого замыкания, %			Потери мощности короткого замыкания, кВт	Потери мощности холостого хода, кВт	Потери мощности холостого хода, кВАр	Ток холостого хода, %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТЦ-250000/220/15,75	1	11			650	240	1125	0,45
ТНЕРЕ-265000/242/15,75 (АВВ, Швейцария)	1	11			650	240	1125	0,45

Таблица 5 – Генераторы

Марка	Количество	Номинальная активная мощность, МВт	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4	4	225	15,75	136	230
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	215	15,75	136	230

### 2.3.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 6 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	Номинальное напряжение, кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
1	2	3	4	5
ВЛ 220 кВ ЗГЭС - Призейская	220	АС-300	183.81	ВЛ
ВЛ 220 кВ Призейская - Тутаул		АС-300	98.715	ВЛ
ВЛ 220 кВ Тутаул - Дипкун		АС-300	54.284	ВЛ
ВЛ 220 кВ Тында - Дипкун		АС-300	147.556	ВЛ
ВЛ 220 кВ ЗГЭС – Светлая с отп. на ПС Энергия 2 цепи		АС-300	10.4	ВЛ
ВЛ 220 кВ Светлая - Ключевая		АС-300	110.2	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ключевая - Магдагачи		АС-300	54.6	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т		АС-240	20.61	ВЛ
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Сулус/т		АС-240	33.616	ВЛ
ВЛ 220 кВ ЗГЭС - Магдагачи		АС-400	133.5	ВЛ
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т		АС-300	35.973	ВЛ
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручы/т с отп. на ПС Талдан/т		АС-240	124.15	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сковородино – Ульручы/т		АС-300	29.627	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сковородино – Гонжа/т с отп. на ПС Талдан/т		АС-300	114.887	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сковородино – Сковородино/т 2 цепи		АС-300	5.3	ВЛ
ВЛ 220 кВ Тында – Сковородино 2 цепи		АС-300	155.2	ВЛ
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Тында с отп. на ПС НПС 19 2 цепи		АС-300	180	ВЛ
ВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи		АС-300	74.45	ВЛ
ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча		АСО - 300	87.1	ВЛ

Продолжение таблицы 6

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

Таблица 7 – Интервальная оценка сечений

Номинальное напряжение, кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
220	АС-400	133.5
	АСО-300	623.08
	АС-300	2075.62
	АС-240	178.38

Таблица 8 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

Номинальное напряжение, кВ	Суммарная протяженность, км
220	3010.58

### 2.3.3 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 9 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Схема РУ ВН	Количество и марки трансформаторов
1	2	3	4
ПС Призейская	Транзитная	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)	2 x ТДТН-25000/220/35/10
ПС Тутаул	Транзитная	Мостик (5АН)	2 x ТДТН-25000/220/35/10
ПС Дипкун	Транзитная	Мостик (5АН)	2 x ТДТН-25000/220/35/10
ПС Тында	Узловая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)	2 x АДЦТН-63000/220/110/10.5 2 x ТДТН-25000/110/35/10
ПС Хорогочи	Транзитная	Мостик (5АН)	2 x ТДТН-25000/220/35/10
ПС Лопча	Транзитная	Мостик (5АН)	2 x ТДТН-25000/220/35/10
ПС Юктали	Транзитная	Мостик (5АН)	2 x ТДТН-25000/220/35/10
ПС Олекма	Отпаечная	Блока линия-трансформатор (3Н)	ТДТН-25000/220/35/10
ПС Хани	Транзитная	Мостик (5АН)	2 x ТДТН-25000/220/35/10
ПС Чара	Транзитная	Мостик (5АН)	2 x ТДТН-25000/220/35/10
ПС Энергия	Отпаечная	Два блока линия-трансформатор (4Н)	2 x ТДТН-25000/220/35/10
ПС Светлая	Узловая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)	2 x АДЦТН-63000/220/110/10.5 2 x ТДТН-25000/220/35/10
ПС Ключевая	Транзитная	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)	3 x ТДТН-25000/220/35/10
ПС Сулус/т	Транзитная	Мостик (5АН)	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
ПС Магдагачи	Транзитная	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)	2 x ТРДН-40000/220/35 ТДТН-25000/220/35/10
ПС Гонжа/т	Транзитная	Мостик (5АН)	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
ПС Талдан/т	Отпаечная	Два блока линия-трансформатор (4Н)	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
ПС Ульру- чьи/т	Транзитная	Мостик (5АН)	2 х ТДНТЖ- 40000/220/27,5/10
ПС Скворо- дино	Узловая	Одна рабочая секциониро- ванная выключателем и об- ходная системы шин (12)	2 х АДЦТН- 63000/220/110/10.5 2 х ТДТН- 25000/110/35/10
ПС Скворо- дино/т	Тупиковая	Два блока линия– трансфор- матор (4Н)	2 х ТДНТЖ- 40000/220/27,5/10
ПС Бам/т	Транзитная	Мостик (5АН)	2 х ТДНТЖ- 40000/220/27,5/10
ПС Уруша/т	Транзитная	Мостик (5АН)	2 х ТДНТЖ- 40000/220/27,5/10
ПС Б.Омут- ная/т	Транзитная	Мостик (5АН)	2 х ТДНТЖ- 40000/220/27,5/10
ПС Ерофей- Павлович	Узловая	Одна рабочая секциониро- ванная выключателем и об- ходная системы шин (12)	2 х ТДНТЖ- 40000/220/27,5/10
ПС Аячи/т	Транзитная	Мостик (5АН)	2 х ТДНТЖ- 40000/220/27,5/10
ПС Чичатка	Транзитная	Мостик (5АН)	2 х ТДНТЖ- 40000/220/27,5/10
ПС Амазар	Транзитная	Мостик (5АН)	2 х ТДНТЖ- 40000/220/27,5/10
ПС Семиозер- ный	Транзитная	Мостик (5АН)	2 х ТДНТЖ- 40000/220/27,5/10

#### 2.4 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима [35].

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

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2020 г;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 2020 г;
- Схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 2020 г;

Дадим краткое описание расчетной части программы «RASTR». Программный комплекс RASTR предназначен для расчета и анализа установленных

режимов работы электрических систем на ПК IBM PC и совместим с ним. RASTR позволяет вычислять, эквивалентно и взвешивать режим, обеспечивает экранный ввод и коррекцию исходных данных, быстро отключает узлы и ветви схемы, имеет возможности сетевого зонирования, а также обеспечивает графическое представление схемы или ее отдельных фрагментов наряду с практически любыми расчетными и исходными параметрами.

RASTR не имеет программных ограничений на объем вычисляемых задач. Захват ОЗУ определяется размером вычисляемой схемы, и в настоящее время максимальный объем схемы составляет 1200-1500 узлов (в зависимости от конфигурации схемы) с минимальным количеством резидентных программ.

Формат данных "Узлы":

- 1) Район - номер района, к которому относится узел;
- 2) Номер - номер узла на схеме замещения;
- 3) N - номер статической характеристики;
- 4) O - не заданы;
- 5) 1.2 - стандарты (защиты в программу);
- 6) Название - название узла (0-12 символов);
- 7) Uном - номинальное напряжение узла или модуль узла (определяется по стандартной шкале напряжения);
- 8) Pнаг, Qнаг - активная и реактивная нагрузка узла (определяется по контрольным замерам, либо используются расчетные данные);
- 9) Pген, Qген - активная и реактивная генерация узла, задаются также по контрольным замерам для тех узлов, где есть генерация;
- 10) Qmin, Qmax - минимально и максимально возможные пределы изменения генерации реактивной мощности узла (определяются по техническим возможностям оборудования). Задание пределов позволяет программе определить оптимальную генерацию по реактивной мощности для данного узла.

Формат данных "Ветви":

- 1) Nнач, Nкон - номера узлов ограничивающих линию;
- 2) R, X - сопротивление;

3) В - проводимость (мкСм) для ЛЭП - полная проводимость шунтов "П"-образной схемы ( $< 0$ ), для трансформатора - проводимость "Г" - образной схемы ( $> 0$ );

4) Кт в Кт/м - вещественная и мнимая составляющая коэффициента трансформации;

Сопротивление ветви должно быть приведено к напряжению  $U_{нач}$ , а коэффициент трансформации определяется как отношение  $U_{кон}/U_{нач}$ .

Формат данных "Районы":

Номер - номер района;

Название - название района;

Команда "Результат"

Подкоманда "Узлы"

Результаты расчета представляются в форме таблицы, при просмотре которой пользуемся клавишами PGUP, PGDN для листания таблицы вперед и назад по страницам, стрелками для перемещения по одному узлу. На экране всегда показывается все связи узла (если они не умещаются на экране, то узел не показывается целиком). Для прямого перехода на интересующий узел необходимо набрать его номер и нажать Enter (номер  $>$  па высвечивается на первой строке экрана).

Подкоманда "Потери"

Предназначена для вывода структурного анализа потерь активной мощности по заданному району или по всей сети. Для печати таблицы - F8.

Технические характеристики программы RASTR не имеет программных ограничений на объем рассчитываемых задач. Захват оперативной памяти определяется размером рассчитываемой схемы. Расчет памяти сделан в предположении, что не установлены резидентные программы, использующие расширенную память.

Описание расчетной части пакета программ RASTR.

Главное меню:

После загрузки RASTR Вы попадаете в главное меню комплекса, в котором отображаются основные команды. Для перемещения по меню используйте:

а) клавиши перемещения курсора, <ENTER> - для входа в выбранную команду, <ESC> - для выхода.

б) функциональные клавиши – нажатие клавиши ALT одновременно с выделенной цветом буквой горизонтального меню приводит к попаданию в это меню, где бы Вы не находились.

Нажатие выделенной цветом буквы вертикального меню приводит к началу выполнения этой команды (используйте клавиши на которые нанесены русские буквы независимо от наличия кириллицы и регистра). Например: ALT\_Д /В/У – приведет к попаданию в таблицу "Узлы" из любого места программы. Клавиши F1 - F10 используются для выполнения команд, не входящих в меню, справка по ним – последняя строка экрана, справка по клавишам ALT\_F1 - F10 может быть получена путем нажатия клавиши ALT.

в) мышь – используется двухкнопочная мышь с инверсным курсором (выделенное цветом знакоместо), перемещение курсора мыши и нажатие левой клавиши мыши приводит к перемещению программного курсора в заданное место, быстрое двойное нажатие левой клавиши ("клик") приводит к выполнению выбранной команды (аналогично ENTER) нажатие левой клавиши в последней строке экрана приводит к выполнению соответствующей команды (в зависимости от нажатия кнопки ALT). Правая клавиша мыши используется как клавиша ESC. Работа с мышью имеет свои особенности в экранном редакторе и выдаче результатов.

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118. -2003 расчёт режимов следует осуществлять [7]:

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

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

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

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

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

$\varepsilon$  – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2019-2024 гг.;

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

Определим прогнозируемые мощности для ПС Призейская.

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

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

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

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

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

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

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

Расчёты режимов предпочтительно проводить в специализированном ПК RastrWin 3.

Моделирование существующего участка электрической сети в ПК RastrWin 3.

В качестве исходных данных для моделирования режима возьмем нагрузки ПС принятые в максимум контрольного замера за 2020 года. В таблице 10 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в нормальном режиме для выбранного эквивалента сети.

Таблица 10 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

№	Название	Номинальное напряжение, кВ	Активная мощность нагрузки, МВт	Реактивная мощность нагрузки, МВар	Активная мощность генераторов, МВт	Реактивная мощность генераторов, МВар	Заданное напряжение, кВ	Напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			414,5	99,8	240	240	9,09
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30		226,06	2,75
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30		221,39	0,63
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9		218,99	-0,46
5	ПС 220 кВ Тында	220	48,8	11,1		-70		220,94	0,43
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10				239,67	8,94
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5				239,23	8,74
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				228,33	3,79
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	25,1	15,2				226,05	2,75
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	26,8				225,45	2,48

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	8,3	20,5				223,61	1,64
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	8,2	10,8				223,09	1,4
13	ПС 220 кВ Ульручьи/т	220	6,1	0,2				221,76	0,8
14	ПС 220 кВ Сковоудино	220	61,2	9,9				221,57	0,71
15	ПС 220 кВ Сковоудино/т	220	10,2	4,8				221,54	0,7
16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	21,6	19,4				220,34	0,15
17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	21,4	21,6				219,03	-0,44
18	ПС 220 кВ Б.Омутная/т	220	17,3	20,5				218,74	-0,57
19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	8,1	11				219,15	-0,39
20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	3,8	3,7				219,5	-0,23
21	ПС 220 кВ Чичатка	220	0,1	7,3				219,67	-0,15
22	ПС 220 кВ Амазар	220	4,2	4,3				220,18	0,08
23	ПС 220 кВ Семиозерный	220	5,2	5,8				220,21	0,1
24	ПС 220 кВ Могоча	220	5,5	4,4				220,36	0,16
25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	1	0,2		-14,8		220,95	0,43
26	ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1		-16,9		221,79	0,81
27	ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2		-26,4		224,34	1,97
28	ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1				227,78	3,54
29	ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1		-8,6		228,85	4,02
30	ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1				230,86	4,93

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
31	НПС - 19	220	24,5	7,5				221,37	0,62
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	369,9	70,4		229,8	4,45
33	1	220						239,71	8,96
34	2	220						239,71	8,96
35	3	220						223,28	1,49
36	4	220						223	1,36
37	5	220						221,42	0,64
38	6	220						221,42	0,64
39	7	220						227,78	3,54

В таблице 11 представлена токовая загрузка оборудования в нормальном режиме.

Таблица 11 – Токовая загрузка оборудования

Название	Ток в начале ВЛ, А	Ток в конце ВЛ, А	Длительно допустимый ток, А	Загрузка ВЛ, %
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	375	376	690	54,5
ПС 220 кВ Ульручь/т - 3	288	288	630	45,7
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручь/т	272	272	630	43,1
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	362	374	960	38,9
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	308	316	1000	31,6
ПС 220 кВ Сквородино - 4	183	182	630	29,1
Зейская ГЭС - 2	272	273	1000	27,3
Зейская ГЭС - 1	272	273	1000	27,3
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	121	157	630	24,9
2 - ПС 220 кВ Светлая	234	234	1000	23,4

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5
1 - ПС 220 кВ Светлая	234	234	1000	23,4
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	141	144	630	22,9
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	134	138	630	21,9
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	129	131	630	20,8
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	112	123	630	19,5
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	117	99	630	18,6
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	117	116	630	18,5
ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	110	109	630	17,4
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	104	110	630	17,4
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	152	157	1000	15,7
ПС 220 кВ Талдан/т - 3	96	95	630	15,2
6 - Нерюнгринская ГРЭС	93	45	630	14,8
5 - Нерюнгринская ГРЭС	93	45	630	14,8
ПС 220 кВ Тында - 6	79	76	600	13,1
ПС 220 кВ Тында - 5	79	76	600	13,1
ПС 220 кВ Юктали - 7	72	43	630	11,5
ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	69	72	630	11,4
ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	68	69	630	11
ПС 220 кВ Талдан/т - 4	66	67	630	10,6

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

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



Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена ВЛ Сквородино – Ульручи/т;

При отключении ВЛ Сквородино – Ульручи/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 недогруженными. Токовая загрузка ЛЭП представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Токовая загрузка оборудования в послеаварийном режиме

Название	Ток в начале ВЛ, А	Ток в конце ВЛ, А	Длительно допустимый ток, А	Загрузка ВЛ, %
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Сквородино - 4	422	423	630	67,2
ПС 220 кВ Талдан/т - 3	314	314	630	49,9
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	329	329	690	47,7
ПС 220 кВ Талдан/т - 4	294	293	630	46,6
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	341	349	960	36,3
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	291	295	1000	29,5
Зейская ГЭС - 2	261	261	1000	26,1
Зейская ГЭС - 1	261	261	1000	26,1
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	151	153	630	24,3
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	126	152	630	24,1
2 - ПС 220 кВ Светлая	223	224	1000	22,4
1 - ПС 220 кВ Светлая	223	224	1000	22,4
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	132	130	630	20,9
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	130	109	630	20,7
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	125	128	630	20,3
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	120	126	630	20
ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	123	116	630	19,6
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	121	123	630	19,5

## Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	100	103	630	16,3
6 - Нерюнгринская ГРЭС	94	43	630	14,9
5 - Нерюнгринская ГРЭС	94	43	630	14,9
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	141	145	1000	14,5
ПС 220 кВ Тында - 6	81	78	600	13,5
ПС 220 кВ Тында - 5	81	78	600	13,5
ПС 220 кВ Юктали - 7	78	47	630	12,4
ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	69	23	630	10,9
ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	69	67	630	10,9
ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	63	63	630	10
ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	55	47	630	8,8
ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	55	29	630	8,7
ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	49	5	630	7,7
ПС 220 кВ Хани - 7	30	47	630	7,5
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	47	28	630	7,4
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи/т	44	38	630	7
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	18	43	630	6,9
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	18	43	630	6,9
ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	43	36	630	6,8
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	36	22	630	5,7
2 - ПС 220 кВ Энергия	38	38	690	5,6
1 - ПС 220 кВ Энергия	38	38	690	5,6
ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	39	22	710	5,4
6 - НПС - 19	31	32	600	5,3
5 - НПС - 19	31	32	600	5,3
ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	35	18	710	5
ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	23	13	630	3,7

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	15	16	630	2,6
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	13	14	630	2,2
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	13	14	630	2,2
ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	15	5	710	2,1
ПС 220 кВ Олекма - 7	1	0	630	0,1
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручы/т			630	

В таблице 13 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжения в послеаварийном режиме для выбранного эквивалента сети.

Таблица 13 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

№	Название	Номинальное напряжение, кВ	Активная мощность нагрузки, МВт	Реактивная мощность нагрузки, МВар	Активная мощность генераторов, МВт	Реактивная мощность генераторов, МВар	Заданное напряжение, кВ	Напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			414,3	63,3	245	245	11,36
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30		233,65	6,21
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30		230,14	4,61
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9		229,1	4,13
5	ПС 220 кВ Тында	220	48,8	11,1		-70		231,86	5,39
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10				244,72	11,24
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5				244,37	11,08
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				236,16	7,35
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	25,1	15,2				234,31	6,51

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	26,8				233,95	6,34
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	8,3	20,5				232,43	5,65
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	8,2	10,8				232,26	5,57
13	ПС 220 кВ Ульручьи/т	220	6,1	0,2				232,49	5,68
14	ПС 220 кВ Сквородино	220	61,2	9,9				230,53	4,79
15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	10,2	4,8				230,5	4,77
16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	21,6	19,4				229,53	4,33
17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	21,4	21,6				228,61	3,91
18	ПС 220 кВ Б.Омутная/т	220	17,3	20,5				228,57	3,9
19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	8,1	11				229,06	4,12
20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	3,8	3,7				229,5	4,32
21	ПС 220 кВ Чичатка	220	0,1	7,3				229,75	4,43
22	ПС 220 кВ Амазар	220	4,2	4,3				230,32	4,69
23	ПС 220 кВ Семиозерный	220	5,2	5,8				230,44	4,74
24	ПС 220 кВ Могоча	220	5,5	4,4				230,59	4,82
25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	1	0,2		-14,8		233,03	5,92
26	ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1		-16,9		234,98	6,81
27	ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2		-26,4		238,85	8,57
28	ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1				242,62	10,28
29	ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1		-8,6		243,88	10,85
30	ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1				246,03	11,83
31	НПС - 19	220	24,5	7,5				232,31	5,6

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	369,9	70,4		240,75	9,43
33	1	220						244,75	11,25
34	2	220						244,75	11,25
35	3	220						232,52	5,69
36	4	220						232,09	5,49
37	5	220						232,36	5,62
38	6	220						232,36	5,62
39	7	220						242,62	10,28

Данные по потерям сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	14.37
Отключена ВЛ Сквородино – Ульручы/т	14.48

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

Согласно схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2019-2024 годы, разработанной в 2019 году, важное место в этой программе занимают вопросы развития электроэнергетики Дальнего Востока. Интенсивное освоение территорий Дальнего Востока, направленность политики на увеличение демографии населения территории Дальневосточного округа, а т.ж. развитие научно-технического прогресса. Также ожидается значительное увеличение потребления в Западном энергорайоне Забайкальского участка железной дороги. Все это повлечет еще большую потребность в электроэнергии Западного района Амурской области и создаст еще больший дефицит мощности в данном районе. Рассмотрим режим при увеличении потребления Забайкальского участка железной дороги. В таблице 15 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в нормальном режиме при увеличении потребления Забайкальским участком железной дороги для выбранного эквивалента сети.

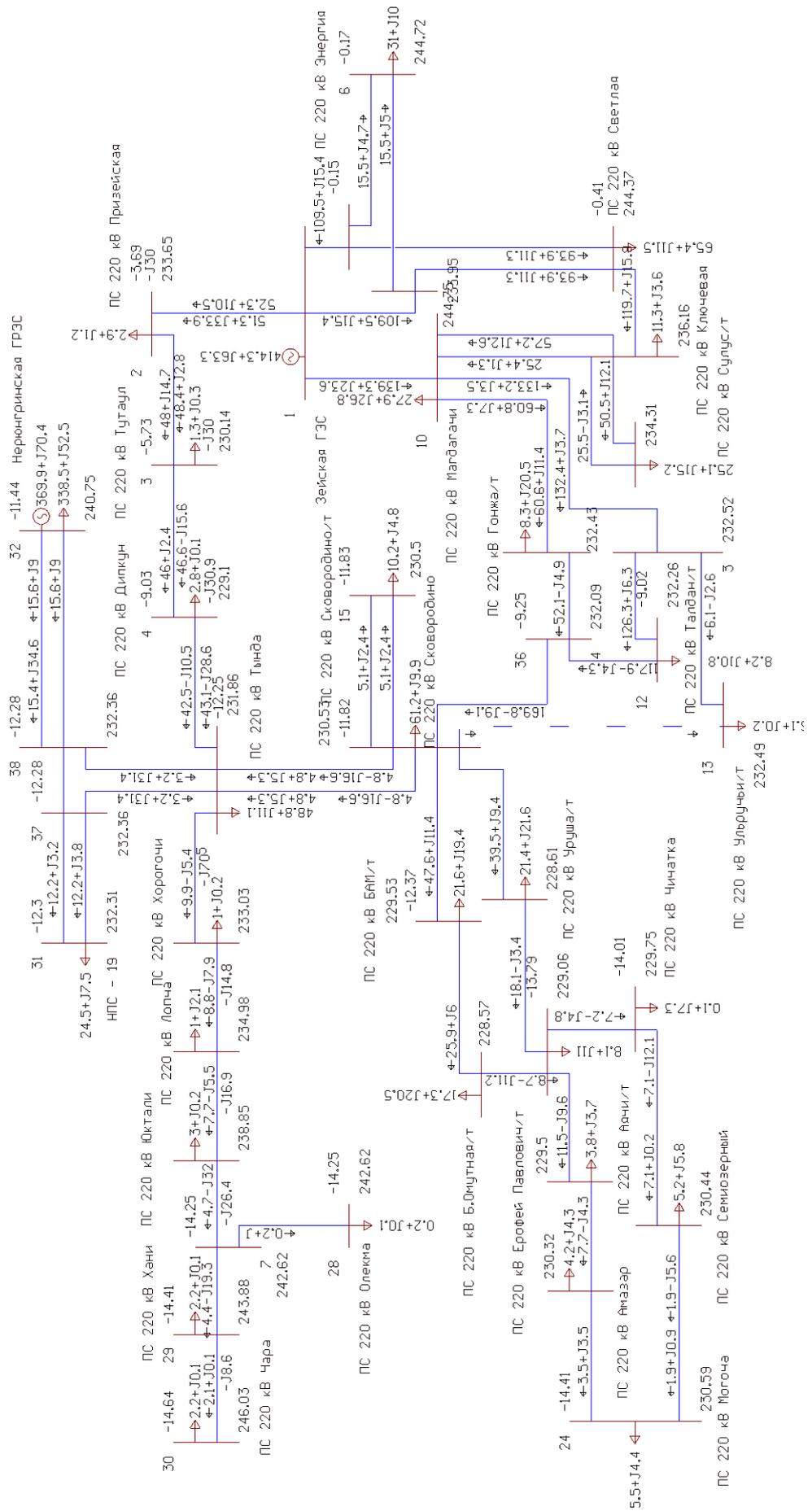


Рисунок 8 – Схема послеаварийного режима

Таблица 15 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме при увеличении потребления

№	Название	Номинальное напряжение, кВ	Активная мощность нагрузки, МВт	Реактивная мощность нагрузки, МВар	Активная мощность генераторов, МВт	Реактивная мощность генераторов, МВар	Заданное напряжение, кВ	Напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			668,5	593,9	240	240	9,09
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30		193,65	-11,98
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30		173,63	-21,08
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9		151,76	-31,02
5	ПС 220 кВ Тында	220	48,8	11,1		-70		140,58	-36,1
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10				239,02	8,65
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5				237,32	7,87
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				187,98	-14,56
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	50,1	15,2				179,64	-18,34
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	47,9	26,8				175,91	-20,04
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5				168,52	-23,4
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8				163,59	-25,64
13	ПС 220 кВ Ульручьи/т	220	20,1	0,2				156,38	-28,92
14	ПС 220 кВ Скородино	220	61,2	9,9				155,12	-29,49
15	ПС 220 кВ Скородино/т	220	20,2	4,8				155,06	-29,52

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	41,6	19,4				150,58	-31,56
17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	41,4	21,6				143,82	-34,63
18	ПС 220 кВ Б.Омут- ная/т	220	37,3	20,5				140,16	-36,29
19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	20,1	11				139,59	-36,55
20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	18,8	3,7				138,81	-36,9
21	ПС 220 кВ Чичатка	220	9,1	7,3				138,15	-37,2
22	ПС 220 кВ Амазар	220	8,2	4,3				137,91	-37,32
23	ПС 220 кВ Семио- зерный	220	10,2	5,8				137,14	-37,67
24	ПС 220 кВ Могоча	220	10,5	4,4				137,15	-37,66
25	ПС 220 кВ Хоро- гочи	220	1	0,2			-14,8	130,23	-40,81
26	ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1			-16,9	120,77	-45,1
27	ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2			-26,4	110,66	-49,7
28	ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1				110,49	-49,78
29	ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1			-8,6	110	-50
30	ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1				110,8	-49,64
31	НПС - 19	220	24,5	7,5				140,88	-35,96
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338, 5	52,5	369, 9	70,4		149,38	-32,1
33	1	220						239,06	8,66
34	2	220						239,06	8,66
35	3	220						164,19	-25,37
36	4	220						163,14	-25,84
37	5	220						140,95	-35,93
38	6	220						140,95	-35,93
39	7	220						110,49	-49,78

Токовая нагрузка ЛЭП представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Токовая нагрузка оборудования в нормальном режиме при увеличении потребления

Название	Ток в начале ВЛ, А	Ток в конце ВЛ, А	Дли-тельно допу-сти-мый ток, А	За-грузк а ВЛ, %
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	925	928	690	134,5
ПС 220 кВ Ульручьи/т - 3	693	691	630	110
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручьи/т	618	618	630	98,1
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	880	906	960	94,4
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	752	773	1000	77,3
ПС 220 кВ Сквородино - 4	435	430	630	69
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	323	374	630	59,4
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	371	373	630	59,3
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	359	364	630	57,8
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	334	341	630	54,1
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	316	323	630	51,3
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	294	315	630	50
Зейская ГЭС - 2	485	486	1000	48,6
Зейская ГЭС - 1	485	486	1000	48,6
2 - ПС 220 кВ Светлая	448	450	1000	45
1 - ПС 220 кВ Светлая	448	450	1000	45
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	270	275	630	43,6
ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	238	260	630	41,3
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	388	397	1000	39,7
ПС 220 кВ Талдан/т - 3	235	234	630	37,3
ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	216	225	630	35,8
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	185	195	630	31
ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	188	193	630	30,6
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	175	190	630	30,1

## Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	162	167	630	26,5
ПС 220 кВ Талдан/т - 4	163	164	630	26
ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	134	150	630	23,9
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	143	108	630	22,7
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	143	108	630	22,7
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи/т	106	107	630	17
ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	79	103	630	16,4
6 - Нерюнгринская ГРЭС	86	57	630	13,6
5 - Нерюнгринская ГРЭС	86	57	630	13,6
ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	84	85	630	13,5
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	72	75	630	11,9
ПС 220 кВ Тында - 6	59	58	600	9,9
ПС 220 кВ Тында - 5	59	58	600	9,9
ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	48	50	710	7,1
6 - НПС - 19	41	41	600	6,8
5 - НПС - 19	41	41	600	6,8
ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	41	44	710	6,2
2 - ПС 220 кВ Энергия	39	39	690	5,7
1 - ПС 220 кВ Энергия	39	39	690	5,7
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	32	33	630	5,2
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	32	33	630	5,2
ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	23	28	630	4,4
ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	24	10	630	3,8
ПС 220 кВ Хани - 7	23	20	630	3,7
ПС 220 кВ Юктали - 7	21	19	630	3,3
ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	12	10	710	1,8



## 2.5 Вывод

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру с замкнутыми контурами с сильными и слабыми связями.

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 трех связных элементов.

Всего в рассматриваемом районе 30 подстанций, из них большинство являются двух трансформаторными.

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

К особенностям электроэнергетической системы Амурской области можно отнести большую протяженность линий напряжением 220 кВ, что приводит к большим перетокам реактивной мощности, и как следствие, к высоким уровням напряжения на шинах подстанций за счет зарядных мощностей.

После расчета существующего режима никаких проблем с параметрами режима не наблюдается. Анализируя потоки мощности которые можно наблюдать на рисунках 7, 8 можно сделать вывод о том что в данных режимах в выбранном эквиваленте сети генераторы станций работают в режиме выработки реактивной мощности и выдачи ее в сеть.

После увеличения нагрузки Забайкальского участка железной дороги в Западном энергорайоне Амурской области наблюдается недопустимое снижения напряжения на подстанциях. Это связано с дефицитом мощности в данном энергорайоне.

### 3 ВАРИАНТЫ РЕШЕНИЯ ПОСТАВЛЕННОЙ ПРОБЛЕМЫ

Данный пункт посвящён проектированию развития электрической сети путём модернизации существующей схемы энергорайона.

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

Задача раздела: Разработка и описание нескольких вариантов развития электрической сети, и их обоснование. Для начала рассмотрим варианты с минимальными капитала вложениями.

Вариант 1. Предусматривает строительство четвертого энергоблока на Нерюнгринской ГРЭС. Данный вариант подразумевает:

- строительство четвертого энергоблока на Нерюнгринской ГРЭС.

С каждым следующим вариантом капиталовложения в проект будут возрастать.

Вариант 2. Предусматривает строительство гибридных станции на основе возобновляемых источников энергии на подстанциях Западного энергорайона Амурской области. Данный вариант подразумевает:

- строительство гибридных станции на основе ВИЭ.

Вариант 3. Предусматривает строительство станции рядом с подстанцией Сквородино. Данный вариант подразумевает:

- строительство электростанции.

Вариант 4. Предусматривает строительство ЛЭП 500 кВ от Зейской ГЭС к подстанции Тында, а от подстанции Тында к подстанции Сквородино и Нерюнгринской ГРЭС. Данный вариант подразумевает:

- строительство ЛЭП 500 кВ Зейская ГЭС – Тында;
- строительство ЛЭП 500 кВ Тында – Сквородино;
- строительство ЛЭП 500 кВ НГРЭС – Тында;
- реконструкция подстанции Тында, Сквородино и НГРЭС, а также распределительного устройства 500 кВ Зейской ГЭС.

### 3.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети

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

#### 3.2.1 Вариант развития электрической сети при строительстве четвертого энергоблока на Нерюнгринской ГРЭС

Данный вариант подразумевает строительство еще одного блока на НГРЭС мощностью 210 МВт. Что позволит увеличить мощность, передаваемую с Якутии в Западный энергорайон Амурской области. Тогда суммарная мощность НГРЭС станет 780 МВт. Проведем расчет режима для данного варианта. В таблице 17 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в нормальном режиме при увеличении потребления Забайкальским участком железной дороги для выбранного эквивалента сети и увеличения наличия 4 энергоблока НГРЭС.

Таблица 17 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

№	Название	Номинальное напряжение, кВ	Активная мощность нагрузки, МВт	Реактивная мощность нагрузки, МВар	Активная мощность генераторов, МВт	Реактивная мощность генераторов, МВар	Заданное напряжение, кВ	Напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			256,6	225	240	240	9,09
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30		222,26	1,03
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30		215,65	-1,98
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9		210,41	-4,36
5	ПС 220 кВ Тында	220	48,8	11,1		-70		209,83	-4,62
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10				239,55	8,89
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5				238,88	8,58

## Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				219,49	-0,23
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	50,1	15,2				215,43	-2,08
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	47,9	26,8				214,2	-2,64
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5				210,82	-4,17
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8				209,08	-4,96
13	ПС 220 кВ Ульручьи/т	220	20,1	0,2				206,42	-6,17
14	ПС 220 кВ Скородино	220	61,2	9,9				205,87	-6,42
15	ПС 220 кВ Скородино/т	220	20,2	4,8				205,82	-6,44
16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	41,6	19,4				203,08	-7,69
17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	41,4	21,6				199,25	-9,43
18	ПС 220 кВ Б.Омутная/т	220	37,3	20,5				197,43	-10,26
19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	20,1	11				197,41	-10,27
20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	18,8	3,7				197,24	-10,35
21	ПС 220 кВ Чичатка	220	9,1	7,3				197,1	-10,41
22	ПС 220 кВ Амазар	220	8,2	4,3				197,3	-10,32
23	ПС 220 кВ Семиозерный	220	10,2	5,8				197,02	-10,45
24	ПС 220 кВ Могоча	220	10,5	4,4				197,11	-10,4
25	ПС 220 кВ Хоргочи	220	1	0,2		-14,8		208,34	-5,3
26	ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1		-16,9		207,66	-5,61
27	ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2		-26,4		208,33	-5,3
28	ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1				211,19	-4
29	ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1		-8,6		212,05	-3,61

## Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
30	ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1				213,88	-2,78
31	НПС - 19	220	24,5	7,5				211,02	-4,08
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	780	202	245	245	11,36
33	1	220						239,59	8,9
34	2	220						239,59	8,9
35	3	220						209,36	-4,84
36	4	220						208,94	-5,03
37	5	220						211,07	-4,06
38	6	220						211,07	-4,06
39	7	220						211,19	-4

Токовая нагрузка ЛЭП представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Токовая нагрузка оборудования в нормальном режиме

Название	Ток в начале ВЛ, А	Ток в конце ВЛ, А	Длительность допустимый ток, А	Загрузка ВЛ, %
1	2	3	4	5
6 - Нерюнгринская ГРЭС	564	549	630	89,5
5 - Нерюнгринская ГРЭС	564	549	630	89,5
ПС 220 кВ Тында - 6	529	529	600	88,2
ПС 220 кВ Тында - 5	529	529	600	88,2
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	410	403	630	65,1
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	410	403	630	65,1
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	312	313	630	49,8
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	267	273	630	43,3
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	276	283	690	41,1
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	311	344	960	35,8
ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	202	196	630	32,1

## Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручы/т	197	196	630	31,2
ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	187	192	630	30,5
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	268	294	1000	29,4
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	115	177	630	28,1
Зейская ГЭС - 2	244	245	1000	24,5
Зейская ГЭС - 1	244	245	1000	24,5
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	139	148	630	23,5
ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	146	147	630	23,3
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	124	134	630	21,3
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	106	134	630	21,2
2 - ПС 220 кВ Светлая	206	208	1000	20,8
1 - ПС 220 кВ Светлая	206	208	1000	20,8
ПС 220 кВ Сквородино - 4	131	120	630	20,7
ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	74	107	630	16,9
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи/т	102	101	630	16,2
ПС 220 кВ Талдан/т - 3	92	91	630	14,6
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	130	145	1000	14,5
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	73	86	630	13,6
ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	82	80	630	13
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	62	73	630	11,7
ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	60	70	630	11,1
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	68	66	630	10,8
ПС 220 кВ Юктали - 7	63	36	630	10
ПС 220 кВ Талдан/т - 4	46	47	630	7,4
ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	50	45	710	7,1
ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	42	6	630	6,7

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	28	42	630	6,7
ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	40	25	630	6,4
ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	45	40	710	6,3
6 - НПС - 19	35	35	600	5,8
5 - НПС - 19	35	35	600	5,8
ПС 220 кВ Хани - 7	22	36	630	5,7
2 - ПС 220 кВ Энергия	39	39	690	5,7
1 - ПС 220 кВ Энергия	39	39	690	5,7
ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	26	31	630	4,9
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквороди- дино/т	29	29	630	4,6
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквороро- дино/т	29	29	630	4,6
ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	26	24	630	4,1
ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	15	10	710	2,1
ПС 220 кВ Олекма - 7	1	1	630	0,1

Как мы можем наблюдать из расчета режима что после увеличения мощности НГРЭС и нагрузки Забайкальского участка железной дороги в Западном энергорайоне Амурской области наблюдается недопустимое снижения напряжения на подстанциях.

Поэтому для реализации данного варианта помимо строительства блока на Нерюнгринской ГРЭС необходимо применение средств БСК.

Кроме того, необходима замена проводников на линиях НГРЭС-Тында, при отключении одной из линий НГРЭС – Тында загрузка второй линии составит 180%.



### 3.2.2 Вариант развития электрической сети при строительстве гибридных станции на основе возобновляемых источников энергии на подстанциях Западного энергорайона Амурской области

Россия имеет большой потенциал в области возобновляемых источников энергии, а их использование пока мало. В настоящее время существует уже значительное количество различных ВИЭ по способу выработки электроэнергии и при подключении потребителей для каждого случая может быть несколько вариантов. При расположении потребителей рядом с реками можно использовать мини и микро ГЭС, при обилии ветров можно использовать ветростанции, при наличии вблизи потребителей геотермальных источников геотермальные станции, также для большинства случаев можно использовать солнечные станции. Западный район Амурской области обладает большим потенциалом в области ВИЭ из рисунков 11, 12 и 13 можно сделать вывод что в данном районе оптимально применить солнечную и ветряную электростанции, а крупными реками для строительства мини и микро ГЭС данный район не располагает. Поэтому рассмотрим вариант, когда на территории рядом с подстанциями будут располагаться гибридные электростанции, состоящие из солнечных и ветряных станций.



Рисунок 11 – Распределение поступлений солнечной энергии на территории России

## Ветроэнергетический потенциал России



Рисунок 12 - Распределение скоростей ветра на территории России



Рисунок 13 - Карта рек России

Солнечная и ветровая электростанция – это экологически чистый, экономичный и надежный источник электроснабжения. Готовые решения по солнечным электростанциям выбираем у компании Хевел которая предлагает готовые решения, позволяя существенно экономить время на подбор оборудования. В ассортименте готовых решений от Хевел представлены различные модификации автономных, автономно-гибридных и сетевых электростанций. Для нашего варианта выбираем электростанцию сетевого типа. Солнечная электростанция данного типа предназначена для питания объектов, подключенных к централизованной сети, с целью снижения затрат на электроэнергию и увеличения подведенной мощности сети. Серьезный подход к обеспечению энергонезависимости для среднего и крупного бизнеса, а также для коллективного использования в удаленных жилых районах.

Ветряные электростанции мощностью более 100 кВт следует рассматривать, как производственное подразделение в составе комплекса энергообеспечения объектов жилого или промышленного назначения или как самостоятельное предприятие. В обоих случаях следует принимать во внимание факторы, определяющие особенности применения. Ветрогенератор, в случае использования в качестве элемента системы автономного энергоснабжения, должен иметь дублирующий элемент, который подстрахует систему. Чаще всего это дизельгенератор, который должен запускаться в автоматическом режиме при падении напряжения в сети из-за отсутствия ветра. В нашем случае дублирующим элементом будет солнечная электростанция. Ветрогенератор мощностью 100 кВт и более, используемый в виде дополнительной генерирующей установки, должен иметь коммутирующее устройство, которое переключает режимы: потребления (подпитки) из центральной сети и отдачи в сеть избытков энергии. Ветряная электростанция большой мощности может быть эффективным долговременным вложением средств при Ветряная электростанция 1500 кВт сможет обеспечить стабильную и безопасную работу сети, и всё это вкупе с возможностью легкого дистанционного обслуживания. Цена ветряной электростанции не кажется столь

заоблачной, если пересчитать количество электричества, которое она произведёт за время работы.

Для нашего варианта примем установку двух гибридных станции на ПС Тында и Сковородино мощностью по 150 МВт из которой 120 МВт будут вырабатываться ветряной электростанцией, а оставшиеся 30 МВт солнечной. Проведем расчет режима для данного варианта. В таблице 19 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в нормальном режиме при увеличении потребления Забайкальским участком железной дороги для выбранного эквивалента сети после внедрения гибридных станций.

Таблица 19 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

№	Название	Номинальное напряжение, кВ	Активная мощность нагрузки, МВт	Реактивная мощность нагрузки, МВар	Активная мощность генераторов, МВт	Реактивная мощность генераторов, МВар	Заданное напряжение, кВ	Напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			314,2	63	238	238	8,18
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30		229,3	4,23
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30		226,97	3,17
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9		227,34	3,34
5	ПС 220 кВ Тында	220	48,8	11,1	150	-70		230,94	4,97
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10				237,73	8,06
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5				237,39	7,91
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				229,51	4,32
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	50,1	15,2				227,48	3,4
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	47,9	26,8				227,47	3,4
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5				226,14	2,79
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8				226,22	2,83

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	ПС 220 кВ Ульру- чьи/т	220	20,1	0,2				225,82	2,64
14	ПС 220 кВ Скво- родино	220	61,2	9,9	150			225,76	2,62
15	ПС 220 кВ Скво- родино/т	220	20,2	4,8				225,72	2,6
16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	41,6	19,4				223,68	1,67
17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	41,4	21,6				221,04	0,47
18	ПС 220 кВ Б.Омут- ная/т	220	37,3	20,5				219,96	-0,02
19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	20,1	11				220,16	0,07
20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	18,8	3,7				220,24	0,11
21	ПС 220 кВ Чичатка	220	9,1	7,3				220,31	0,14
22	ПС 220 кВ Амазар	220	8,2	4,3				220,69	0,31
23	ПС 220 кВ Семио- зерный	220	10,2	5,8				220,61	0,28
24	ПС 220 кВ Могоча	220	10,5	4,4				220,73	0,33
25	ПС 220 кВ Хоро- гочи	220	1	0,2		-14,8		231,96	5,44
26	ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1		-16,9		233,77	6,26
27	ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2		-26,4		237,47	7,94
28	ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1				241,19	9,63
29	ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1		-8,6		242,43	10,19
30	ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1				244,56	11,17
31	НПС - 19	220	24,5	7,5				231,39	5,18
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338, 5	52,5	369, 9	70,4		239,83	9,01
33	1	220						237,76	8,07
34	2	220						237,76	8,07
35	3	220						226,36	2,89

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
36	4	220						226,19	2,81
37	5	220						231,44	5,2
38	6	220						231,44	5,2
39	7	220						241,19	9,63

Токовая нагрузка ЛЭП представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Токовая нагрузка оборудования в нормальном режиме

Название	Ток в начале ВЛ, А	Ток в конце ВЛ, А	Длительно допустимый ток, А	Загрузка ВЛ, %
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	278	280	630	44,4
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	239	242	630	38,4
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	265	277	960	28,8
ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	168	170	630	27
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	233	240	1000	24
Зейская ГЭС - 2	236	236	1000	23,6
Зейская ГЭС - 1	236	236	1000	23,6
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	132	138	630	22
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	132	138	630	22
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	150	152	690	22
ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	133	131	630	21,1
2 - ПС 220 кВ Светлая	197	197	1000	19,7
1 - ПС 220 кВ Светлая	197	197	1000	19,7
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	117	121	630	19,3
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	44	95	630	15,1

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи/т	94	92	630	15
6 - Нерюнгринская ГРЭС	94	43	630	14,9
5 - Нерюнгринская ГРЭС	94	43	630	14,9
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	82	87	630	13,7
ПС 220 кВ Тында - 6	81	78	600	13,5
ПС 220 кВ Тында - 5	81	78	600	13,5
ПС 220 кВ Ульручьи/т - 3	82	82	630	13,1
ПС 220 кВ Юктали - 7	77	47	630	12,3
ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	78	75	630	12,3
ПС 220 кВ Талдан/т - 3	73	72	630	11,6
ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	67	22	630	10,6
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	66	23	630	10,5
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	65	60	630	10,3
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	93	99	1000	9,9
ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	53	28	630	8,4
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	32	52	630	8,3
ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	48	5	630	7,7
ПС 220 кВ Хани - 7	29	47	630	7,4
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	44	27	630	7,1
ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	45	32	630	7,1
ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	50	41	710	7,1
ПС 220 кВ Сквородино - 4	43	40	630	6,8
ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	45	35	710	6,3
2 - ПС 220 кВ Энергия	39	40	690	5,7
1 - ПС 220 кВ Энергия	39	40	690	5,7
6 - НПС - 19	32	32	600	5,3

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5
5 - НПС - 19	32	32	600	5,3
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручь/т	33	32	630	5,2
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	29	26	630	4,6
ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	27	21	630	4,3
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	26	27	630	4,2
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	26	27	630	4,2
ПС 220 кВ Талдан/т - 4	15	15	630	2,4
ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	12	15	630	2,4
ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	16	9	710	2,2
ПС 220 кВ Олекма - 7	1	0	630	0,1

Как мы можем наблюдать из расчета режима что после строительства гибридных электростанций отклонения напряжения, токовая загрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах. Проверим эти параметры в послеаварийном режиме, когда в западный энергорайон не будет поступать мощность от Зейской ГЭС и Нерюнгринской ГРЭС. Результаты расчета послеаварийного режима сведены в таблицах 21 и 22, по результатам расчета можно сделать вывод о том, что в послеаварийном режиме отклонений также не наблюдается.

Таблица 21 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

№	Название	Номинальное напряжение, кВ	Активная мощность нагрузки, МВт	Реактивная мощность нагрузки, МВар	Активная мощность генераторов, МВт	Реактивная мощность генераторов, МВар	Заданное напряжение, кВ	Напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			274,6	66,1	238	238	8,18
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30		224,66	2,12
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30		220,05	0,02
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9		216,53	-1,58
5	ПС 220 кВ Тында	220	28,8	11,1	150	-70		223,11	1,41
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10				237,75	8,07
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5				237,47	7,94
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				231,15	5,07
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	50,1	15,2				229,36	4,25
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	47,9	26,8				229,49	4,31
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5				228,39	3,81
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8				228,66	3,94
13	ПС 220 кВ Ульручьи/т	220	20,1	0,2				228,57	3,89
14	ПС 220 кВ Скородино	220	31,2	9,9	145,7	90,5	230	230	4,55
15	ПС 220 кВ Скородино/т	220	20,2	4,8				229,96	4,53
16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	41,6	19,4				228,05	3,66
17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	41,4	21,6				225,63	2,56
18	ПС 220 кВ Б.Омутная/т	220	37,3	20,5				224,69	2,13
19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	20,1	11				224,94	2,24
20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	18,8	3,7				225,06	2,3
21	ПС 220 кВ Чичатка	220	9,1	7,3				225,17	2,35
22	ПС 220 кВ Амазар	220	8,2	4,3				225,59	2,54

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
23	ПС 220 кВ Семиозерный	220	10,2	5,8				225,54	2,52
24	ПС 220 кВ Могоча	220	10,5	4,4				225,67	2,58
25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	1	0,2		-14,8		223,23	1,47
26	ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1		-16,9		224,14	1,88
27	ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2		-26,4		226,75	3,07
28	ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1				230,16	4,62
29	ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1		-8,6		231,26	5,12
30	ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1				233,29	6,04
31	НПС - 19	220	24,5	7,5					
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	369,9	70,4			
33	1	220						237,79	8,09
34	2	220						237,79	8,09
35	3	220						228,79	4
36	4	220						228,65	3,93
37	5	220							
38	6	220							
39	7	220						230,16	4,62

Таблица 22 – Токовая нагрузка оборудования в послеаварийном режиме

Название	Ток в начале ВЛ, А	Ток в конце ВЛ, А	Длительно допустимый ток, А	Загрузка ВЛ, %
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	272	274	630	43,4
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	234	237	630	37,6
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	179	150	630	28,4

## Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Скворородино	179	150	630	28,4
ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	165	167	630	26,5
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	225	235	960	24,5
Зейская ГЭС - 2	218	219	1000	21,9
Зейская ГЭС - 1	218	219	1000	21,9
ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	131	129	630	20,8
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	199	205	1000	20,5
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	63	127	630	20,2
2 - ПС 220 кВ Светлая	180	180	1000	18
1 - ПС 220 кВ Светлая	180	180	1000	18
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	103	107	630	17
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи/т	93	91	630	14,8
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	96	98	690	14,2
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	83	34	630	13,2
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	47	80	630	12,6
ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	77	74	630	12,3
ПС 220 кВ Юктали - 7	72	43	630	11,4
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	62	68	630	10,7
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	65	59	630	10,3
ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	57	20	630	9
ПС 220 кВ Талдан/т - 3	54	53	630	8,6
ПС 220 кВ Ульручьи/т - 3	51	51	630	8,1
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	73	79	1000	7,9
ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	46	5	630	7,3
ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	51	41	710	7,1
ПС 220 кВ Хани - 7	27	43	630	6,8
ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	41	23	630	6,5

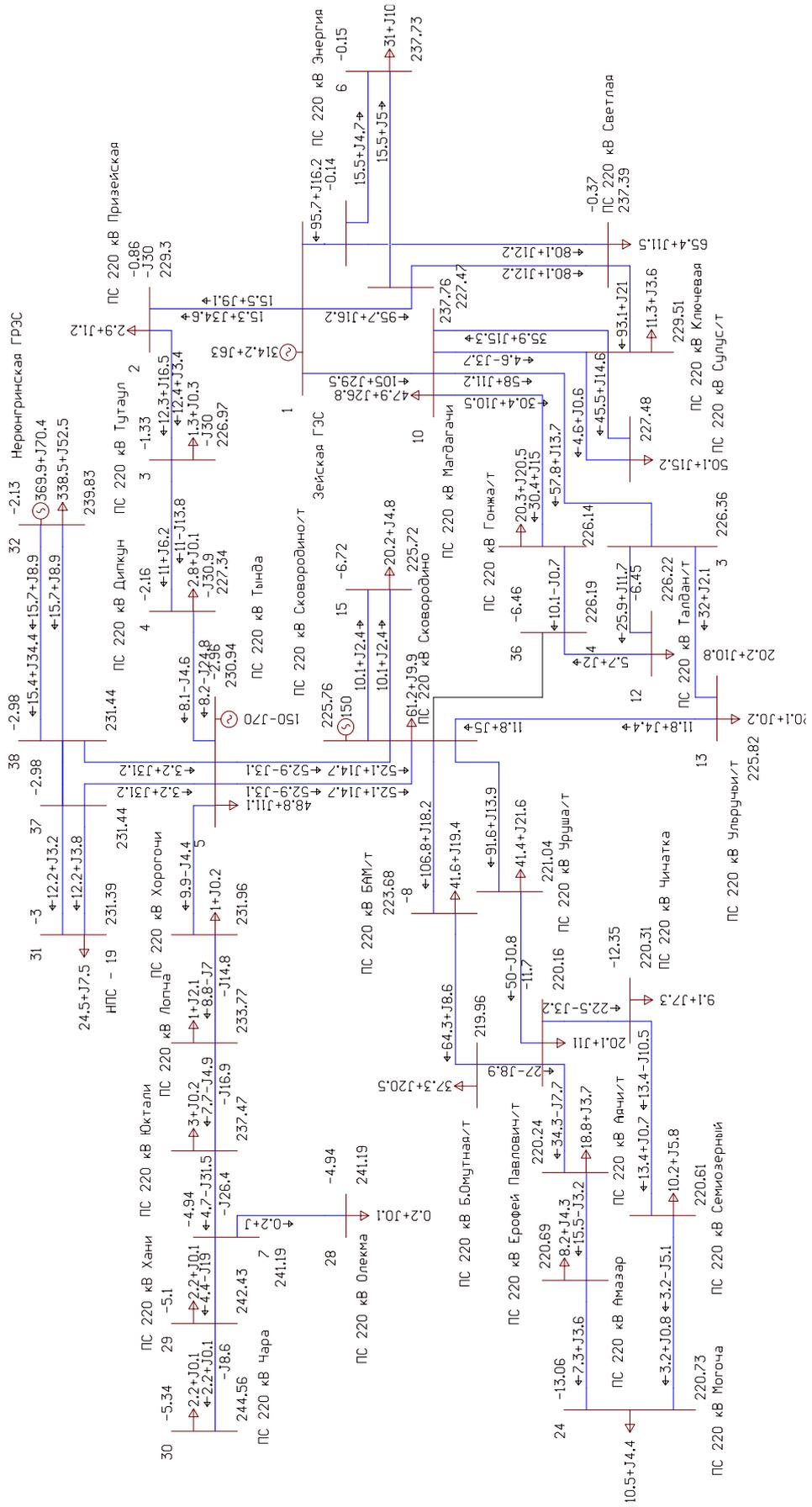


Рисунок 14 – Схема нормального режима при строительстве гибридных станций

81

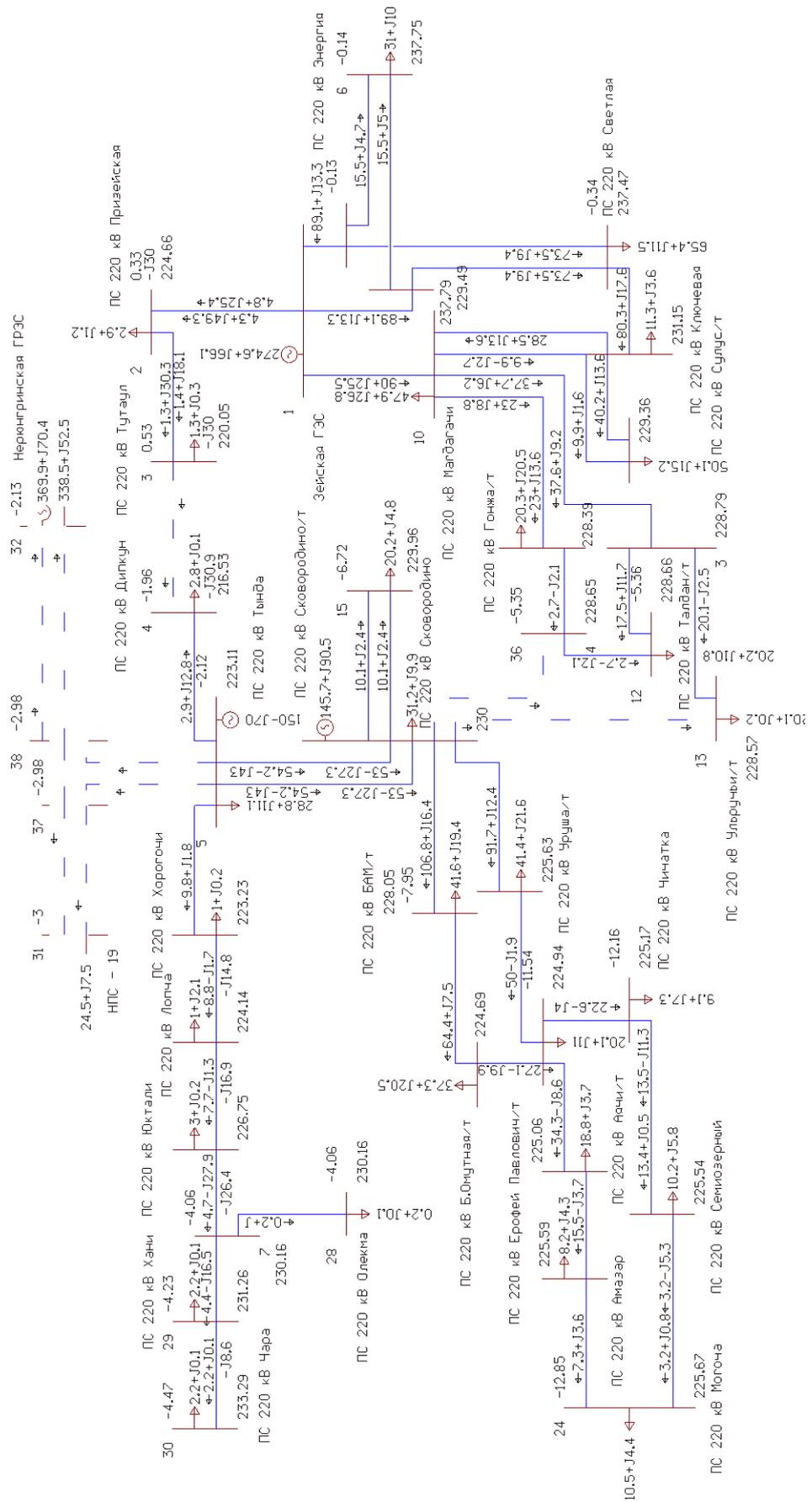


Рисунок 15 – Схема послеаварийного режима при строительстве гибридных станций

### 3.2.3 Вариант развития электрической сети при строительстве станции рядом с подстанцией Сковородино

При строительстве электрической станции рядом с ПС Сковородино мы ликвидируем дефицит мощности в Западном энергорайоне и обеспечим данный район собственной мощностью. Станцию рекомендуется строить на газовом топливе поскольку рядом с ПС Сковородино проходит газопровод Сила Сибири рис.16. В качестве установленной мощности для новой станции примем мощность 500 МВт и 5 энергоблоков на станции. Из предыдущего варианта определено что для питания Западного энергорайона достаточно 300 МВт. 200 МВт запас мощности возьмем с расчетом на возможный ремонт одного из энергоблоков и на возможное аварийное отключение еще одного энергоблока.



Рисунок 16 – Схема прокладки газопровода Сила Сибири

Проведем расчет режима для данного варианта. В таблице 23 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в нормальном режиме при увеличении потребления Забайкальским участком железной дороги для выбранного эквивалента сети после строительства станции рядом с ПС Сковородино.

Таблица 23 - Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

№	Название	Номинальное напряжение, кВ	Активная мощность нагрузки, МВт	Реактивная мощность нагрузки, МВар	Активная мощность генераторов, МВт	Реактивная мощность генераторов, МВар	Заданное напряжение, кВ	Напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			312,2	21,7	235	235	6,82
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30		226,32	2,87
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30		224,25	1,93
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9		225,35	2,43
5	ПС 220 кВ Тында	220	48,8	11,1		-70		230,03	4,56
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10				234,78	6,72
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5				234,57	6,62
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				230,49	4,77
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	50,1	15,2				229,1	4,14
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	47,9	26,8				229,5	4,32
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5				228,83	4,01
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8				229,51	4,32
13	ПС 220 кВ Ульручьи/т	220	20,1	0,2				229,9	4,5
14	ПС 220 кВ Скородино	220	61,2	9,9	300	29,7	230	230	4,55
15	ПС 220 кВ Скородино/т	220	20,2	4,8				229,96	4,53
16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	41,6	19,4				228,05	3,66

Продолжение таблицы 23

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	41,4	21,6				225,65	2,57
18	ПС 220 кВ Б.Омут- ная/т	220	37,3	20,5				224,72	2,14
19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	20,1	11				224,96	2,26
20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	18,8	3,7				225,09	2,31
21	ПС 220 кВ Чичатка	220	9,1	7,3				225,2	2,36
22	ПС 220 кВ Амазар	220	8,2	4,3				225,62	2,55
23	ПС 220 кВ Семио- зерный	220	10,2	5,8				225,58	2,54
24	ПС 220 кВ Могоча	220	10,5	4,4				225,71	2,59
25	ПС 220 кВ Хоро- гочи	220	1	0,2		-14,8		230,96	4,98
26	ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1		-16,9		232,67	5,76
27	ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2		-26,4		236,26	7,39
28	ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1				239,96	9,07
29	ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1		-8,6		241,18	9,63
30	ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1				243,3	10,59
31	НПС - 19	220	24,5	7,5				230,48	4,76
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338, 5	52,5	369, 9	70,4		238,92	8,6
33	1	220						234,82	6,74
34	2	220						234,82	6,74
35	3	220						229,6	4,37
36	4	220						229,53	4,33
37	5	220						230,52	4,78
38	6	220						230,52	4,78
39	7	220						239,96	9,07

Токовая нагрузка ЛЭП представлена в таблице 24.

Таблица 24 – Токовая загрузка оборудования в нормальном режиме

Название	Ток в начале ВЛ, А	Ток в конце ВЛ, А	Дли-тельно допу-сти-мый ток, А	За-грузк а ВЛ, %
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ БАМ/т	272	274	630	43,4
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Уруша/т	234	237	630	37,6
ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	165	167	630	26,4
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	241	244	960	25,5
Зейская ГЭС - 2	226	226	1000	22,6
Зейская ГЭС - 1	226	226	1000	22,6
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	213	213	1000	21,3
ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	131	128	630	20,8
2 - ПС 220 кВ Светлая	187	187	1000	18,7
1 - ПС 220 кВ Светлая	187	187	1000	18,7
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	120	118	690	17,4
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	77	109	630	17,3
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	106	108	630	17,2
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	99	65	630	15,8
6 - Нерюнгринская ГРЭС	94	44	630	14,9
5 - Нерюнгринская ГРЭС	94	44	630	14,9
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи/т	93	91	630	14,8
ПС 220 кВ Тында - 6	81	78	600	13,5
ПС 220 кВ Тында - 5	81	78	600	13,5
ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	83	66	630	13,1
ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	77	74	630	12,3
ПС 220 кВ Юктали - 7	77	46	630	12,2
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	70	76	630	12
ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	65	69	630	11

## Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	66	68	630	10,8
ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	66	22	630	10,5
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	65	59	630	10,3
ПС 220 кВ Талдан/т - 3	64	64	630	10,2
ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	52	27	630	8,2
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	41	51	630	8,2
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	41	51	630	8,2
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	79	81	1000	8,1
ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	48	5	630	7,6
ПС 220 кВ Хани - 7	29	46	630	7,3
ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	51	41	710	7,1
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	43	26	630	6,8
ПС 220 кВ Сквородино - 4	32	40	630	6,4
ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	45	34	710	6,3
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручьи/т	37	38	630	6,1
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	38	28	630	6,1
2 - ПС 220 кВ Энергия	40	40	690	5,8
1 - ПС 220 кВ Энергия	40	40	690	5,8
6 - НПС - 19	32	32	600	5,3
5 - НПС - 19	32	32	600	5,3
ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	28	21	630	4,4
ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	27	21	630	4,2
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	26	26	630	4,1
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	26	26	630	4,1
ПС 220 кВ Талдан/т - 4	14	13	630	2,3
ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	16	8	710	2,2
ПС 220 кВ Олекма - 7	1	0	630	0,1

Как мы можем наблюдать из расчета режима что после строительства электростанции отклонения напряжения, токовая нагрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах. Проверим эти параметры в послеаварийном режиме, как и для предыдущего варианта, когда в западный энергорайон не будет поступать мощность от Зейской ГЭС и Нерюнгринской ГРЭС. Результаты расчета послеаварийного режима сведены в таблицах 25 и 26, по результатам расчета можно сделать вывод о том, что в послеаварийном режиме отклонений также не наблюдается.

Таблица 25 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

№	Название	Номинальное напряжение, кВ	Активная мощность нагрузки, МВт	Реактивная мощность нагрузки, МВар	Активная мощность генераторов, МВт	Реактивная мощность генераторов, МВар	Заданное напряжение, кВ	Напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			277,9	74,9	245	245	11,36
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30		226,7	3,04
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30		219,4	-0,27
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9		212,6	-3,36
5	ПС 220 кВ Тында	220	28,8	11,1		-70		220,22	0,1
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10				244,77	11,26
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5				244,52	11,14
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				238,81	8,55
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	50,1	15,2				237,11	7,78
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	47,9	26,8				237,24	7,83
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5				236,2	7,36
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8				236,46	7,48

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	ПС 220 кВ Ульру- чьи/т	220	20,1	0,2				236,37	7,44
14	ПС 220 кВ Сково- родино	220	31,2	9,9	291, 1	73,2	230	230	4,55
15	ПС 220 кВ Сково- родино/т	220	20,2	4,8				229,96	4,53
16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	41,6	19,4				228,05	3,66
17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	41,4	21,6				225,63	2,56
18	ПС 220 кВ Б.Омут- ная/т	220	37,3	20,5				224,69	2,13
19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	20,1	11				224,94	2,24
20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	18,8	3,7				225,06	2,3
21	ПС 220 кВ Чичатка	220	9,1	7,3				225,17	2,35
22	ПС 220 кВ Амазар	220	8,2	4,3				225,59	2,54
23	ПС 220 кВ Семио- зерный	220	10,2	5,8				225,54	2,52
24	ПС 220 кВ Могоча	220	10,5	4,4				225,67	2,58
25	ПС 220 кВ Хоро- гочи	220	1	0,2		-14,8		219,99	0
26	ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1		-16,9		220,57	0,26
27	ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2		-26,4		222,76	1,25
28	ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1				226,05	2,75
29	ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1		-8,6		227,09	3,22
30	ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1				229,08	4,13
31	НПС - 19	220	24,5	7,5					
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338, 5	52,5	369, 9	70,4			
33	1	220						244,8	11,27

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
34	2	220						244,8	11,27
35	3	220						236,58	7,54
36	4	220						236,45	7,48
37	5	220							
38	6	220							
39	7	220						226,05	2,75

Таблица 26 – Токовая нагрузка оборудования в послеаварийном режиме

Название	Ток в начале ВЛ, А	Ток в конце ВЛ, А	Дли-тельно допу-сти-мый ток, А	За-грузк а ВЛ, %
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	272	274	630	43,4
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	234	237	630	37,6
ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	165	167	630	26,5
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	97	163	630	25,8
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	217	227	960	23,6
Зейская ГЭС - 2	212	212	1000	21,2
Зейская ГЭС - 1	212	212	1000	21,2
ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	131	129	630	20,8
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	193	198	1000	19,8
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	83	116	630	18,4
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	111	68	630	17,7
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	111	68	630	17,7
2 - ПС 220 кВ Светлая	174	174	1000	17,4
1 - ПС 220 кВ Светлая	174	174	1000	17,4
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	99	103	630	16,4

## Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи/т	93	91	630	14,8
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	93	94	690	13,7
ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	36	85	630	13,4
ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	77	74	630	12,3
ПС 220 кВ Юктали - 7	70	41	630	11,1
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	65	59	630	10,3
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	60	65	630	10,3
ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	53	20	630	8,4
ПС 220 кВ Талдан/т - 3	52	51	630	8,2
ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	49	50	630	7,9
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	70	77	1000	7,7
ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	45	6	630	7,2
ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	51	41	710	7,1
ПС 220 кВ Хани - 7	26	41	630	6,6
ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	45	34	710	6,3
ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	37	23	630	5,8
2 - ПС 220 кВ Энергия	38	38	690	5,6
1 - ПС 220 кВ Энергия	38	38	690	5,6
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	29	28	630	4,6
ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	28	21	630	4,4
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	26	26	630	4,1
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	26	26	630	4,1
ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	24	25	630	4
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	19	8	630	3
ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	16	8	710	2,2



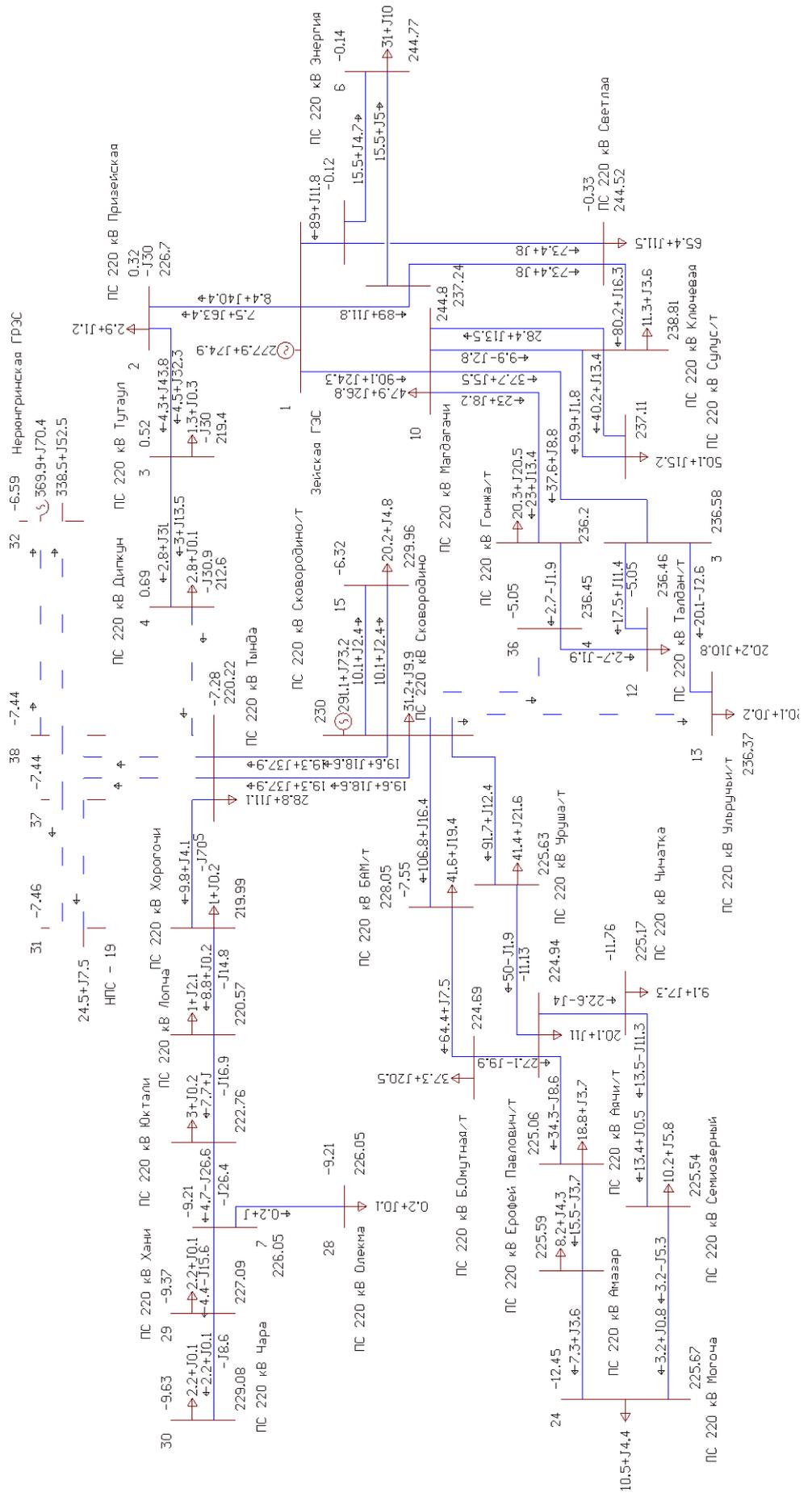


Рисунок 18 – Схема послеаварийного режима при строительстве станции

### 3.2.4 Вариант развития электрической сети при строительстве линий 500 кВ

Данный вариант предусматривает строительство ЛЭП 500 кВ от Зейской ГЭС к подстанции Тында, а от подстанции Тында к подстанции Сковородино и Нерюнгринской ГРЭС. В сетях и линиях электропередачи напряжением 110-500 кВ используются сталеалюминовые провода. Содержание стали в сталеалюминевых проводах приводит к увеличению их стоимости, усложнению их конструкций. На воздушных линиях чаще всего применяются сталеалюминовые провода марки АС. Выбор сечений осуществляется методом экономических токовых интервалов. Мощности для выбора сечения проводников возьмем из самого тяжелого режима, когда вся мощность в Западный энергорайон будет поступать по сети 500 кВ от станций.

Ток рассчитывается по следующей формуле [9]:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \cdot 1,05 \cdot \alpha_T \quad (2)$$

$$I = \frac{\sqrt{500^2 + 150^2}}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 1} \cdot 1,05 \cdot 1,13 = 600$$

где  $\alpha_T$  - коэффициент, зависящий от продолжительности использования наибольшей нагрузки и коэффициента попадания в максимум нагрузки системы, и равен  $\alpha_T = 1.13$ .

Для учёта допустимого нагрева проводов при выборе сечения, расчёт осуществляют для послеаварийного режима. Расчётная авария – выход из строя одной из питающих линий.

Таблица 27 – Расчёт сечений питающих линий

Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар	Ток фактический, А	Ток в послеаварийном режиме	Выбранный провод	Длительно допустимый ток выбранного провода, А
500	150	-	600	3хАС-300/66	2000

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки Западного энергорайона предусмотрена установка двух трансформаторов марки АОТДЦТН- 167000/500/220/35.

В нормальном режиме, когда все трансформаторы будут находиться в работе, их коэффициент загрузки составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{S_{НАГР}}{S_{ТР} \cdot n_{ТР}}, \quad (3)$$

$$K_3^{н.р.} = \frac{522}{167 \cdot 6} = 0.52.$$

Как видно из полученного выражения, в нормальном режиме все трансформаторы будут загружены оптимально. В случае, если один из трансформаторов будет отключен (плановый ремонт, повреждение и т.д.), коэффициент загрузки оставшихся в работе трансформаторов составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{522}{167 \cdot 3} = 1.04.$$

Кроме этого необходима реконструкция подстанции Тында, Сквородино и НГРЭС строительство там распределительных устройств 500 кВ, а также распределительного устройства 500 кВ Зейской ГЭС. На рисунке 19 представлен граф сети после строительства ЛЭП 500 кВ. Для данного участка сети произведен расчет режима.

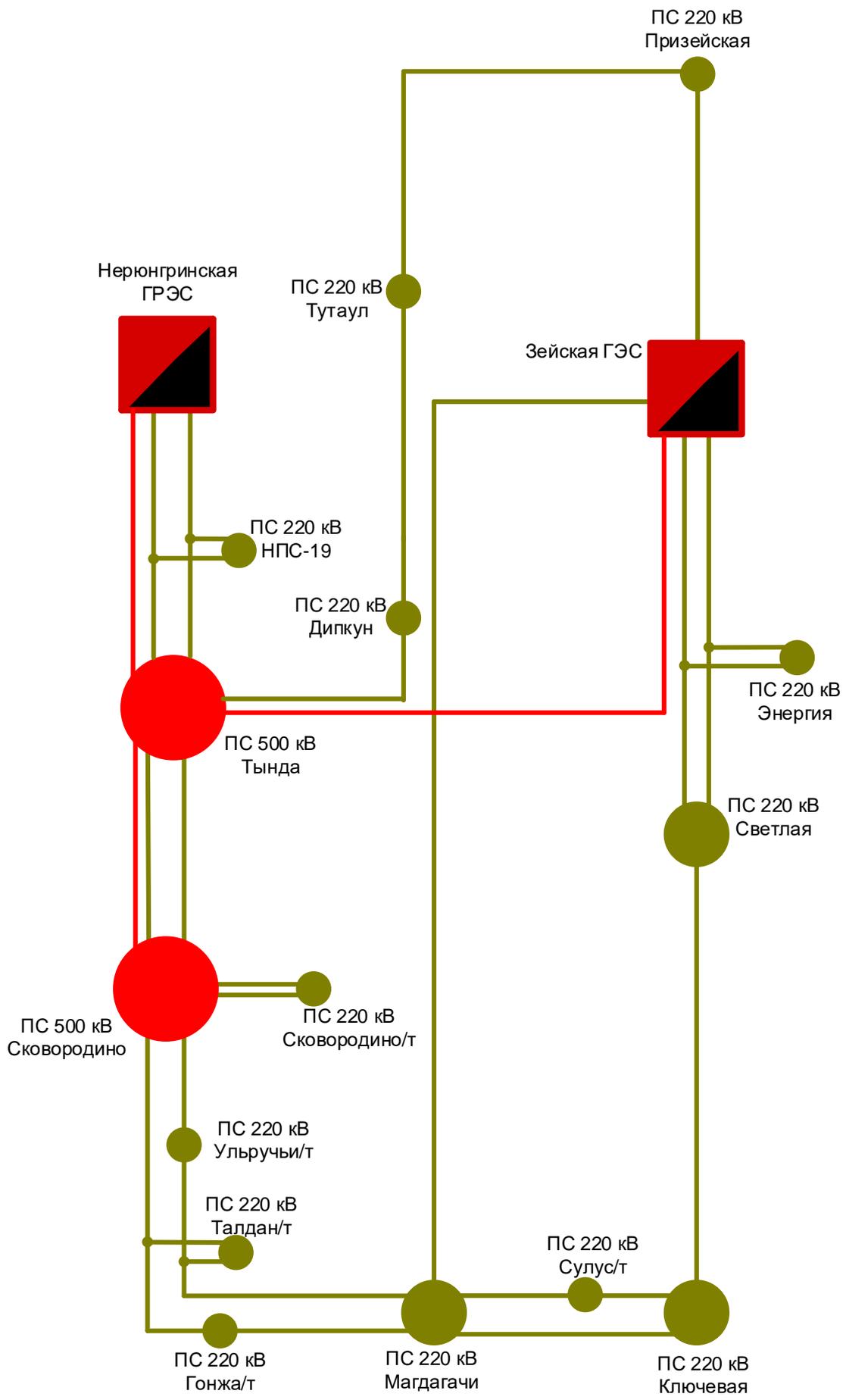


Рисунок 19 –Граф участка сети после строительства ЛЭП 500 кВ

Таблица 28 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

№	Название	Номинальное напряжение, кВ	Активная мощность нагрузки, МВт	Реактивная мощность нагрузки, МВар	Активная мощность генераторов, МВт	Реактивная мощность генераторов, МВар	Заданное напряжение, кВ	Напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			600	-78,4	238	238	8,18
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30		231,65	5,3
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30		230,68	4,86
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-20,9		233,21	6
5	ПС 220 кВ Тында	220	48,8	11,1		-100		236,21	7,37
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10				237,78	8,08
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5				237,55	7,98
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				234,02	6,37
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	50,1	15,2				232,91	5,87
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	47,9	26,8				233,44	6,11
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5				233,05	5,93
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8				234	6,36
13	ПС 220 кВ Ульручьи/т	220	20,1	0,2				234,59	6,63
14	ПС 220 кВ Скородино	220	61,2	9,9				234,79	6,72
15	ПС 220 кВ Скородино/т	220	20,2	4,8				234,75	6,71
16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	41,6	19,4				232,99	5,9

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	41,4	21,6				230,83	4,92
18	ПС 220 кВ Б.Омут- ная/т	220	37,3	20,5				230,04	4,56
19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	20,1	11				230,33	4,7
20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	18,8	3,7				230,51	4,78
21	ПС 220 кВ Чичатка	220	9,1	7,3				230,66	4,85
22	ПС 220 кВ Амазар	220	8,2	4,3				231,12	5,06
23	ПС 220 кВ Семио- зерный	220	10,2	5,8				231,12	5,05
24	ПС 220 кВ Могоча	220	10,5	4,4				231,25	5,12
25	ПС 220 кВ Хоро- гочи	220	1	0,2		-14,8		237,8	8,09
26	ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1		-16,9		240,16	9,17
27	ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2		-26,4		244,54	11,15
28	ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1				248,47	12,94
29	ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1		-8,6		249,79	13,54
30	ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1				252	14,55
31	НПС - 19	220	24,5	7,5				236,23	7,38
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338, 5	52,5	400	-32,5	235	235	6,82
33	1	220						237,81	8,1
34	2	220						237,81	8,1
35	3	220						234,09	6,4
36	4	220						234,02	6,37
37	5	220						236,27	7,4
38	6	220						236,27	7,4
39	7	220						248,47	12,94
40	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ	500				-100		509,05	1,81
41	Нерюнгринская ГРЭС Н	500						503,84	0,77

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
42	Нерюнгринская ГРЭС 35 кВ	35						35,27	0,77
43	ПС Тында 500 кВ	500			-7	-276	515	515	3
44	ПС Тында Н	500						506,52	1,3
45	ПС Тында 35 кВ	35						35,46	1,3
46	ПС Сковородино 500 кВ	500						513,09	2,62
47	ПС Сковородино Н	500						503,51	0,7
48	ПС Сковородино 35 кВ	35						35,25	0,7
49	Зейская ГЭС 500 кВ	500				-160		519,57	3,91
50	Зейская ГЭС Н1	500						510,16	2,03
51	Зейская ГЭС 35 кВ	35						35,71	2,03

Токовая нагрузка ЛЭП представлена в таблице 29.

Таблица 29 – Токовая нагрузка оборудования в нормальном режиме

Название	Ток в начале ВЛ, А	Ток в конце ВЛ, А	Дли- тельно допу- сти- мый ток, А	За- груз- ка ВЛ, %
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	313	310	690	45,4
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ БАМ/т	266	267	630	42,4
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	376	373	960	39,1
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Уруша/т	229	231	630	36,7
ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	221	225	630	35,7
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	325	322	1000	32,5
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	179	180	630	28,6
Зейская ГЭС - 2	279	279	1000	27,9
Зейская ГЭС - 1	279	279	1000	27,9
ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	162	162	630	25,8

Продолжение таблицы 29

1	2	3	4	5
2 - ПС 220 кВ Светлая	241	241	1000	24,1
1 - ПС 220 кВ Светлая	241	241	1000	24,1
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	150	149	630	23,8
ПС 220 кВ Сквородино - 4	133	138	630	22
ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	129	126	630	20,5
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	128	127	630	20,4
Зейская ГЭС 500 кВ - ПС Тында 500 кВ	342	334	2000	17,1
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	91	108	630	17,1
ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	104	81	630	16,5
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	99	73	630	15,8
ПС 220 кВ Талдан/т - 3	97	97	630	15,5
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	97	89	630	15,3
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи/т	92	89	630	14,6
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	145	143	1000	14,5
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	87	85	630	13,8
ПС 220 кВ Юктали - 7	81	49	630	12,8
ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	77	73	630	12,2
ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	74	25	630	11,7
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	73	71	630	11,6
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	73	71	630	11,6
6 - Нерюнгринская ГРЭС	47	69	630	11
5 - Нерюнгринская ГРЭС	47	69	630	11
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	64	58	630	10,2
ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	61	33	630	9,7
Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ - ПС Тында 500 кВ	172	52	2000	8,6
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	53	32	630	8,5
ПС Тында 500 кВ - ПС Сквородино 500 кВ	158	167	2000	8,3

Продолжение таблицы 29

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Талдан/т - 4	50	50	630	8
ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	50	5	630	7,9
ПС 220 кВ Хани - 7	31	49	630	7,8
ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	51	40	710	7,2
ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	44	36	630	7
ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	45	34	710	6,4
2 - ПС 220 кВ Энергия	39	40	690	5,7
1 - ПС 220 кВ Энергия	39	40	690	5,7
6 - НПС - 19	31	31	600	5,2
5 - НПС - 19	31	31	600	5,2
ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	28	20	630	4,5
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	25	26	630	4,1
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	25	26	630	4,1
ПС 220 кВ Тында - 6	17	16	600	2,9
ПС 220 кВ Тында - 5	17	16	600	2,9
ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	16	8	710	2,3
ПС 220 кВ Олекма - 7	1	0	630	0,1

Как мы можем наблюдать из расчета режима что после строительства свя-  
зей напряжением 500 кВ отклонения напряжения, токовая нагрузка ЛЭП нахо-  
дятся в допустимых пределах. Проверим эти параметры в послеаварийном ре-  
жиме, как и для предыдущего варианта, когда в западный энергорайон не будет  
поступать мощность от Зейской ГЭС и Нерюнгринской ГРЭС по сети 220 кВ.  
Результаты расчета послеаварийного режима сведены в таблицах 30 и 31, по ре-  
зультатам расчета можно сделать вывод о том, что в послеаварийном режиме от-  
клонений также не наблюдается, и токовая нагрузка оборудования находится в  
допустимых пределах.

Таблица 30 — Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

№	Название	Номинальное напряжение, кВ	Активная мощность нагрузки, МВт	Реактивная мощность нагрузки, МВар	Активная мощность генераторов, МВт	Реактивная мощность генераторов, МВар	Заданное напряжение, кВ	Напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			600	31,3	245	245	11,36
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2				233,27	6,03
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30		232,36	5,62
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-20,9		234,54	6,61
5	ПС 220 кВ Тында	220	48,8	11,1		-100		236,78	7,63
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	-10				227,73	3,51
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	-11,5				227,7	3,5
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	-3,6				226,52	2,96
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	50,1	15,2				225,48	2,49
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	47,9	-26,8				226,36	2,89
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5				225,62	2,55
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8				226,29	2,86
13	ПС 220 кВ Ульручьи/т	220	20,1	0,2				227,3	3,32
14	ПС 220 кВ Скородино	220	61,2	9,9				227,39	3,36
15	ПС 220 кВ Скородино/т	220	20,2	4,8				227,34	3,34
16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	41,6	19,4				225,35	2,43

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	41,4	21,6				222,81	1,28
18	ПС 220 кВ Б.Омут- ная/т	220	37,3	20,5				221,78	0,81
19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	20,1	11				222	0,91
20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	18,8	3,7				222,1	0,95
21	ПС 220 кВ Чичатка	220	9,1	7,3				222,18	0,99
22	ПС 220 кВ Амазар	220	8,2	4,3				222,58	1,17
23	ПС 220 кВ Семио- зерный	220	10,2	5,8				222,51	1,14
24	ПС 220 кВ Могоча	220	10,5	4,4				222,63	1,2
25	ПС 220 кВ Хоро- гочи	220	1	0,2			-14,8	238,42	8,37
26	ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1			-16,9	240,85	9,48
27	ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2			-26,4	245,29	11,5
28	ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1				249,24	13,29
29	ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1			-8,6	250,58	13,9
30	ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1				252,79	14,91
31	НПС - 19	220	24,5	7,5				237,35	7,89
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338, 5	52,5	400	-63,5	235	235	6,82
33	1	220						227,73	3,51
34	2	220						227,73	3,51
35	3	220						226,33	2,88
36	4	220						226,37	2,9
37	5	220						237,4	7,91
38	6	220						237,4	7,91
39	7	220						249,24	13,29
40	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ	500				-100		512,29	2,46

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
41	Нерюнгринская ГРЭС Н	500						503,83	0,77
42	Нерюнгринская ГРЭС 35 кВ	35						35,27	0,77
43	ПС Тында 500 кВ	500			16,6	-139,6	521	521	4,2
44	ПС Тында Н	500						507,85	1,57
45	ПС Тында 35 кВ	35						35,55	1,57
46	ПС Сковородино 500 кВ	500						523,19	4,64
47	ПС Сковородино Н	500						524,94	4,99
48	ПС Сковородино 35 кВ	35						36,75	4,99
49	Зейская ГЭС 500 кВ	500				-160		525,2	5,04
50	Зейская ГЭС Н1	500						524,85	4,97

Таблица 31 – Токовая нагрузка оборудования в послеаварийном режиме

Название	Ток в начале ВЛ, А	Ток в конце ВЛ, А	Длительно допустимый ток, А	Загрузка ВЛ, %
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульручы/т	437	437	630	69,4
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	430	432	690	62,5
ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	387	385	630	61,4
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ БАМ/т	276	277	630	44
ПС 220 кВ Сковородино - 4	263	262	630	41,8
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Уруша/т	237	240	630	38,1
Зейская ГЭС 500 кВ - ПС Тында 500 кВ	699	651	2000	35
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	211	220	630	34,9
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	211	220	630	34,9
ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	214	215	630	34,2

Продолжение таблицы 31

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	167	169	630	26,8
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	167	168	630	26,6
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	251	261	1000	26,1
ПС Тында 500 кВ - ПС Сковородино 500 кВ	459	428	2000	22,9
ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	132	130	630	20,9
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	124	129	630	20,5
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	199	203	1000	20,3
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	96	104	630	16,5
ПС 220 кВ Талдан/т - 4	95	95	630	15,1
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи/т	94	91	630	14,9
ПС 220 кВ Юктали - 7	81	49	630	12,9
ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	77	74	630	12,3
ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	74	26	630	11,8
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	65	59	630	10,3
Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ - ПС Тында 500 кВ	205	43	2000	10,2
6 - Нерюнгринская ГРЭС	31	64	630	10,2
5 - Нерюнгринская ГРЭС	31	64	630	10,2
ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	62	34	630	9,8
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	54	32	630	8,6
ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	50	5	630	7,9
ПС 220 кВ Хани - 7	31	49	630	7,8
ПС 220 кВ Талдан/т - 3	48	48	630	7,7
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	46	20	630	7,3
ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	45	14	630	7,1
ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	50	41	710	7,1
ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	45	35	710	6,3

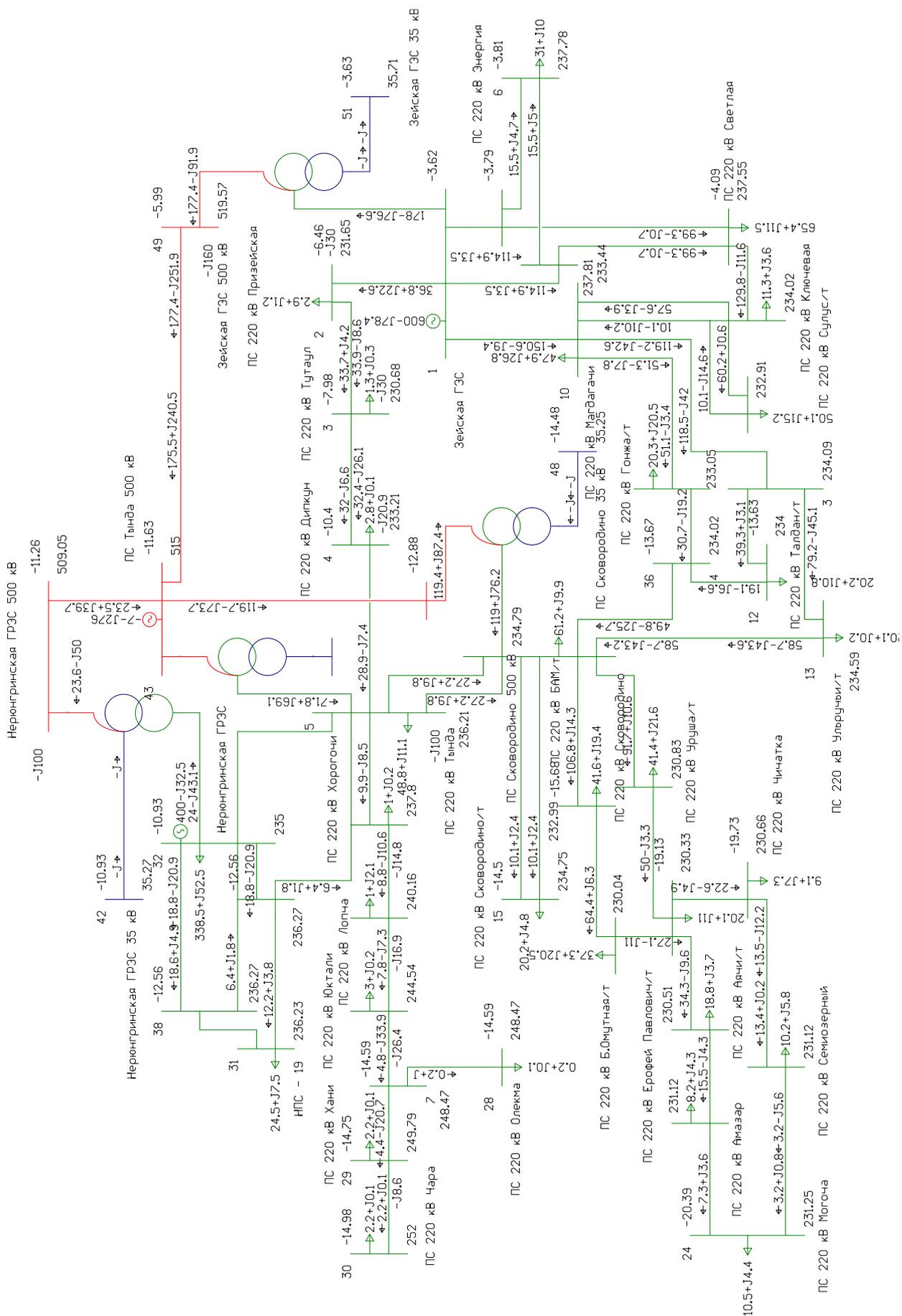


Рисунок 20 – Схема нормального режима при строительстве связей 500 кВ

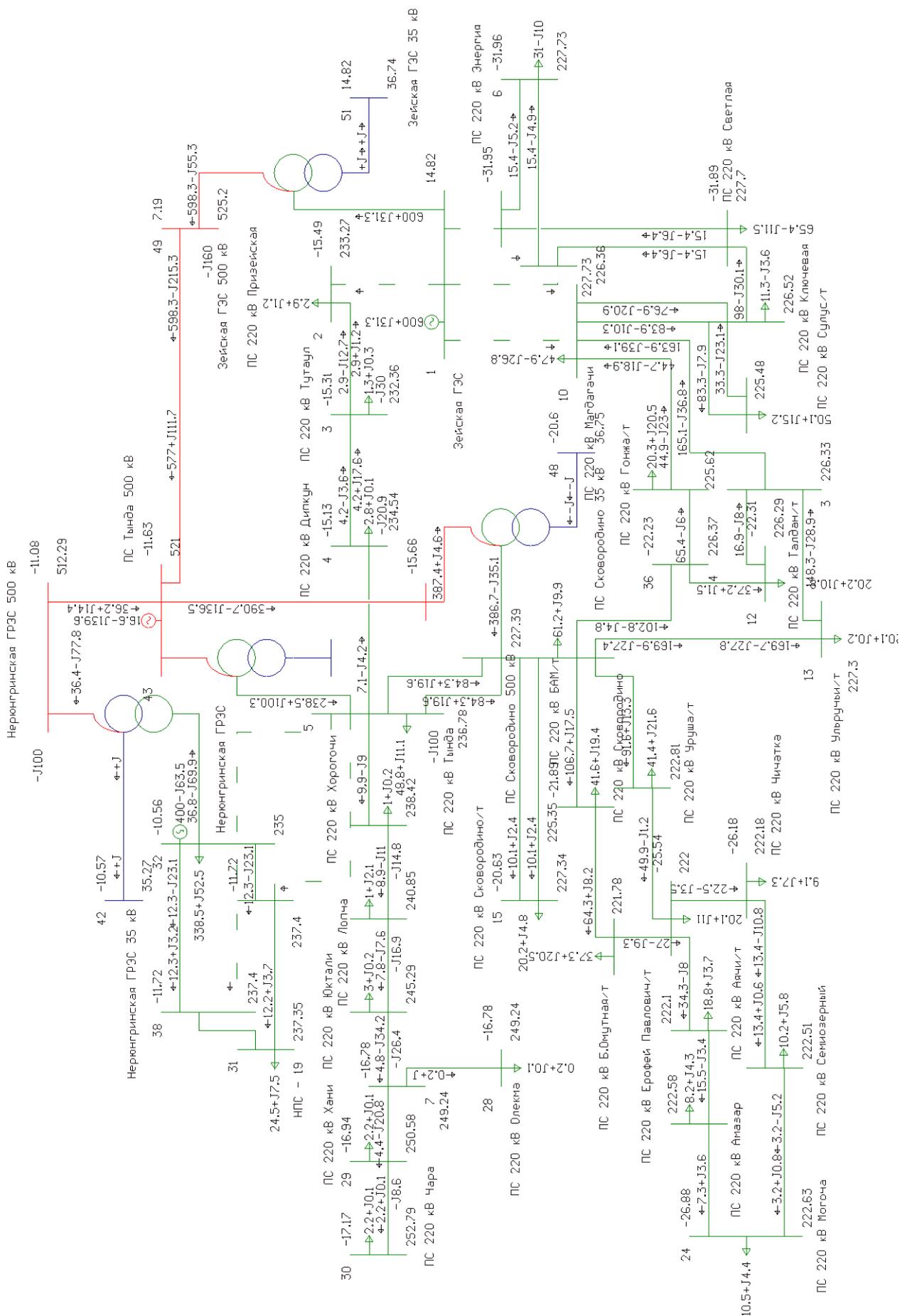


Рисунок 21 – Схема послеаварийного режима при строительстве связей 500 кВ

### 3.3 Требования к устойчивости энергосистемы

Данный расчет производится на основе методические указания по устойчивости энергосистем они устанавливают технические требования, которым должны удовлетворять электроэнергетические системы и их объединения в отношении устойчивости.

Исходя из требований к устойчивости, схемы энергосистемы подразделяются на нормальные, когда все сетевые элементы, определяющие устойчивость находятся в работе, и ремонтные, отличающиеся от нормальной тем, что из-за отключенного состояния одного или нескольких элементов электрической сети (а при эксплуатации – также из-за отключенного состояния устройств противоаварийной автоматики) уменьшен максимально допустимый переток в каком-либо сечении.

Различают установившиеся и переходные режимы энергосистем.

К установившимся относятся режимы, которые характеризуются неизменными параметрами. Медленные изменения режима, связанные с внутри суточными изменениями электропотребления и генерации, нерегулярными колебаниями мощностей, передаваемых по связям, работой устройств регулирования частоты и активной мощности и т.п., рассматриваются как последовательность установившихся режимов. К переходным относятся режимы от начального возмущения до окончания вызванных им электромеханических процессов (с учетом первичного регулирования частоты энергосистемы).

При эксплуатации, исходя из требований к устойчивости энергосистем, перетоки мощности в сечениях в установившихся режимах подразделяются следующим образом:

- нормальные (наибольший допустимый переток называется максимально допустимым);
- вынужденные (наибольший допустимый переток называется аварийно допустимым).

Вынужденные перетоки допускаются для предотвращения или уменьшения ограничений потребителей, потери гидроресурсов, при необходимости строгой экономии отдельных видов энергоресурсов, неблагоприятном наложении плановых и аварийных ремонтов основного оборудования электростанций и сети, а также в режимах минимума нагрузки при невозможности уменьшения перетока из-за недостаточной маневренности АЭС.

При проектировании перетоки мощности в сечениях при установившихся режимах подразделяются следующим образом:

- нормальные (наибольший допустимый переток называется максимально допустимым),
- утяжеленные.

Утяжеленным считается переток, характеризующийся неблагоприятным наложением ремонтов основного оборудования электростанций в режимах максимальных и минимальных нагрузок, если общая продолжительность существования таких режимов в течение года не превышает 10%.

### 3.3.1 Коэффициент запаса по напряжению

Значения коэффициента запаса по напряжению ( $K_U$ ) относятся к узлам нагрузки и вычисляются по формуле:

$$K_U = \frac{U - U_{кр}}{U}, \quad (4)$$

где  $U$  – напряжение в узле в рассматриваемом режиме;

$U_{кр}$  – критическое напряжение в том же узле, соответствующее границе статической устойчивости электродвигателей.

Критическое напряжение в узлах нагрузки 110 кВ и выше при отсутствии более точных данных следует принимать равным большей из двух величин:  $0,7 \cdot U_{ном}$  и  $0,75 \cdot U_{ном}$ , где  $U_{ном}$  – напряжение в рассматриваемом узле нагрузки при нормальном режиме энергосистемы.

Для контроля за соблюдением нормативных запасов по напряжению в узле нагрузки в эксплуатационной практике могут использоваться напряжения в любых узлах сети энергосистемы. Допустимые значения напряжений в контролируемых узлах устанавливаются расчетами режимов энергосистемы.

По условиям устойчивости энергосистем нормируются минимальные коэффициенты запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в сечениях и по напряжению в узлах нагрузки. Кроме того, устанавливаются группы возмущений, при которых должны обеспечиваться как динамическая устойчивость, так и нормируемые коэффициенты запаса статической устойчивости в послеаварийных режимах.

В области допустимых режимов должно быть обеспечено отсутствие самораскачивания. Если самораскачивание проявляется, то должны приниматься меры по устранению его причин, а оперативно должно быть дополнительно разгружено сечение, в котором наблюдаются колебания, до исключения этих колебаний.

Минимальные коэффициенты запаса устойчивости по напряжению в нормальном и утяжелённом режиме составляет 0.15 в вынужденном режиме 0.1. Для трёх принятых для дальнейшего расчета вариантов этот запас обеспечивается [22].

### **3.3 Вывод**

Исходя из проделанных расчетов вариантов в данном разделе можно сделать вывод что вариант при строительстве еще одного блока на Нерюнгринской ГРЭС нам не подходит поскольку необеспеченна должная выдача этой мощности в сеть, а реализация остальных вариантов позволяет решить поставленную проблему надежности электроснабжения Западного энергорайона Амурской области. Для определения наилучшего варианта произведем расчет экономической целесообразности.

## 4. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ

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

### 4.1 Капиталовложения

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

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

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

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

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (5)$$

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (6)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость километра линии [37];

$l$  – длина трассы;

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

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции  $K_{инф} = 11.6$ , при условии, что цены взяты за 2000 год [8].

Расчёт капиталовложений для варианта строительство гибридных станции на основе возобновляемых источников энергии на подстанциях Западного энергорайона Амурской области приведён в приложении Б. Результаты расчета капиталовложений для варианта №2 сведены в таблицу 32.

Таблица 32 – Капиталовложения для варианта №2

Станции	Капиталовложения , тыс.руб
СЭС	8000000
ВЭС	23280000

Расчёт капиталовложений для варианта строительство станции рядом с подстанцией Сквородино приведён в приложении Б. Результаты расчета капиталовложений для варианта №3 сведены в таблицу 33.

Таблица 33 – Капиталовложения для варианта №3

Станции	Капиталовложения, тыс.руб
ТЭС	38000000

Расчёт капиталовложений для варианта строительство ЛЭП 500 кВ от Зейской ГЭС к подстанции Тында, а от подстанции Тында к подстанции Сквородино и Нерюнгринской ГРЭС приведён в приложении Б. Результаты расчета капиталовложений для варианта №4 сведены в таблицу 34.

Таблица 34 – Капиталовложения для варианта №4

Элементы сети	Капиталовложения, тыс.руб
ЛЭП	372893414.4
Трансформаторы	5562
Распределительное устройство	4400
Постоянная часть затрат	412
Сумма	2155000000

#### 4.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (7)$$

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:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (8)$$

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:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (9)$$

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

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, принята 1,6 руб/ кВт·ч.

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

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (10)$$

где  $K$  – капиталовложение в соответствующие оборудование;

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

Расчёт эксплуатационных издержек вариантов приведён в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Издержки

Вариант	Амортизационные отчисления на renovación, тыс.руб	Издержки на ремонт и эксплуатацию, тыс.руб	Затраты на потери электроэнергии, тыс.руб	Издержки, тыс.руб
№2	219000	2085000	-	2304000
№3	266000	2533000	-	2799000
№4	2611000	24870000	4864	27480000

### 4.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше.

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

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат.

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

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (11)$$

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

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

$I$  – издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками, получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 36.

Таблица 36 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	31280000	2304000	5432293.333
2	38000000	2799000	6599333.333
3	2155000000	27480000	243000000

#### 4.4 Оценка экономической эффективности проекта

В задачи данного раздела входит расчет 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:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (12)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{max}, \quad (13)$$

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

$T_{max}$  – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 3000 ч.

$$W_t = 228000 \cdot 3000 = 684000 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O_{Pt} = 684000 \cdot 12 = 8208000 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{\text{б}t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (14)$$

где  $K_t$  – суммарные капиталовложения в год;

$I_t$  – суммарные эксплуатационные издержки в год;

$U_t$  – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (P_{6t}). \quad (15)$$

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

$$P_{чt} = P_{6t} - H_t; \quad (16)$$

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:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (17)$$

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

$T_p$  – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

$t$  – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 22.

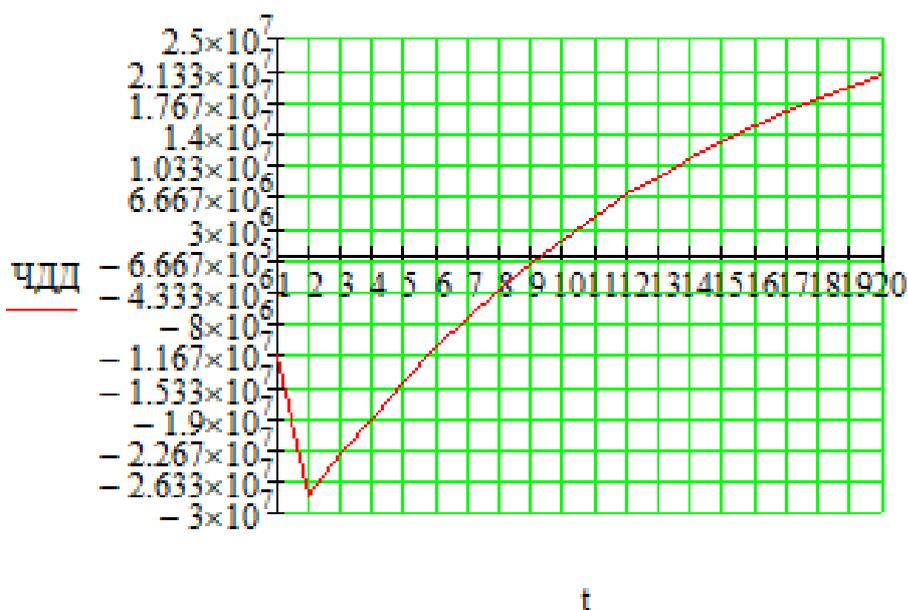


Рисунок 22 – График ЧДД вариант 2

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 10 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации.

Рентабельность инвестиций рассчитываются по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле [37]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (18)$$

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.

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

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным. Расчёт оценки экономической эффективности для варианта №2 в приложении Б.

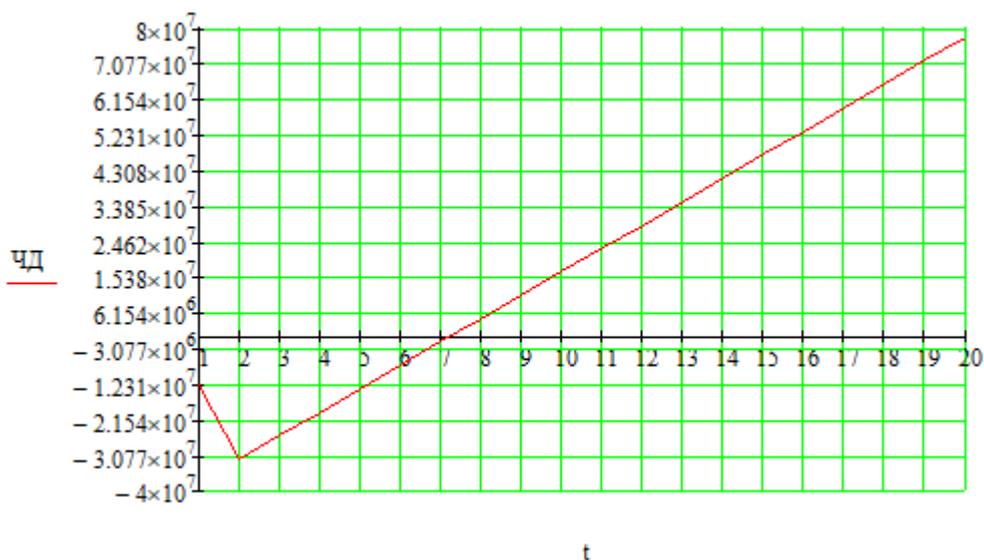


Рисунок 23 - График ЧД вариант 2

Срок окупаемости предложенного варианта при капиталовложениях в 31.28 миллиардов руб. составит более 7 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД=1.662). Рентабельность проекта составит 19.4% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Оценка экономической эффективности варианта №3. Результаты расчета представлены в приложении Б. Графика ЧДД и ЧД представлена на рисунках 24 и 25 соответственно.

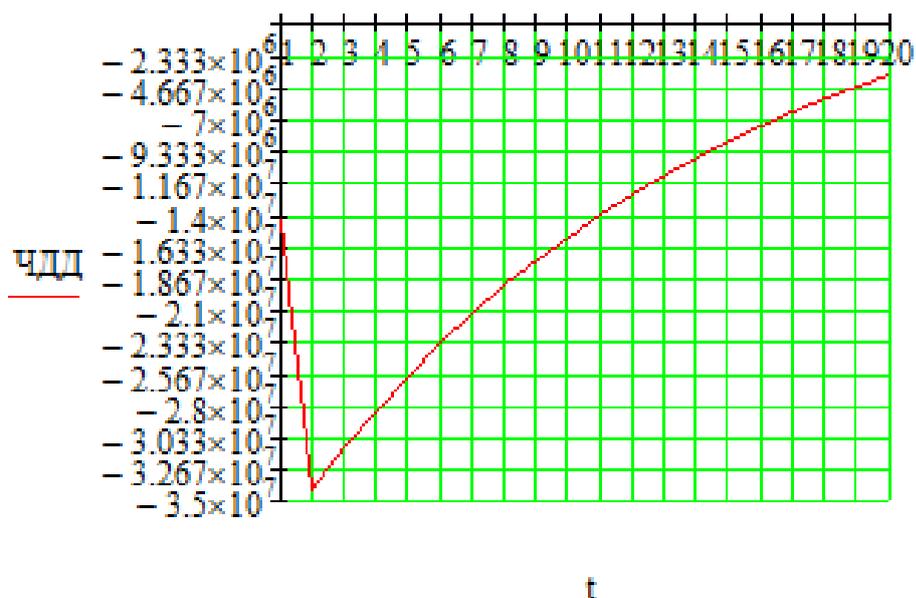


Рисунок 24 – График ЧДД вариант 3

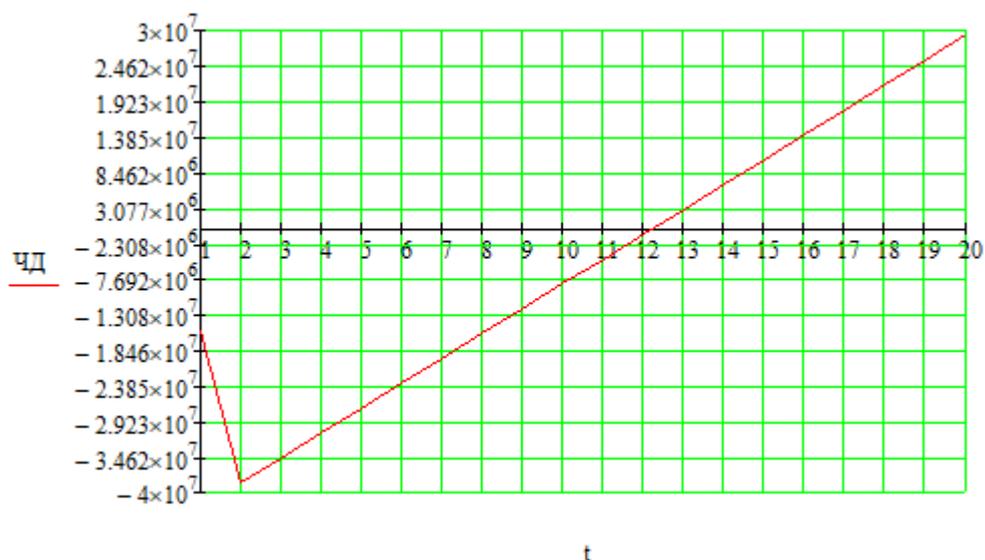


Рисунок 25 - График ЧД вариант 3

Срок окупаемости предложенного варианта при капиталовложениях в 38 миллиардов руб. составит 3 года и 5 месяцев. Проект является экономически не эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций  $ИДД > 1$  ( $ИДД = 0.9$ ). Рентабельность проекта составит 9.91% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Оценка экономической эффективности варианта №4. Результаты расчета представлены в приложении Б. Графика ЧДД и ЧД представлена на рисунках 26 и 27 соответственно.

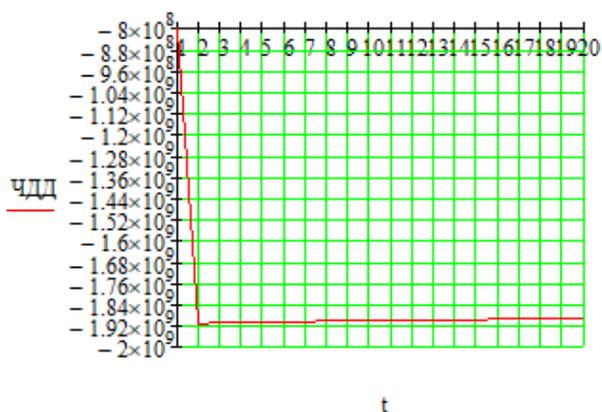


Рисунок 26 – График ЧДД вариант 4



Рисунок 27 - График ЧД вариант 4

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 2155 миллиарда руб. составит более 20 лет. Проект является экономически не эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций  $ИДД > 1$  ( $ИДД = 0.121$ ). Рентабельность проекта составит 0.1% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

#### 4.5 Вывод

В данном разделе определены оптимальные экономические затраты и капиталовложения на реализацию предложенных проектов. Лучшим по этим показателям является вариант с строительством электростанции на основе возобновляемых источников энергии окупаемость данного проекта составляет немного больше 7 лет. Варианты с строительством ТЭС в Западном энергорайоне и с строительством связей 500 кВ с экономически мало привлекательны срок окупаемости данных проектов очень большой.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации рассмотрен вопрос электроснабжения западного энергорайона Амурской области.

Подробно осуществлен анализ электрических сетей, Западного энергорайона из которого отмечены такие проблемы как: большая протяженность линий, отсутствие генерирующих мощностей в районе, также при расчете существующего режима отклонений от параметра режима не наблюдается, но в ближайшее время ожидается увеличения потребления основными потребителями этого района при расчете режима с увеличением потребления мы наблюдаем значительные отклонения по параметрам режима. Решение данных проблем возможно при строительстве генерирующих мощностей в Западном энергорайоне или строительства больших связей с избыточными районами по генерации. Как одно из инновационных решений предложено строительство в данном районе крупных электростанции на основе возобновляемых источников энергии. Солнечная и ветровая электростанция – это экологически чистый, экономичный и надежный источник электроснабжения.

Для электрической схемы развития посчитаны и проанализированы установившиеся минимальный и послеаварийный режимы, отрегулированные по напряжению. Определены оптимальные экономические затраты и капиталовложения на реализацию предложенных проектов. Лучшим по этим показателям является вариант с строительством электростанции на основе возобновляемых источников энергии окупаемость данного проекта составляет немного больше 7 лет. Варианты с строительством ТЭС в Западном энергорайоне и с строительством связей 500 кВ с избыточными энергорайонами экономически мало привлекательны срок окупаемости данных проектов очень большой.

Таким образом, в магистерской диссертации доказана необходимость и предложены варианты улучшения электроснабжения Западного энергорайона Амурской области.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Овсейчук В.А. Обеспечение надежности электроснабжения в условиях рыночной экономики [Электронный ресурс] // Информационно-справочное издание новости электротехники – 21.01.2000 – Режим доступа: <http://news.elteh.ru/arh/2011/67/03.php> – 30.03.2021. – 10.05.2021.

2 Воропай Н.И. Основные положения концепции обеспечения надежности в электроэнергетике / Н.И. Воропай. // доклад на отраслевой конференции Торгово–промышленной палаты РФ 25.02.2010 г.

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

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

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

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

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

8 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.

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

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

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

12 Неуймин В.Г. Пособия по работе с программой RastrWin/ В.Г. Неуймин – Екатеринбург: «УПИ–Энерго», 2009.– 93 с.

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

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

15 Непомнящий В.А. Учет надежности при проектировании энергосистем/ В.А. Непомнящий – М.: Энергия, 1978.

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

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

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

19 Аметистова. Е.А. Основы современной энергетики: учебник для вузов в 2 т. / Е.А. Аметистова – М.: Изд. дом МЭИ, 2008.

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

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

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

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

24 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2019–2024 годов.

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

26 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.

27 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.

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

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

30 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.

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

32 Солдаткина Л.А. Электрические сети и системы: учебное пособие для вузов. / Л.А. Солдаткина – М.: Энергия, 1978.

33 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Официальный сайт ДЭК Амурэнергосбыт – 21.01.2007 – Режим доступа: [https://www.dvec.ru/amursbyt/private\\_clients/tariffs/](https://www.dvec.ru/amursbyt/private_clients/tariffs/) – 1.05.2021

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

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

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

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

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



Продолжение приложение А  
Граф рассматриваемого эквивалента сети

6. ПС Лопча
7. ПС Юктали
8. ПС Олекма
9. ПС Хани
- 10.ПС Чара
- 11.ПС Энергия
- 12.ПС Светлая
- 13.ПС Ключевая
- 14.ПС Сулус/т
- 15.ПС Магдагачи
- 16.ПС Гонжа/т
- 17.ПС Талдан/т
- 18.ПС Ульручы/т
- 19.ПС Сквородино
- 20.ПС Сквородино/т
- 21.ПС Бам/т
- 22.ПС Уруша/т
- 23.ПС Б.Омутная/т
- 24.ПС Ерофей-Павлович
- 25.ПС Аячи/т
- 26.ПС Чичатка
- 27.ПС Амазар
- 28.ПС Семиозерный
- 29.ПС Могоча

Приложение Б  
Расчёт в программе Mathcad

$$K_{\text{СЭС}} := 8000000$$

$$K_{\text{ВЭС}} := 97000 \cdot 240 = 2.328 \times 10^7$$

$$K_1 := K_{\text{СЭС}} + K_{\text{ВЭС}} = 3.128 \times 10^7$$

Затраты на издержки:

$$И := И_s + И_{\text{ам}} + И_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

$$\alpha_{\text{э.эст}} := 0.007$$

Вариант №1.

$$И_{\text{э1}} := \alpha_{\text{э.эст}} \cdot K_1 = 2.19 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$T_{\text{сп.эст}} := 15 \quad \text{лет}$$

Вариант №1.

$$И_{\text{ам1}} := \frac{K_1}{T_{\text{сп.эст}}} = 2.085 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$И_1 := (И_{\text{ам1}} + И_{\text{э1}}) = 2.304 \times 10^6$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.  $E := 0.1$

$$З_1 := E \cdot K_1 + И_1 = 5432293.333 \quad \text{тыс.руб}$$

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

Продолжение приложение Б  
Расчёт в программе Mathcad

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

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 12 \text{ руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} \quad T_{\text{max}} := 3000 \text{ ч}$$

$$S_{\text{ном1}} := 300000 \text{ кВт}$$

$$S_{p1} := S_{\text{ном1}} \cdot 0.8 = 2.4 \times 10^5 \text{ кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 0.95$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 2.28 \times 10^5 \text{ кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 2.28 \times 10^5 \text{ кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 6.84 \times 10^8 \text{ кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 8.208 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := И_1 - И_{\text{ам1}} = 2.19 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$П_{\text{год}} := O - И = 7.989 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{\text{год}} \cdot 0.24 = 1.917 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

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

Продолжение приложение Б  
Расчёт в программе Mathcad

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_1 = 1.251 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_1 = 1.877 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\Delta_1 := -И - K_{t1} = -1.273 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\Delta_1}{(1 + E_n)^1} = -1.179 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -1.179 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Delta_2 := -И - K_{t2} = -1.899 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\Delta_2}{(1 + E_n)^2} = -1.628 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{2.} := \text{ЧДД}_1 + \text{ЧДД}_2 = -2.807 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\Delta_3 := О - И - Н = 6.072 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\Delta_3}{(1 + E_n)^3} = 4.82 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{3.} := \text{ЧДД}_{2.} + \text{ЧДД}_3 = -2.325 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Delta := \Delta_3 = 6.072 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\Delta}{(1 + E_n)^4} = 4.463 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{4.} := \text{ЧДД}_{3.} + \text{ЧДД}_4 = -1.878 \times 10^7$$

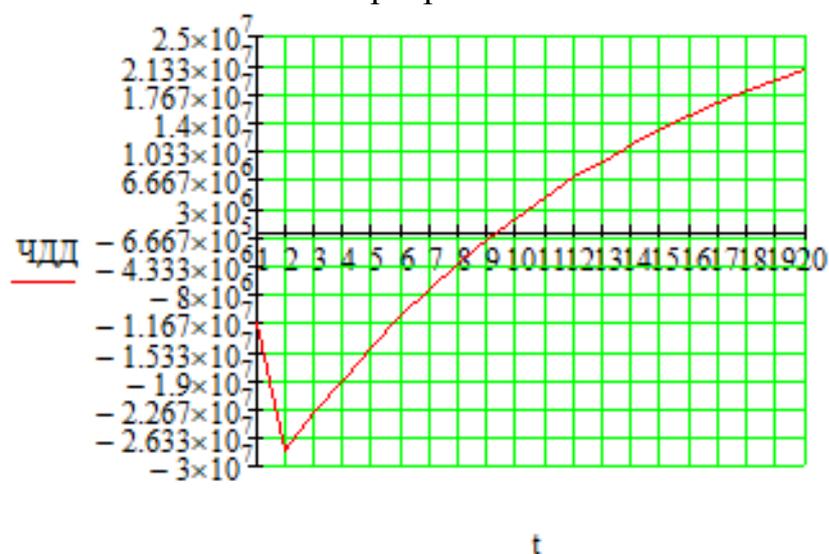
$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\Delta}{(1 + E_n)^5} = 4.132 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{5.} := \text{ЧДД}_{4.} + \text{ЧДД}_5 = -1.465 \times 10^7$$

Продолжение приложение Б  
Расчёт в программе Mathcad

$ЧДД_6 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^6} = 3.826 \times 10^6$	тыс.руб	$ЧДД_6 := ЧДД_5 + ЧДД_6 = -1.082 \times 10^7$
$ЧДД_7 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^7} = 3.543 \times 10^6$	тыс.руб	$ЧДД_7 := ЧДД_6 + ЧДД_7 = -7.282 \times 10^6$
$ЧДД_8 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^8} = 3.28 \times 10^6$	тыс.руб	$ЧДД_8 := ЧДД_7 + ЧДД_8 = -4.002 \times 10^6$
$ЧДД_9 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^9} = 3.037 \times 10^6$	тыс.руб	$ЧДД_9 := ЧДД_8 + ЧДД_9 = -9.645 \times 10^5$
$ЧДД_{10} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^{10}} = 2.812 \times 10^6$	тыс.руб	$ЧДД_{10} := ЧДД_9 + ЧДД_{10} = 1.848 \times 10^6$
$ЧДД_{11} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^{11}} = 2.604 \times 10^6$	тыс.руб	$ЧДД_{11} := ЧДД_{10} + ЧДД_{11} = 4.452 \times 10^6$
$ЧДД_{12} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^{12}} = 2.411 \times 10^6$	тыс.руб	$ЧДД_{12} := ЧДД_{11} + ЧДД_{12} = 6.863 \times 10^6$
$ЧДД_{13} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^{13}} = 2.233 \times 10^6$	тыс.руб	$ЧДД_{13} := ЧДД_{12} + ЧДД_{13} = 9.096 \times 10^6$
$ЧДД_{14} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^{14}} = 2.067 \times 10^6$	тыс.руб	$ЧДД_{14} := ЧДД_{13} + ЧДД_{14} = 1.116 \times 10^7$
$ЧДД_{15} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^{15}} = 1.914 \times 10^6$	тыс.руб	$ЧДД_{15} := ЧДД_{14} + ЧДД_{15} = 1.308 \times 10^7$
$ЧДД_{16} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^{16}} = 1.772 \times 10^6$	тыс.руб	$ЧДД_{16} := ЧДД_{15} + ЧДД_{16} = 1.485 \times 10^7$
$ЧДД_{17} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^{17}} = 1.641 \times 10^6$	тыс.руб	$ЧДД_{17} := ЧДД_{16} + ЧДД_{17} = 1.649 \times 10^7$
$ЧДД_{18} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^{18}} = 1.519 \times 10^6$	тыс.руб	$ЧДД_{18} := ЧДД_{17} + ЧДД_{18} = 1.801 \times 10^7$
$ЧДД_{19} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^{19}} = 1.407 \times 10^6$	тыс.руб	$ЧДД_{19} := ЧДД_{18} + ЧДД_{19} = 1.942 \times 10^7$
$ЧДД_{20} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^{20}} = 1.303 \times 10^6$	тыс.руб	$ЧДД_{20} := ЧДД_{19} + ЧДД_{20} = 2.072 \times 10^7$

Продолжение приложение Б  
Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 1.662$$

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.

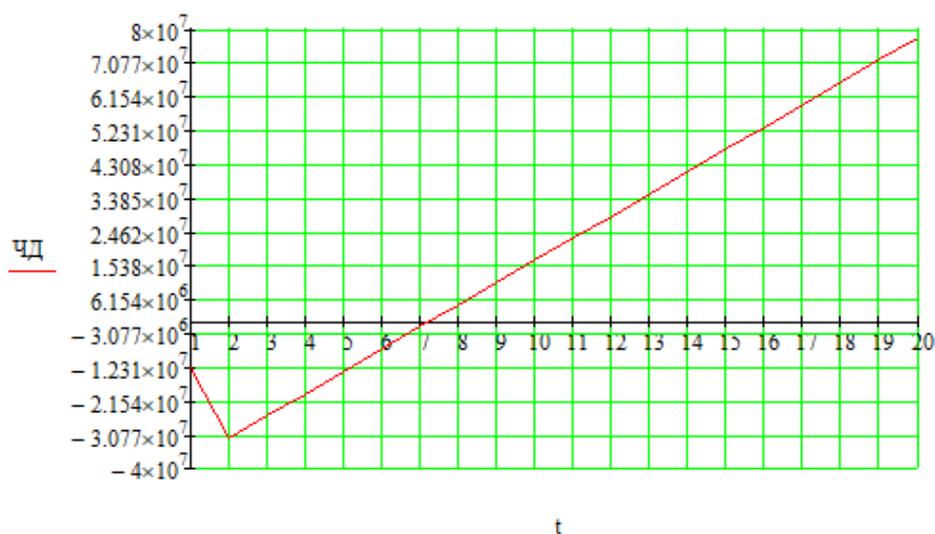
Чистый доход:

$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -1.273 \times 10^7$	тыс.руб	$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -1.273 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -1.899 \times 10^7$	тыс.руб	$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -3.172 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 6.072 \times 10^6$	тыс.руб	$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -2.565 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 6.072 \times 10^6$	тыс.руб	$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -1.957 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 6.072 \times 10^6$	тыс.руб	$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = -1.35 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 6.072 \times 10^6$	тыс.руб		

Продолжение приложение Б  
Расчёт в программе Mathcad

		$ЧД_6 := ЧД_5 + ЧД_6 = -7.431 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_7 := Э = 6.072 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_7 := ЧД_6 + ЧД_7 = -1.36 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_8 := Э = 6.072 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_8 := ЧД_7 + ЧД_8 = 4.712 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_9 := Э = 6.072 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_9 := ЧД_8 + ЧД_9 = 1.078 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{10} := Э = 6.072 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{10} := ЧД_9 + ЧД_{10} = 1.686 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{11} := Э = 6.072 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{11} := ЧД_{10} + ЧД_{11} = 2.293 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{12} := Э = 6.072 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = 2.9 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{13} := Э = 6.072 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = 3.507 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{14} := Э = 6.072 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = 4.114 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{15} := Э = 6.072 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 4.721 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{16} := Э = 6.072 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 5.329 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{17} := Э = 6.072 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 5.936 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{18} := Э = 6.072 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = 6.543 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{19} := Э = 6.072 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = 7.15 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{20} := Э = 6.072 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = 7.757 \times 10^7$	тыс.руб

Продолжение приложение Б  
Расчёт в программе Mathcad



Простой срок окупаемости составит более 7 лет.

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

Дисконтированный срок окупаемости составит более 9 лет.

\*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{\mathcal{E}_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\mathcal{E}_1}{K_1} \cdot 100 = -40.7 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\mathcal{E}_2}{K_1} \cdot 100 = -60.7 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\mathcal{E}_3}{K_1} \cdot 100 = 19.411 \quad \% \quad K_1 = 3.128 \times 10^7$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта при капиталовложениях в 31.28 миллиардов руб. составит более 7 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД = 1.662). Рентабельность проекта составит 19.4% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

## Продолжение приложение Б Расчёт в программе Mathcad

$$K_{\Sigma \text{эст}} := 38000000$$

$$K_1 := K_{\Sigma \text{эст}} = 3.8 \times 10^7$$

Затраты на издержки:

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

Эксплуатационные издержки:

$$\alpha_{3, \text{эст}} := 0.007$$

Вариант №1.

$$И_{31} := \alpha_{3, \text{эст}} \cdot K_{\Sigma \text{эст}} = 2.66 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$T_{\text{ст.эст}} := 15 \quad \text{лет}$$

Вариант №1.

$$И_{\text{ам1}} := \frac{K_{\Sigma \text{эст}}}{T_{\text{ст.эст}}} = 2.533 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$И_1 := (И_{\text{ам1}} + И_{31}) = 2.799 \times 10^6$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.  $E := 0.1$

$$Z_1 := E \cdot K_1 + И_1 = 6599333.333 \quad \text{тыс.руб}$$

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

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

Годовая прибыль:

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

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} \quad T_{\text{max}} := 5500 \quad \text{ч}$$

$$S_{\text{ном1}} := 500000 \quad \text{кВт}$$

$$S_{p1} := S_{\text{ном1}} = 5 \times 10^5 \quad \text{кВА}$$

$$\cos \phi_1 := 0.95$$

Продолжение приложение Б  
Расчёт в программе Mathcad

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 4.75 \times 10^5 \quad \text{кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 4.75 \times 10^5 \quad \text{кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 2.612 \times 10^9 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 5.225 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := И_1 - И_{\text{эл}} = 2.66 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Pi_{\text{год}} := O - И = 4.959 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := \Pi_{\text{год}} \cdot 0.24 = 1.19 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

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

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_1 = 1.52 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_1 = 2.28 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\Delta_1 := -И - K_{t1} = -1.547 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_1 := \frac{\Delta_1}{(1 + E_n)^1} = -1.432 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_{t1} := \text{чдд}_1 = -1.432 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б  
Расчёт в программе Mathcad

Второй год:

$$\Theta_2 := -И - K_{t2} = -2.307 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\Theta_2}{(1 + E_n)^2} = -1.978 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \text{ЧДД}_1 + \text{ЧДД}_2 = -3.41 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\Theta_3 := О - И - Н = 3.769 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\Theta_3}{(1 + E_n)^3} = 2.992 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 = -3.11 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Theta := \Theta_3 = 3.769 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^4} = 2.77 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = -2.833 \times 10^7$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^5} = 2.565 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_5 := \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = -2.577 \times 10^7$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^6} = 2.375 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_6 := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = -2.339 \times 10^7$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^7} = 2.199 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_7 := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = -2.119 \times 10^7$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^8} = 2.036 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = -1.916 \times 10^7$$

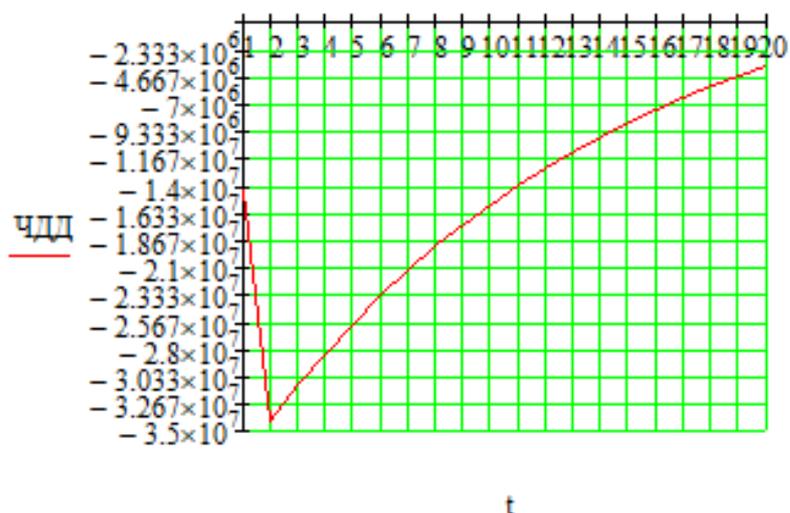
$$\text{ЧДД}_9 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^9} = 1.885 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = -1.727 \times 10^7$$

Продолжение приложение Б  
Расчёт в программе Mathcad

$(1 + E_n)^n$	$ЧДД_9 := ЧДД_8 + ЧДД_9 = -1.727 \times 10^7$
$ЧДД_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{10}} = 1.746 \times 10^6$	тыс.руб $ЧДД_{10} := ЧДД_9 + ЧДД_{10} = -1.553 \times 10^7$
$ЧДД_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{11}} = 1.616 \times 10^6$	тыс.руб $ЧДД_{11} := ЧДД_{10} + ЧДД_{11} = -1.391 \times 10^7$
$ЧДД_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{12}} = 1.497 \times 10^6$	тыс.руб $ЧДД_{12} := ЧДД_{11} + ЧДД_{12} = -1.241 \times 10^7$
$ЧДД_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{13}} = 1.386 \times 10^6$	тыс.руб $ЧДД_{13} := ЧДД_{12} + ЧДД_{13} = -1.103 \times 10^7$
$ЧДД_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{14}} = 1.283 \times 10^6$	тыс.руб $ЧДД_{14} := ЧДД_{13} + ЧДД_{14} = -9.745 \times 10^6$
$ЧДД_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{15}} = 1.188 \times 10^6$	тыс.руб $ЧДД_{15} := ЧДД_{14} + ЧДД_{15} = -8.557 \times 10^6$
$ЧДД_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{16}} = 1.1 \times 10^6$	тыс.руб $ЧДД_{16} := ЧДД_{15} + ЧДД_{16} = -7.457 \times 10^6$
$ЧДД_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{17}} = 1.019 \times 10^6$	тыс.руб $ЧДД_{17} := ЧДД_{16} + ЧДД_{17} = -6.439 \times 10^6$
$ЧДД_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{18}} = 9.431 \times 10^5$	тыс.руб $ЧДД_{18} := ЧДД_{17} + ЧДД_{18} = -5.495 \times 10^6$
$ЧДД_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{19}} = 8.733 \times 10^5$	тыс.руб $ЧДД_{19} := ЧДД_{18} + ЧДД_{19} = -4.622 \times 10^6$
$ЧДД_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{20}} = 8.086 \times 10^5$	тыс.руб $ЧДД_{20} := ЧДД_{19} + ЧДД_{20} = -3.814 \times 10^6$

Продолжение приложение Б  
Расчёт в программе Mathcad



Индекс полезности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 0.9$$

$\text{ИДД} > 1$ , 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:

$$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -1.547 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{1.} := \text{ЧД}_1 = -1.547 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -2.307 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{2.} := \text{ЧД}_{1.} + \text{ЧД}_2 = -3.853 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 3.769 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{3.} := \text{ЧД}_{2.} + \text{ЧД}_3 = -3.476 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 3.769 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{4.} := \text{ЧД}_{3.} + \text{ЧД}_4 = -3.099 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 3.769 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

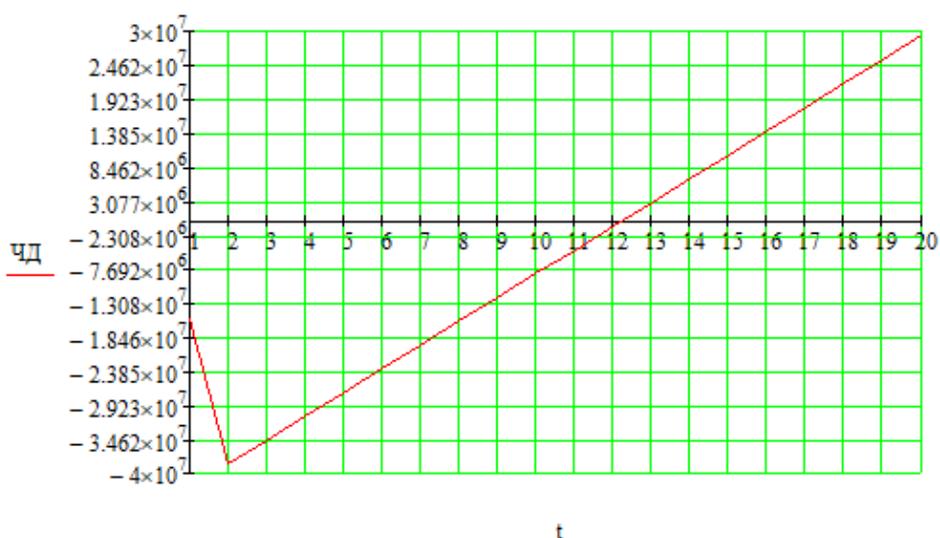
$$\text{ЧД}_{5.} := \text{ЧД}_{4.} + \text{ЧД}_5 = -2.723 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 3.769 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б  
Расчёт в программе Mathcad

		$ЧД_6 := ЧД_5 + ЧД_6 = -2.346 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_7 := Э = 3.769 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_7 := ЧД_6 + ЧД_7 = -1.969 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_8 := Э = 3.769 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_8 := ЧД_7 + ЧД_8 = -1.592 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_9 := Э = 3.769 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_9 := ЧД_8 + ЧД_9 = -1.215 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{10} := Э = 3.769 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{10} := ЧД_9 + ЧД_{10} = -8.381 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{11} := Э = 3.769 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{11} := ЧД_{10} + ЧД_{11} = -4.612 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{12} := Э = 3.769 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = -8.436 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{13} := Э = 3.769 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = 2.925 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{14} := Э = 3.769 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = 6.694 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{15} := Э = 3.769 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 1.046 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{16} := Э = 3.769 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 1.423 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{17} := Э = 3.769 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 1.8 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{18} := Э = 3.769 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = 2.177 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{19} := Э = 3.769 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = 2.554 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{20} := Э = 3.769 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = 2.931 \times 10^7$	тыс.руб

Продолжение приложение Б  
Расчёт в программе Mathcad



Простой срок окупаемости составит 12 лет.

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

Дисконтированный срок окупаемости составит более 20 лет.

\*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{\mathcal{E}_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\mathcal{E}_1}{K_1} \cdot 100 = -40.7 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\mathcal{E}_2}{K_1} \cdot 100 = -60.7 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\mathcal{E}_3}{K_1} \cdot 100 = 9.918 \quad \% \quad K_1 = 3.8 \times 10^7$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта при капиталовложениях в 38 миллиардов руб. составит 3 года и 5 месяцев. Проект является экономически не эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД=0.9). Рентабельность проекта составит 9.91% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Продолжение приложение Б  
Расчёт в программе Mathcad

\*Сравнить варианты пот дисконтированным затратам. Определить оптимальный.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО  
5694700729.240.124-2012.

Расчёт приведённых затрат.

$$Z := E \cdot K + И$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

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

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

$$C_{500} := 40 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$l_1 := 290$$

$$l_2 := 180$$

$$l_3 := 156$$

Вариант №1.

$$K_{вл1} := C_{500} \cdot l_1 \cdot l_2 \cdot l_3 = 325728000 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты, сопутствующие строительству:

3,3% - временные здания и сооружения;

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

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

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma вл1} := K_{вл1} + K_{вл1} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 372893414.4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

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

$K_{пост}$  - постоянная часть затрат;

$K_{ру}$  - стоимость распределительных устройств;

$K_{тр}$  - стоимость трансформаторов;

$K_{ку}$  - стоимость компенсирующих устройств.

Продолжение приложение Б  
Расчёт в программе Mathcad

$$K_{\text{пост}500} := 103 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ры}500} := 1100 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{лтр}167} := 618 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс1}} := K_{\text{пост}500} \cdot 4 + K_{\text{ры}500} \cdot 4 + K_{\text{лтр}167} \cdot 9 = 1.037 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

**Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:**

$$K_{\Sigma\text{пс1}} := K_{\text{пс1}} + K_{\text{пс1}} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 1.188 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma\text{вл1}} + K_{\Sigma\text{пс1}}) \cdot K_{\text{инф}} = 2.155 \times 10^9 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

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

Эксплуатационные издержки:

$$\alpha_{3,\text{вл}} := 0.007 \quad \alpha_{3,\text{пс}} := 0.05$$

Вариант №1.

$$И_{31} := \alpha_{3,\text{вл}} \cdot K_{\Sigma\text{вл1}} + \alpha_{3,\text{пс}} \cdot K_{\Sigma\text{пс1}} = 2.611 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

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

Вариант №1.

$$И_{\text{ам1}} := \frac{K_{\Sigma\text{вл1}}}{T_{\text{сл.вл}}} + \frac{K_{\Sigma\text{пс1}}}{T_{\text{сл.пс}}} = 2.486 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

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

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:

$$\Sigma W_{\text{вл1}} := 2780$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Sigma W_{\text{тр}} := 260$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл1}} + \Sigma W_{\text{тр}}) \cdot 1000 = 3.04 \times 10^6$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 1.6 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := (\Sigma W_1 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 4864 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{\text{эл}} + I_{\text{вл1}} + I_{\Delta W1} = 2.748 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 2.43 \times 10^8 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б  
Расчёт в программе Mathcad

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

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

Годовая прибыль:

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

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} \quad T_{\text{max}} := 5500 \text{ ч}$$

$$S_{\text{ном1}} := 500000 \text{ кВт}$$

$$S_{p1} := S_{\text{ном1}} = 5 \times 10^5 \text{ кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 1$$

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

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

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 2.75 \times 10^9 \text{ кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 5.5 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := И_1 - И_{\text{зм1}} = 2.616 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$П_{\text{год}} := O - И = 2.884 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{\text{год}} \cdot 0.24 = 6.922 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

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

Продолжение приложение Б  
Расчёт в программе Mathcad

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} = 0.4 \cdot K_1 = 8.622 \times 10^8 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} = 0.6 \cdot K_1 = 1.293 \times 10^9 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\Delta_1 := -И - K_{t1} = -8.648 \times 10^8 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\Delta_1}{(1 + E_n)^1} = -8.007 \times 10^8 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -8.007 \times 10^8 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Delta_2 := -И - K_{t2} = -1.296 \times 10^9 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\Delta_2}{(1 + E_n)^2} = -1.111 \times 10^9 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{2.} := \text{ЧДД}_1 + \text{ЧДД}_2 = -1.912 \times 10^9 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\Delta_3 := О - И - Н = 2.192 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\Delta_3}{(1 + E_n)^3} = 1.74 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{3.} := \text{ЧДД}_{2.} + \text{ЧДД}_3 = -1.91 \times 10^9 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Delta := \Delta_3 = 2.192 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

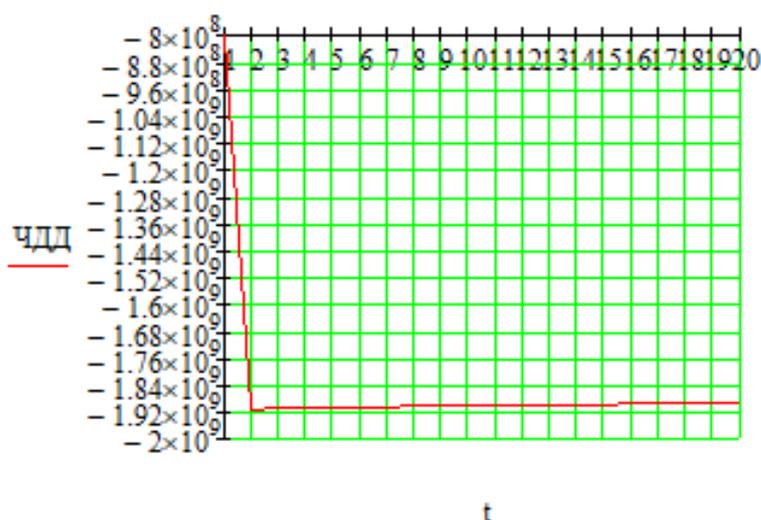
$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\Delta}{(1 + E_n)^4} = 1.611 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{4.} := \text{ЧДД}_{3.} + \text{ЧДД}_4 = -1.908 \times 10^9$$

## Продолжение приложение Б Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧДД}_5 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^5} = 1.492 \times 10^6$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_5 := \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = -1.907 \times 10^9$
$\text{ЧДД}_6 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^6} = 1.381 \times 10^6$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_6 := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = -1.905 \times 10^9$
$\text{ЧДД}_7 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^7} = 1.279 \times 10^6$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_7 := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = -1.904 \times 10^9$
$\text{ЧДД}_8 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^8} = 1.184 \times 10^6$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = -1.903 \times 10^9$
$\text{ЧДД}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^9} = 1.097 \times 10^6$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = -1.902 \times 10^9$
$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{10}} = 1.015 \times 10^6$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = -1.901 \times 10^9$
$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{11}} = 9.401 \times 10^5$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = -1.9 \times 10^9$
$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{12}} = 8.705 \times 10^5$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = -1.899 \times 10^9$
$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{13}} = 8.06 \times 10^5$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = -1.898 \times 10^9$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{14}} = 7.463 \times 10^5$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = -1.898 \times 10^9$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{15}} = 6.91 \times 10^5$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = -1.897 \times 10^9$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{16}} = 6.398 \times 10^5$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = -1.896 \times 10^9$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{17}} = 5.924 \times 10^5$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = -1.896 \times 10^9$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{18}} = 5.486 \times 10^5$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = -1.895 \times 10^9$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{19}} = 5.079 \times 10^5$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = -1.895 \times 10^9$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{20}} = 4.703 \times 10^5$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = -1.894 \times 10^9$

Продолжение приложение Б  
Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 0.121$$

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.

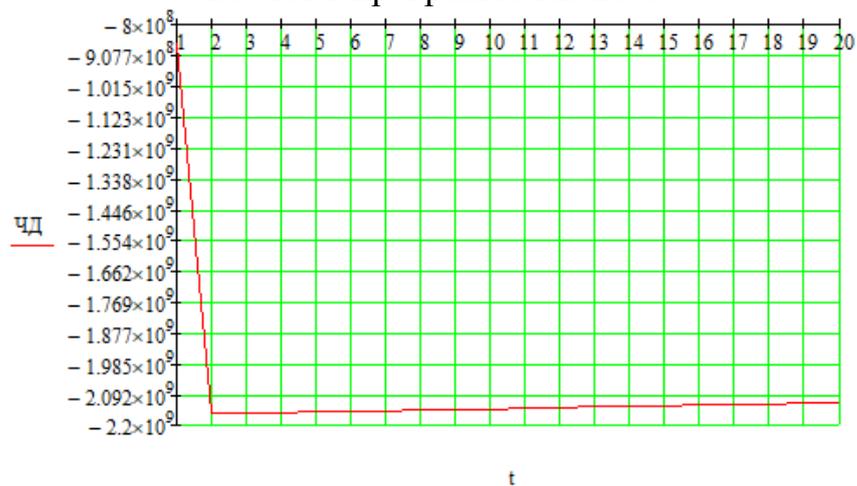
Чистый доход:

$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -8.648 \times 10^8$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -8.648 \times 10^8$	тыс.руб
$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -1.296 \times 10^9$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -2.161 \times 10^9$	тыс.руб
$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 2.192 \times 10^6$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -2.158 \times 10^9$	тыс.руб
$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 2.192 \times 10^6$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -2.156 \times 10^9$	тыс.руб
$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 2.192 \times 10^6$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = -2.154 \times 10^9$	тыс.руб
$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 2.192 \times 10^6$	тыс.руб		

Продолжение приложение Б  
Расчёт в программе Mathcad

		$ЧД_6 := ЧД_5 + ЧД_6 = -2.152 \times 10^9$	тыс.руб
$ЧД_7 := Э = 2.192 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_7 := ЧД_6 + ЧД_7 = -2.15 \times 10^9$	тыс.руб
$ЧД_8 := Э = 2.192 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_8 := ЧД_7 + ЧД_8 = -2.147 \times 10^9$	тыс.руб
$ЧД_9 := Э = 2.192 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_9 := ЧД_8 + ЧД_9 = -2.145 \times 10^9$	тыс.руб
$ЧД_{10} := Э = 2.192 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{10} := ЧД_9 + ЧД_{10} = -2.143 \times 10^9$	тыс.руб
$ЧД_{11} := Э = 2.192 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{11} := ЧД_{10} + ЧД_{11} = -2.141 \times 10^9$	тыс.руб
$ЧД_{12} := Э = 2.192 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = -2.139 \times 10^9$	тыс.руб
$ЧД_{13} := Э = 2.192 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = -2.137 \times 10^9$	тыс.руб
$ЧД_{14} := Э = 2.192 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = -2.134 \times 10^9$	тыс.руб
$ЧД_{15} := Э = 2.192 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = -2.132 \times 10^9$	тыс.руб
$ЧД_{16} := Э = 2.192 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = -2.13 \times 10^9$	тыс.руб
$ЧД_{17} := Э = 2.192 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = -2.128 \times 10^9$	тыс.руб
$ЧД_{18} := Э = 2.192 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = -2.126 \times 10^9$	тыс.руб
$ЧД_{19} := Э = 2.192 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = -2.123 \times 10^9$	тыс.руб
$ЧД_{20} := Э = 2.192 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = -2.121 \times 10^9$	тыс.руб

Продолжение приложение Б  
Расчёт в программе Mathcad



Простой срок окупаемости составит 3 года 7 месяцев.

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 3 года и 5 месяцев.

\*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{\mathcal{E}_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\mathcal{E}_1}{K_1} \cdot 100 = -40.121 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\mathcal{E}_2}{K_1} \cdot 100 = -60.121 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\mathcal{E}_3}{K_1} \cdot 100 = 0.102 \quad \% \quad K_1 = 2.155 \times 10^9$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 2155 миллиарда руб. составит более 20 лет Проект является экономически не эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД=0.121). Рентабельность проекта составит 0.1% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

## Приложение В

### Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
1	Зейская ГЭС	220			414,5	99,8	240			240	9,09	
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30				226,06	2,75	-3,26
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30				221,39	0,63	-5,11
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9				218,99	-0,46	-8,18
5	ПС 220 кВ Тында	220	48,8	11,1		-70				220,94	0,43	-11,24
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10						239,67	8,94	-0,17
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5						239,23	8,74	-0,43
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6						228,33	3,79	-6,41
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	25,1	15,2						226,05	2,75	-7,48
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	26,8						225,45	2,48	-7,86
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	8,3	20,5						223,61	1,64	-8,74
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	8,2	10,8						223,09	1,4	-9,51
13	ПС 220 кВ Ульручьи/т	220	6,1	0,2						221,76	0,8	-10,47
14	ПС 220 кВ Сквородино	220	61,2	9,9						221,57	0,71	-10,67
15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	10,2	4,8						221,54	0,7	-10,68
16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	21,6	19,4						220,34	0,15	-11,25
17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	21,4	21,6						219,03	-0,44	-12,12
18	ПС 220 кВ Б. Омутная/т	220	17,3	20,5						218,74	-0,57	-12,62
19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	8,1	11						219,15	-0,39	-12,76
20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	3,8	3,7						219,5	-0,23	-12,94
21	ПС 220 кВ Чичатка	220	0,1	7,3						219,67	-0,15	-13
22	ПС 220 кВ Амазар	220	4,2	4,3						220,18	0,08	-13,24
23	ПС 220 кВ Семиозерный	220	5,2	5,8						220,21	0,1	-13,36
24	ПС 220 кВ Могоча	220	5,5	4,4						220,36	0,16	-13,41
25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	1	0,2		-14,8				220,95	0,43	-11,63
26	ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1		-16,9				221,79	0,81	-12,08
27	ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2		-26,4				224,34	1,97	-12,82
28	ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1						227,78	3,54	-13,21
29	ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1		-8,6				228,85	4,02	-13,38
30	ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1						230,86	4,93	-13,63
31	НПС - 19	220	24,5	7,5						221,37	0,62	-11,28
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	369,9	70,4				229,8	4,45	-10,32
33		1	220							239,71	8,96	-0,16
34		2	220							239,71	8,96	-0,16
35		3	220							223,28	1,49	-9,45
36		4	220							223	1,36	-9,56
37		5	220							221,42	0,64	-11,26
38		6	220							221,42	0,64	-11,26
39		7	220							227,78	3,54	-13,21

## Продолжение приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_рас	I_загр.
ЛЭП	1	2	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2					-47	-19	157	630	24,9
ЛЭП	1	10	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5					-146	-38	374	960	38,9
ЛЭП	1	33	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3					-111	-22	273	1000	27,3
ЛЭП	1	34	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3					-111	-22	273	1000	27,3
ЛЭП	33	6	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6					-16	-5	39	690	5,7
ЛЭП	34	6	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6					-16	-5	39	690	5,7
ЛЭП	33	7	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1					-96	-17	234	1000	23,4
ЛЭП	34	7	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1					-96	-17	234	1000	23,4
ЛЭП	7	8	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297					-125	-24	316	1000	31,6
ЛЭП	8	9	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7					-52	-10	138	630	21,9
ЛЭП	8	10	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5					-59	-12	157	1000	15,7
ЛЭП	9	10	ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9					-27	-1	69	630	11
ЛЭП	10	11	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1					-54	-13	144	630	22,9
ЛЭП	10	35	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5					-145	-17	376	690	54,5
ЛЭП	11	36	ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2					-45	4	117	630	18,5
ЛЭП	12	35	ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4					33	16	96	630	15,2
ЛЭП	12	36	ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4					-25	-5	67	630	10,6
ЛЭП	14	36	ПС 220 кВ Сквородино - 4	3	14	-90					70	9	183	630	29,1
ЛЭП	13	35	ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	3	8	-52					110	1	288	630	45,7
ЛЭП	14	13	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	0,38	1,63	-10					104	1	272	630	43,1
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквороди	0,51	2,27	-14					-5	-2	15	630	2,3
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквороди	0,51	2,27	-14					-5	-2	15	630	2,3
ЛЭП	14	16	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	2,53	11,1	-68,4					-48	-12	131	630	20,8
ЛЭП	14	17	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	7,26	32,43	-199,9					-40	-4	110	630	17,4
ЛЭП	16	18	ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	10,06	44,96	-277,2					-26	4	72	630	11,4
ЛЭП	17	19	ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлови	6,2	27,72	-170,9					-18	9	54	630	8,5
ЛЭП	18	19	ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павл	2,32	10,35	-63,8					-9	12	40	630	6,3
ЛЭП	19	20	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи	2,54	11,35	-70					-12	11	42	630	6,7
ЛЭП	19	21	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичат	5,26	22,67	-144,2					-7	10	33	630	5,2
ЛЭП	20	22	ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	-171,3					-8	11	36	710	5,1
ЛЭП	22	24	ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	-229,1					-4	7	22	630	3,4
ЛЭП	21	23	ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	8,55	36,82	-234,2					-7	11	34	710	4,7
ЛЭП	23	24	ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	-120,8					-2	5	14	710	2
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6					7	10	33	630	5,3
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6					7	10	33	630	5,3
ЛЭП	2	3	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1					-43	-10	123	630	19,5
ЛЭП	3	4	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6					-41	9	110	630	17,4
ЛЭП	4	5	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6					-38	23	117	630	18,6
ЛЭП	5	37	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21					3	30	79	600	13,1
ЛЭП	5	38	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21					3	30	79	600	13,1
ЛЭП	37	31	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6					-12	-3	33	600	5,6
ЛЭП	38	31	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6					-12	-3	33	600	5,6
ЛЭП	37	32	5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1					15	32	93	630	14,8
ЛЭП	38	32	6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1					15	32	93	630	14,8
ЛЭП	5	25	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	7,15	31,94	-196,9					-10	7	32	630	5
ЛЭП	25	26	ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	-230,4					-9	12	40	630	6,3
ЛЭП	26	27	ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	-386,3					-8	20	56	630	9
ЛЭП	27	39	ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6					-5	28	72	630	11,5
ЛЭП	28	39	ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1					0	0	1	630	0,1
ЛЭП	29	39	ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	-129,2					4	-9	42	630	6,7
ЛЭП	29	30	ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9					-2	18	46	630	7,3



Продолжение приложение В  
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
1	Зейская ГЭС	220			414,3	63,3	245			245	11,36	
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30				233,65	6,21	-3,69
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30				230,14	4,61	-5,73
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9				229,1	4,13	-9,03
5	ПС 220 кВ Тында	220	48,8	11,1		-70				231,86	5,39	-12,25
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10						244,72	11,24	-0,17
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5						244,37	11,08	-0,41
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6						236,16	7,35	-6,06
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	25,1	15,2						234,31	6,51	-7,06
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	26,8						233,95	6,34	-7,4
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	8,3	20,5						232,43	5,65	-8,36
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	8,2	10,8						232,26	5,57	-9,02
13	ПС 220 кВ Ульруччи/т	220	6,1	0,2						232,49	5,68	-8,83
14	ПС 220 кВ Сквородино	220	61,2	9,9						230,53	4,79	-11,82
15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	10,2	4,8						230,5	4,77	-11,83
16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	21,6	19,4						229,53	4,33	-12,37
17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	21,4	21,6						228,61	3,91	-13,18
18	ПС 220 кВ Б. Омутная/т	220	17,3	20,5						228,57	3,9	-13,66
19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	8,1	11						229,06	4,12	-13,79
20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	3,8	3,7						229,5	4,32	-13,96
21	ПС 220 кВ Чичатка	220	0,1	7,3						229,75	4,43	-14,01
22	ПС 220 кВ Амазар	220	4,2	4,3						230,32	4,69	-14,25
23	ПС 220 кВ Семиозерный	220	5,2	5,8						230,44	4,74	-14,35
24	ПС 220 кВ Могоча	220	5,5	4,4						230,59	4,82	-14,41
25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	1	0,2		-14,8				233,03	5,92	-12,67
26	ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1		-16,9				234,98	6,81	-13,14
27	ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2		-26,4				238,85	8,57	-13,87
28	ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1						242,62	10,28	-14,25
29	ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1		-8,6				243,88	10,85	-14,41
30	ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1						246,03	11,83	-14,64
31	НПС - 19	220	24,5	7,5						232,31	5,6	-12,3
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	369,9	70,4				240,75	9,43	-11,44
33		1	220							244,75	11,25	-0,15
34		2	220							244,75	11,25	-0,15
35		3	220							232,52	5,69	-8,78
36		4	220							232,09	5,49	-9,25
37		5	220							232,36	5,62	-12,28
38		6	220							232,36	5,62	-12,28
39		7	220							242,62	10,28	-14,25

## Продолжение приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_рас	I_загр.
ЛЭП	1	2	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2					-52	-10	152	630	24,1
ЛЭП	1	10	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5					-143	-23	349	960	36,3
ЛЭП	1	33	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3					-110	-15	261	1000	26,1
ЛЭП	1	34	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3					-110	-15	261	1000	26,1
ЛЭП	33	6	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6					-16	-5	38	690	5,6
ЛЭП	34	6	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6					-16	-5	38	690	5,6
ЛЭП	33	7	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1					-94	-11	224	1000	22,4
ЛЭП	34	7	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1					-94	-11	224	1000	22,4
ЛЭП	7	8	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297					-122	-11	295	1000	29,5
ЛЭП	8	9	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7					-51	-6	128	630	20,3
ЛЭП	8	10	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5					-58	-6	145	1000	14,5
ЛЭП	9	10	ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9					-25	3	63	630	10
ЛЭП	10	11	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1					-61	-7	153	630	24,3
ЛЭП	10	35	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5					-133	-4	329	690	47,7
ЛЭП	11	36	ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2					-52	9	132	630	20,9
ЛЭП	12	35	ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4					126	6	314	630	49,9
ЛЭП	12	36	ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4					-118	4	294	630	46,6
ЛЭП	14	36	ПС 220 кВ Сковородино - 4	3	14	-90					168	-12	423	630	67,2
ЛЭП	13	35	ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	3	8	-52					6	0	16	630	2,6
ЛЭП	14	13	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	0,38	1,63	-10								630	
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковороди	0,51	2,27	-14					-5	-2	14	630	2,2
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковороди	0,51	2,27	-14					-5	-2	14	630	2,2
ЛЭП	14	16	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ БАМ/т	2,53	11,1	-68,4					-48	-8	123	630	19,5
ЛЭП	14	17	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Уруша/т	7,26	32,43	-199,9					-40	0	103	630	16,3
ЛЭП	16	18	ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	10,06	44,96	-277,2					-26	8	69	630	10,9
ЛЭП	17	19	ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлови	6,2	27,72	-170,9					-18	12	55	630	8,8
ЛЭП	18	19	ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павл	2,32	10,35	-63,8					-9	14	43	630	6,8
ЛЭП	19	20	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи	2,54	11,35	-70					-12	13	44	630	7
ЛЭП	19	21	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичат	5,26	22,67	-144,2					-7	12	36	630	5,7
ЛЭП	20	22	ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	-171,3					-8	13	39	710	5,4
ЛЭП	22	24	ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	-229,1					-4	9	23	630	3,7
ЛЭП	21	23	ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	8,55	36,82	-234,2					-7	12	35	710	5
ЛЭП	23	24	ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	-120,8					-2	6	15	710	2,1
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6					5	5	43	630	6,9
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6					5	5	43	630	6,9
ЛЭП	2	3	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1					-48	-3	126	630	20
ЛЭП	3	4	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6					-47	16	123	630	19,6
ЛЭП	4	5	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6					-43	29	130	630	20,7
ЛЭП	5	37	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21					3	32	81	600	13,5
ЛЭП	5	38	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21					3	32	81	600	13,5
ЛЭП	37	31	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6					-12	-3	32	600	5,3
ЛЭП	38	31	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6					-12	-3	32	600	5,3
ЛЭП	37	32	5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1					15	35	94	630	14,9
ЛЭП	38	32	6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1					15	35	94	630	14,9
ЛЭП	5	25	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хоргочи	7,15	31,94	-196,9					-10	16	47	630	7,4
ЛЭП	25	26	ПС 220 кВ Хоргочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	-230,4					-9	20	55	630	8,7
ЛЭП	26	27	ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	-386,3					-8	27	69	630	10,9
ЛЭП	27	39	ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6					-5	32	78	630	12,4
ЛЭП	28	39	ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1					0	0	1	630	0,1
ЛЭП	29	39	ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	-129,2					4	-12	47	630	7,5
ЛЭП	29	30	ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9					-2	20	49	630	7,7



Продолжение приложение В  
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

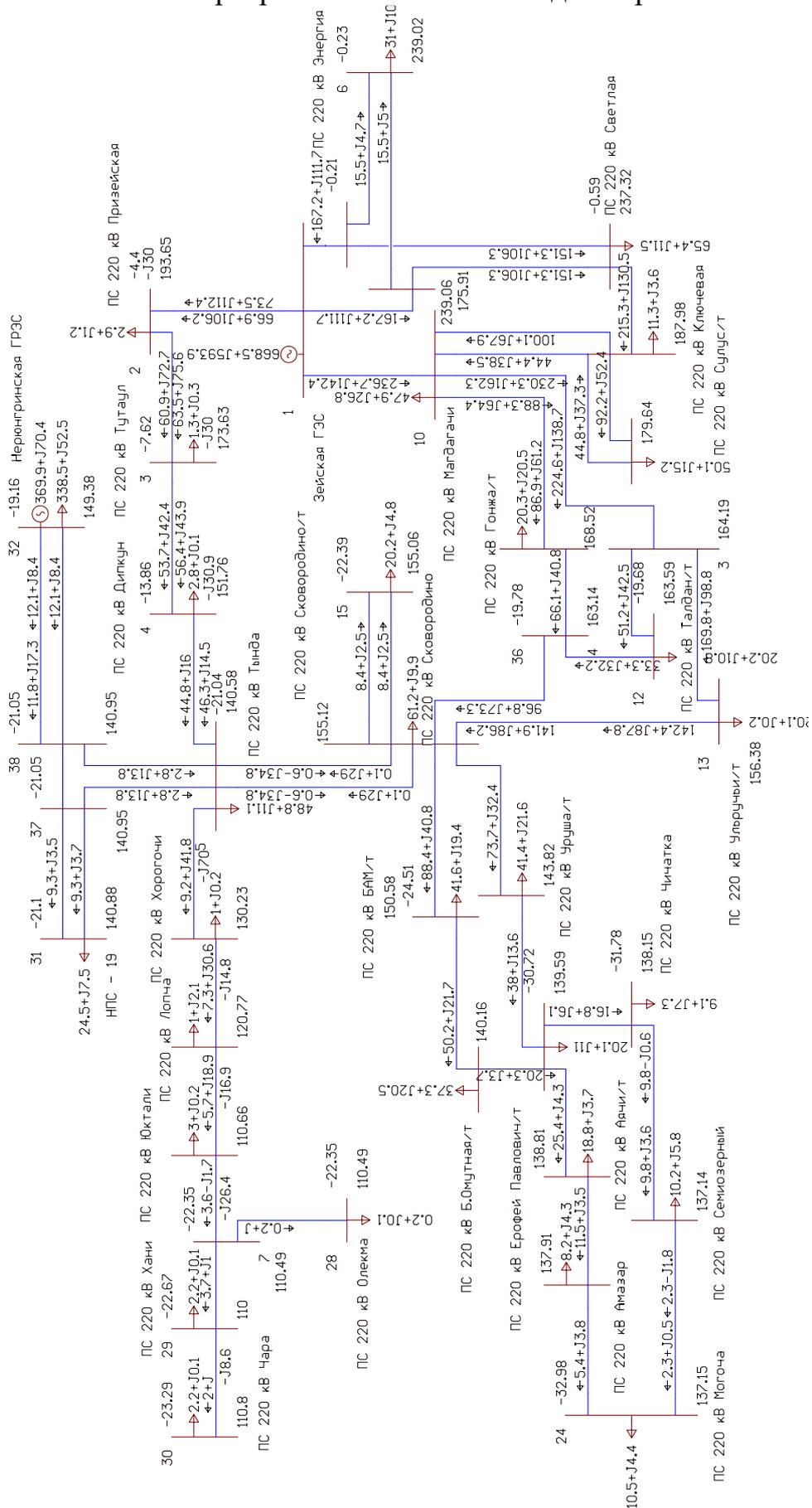
Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
1	Зейская ГЭС	220			668,5	593,9	240			240	9,09	
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30				193,65	-11,98	-4,4
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30				173,63	-21,08	-7,62
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9				151,76	-31,02	-13,86
5	ПС 220 кВ Тында	220	48,8	11,1		-70				140,58	-36,1	-21,04
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10						239,02	8,65	-0,23
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5						237,32	7,87	-0,59
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6						187,98	-14,56	-12,26
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	50,1	15,2						179,64	-18,34	-14,94
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	47,9	26,8						175,91	-20,04	-15,73
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5						168,52	-23,4	-17,92
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8						163,59	-25,64	-19,68
13	ПС 220 кВ Ульручьи/т	220	20,1	0,2						156,38	-28,92	-21,88
14	ПС 220 кВ Сквородино	220	61,2	9,9						155,12	-29,49	-22,35
15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	20,2	4,8						155,06	-29,52	-22,39
16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	41,6	19,4						150,58	-31,56	-24,51
17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	41,4	21,6						143,82	-34,63	-27,93
18	ПС 220 кВ Б. Омутная/т	220	37,3	20,5						140,16	-36,29	-30,13
19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	20,1	11						139,59	-36,55	-30,72
20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	18,8	3,7						138,81	-36,9	-31,55
21	ПС 220 кВ Чичатка	220	9,1	7,3						138,15	-37,2	-31,78
22	ПС 220 кВ Амазар	220	8,2	4,3						137,91	-37,32	-32,44
23	ПС 220 кВ Семиозерный	220	10,2	5,8						137,14	-37,67	-32,84
24	ПС 220 кВ Могоча	220	10,5	4,4						137,15	-37,66	-32,98
25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	1	0,2		-14,8				130,23	-40,81	-21,07
26	ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1		-16,9				120,77	-45,1	-21,18
27	ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2		-26,4				110,66	-49,7	-21,73
28	ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1						110,49	-49,78	-22,35
29	ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1		-8,6				110	-50	-22,67
30	ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1						110,8	-49,64	-23,29
31	НПС - 19	220	24,5	7,5						140,88	-35,96	-21,1
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	369,9	70,4				149,38	-32,1	-19,16
33		1	220							239,06	8,66	-0,21
34		2	220							239,06	8,66	-0,21
35		3	220							164,19	-25,37	-19,51
36		4	220							163,14	-25,84	-19,78
37		5	220							140,95	-35,93	-21,05
38		6	220							140,95	-35,93	-21,05
39		7	220							110,49	-49,78	-22,35

## Продолжение приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_рас	I_загр.
ЛЭП	1	2	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2					-73	-112	374	630	59,4
ЛЭП	1	10	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5					-260	-257	906	960	94,4
ЛЭП	1	33	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3					-167	-112	486	1000	48,6
ЛЭП	1	34	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3					-167	-112	486	1000	48,6
ЛЭП	33	6	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6					-16	-5	39	690	5,7
ЛЭП	34	6	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6					-16	-5	39	690	5,7
ЛЭП	33	7	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1					-152	-107	450	1000	45
ЛЭП	34	7	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1					-152	-107	450	1000	45
ЛЭП	7	8	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297					-234	-201	773	1000	77,3
ЛЭП	8	9	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7					-94	-55	341	630	54,1
ЛЭП	8	10	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5					-103	-74	397	1000	39,7
ЛЭП	9	10	ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9					-45	-37	193	630	30,6
ЛЭП	10	11	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1					-88	-64	364	630	57,8
ЛЭП	10	35	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5					-230	-162	928	690	134,5
ЛЭП	11	36	ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2					-67	-42	275	630	43,6
ЛЭП	12	35	ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4					51	43	235	630	37,3
ЛЭП	12	36	ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4					-33	-32	164	630	26
ЛЭП	14	36	ПС 220 кВ Сквородино - 4	3	14	-90					95	68	435	630	69
ЛЭП	13	35	ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	3	8	-52					165	89	693	630	110
ЛЭП	14	13	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	0,38	1,63	-10					142	86	618	630	98,1
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквороди	0,51	2,27	-14					-8	-2	33	630	5,2
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквороди	0,51	2,27	-14					-8	-2	33	630	5,2
ЛЭП	14	16	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	2,53	11,1	-68,4					-89	-44	373	630	59,3
ЛЭП	14	17	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	7,26	32,43	-199,9					-76	-38	323	630	51,3
ЛЭП	16	18	ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	10,06	44,96	-277,2					-52	-22	225	630	35,8
ЛЭП	17	19	ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлови	6,2	27,72	-170,9					-38	-12	167	630	26,5
ЛЭП	18	19	ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павл	2,32	10,35	-63,8					-20	-3	85	630	13,5
ЛЭП	19	20	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи	2,54	11,35	-70					-25	-3	107	630	17
ЛЭП	19	21	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичат	5,26	22,67	-144,2					-17	-4	75	630	11,9
ЛЭП	20	22	ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	-171,3					-12	0	50	710	7,1
ЛЭП	22	24	ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	-229,1					-5	1	28	630	4,4
ЛЭП	21	23	ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	8,55	36,82	-234,2					-10	1	44	710	6,2
ЛЭП	23	24	ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	-120,8					-2	2	12	710	1,8
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6					-1	35	143	630	22,7
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6					-1	35	143	630	22,7
ЛЭП	2	3	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1					-64	-76	315	630	50
ЛЭП	3	4	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6					-56	-44	260	630	41,3
ЛЭП	4	5	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6					-46	-15	195	630	31
ЛЭП	5	37	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21					3	14	59	600	9,9
ЛЭП	5	38	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21					3	14	59	600	9,9
ЛЭП	37	31	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6					-9	-3	41	600	6,8
ЛЭП	38	31	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6					-9	-3	41	600	6,8
ЛЭП	37	32	5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1					12	17	86	630	13,6
ЛЭП	38	32	6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1					12	17	86	630	13,6
ЛЭП	5	25	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	7,15	31,94	-196,9					-10	-41	190	630	30,1
ЛЭП	25	26	ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	-230,4					-8	-29	150	630	23,9
ЛЭП	26	27	ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	-386,3					-6	-15	103	630	16,4
ЛЭП	27	39	ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6					-4	2	21	630	3,3
ЛЭП	28	39	ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1					0	0	1	630	0,2
ЛЭП	29	39	ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	-129,2					4	3	23	630	3,7
ЛЭП	29	30	ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9					-2	4	24	630	3,8

# Продолжение приложение В

## Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



## Приложение Г

### Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
1	Зейская ГЭС	220			256,6	225	240			240	9,09	
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30				222,26	1,03	2,61
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30				215,65	-1,98	4,14
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9				210,41	-4,36	6,43
5	ПС 220 кВ Тында	220	48,8	11,1		-70				209,83	-4,62	8,77
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10						239,55	8,89	-0,13
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5						238,88	8,58	-0,32
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6						219,49	-0,23	-3,89
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	50,1	15,2						215,43	-2,08	-4,69
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	47,9	26,8						214,2	-2,64	-4,45
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5						210,82	-4,17	-4,73
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8						209,08	-4,96	-4,69
13	ПС 220 кВ Ульручьи/т	220	20,1	0,2						206,42	-6,17	-4,58
14	ПС 220 кВ Сквородино	220	61,2	9,9						205,87	-6,42	-4,54
15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	20,2	4,8						205,82	-6,44	-4,56
16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	41,6	19,4						203,08	-7,69	-6,07
17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	41,4	21,6						199,25	-9,43	-8,52
18	ПС 220 кВ Б. Омутная/т	220	37,3	20,5						197,43	-10,26	-10,09
19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	20,1	11						197,41	-10,27	-10,52
20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	18,8	3,7						197,24	-10,35	-11,11
21	ПС 220 кВ Чичатка	220	9,1	7,3						197,1	-10,41	-11,3
22	ПС 220 кВ Амазар	220	8,2	4,3						197,3	-10,32	-11,77
23	ПС 220 кВ Семиозерный	220	10,2	5,8						197,02	-10,45	-12,06
24	ПС 220 кВ Могоча	220	10,5	4,4						197,11	-10,4	-12,16
25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	1	0,2		-14,8				208,34	-5,3	8,43
26	ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1		-16,9				207,66	-5,61	8,02
27	ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2		-26,4				208,33	-5,3	7,31
28	ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1						211,19	-4	6,9
29	ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1		-8,6				212,05	-3,61	6,72
30	ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1						213,88	-2,78	6,45
31	НПС - 19	220	24,5	7,5						211,02	-4,08	9,58
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	780	202	245	-300	300	245	11,36	27,06
33		1	220							239,59	8,9	-0,12
34		2	220							239,59	8,9	-0,12
35		3	220							209,36	-4,84	-4,66
36		4	220							208,94	-5,03	-4,68
37		5	220							211,07	-4,06	9,61
38		6	220							211,07	-4,06	9,61
39		7	220							211,19	-4	6,9

## Продолжение приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_рас	I_загр.
ЛЭП	1	2	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2					18	-45	177	630	28,1
ЛЭП	1	10	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5					-92	-91	344	960	35,8
ЛЭП	1	33	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3					-91	-45	245	1000	24,5
ЛЭП	1	34	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3					-91	-45	245	1000	24,5
ЛЭП	33	6	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6					-16	-5	39	690	5,7
ЛЭП	34	6	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6					-16	-5	39	690	5,7
ЛЭП	33	7	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1					-76	-40	208	1000	20,8
ЛЭП	34	7	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1					-76	-40	208	1000	20,8
ЛЭП	7	8	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297					-85	-71	294	1000	29,4
ЛЭП	8	9	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7					-42	-32	148	630	23,5
ЛЭП	8	10	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5					-29	-40	145	1000	14,5
ЛЭП	9	10	ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9					8	-21	70	630	11,1
ЛЭП	10	11	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1					-24	-39	134	630	21,3
ЛЭП	10	35	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5					-38	-95	283	690	41,1
ЛЭП	11	36	ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2					-3	-22	73	630	11,7
ЛЭП	12	35	ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4					19	27	92	630	14,6
ЛЭП	12	36	ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4					1	-16	47	630	7,4
ЛЭП	14	36	ПС 220 кВ Скворородино - 4	3	14	-90					2	47	131	630	20,7
ЛЭП	13	35	ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	3	8	-52					18	70	202	630	32,1
ЛЭП	14	13	ПС 220 кВ Скворородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	0,38	1,63	-10					-2	70	197	630	31,2
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Скворородино - ПС 220 кВ Сквороди	0,51	2,27	-14					-10	-2	29	630	4,6
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Скворородино - ПС 220 кВ Сквороди	0,51	2,27	-14					-10	-2	29	630	4,6
ЛЭП	14	16	ПС 220 кВ Скворородино - ПС 220 кВ БАМ/т	2,53	11,1	-68,4					-108	-27	313	630	49,8
ЛЭП	14	17	ПС 220 кВ Скворородино - ПС 220 кВ Уруша/т	7,26	32,43	-199,9					-93	-20	273	630	43,3
ЛЭП	16	18	ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	10,06	44,96	-277,2					-65	-7	192	630	30,5
ЛЭП	17	19	ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлови	6,2	27,72	-170,9					-50	1	147	630	23,3
ЛЭП	18	19	ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павл	2,32	10,35	-63,8					-27	7	82	630	13
ЛЭП	19	20	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи	2,54	11,35	-70					-34	6	102	630	16,2
ЛЭП	19	21	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичат	5,26	22,67	-144,2					-23	5	68	630	10,8
ЛЭП	20	22	ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	-171,3					-16	7	50	710	7,1
ЛЭП	22	24	ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	-229,1					-7	5	26	630	4,1
ЛЭП	21	23	ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	8,55	36,82	-234,2					-13	7	45	710	6,3
ЛЭП	23	24	ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	-120,8					-3	4	15	710	2,1
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Скворородино	14,9	66,59	-410,6					-149	12	410	630	65,1
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Скворородино	14,9	66,59	-410,6					-149	12	410	630	65,1
ЛЭП	2	3	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1					22	-34	134	630	21,2
ЛЭП	3	4	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6					23	-15	107	630	16,9
ЛЭП	4	5	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6					26	0	86	630	13,6
ЛЭП	5	37	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21					191	22	529	600	88,2
ЛЭП	5	38	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21					191	22	529	600	88,2
ЛЭП	37	31	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6					-12	-3	35	600	5,8
ЛЭП	38	31	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6					-12	-3	35	600	5,8
ЛЭП	37	32	5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1					204	27	564	630	89,5
ЛЭП	38	32	6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1					204	27	564	630	89,5
ЛЭП	5	25	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	7,15	31,94	-196,9					-10	-3	42	630	6,7
ЛЭП	25	26	ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	-230,4					-9	3	31	630	4,9
ЛЭП	26	27	ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	-386,3					-8	12	40	630	6,4
ЛЭП	27	39	ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6					-5	22	63	630	10
ЛЭП	28	39	ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1					0	0	1	630	0,1
ЛЭП	29	39	ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	-129,2					4	-7	36	630	5,7
ЛЭП	29	30	ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9					-2	15	42	630	6,7



## Приложение Д

### Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
1	Зейская ГЭС	220			314,2	63	238			238	8,18	
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30				229,3	4,23	-0,86
3	ПС 220 кВ Тугаул	220	1,3	0,3		-30				226,97	3,17	-1,33
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9				227,34	3,34	-2,16
5	ПС 220 кВ Тында	220	48,8	11,1	150	-70				230,94	4,97	-2,96
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10						237,73	8,06	-0,15
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5						237,39	7,91	-0,37
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6						229,51	4,32	-4,94
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	50,1	15,2						227,48	3,4	-5,87
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	47,9	26,8						227,47	3,4	-5,8
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5						226,14	2,79	-6,27
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8						226,22	2,83	-6,45
13	ПС 220 кВ Ульручи/т	220	20,1	0,2						225,82	2,64	-6,68
14	ПС 220 кВ Сквородино	220	61,2	9,9	150					225,76	2,62	-6,7
15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	20,2	4,8						225,72	2,6	-6,72
16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	41,6	19,4						223,68	1,67	-8
17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	41,4	21,6						221,04	0,47	-10,04
18	ПС 220 кВ Б. Омутная/т	220	37,3	20,5						219,96	-0,02	-11,34
19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	20,1	11						220,16	0,07	-11,7
20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	18,8	3,7						220,24	0,11	-12,19
21	ПС 220 кВ Чичатка	220	9,1	7,3						220,31	0,14	-12,35
22	ПС 220 кВ Амазар	220	8,2	4,3						220,69	0,31	-12,74
23	ПС 220 кВ Семиозерный	220	10,2	5,8						220,61	0,28	-12,98
24	ПС 220 кВ Могоча	220	10,5	4,4						220,73	0,33	-13,06
25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	1	0,2		-14,8				231,96	5,44	-3,37
26	ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1		-16,9				233,77	6,26	-3,83
27	ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2		-26,4				237,47	7,94	-4,56
28	ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1						241,19	9,63	-4,94
29	ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1		-8,6				242,43	10,19	-5,1
30	ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1						244,56	11,17	-5,34
31	НПС - 19	220	24,5	7,5						231,39	5,18	-3
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	369,9	70,4				239,83	9,01	-2,13
33		1	220							237,76	8,07	-0,14
34		2	220							237,76	8,07	-0,14
35		3	220							226,36	2,89	-6,4
36		4	220							226,19	2,81	-6,46
37		5	220							231,44	5,2	-2,98
38		6	220							231,44	5,2	-2,98
39		7	220							241,19	9,63	-4,94

## Продолжение приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_рас	I_загр.
ЛЭП	1	2	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2					-16	-9	95	630	15,1
ЛЭП	1	10	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5					-107	-22	277	960	28,8
ЛЭП	1	33	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3					-96	-16	236	1000	23,6
ЛЭП	1	34	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3					-96	-16	236	1000	23,6
ЛЭП	33	6	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6					-16	-5	40	690	5,7
ЛЭП	34	6	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6					-16	-5	40	690	5,7
ЛЭП	33	7	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1					-80	-11	197	1000	19,7
ЛЭП	34	7	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1					-80	-11	197	1000	19,7
ЛЭП	7	8	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297					-95	-13	240	1000	24
ЛЭП	8	9	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7					-46	-9	121	630	19,3
ЛЭП	8	10	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5					-36	-8	99	1000	9,9
ЛЭП	9	10	ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9					5	1	15	630	2,4
ЛЭП	10	11	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1					-30	-10	87	630	13,7
ЛЭП	10	35	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5					-58	-11	152	690	22
ЛЭП	11	36	ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2					-10	5	29	630	4,6
ЛЭП	12	35	ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4					26	12	73	630	11,6
ЛЭП	12	36	ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4					-6	-1	15	630	2,4
ЛЭП	14	36	ПС 220 кВ Сквородино - 4	3	14	-90					16	6	43	630	6,8
ЛЭП	13	35	ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	3	8	-52					32	5	82	630	13,1
ЛЭП	14	13	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	0,38	1,63	-10					12	5	33	630	5,2
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквороди	0,51	2,27	-14					-10	-2	27	630	4,2
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквороди	0,51	2,27	-14					-10	-2	27	630	4,2
ЛЭП	14	16	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	2,53	11,1	-68,4					-107	-17	280	630	44,4
ЛЭП	14	17	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	7,26	32,43	-199,9					-93	-10	242	630	38,4
ЛЭП	16	18	ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	10,06	44,96	-277,2					-65	1	170	630	27
ЛЭП	17	19	ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлови	6,2	27,72	-170,9					-50	8	133	630	21,1
ЛЭП	18	19	ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павл	2,32	10,35	-63,8					-27	12	78	630	12,3
ЛЭП	19	20	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи	2,54	11,35	-70					-34	11	94	630	15
ЛЭП	19	21	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичат	5,26	22,67	-144,2					-23	10	65	630	10,3
ЛЭП	20	22	ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	-171,3					-16	11	50	710	7,1
ЛЭП	22	24	ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	-229,1					-7	7	27	630	4,3
ЛЭП	21	23	ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	8,55	36,82	-234,2					-13	11	45	710	6,3
ЛЭП	23	24	ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	-120,8					-3	5	16	710	2,2
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6					-53	3	138	630	22
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6					-53	3	138	630	22
ЛЭП	2	3	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1					-12	-3	52	630	8,3
ЛЭП	3	4	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6					-11	14	45	630	7,1
ЛЭП	4	5	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6					-8	25	66	630	10,5
ЛЭП	5	37	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21					3	32	81	600	13,5
ЛЭП	5	38	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21					3	32	81	600	13,5
ЛЭП	37	31	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6					-12	-3	32	600	5,3
ЛЭП	38	31	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6					-12	-3	32	600	5,3
ЛЭП	37	32	5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1					15	34	94	630	14,9
ЛЭП	38	32	6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1					15	34	94	630	14,9
ЛЭП	5	25	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	7,15	31,94	-196,9					-10	15	44	630	7,1
ЛЭП	25	26	ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	-230,4					-9	19	53	630	8,4
ЛЭП	26	27	ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	-386,3					-8	26	67	630	10,6
ЛЭП	27	39	ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6					-5	31	77	630	12,3
ЛЭП	28	39	ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1					0	0	1	630	0,1
ЛЭП	29	39	ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	-129,2					4	-12	47	630	7,4
ЛЭП	29	30	ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9					-2	20	48	630	7,7



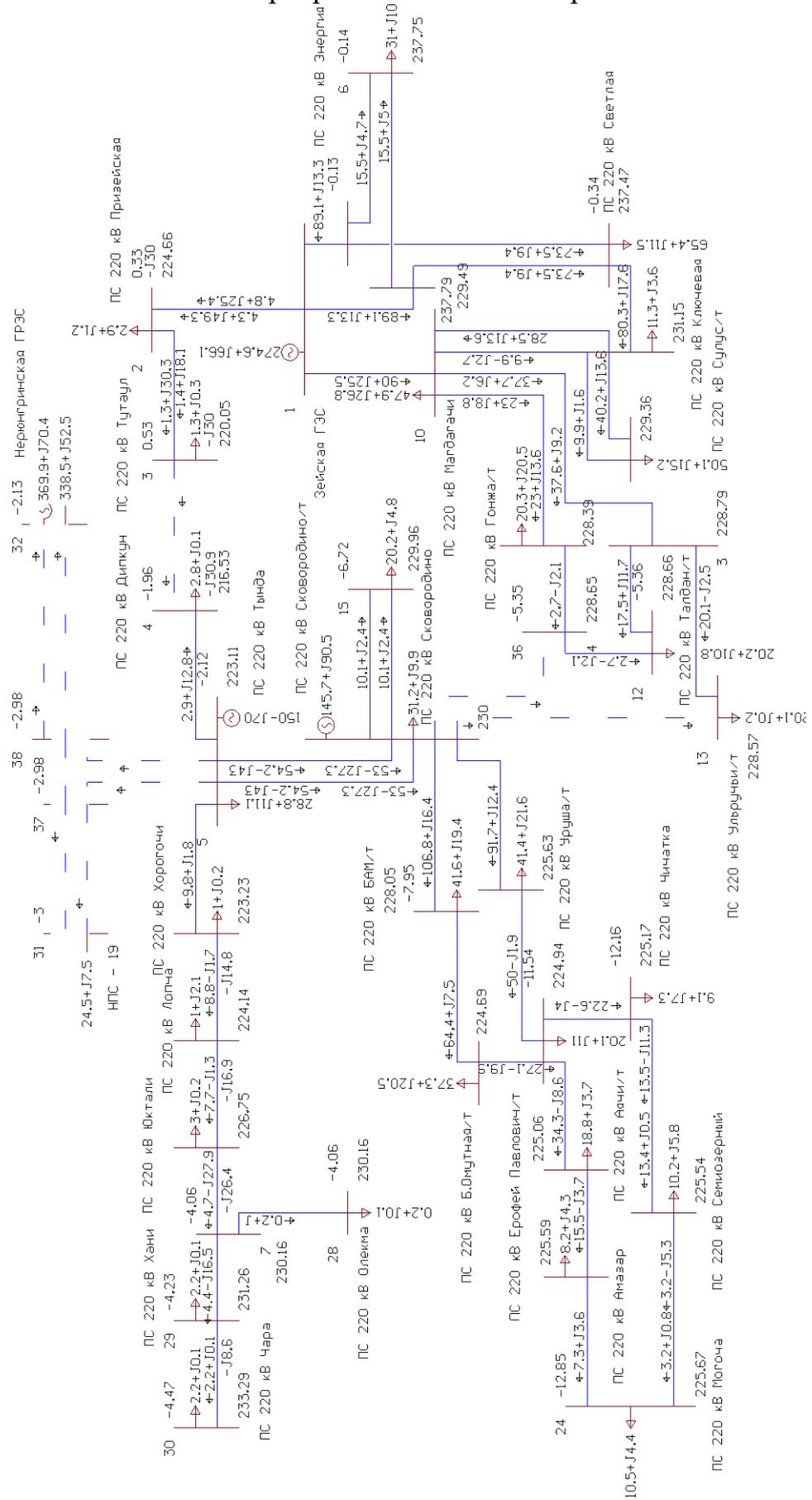
Продолжение приложение Д  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
1	Зейская ГЭС	220			274,6	66,1	238			238	8,18	
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30				224,66	2,12	0,33
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30				220,05	0,02	0,53
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9				216,53	-1,58	-1,96
5	ПС 220 кВ Тында	220	28,8	11,1	150	-70				223,11	1,41	-2,12
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10						237,75	8,07	-0,14
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5						237,47	7,94	-0,34
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6						231,15	5,07	-4,27
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	50,1	15,2						229,36	4,25	-5,08
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	47,9	26,8						229,49	4,31	-4,94
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5						228,39	3,81	-5,29
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8						228,66	3,94	-5,36
13	ПС 220 кВ Ульручьи/т	220	20,1	0,2						228,57	3,89	-5,51
14	ПС 220 кВ Сквородино	220	31,2	9,9	145,7	90,5	230			230	4,55	-6,7
15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	20,2	4,8						229,96	4,53	-6,72
16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	41,6	19,4						228,05	3,66	-7,95
17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	41,4	21,6						225,63	2,56	-9,93
18	ПС 220 кВ Б. Омутная/т	220	37,3	20,5						224,69	2,13	-11,19
19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	20,1	11						224,94	2,24	-11,54
20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	18,8	3,7						225,06	2,3	-12,01
21	ПС 220 кВ Чичатка	220	9,1	7,3						225,17	2,35	-12,16
22	ПС 220 кВ Амазар	220	8,2	4,3						225,59	2,54	-12,53
23	ПС 220 кВ Семиозерный	220	10,2	5,8						225,54	2,52	-12,77
24	ПС 220 кВ Могоча	220	10,5	4,4						225,67	2,58	-12,85
25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	1	0,2		-14,8				223,23	1,47	-2,5
26	ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1		-16,9				224,14	1,88	-2,95
27	ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2		-26,4				226,75	3,07	-3,67
28	ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1						230,16	4,62	-4,06
29	ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1		-8,6				231,26	5,12	-4,23
30	ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1						233,29	6,04	-4,47
31	НПС - 19	220	24,5	7,5								-3
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	369,9	70,4						-2,13
33		1	220							237,79	8,09	-0,13
34		2	220							237,79	8,09	-0,13
35		3	220							228,79	4	-5,33
36		4	220							228,65	3,93	-5,35
37		5	220									-2,98
38		6	220									-2,98
39		7	220							230,16	4,62	-4,06

## Продолжение приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_рас	I_загр.
ЛЭП	1	2	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2					-5	-25	127	630	20,2
ЛЭП	1	10	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5					-92	-15	235	960	24,5
ЛЭП	1	33	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3					-89	-13	219	1000	21,9
ЛЭП	1	34	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3					-89	-13	219	1000	21,9
ЛЭП	33	6	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6					-16	-5	40	690	5,7
ЛЭП	34	6	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6					-16	-5	40	690	5,7
ЛЭП	33	7	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1					-74	-9	180	1000	18
ЛЭП	34	7	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1					-74	-9	180	1000	18
ЛЭП	7	8	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297					-82	-7	205	1000	20,5
ЛЭП	8	9	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7					-40	-8	107	630	17
ЛЭП	8	10	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5					-29	-6	79	1000	7,9
ЛЭП	9	10	ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9					10	2	26	630	4,1
ЛЭП	10	11	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1					-23	-9	68	630	10,7
ЛЭП	10	35	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5					-38	-6	98	690	14,2
ЛЭП	11	36	ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2					-3	7	19	630	3
ЛЭП	12	35	ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4					18	12	54	630	8,6
ЛЭП	12	36	ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4					3	-1	9	630	1,4
ЛЭП	14	36	ПС 220 кВ Сковородино - 4	3	14	-90								630	
ЛЭП	13	35	ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	3	8	-52					20	0	51	630	8,1
ЛЭП	14	13	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	0,38	1,63	-10								630	
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино	0,51	2,27	-14					-10	-2	26	630	4,1
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино	0,51	2,27	-14					-10	-2	26	630	4,1
ЛЭП	14	16	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ БАМ/т	2,53	11,1	-68,4					-107	-15	274	630	43,4
ЛЭП	14	17	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Уруша/т	7,26	32,43	-199,9					-93	-7	237	630	37,6
ЛЭП	16	18	ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б. Омутная/т	10,06	44,96	-277,2					-65	3	167	630	26,5
ЛЭП	17	19	ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлови	6,2	27,72	-170,9					-50	9	131	630	20,8
ЛЭП	18	19	ПС 220 кВ Б. Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павл	2,32	10,35	-63,8					-27	13	77	630	12,3
ЛЭП	19	20	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи	2,54	11,35	-70					-34	12	93	630	14,8
ЛЭП	19	21	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичат	5,26	22,67	-144,2					-23	11	65	630	10,3
ЛЭП	20	22	ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	-171,3					-16	12	51	710	7,1
ЛЭП	22	24	ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	-229,1					-7	8	28	630	4,4
ЛЭП	21	23	ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	8,55	36,82	-234,2					-13	11	45	710	6,3
ЛЭП	23	24	ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	-120,8					-3	5	16	710	2,2
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6					-54	43	179	630	28,4
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6					-54	43	179	630	28,4
ЛЭП	2	3	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1					-1	-18	80	630	12,6
ЛЭП	3	4	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6								630	
ЛЭП	4	5	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6					3	31	83	630	13,2
ЛЭП	5	37	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21								600	
ЛЭП	5	38	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21								600	
ЛЭП	37	31	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6								600	
ЛЭП	38	31	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6								600	
ЛЭП	37	32	5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1								630	
ЛЭП	38	32	6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1								630	
ЛЭП	5	25	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	7,15	31,94	-196,9					-10	8	33	630	5,2
ЛЭП	25	26	ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	-230,4					-9	13	41	630	6,5
ЛЭП	26	27	ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	-386,3					-8	21	57	630	9
ЛЭП	27	39	ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6					-5	28	72	630	11,4
ЛЭП	28	39	ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1					0	0	1	630	0,1
ЛЭП	29	39	ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	-129,2					4	-10	43	630	6,8
ЛЭП	29	30	ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9					-2	18	46	630	7,3

# Продолжение приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2



## Приложение Е

### Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
1	Зейская ГЭС	220			312,2	21,7	235			235	6,82	
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30				226,32	2,87	-2,24
3	ПС 220 кВ Тугаул	220	1,3	0,3		-30				224,25	1,93	-3,47
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9				225,35	2,43	-5,48
5	ПС 220 кВ Тында	220	48,8	11,1		-70				230,03	4,56	-7,42
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10						234,78	6,72	-0,15
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5						234,57	6,62	-0,37
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6						230,49	4,77	-4,75
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	50,1	15,2						229,1	4,14	-5,63
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	47,9	26,8						229,5	4,32	-5,53
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5						228,83	4,01	-5,96
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8						229,51	4,32	-6,1
13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	20,1	0,2						229,9	4,5	-6,29
14	ПС 220 кВ Сковородино	220	61,2	9,9	300	29,7	230	-100	100	230	4,55	-6,3
15	ПС 220 кВ Сковородино/т	220	20,2	4,8						229,96	4,53	-6,32
16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	41,6	19,4						228,05	3,66	-7,55
17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	41,4	21,6						225,65	2,57	-9,52
18	ПС 220 кВ Б. Омутная/т	220	37,3	20,5						224,72	2,14	-10,79
19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	20,1	11						224,96	2,26	-11,13
20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	18,8	3,7						225,09	2,31	-11,6
21	ПС 220 кВ Чичатка	220	9,1	7,3						225,2	2,36	-11,76
22	ПС 220 кВ Амазар	220	8,2	4,3						225,62	2,55	-12,13
23	ПС 220 кВ Семиозерный	220	10,2	5,8						225,58	2,54	-12,37
24	ПС 220 кВ Могоча	220	10,5	4,4						225,71	2,59	-12,45
25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	1	0,2		-14,8				230,96	4,98	-7,83
26	ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1		-16,9				232,67	5,76	-8,29
27	ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2		-26,4				236,26	7,39	-9,02
28	ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1						239,96	9,07	-9,4
29	ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1		-8,6				241,18	9,63	-9,56
30	ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1						243,3	10,59	-9,8
31	НПС - 19	220	24,5	7,5						230,48	4,76	-7,46
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	369,9	70,4				238,92	8,6	-6,59
33		1	220							234,82	6,74	-0,14
34		2	220							234,82	6,74	-0,14
35		3	220							229,6	4,37	-6,05
36		4	220							229,53	4,33	-6,11
37		5	220							230,52	4,78	-7,44
38		6	220							230,52	4,78	-7,44
39		7	220							239,96	9,07	-9,4

## Продолжение приложение Е Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_рас	I_загр.
ЛЭП	1	2	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2					-31	-6	109	630	17,3
ЛЭП	1	10	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5					-98	-1	244	960	25,5
ЛЭП	1	33	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3					-92	-7	226	1000	22,6
ЛЭП	1	34	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3					-92	-7	226	1000	22,6
ЛЭП	33	6	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6					-16	-5	40	690	5,8
ЛЭП	34	6	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6					-16	-5	40	690	5,8
ЛЭП	33	7	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1					-76	-3	187	1000	18,7
ЛЭП	34	7	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1					-76	-3	187	1000	18,7
ЛЭП	7	8	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297					-87	4	213	1000	21,3
ЛЭП	8	9	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7					-42	-2	108	630	17,2
ЛЭП	8	10	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5					-32	1	81	1000	8,1
ЛЭП	9	10	ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9					8	7	27	630	4,2
ЛЭП	10	11	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1					-26	-2	68	630	10,8
ЛЭП	10	35	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5					-46	14	120	690	17,4
ЛЭП	11	36	ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2					-6	14	38	630	6,1
ЛЭП	12	35	ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4					24	7	64	630	10,2
ЛЭП	12	36	ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4					-4	4	14	630	2,3
ЛЭП	14	36	ПС 220 кВ Скворородино - 4	3	14	-90					10	-8	40	630	6,4
ЛЭП	13	35	ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	3	8	-52					21	-15	69	630	11
ЛЭП	14	13	ПС 220 кВ Скворородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	0,38	1,63	-10					1	-15	38	630	6,1
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Скворородино - ПС 220 кВ Сквороди	0,51	2,27	-14					-10	-2	26	630	4,1
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Скворородино - ПС 220 кВ Сквороди	0,51	2,27	-14					-10	-2	26	630	4,1
ЛЭП	14	16	ПС 220 кВ Скворородино - ПС 220 кВ БАМ/т	2,53	11,1	-68,4					-107	-15	274	630	43,4
ЛЭП	14	17	ПС 220 кВ Скворородино - ПС 220 кВ Уруша/т	7,26	32,43	-199,9					-93	-7	237	630	37,6
ЛЭП	16	18	ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	10,06	44,96	-277,2					-65	3	167	630	26,4
ЛЭП	17	19	ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлови	6,2	27,72	-170,9					-50	9	131	630	20,8
ЛЭП	18	19	ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павл	2,32	10,35	-63,8					-27	13	77	630	12,3
ЛЭП	19	20	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи	2,54	11,35	-70					-34	12	93	630	14,8
ЛЭП	19	21	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичат	5,26	22,67	-144,2					-23	11	65	630	10,3
ЛЭП	20	22	ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	-171,3					-16	12	51	710	7,1
ЛЭП	22	24	ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	-229,1					-7	8	28	630	4,4
ЛЭП	21	23	ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	8,55	36,82	-234,2					-13	11	45	710	6,3
ЛЭП	23	24	ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	-120,8					-3	5	16	710	2,2
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Скворородино	14,9	66,59	-410,6					15	7	51	630	8,2
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Скворородино	14,9	66,59	-410,6					15	7	51	630	8,2
ЛЭП	2	3	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1					-27	1	76	630	12
ЛЭП	3	4	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6					-26	19	83	630	13,1
ЛЭП	4	5	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6					-23	31	99	630	15,8
ЛЭП	5	37	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21					3	32	81	600	13,5
ЛЭП	5	38	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21					3	32	81	600	13,5
ЛЭП	37	31	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6					-12	-3	32	600	5,3
ЛЭП	38	31	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6					-12	-3	32	600	5,3
ЛЭП	37	32	5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1					15	34	94	630	14,9
ЛЭП	38	32	6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1					15	34	94	630	14,9
ЛЭП	5	25	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хоргочи	7,15	31,94	-196,9					-10	14	43	630	6,8
ЛЭП	25	26	ПС 220 кВ Хоргочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	-230,4					-9	19	52	630	8,2
ЛЭП	26	27	ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	-386,3					-8	25	66	630	10,5
ЛЭП	27	39	ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6					-5	31	77	630	12,2
ЛЭП	28	39	ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1					0	0	1	630	0,1
ЛЭП	29	39	ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	-129,2					4	-11	46	630	7,3
ЛЭП	29	30	ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9					-2	20	48	630	7,6



Продолжение приложение Е  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

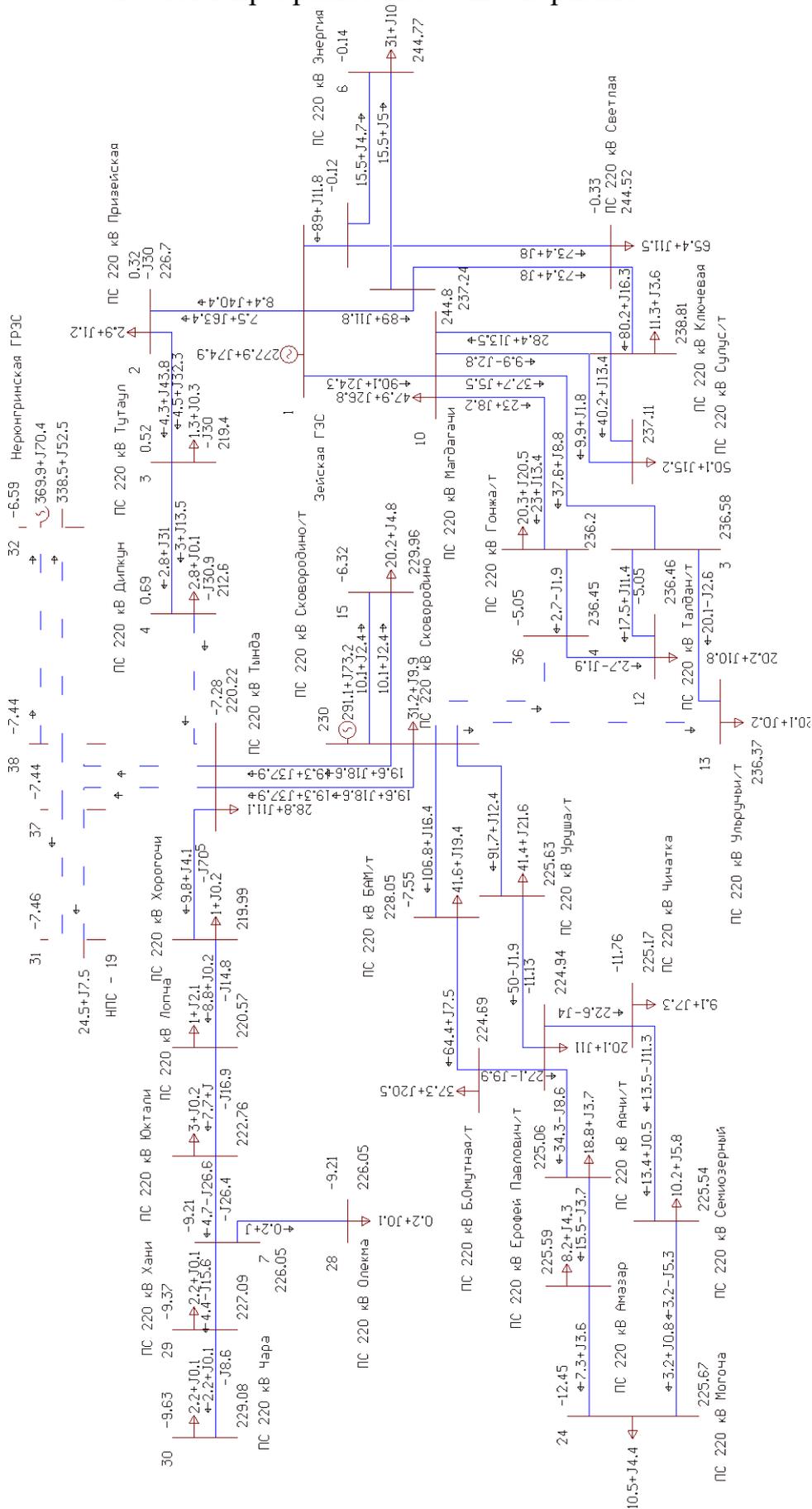
Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
1	Зейская ГЭС	220			277,9	74,9	245			245	11,36	
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30				226,7	3,04	0,32
3	ПС 220 кВ Тугаул	220	1,3	0,3		-30				219,4	-0,27	0,52
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9				212,6	-3,36	0,69
5	ПС 220 кВ Тында	220	28,8	11,1		-70				220,22	0,1	-7,28
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10						244,77	11,26	-0,14
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5						244,52	11,14	-0,33
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6						238,81	8,55	-4,04
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	50,1	15,2						237,11	7,78	-4,79
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	47,9	26,8						237,24	7,83	-4,66
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5						236,2	7,36	-4,99
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8						236,46	7,48	-5,05
13	ПС 220 кВ Ульручи/т	220	20,1	0,2						236,37	7,44	-5,19
14	ПС 220 кВ Сковородино	220	31,2	9,9	291,1	73,2	230	-100	100	230	4,55	-6,3
15	ПС 220 кВ Сковородино/т	220	20,2	4,8						229,96	4,53	-6,32
16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	41,6	19,4						228,05	3,66	-7,55
17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	41,4	21,6						225,63	2,56	-9,52
18	ПС 220 кВ Б. Омутная/т	220	37,3	20,5						224,69	2,13	-10,79
19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	20,1	11						224,94	2,24	-11,13
20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	18,8	3,7						225,06	2,3	-11,6
21	ПС 220 кВ Чичатка	220	9,1	7,3						225,17	2,35	-11,76
22	ПС 220 кВ Амазар	220	8,2	4,3						225,59	2,54	-12,13
23	ПС 220 кВ Семиозерный	220	10,2	5,8						225,54	2,52	-12,37
24	ПС 220 кВ Могоча	220	10,5	4,4						225,67	2,58	-12,45
25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	1	0,2		-14,8				219,99	0	-7,65
26	ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1		-16,9				220,57	0,26	-8,09
27	ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2		-26,4				222,76	1,25	-8,81
28	ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1						226,05	2,75	-9,21
29	ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1		-8,6				227,09	3,22	-9,37
30	ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1						229,08	4,13	-9,63
31	НПС - 19	220	24,5	7,5								-7,46
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	369,9	70,4						-6,59
33		1	220							244,8	11,27	-0,12
34		2	220							244,8	11,27	-0,12
35		3	220							236,58	7,54	-5,02
36		4	220							236,45	7,48	-5,05
37		5	220									-7,44
38		6	220									-7,44
39		7	220							226,05	2,75	-9,21

## Продолжение приложение Е Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I max	Идоп_рас	I загр.
ЛЭП	1	2	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2					-8	-40	163	630	25,8
ЛЭП	1	10	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5					-92	-12	227	960	23,6
ЛЭП	1	33	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3					-89	-11	212	1000	21,2
ЛЭП	1	34	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3					-89	-11	212	1000	21,2
ЛЭП	33	6	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6					-16	-5	38	690	5,6
ЛЭП	34	6	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6					-16	-5	38	690	5,6
ЛЭП	33	7	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1					-73	-7	174	1000	17,4
ЛЭП	34	7	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1					-73	-7	174	1000	17,4
ЛЭП	7	8	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297					-81	-4	198	1000	19,8
ЛЭП	8	9	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7					-40	-7	103	630	16,4
ЛЭП	8	10	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5					-29	-6	77	1000	7,7
ЛЭП	9	10	ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9					10	2	25	630	4
ЛЭП	10	11	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1					-23	-8	65	630	10,3
ЛЭП	10	35	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5					-38	-6	94	690	13,7
ЛЭП	11	36	ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2					-3	7	19	630	3
ЛЭП	12	35	ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4					17	12	52	630	8,2
ЛЭП	12	36	ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4					3	-1	8	630	1,3
ЛЭП	14	36	ПС 220 кВ Сковородино - 4		3	14								630	
ЛЭП	13	35	ПС 220 кВ Ульручи/т - 3		3	8					20	0	50	630	7,9
ЛЭП	14	13	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	0,38	1,63	-10								630	
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино	0,51	2,27	-14					-10	-2	26	630	4,1
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино	0,51	2,27	-14					-10	-2	26	630	4,1
ЛЭП	14	16	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ БАМ/т	2,53	11,1	-68,4					-107	-15	274	630	43,4
ЛЭП	14	17	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Уруша/т	7,26	32,43	-199,9					-93	-7	237	630	37,6
ЛЭП	16	18	ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б. Омутная/т	10,06	44,96	-277,2					-65	3	167	630	26,5
ЛЭП	17	19	ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлови	6,2	27,72	-170,9					-50	9	131	630	20,8
ЛЭП	18	19	ПС 220 кВ Б. Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павл	2,32	10,35	-63,8					-27	13	77	630	12,3
ЛЭП	19	20	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи	2,54	11,35	-70					-34	12	93	630	14,8
ЛЭП	19	21	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичат	5,26	22,67	-144,2					-23	11	65	630	10,3
ЛЭП	20	22	ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	-171,3					-16	12	51	710	7,1
ЛЭП	22	24	ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	-229,1					-7	8	28	630	4,4
ЛЭП	21	23	ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	8,55	36,82	-234,2					-13	11	45	710	6,3
ЛЭП	23	24	ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	-120,8					-3	5	16	710	2,2
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6					19	38	111	630	17,7
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6					19	38	111	630	17,7
ЛЭП	2	3	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1					-5	-32	116	630	18,4
ЛЭП	3	4	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6					-3	-13	85	630	13,4
ЛЭП	4	5	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6								630	
ЛЭП	5	37	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21								600	
ЛЭП	5	38	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21								600	
ЛЭП	37	31	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6								600	
ЛЭП	38	31	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6								600	
ЛЭП	37	32	5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1								630	
ЛЭП	38	32	6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1								630	
ЛЭП	5	25	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	7,15	31,94	-196,9					-10	5	29	630	4,6
ЛЭП	25	26	ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	-230,4					-9	11	37	630	5,8
ЛЭП	26	27	ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	-386,3					-8	19	53	630	8,4
ЛЭП	27	39	ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6					-5	27	70	630	11,1
ЛЭП	28	39	ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1					0	0	1	630	0,1
ЛЭП	29	39	ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	-129,2					4	-9	41	630	6,6
ЛЭП	29	30	ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9					-2	18	45	630	7,2

# Продолжение приложение Е

## Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3



## Приложение Ж

### Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
1	Зейская ГЭС	220			600	-78,4	238	-200	200	238	8,18	-3,62
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30				231,65	5,3	-6,46
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30				230,68	4,86	-7,98
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-20,9				233,21	6	-10,4
5	ПС 220 кВ Тында	220	48,8	11,1		-100				236,21	7,37	-12,58
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10						237,78	8,08	-3,81
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5						237,55	7,98	-4,09
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6						234,02	6,37	-10,77
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	50,1	15,2						232,91	5,87	-12,04
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	47,9	26,8						233,44	6,11	-12,23
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5						233,05	5,93	-13,08
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8						234	6,36	-13,63
13	ПС 220 кВ Ульручи/т	220	20,1	0,2						234,59	6,63	-14,36
14	ПС 220 кВ Сквородино	220	61,2	9,9						234,79	6,72	-14,47
15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	20,2	4,8						234,75	6,71	-14,5
16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	41,6	19,4						232,99	5,9	-15,68
17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	41,4	21,6						230,83	4,92	-17,58
18	ПС 220 кВ Б.Омутная/т	220	37,3	20,5						230,04	4,56	-18,79
19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	20,1	11						230,33	4,7	-19,13
20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	18,8	3,7						230,51	4,78	-19,58
21	ПС 220 кВ Чичатка	220	9,1	7,3						230,66	4,85	-19,73
22	ПС 220 кВ Амазар	220	8,2	4,3						231,12	5,06	-20,09
23	ПС 220 кВ Семиозерный	220	10,2	5,8						231,12	5,05	-20,31
24	ПС 220 кВ Могоча	220	10,5	4,4						231,25	5,12	-20,39
25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	1	0,2		-14,8				237,8	8,09	-13
26	ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1		-16,9				240,16	9,17	-13,48
27	ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2		-26,4				244,54	11,15	-14,21
28	ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1						248,47	12,94	-14,59
29	ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1		-8,6				249,79	13,54	-14,75
30	ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1						252	14,55	-14,98
31	НПС - 19	220	24,5	7,5						236,23	7,38	-12,58
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	400	-32,5	235	-200	200	235	6,82	-10,93
33		1	220							237,81	8,1	-3,79
34		2	220							237,81	8,1	-3,79
35		3	220							234,09	6,4	-13,56
36		4	220							234,02	6,37	-13,67
37		5	220							236,27	7,4	-12,56
38		6	220							236,27	7,4	-12,56
39		7	220							248,47	12,94	-14,59
40	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ	500				-100				509,05	1,81	-11,26
41	Нерюнгринская ГРЭС Н	500								503,84	0,77	-10,93
42	Нерюнгринская ГРЭС 35 кВ	35								35,27	0,77	-10,93
43	ПС Тында 500 кВ	500				-7	-276	515		515	3	-11,63
44	ПС Тында Н	500								506,52	1,3	-12,59
45	ПС Тында 35 кВ	35								35,46	1,3	-12,59
46	ПС Сквородино 500 кВ	500								513,09	2,62	-12,88
47	ПС Сквородино Н	500								503,51	0,7	-14,48
48	ПС Сквородино 35 кВ	35								35,25	0,7	-14,48
49	Зейская ГЭС 500 кВ	500				-160				519,57	3,91	-5,99
50	Зейская ГЭС Н1	500								510,16	2,03	-3,63
51	Зейская ГЭС 35 кВ	35								35,71	2,03	-3,63

## Продолжение приложение Ж Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Доп_расч	I_загр.
ЛЭП	1	2	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2					-37	2	108	630	17,1
ЛЭП	1	10	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5					-155	6	376	960	39,1
ЛЭП	1	33	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3					-115	-3	279	1000	27,9
ЛЭП	1	34	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3					-115	-3	279	1000	27,9
ЛЭП	33	6	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6					-16	-5	40	690	5,7
ЛЭП	34	6	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6					-16	-5	40	690	5,7
ЛЭП	33	7	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1					-99	1	241	1000	24,1
ЛЭП	34	7	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1					-99	1	241	1000	24,1
ЛЭП	7	8	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297					-133	13	325	1000	32,5
ЛЭП	8	9	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7					-61	5	150	630	23,8
ЛЭП	8	10	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5					-58	10	145	1000	14,5
ЛЭП	9	10	ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9					-10	15	44	630	7
ЛЭП	10	11	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1					-51	8	128	630	20,4
ЛЭП	10	35	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5					-119	43	313	690	45,4
ЛЭП	11	36	ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2					-31	24	97	630	15,3
ЛЭП	12	35	ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4					39	4	97	630	15,5
ЛЭП	12	36	ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4					-19	7	50	630	8
ЛЭП	14	36	ПС 220 кВ Сквородино - 4	3	14	-90					50	-22	138	630	22
ЛЭП	13	35	ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	3	8	-52					79	-43	225	630	35,7
ЛЭП	14	13	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	0,38	1,63	-10					59	-43	180	630	28,6
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквороди	0,51	2,27	-14					-10	-2	26	630	4,1
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквороди	0,51	2,27	-14					-10	-2	26	630	4,1
ЛЭП	14	16	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ БАМ/т	2,53	11,1	-68,4					-107	-13	267	630	42,4
ЛЭП	14	17	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Уруша/т	7,26	32,43	-199,9					-93	-5	231	630	36,7
ЛЭП	16	18	ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б. Омутная/т	10,06	44,96	-277,2					-65	5	162	630	25,8
ЛЭП	17	19	ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлови	6,2	27,72	-170,9					-50	11	129	630	20,5
ЛЭП	18	19	ПС 220 кВ Б. Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павл	2,32	10,35	-63,8					-27	14	77	630	12,2
ЛЭП	19	20	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи	2,54	11,35	-70					-34	13	92	630	14,6
ЛЭП	19	21	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичат	5,26	22,67	-144,2					-23	12	64	630	10,2
ЛЭП	20	22	ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	-171,3					-16	13	51	710	7,2
ЛЭП	22	24	ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	-229,1					-7	9	28	630	4,5
ЛЭП	21	23	ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	8,55	36,82	-234,2					-13	12	45	710	6,4
ЛЭП	23	24	ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	-120,8					-3	6	16	710	2,3
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6					-27	12	73	630	11,6
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6					-27	12	73	630	11,6
ЛЭП	2	3	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1					-34	9	87	630	13,8
ЛЭП	3	4	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6					-32	26	104	630	16,5
ЛЭП	4	5	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6					-29	28	99	630	15,8
ЛЭП	5	37	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21					6	3	17	600	2,9
ЛЭП	5	38	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21					6	3	17	600	2,9
ЛЭП	37	31	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6					-12	-3	31	600	5,2
ЛЭП	38	31	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6					-12	-3	31	600	5,2
ЛЭП	37	32	5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1					19	5	69	630	11
ЛЭП	38	32	6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1					19	5	69	630	11
ЛЭП	5	25	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	7,15	31,94	-196,9					-10	19	53	630	8,5
ЛЭП	25	26	ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	-230,4					-9	24	61	630	9,7
ЛЭП	26	27	ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	-386,3					-8	30	74	630	11,7
ЛЭП	27	39	ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6					-5	34	81	630	12,8
ЛЭП	28	39	ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1					0	0	1	630	0,1
ЛЭП	29	39	ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	-129,2					4	-13	49	630	7,8
ЛЭП	29	30	ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9					-2	21	50	630	7,9
Тр-р	40	41	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ - Нерюнгринская Г	0,58	61,1	24,2		1,5	1		24	-50	63		
Тр-р	41	32	Нерюнгринская ГРЭС Н - Нерюнгринская ГРЭС	0,39				0,466	4	1	24	-43	57		
Тр-р	41	42	Нерюнгринская ГРЭС Н - Нерюнгринская ГРЭС	2,9	113,5			0,07			0	0	0		
Тр-р	43	44	ПС Тында 500 кВ - ПС Тында Н	0,58	61,1	24,2		1,5	1		-72	-78	119		
Тр-р	44	5	ПС Тында Н - ПС 220 кВ Тында	0,39				0,466	4	1	-72	-69	114		
Тр-р	44	45	ПС Тында Н - ПС Тында 35 кВ	2,9	113,5			0,07			0	0	0		
Тр-р	46	47	ПС Сквородино 500 кВ - ПС Сквородино Н	0,58	61,1	24,2		1,5	1		-119	-87	167		
Тр-р	47	14	ПС Сквородино Н - ПС 220 кВ Сквородино	0,39				0,466	4	1	-119	-76	162		
Тр-р	47	48	ПС Сквородино Н - ПС Сквородино 35 кВ	2,9	113,5			0,07			0	0	0		
Тр-р	49	50	Зейская ГЭС 500 кВ - Зейская ГЭС Н1	0,58	61,1	24,2		1,5	1		177	-92	222		
Тр-р	50	1	Зейская ГЭС Н1 - Зейская ГЭС	0,39				0,466	4	1	178	-77	219		
Тр-р	50	51	Зейская ГЭС Н1 - Зейская ГЭС 35 кВ	2,9	113,5			0,07			0	0	0		
ЛЭП	49	43	Зейская ГЭС 500 кВ - ПС Тында 500 кВ	16,32	148,8	-1905					-177	252	342	2000	17,1
ЛЭП	43	46	ПС Тында 500 кВ - ПС Сквородино 500 кВ	5,3	48,36	-619,3					-120	74	167	2000	8,3
ЛЭП	40	43	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ - ПС Тында 500 кВ	6,22	56,73	-726,5					-24	150	172	2000	8,6



Продолжение приложение Ж  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
1	Зейская ГЭС	220			600	31,3	245	-200	200	245	11,36	14,82
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2						233,27	6,03	-15,49
3	ПС 220 кВ Тугаул	220	1,3	0,3		-30				232,36	5,62	-15,31
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-20,9				234,54	6,61	-15,13
5	ПС 220 кВ Тында	220	48,8	11,1		-100				236,78	7,63	-14,77
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	-10						227,73	3,51	-31,96
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	-11,5						227,7	3,5	-31,89
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	-3,6						226,52	2,96	-26,37
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	50,1	15,2						225,48	2,49	-25,52
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	47,9	-26,8						226,36	2,89	-24,26
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5						225,62	2,55	-23,4
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8						226,29	2,86	-22,31
13	ПС 220 кВ Ульручи/т	220	20,1	0,2						227,3	3,32	-20,92
14	ПС 220 кВ Сквородино	220	61,2	9,9						227,39	3,36	-20,61
15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	20,2	4,8						227,34	3,34	-20,63
16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	41,6	19,4						225,35	2,43	-21,89
17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	41,4	21,6						222,81	1,28	-23,9
18	ПС 220 кВ Б.Омутная/т	220	37,3	20,5						221,78	0,81	-25,19
19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	20,1	11						222	0,91	-25,54
20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	18,8	3,7						222,1	0,95	-26,02
21	ПС 220 кВ Чичатка	220	9,1	7,3						222,18	0,99	-26,18
22	ПС 220 кВ Амазар	220	8,2	4,3						222,58	1,17	-26,56
23	ПС 220 кВ Семиозерный	220	10,2	5,8						222,51	1,14	-26,8
24	ПС 220 кВ Могоча	220	10,5	4,4						222,63	1,2	-26,88
25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	1	0,2		-14,8				238,42	8,37	-15,19
26	ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1		-16,9				240,85	9,48	-15,67
27	ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2		-26,4				245,29	11,5	-16,4
28	ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1						249,24	13,29	-16,78
29	ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1		-8,6				250,58	13,9	-16,94
30	ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1						252,79	14,91	-17,17
31	НПС - 19	220	24,5	7,5						237,35	7,89	-11,74
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	400	-63,5	235	-200	200	235	6,82	-10,56
33		1	220							227,73	3,51	-31,95
34		2	220							227,73	3,51	-31,95
35		3	220							226,33	2,88	-22,35
36		4	220							226,37	2,9	-22,23
37		5	220							237,4	7,91	-11,72
38		6	220							237,4	7,91	-11,72
39		7	220							249,24	13,29	-16,78
40	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ	500				-100				512,29	2,46	-11,08
41	Нерюнгринская ГРЭС Н	500								503,83	0,77	-10,57
42	Нерюнгринская ГРЭС 35 кВ	35								35,27	0,77	-10,57
43	ПС Тында 500 кВ	500			16,6	-139,6	521			521	4,2	-11,63
44	ПС Тында Н	500								507,85	1,57	-14,78
45	ПС Тында 35 кВ	35								35,55	1,57	-14,78
46	ПС Сквородино 500 кВ	500								523,19	4,64	-15,66
47	ПС Сквородино Н	500								524,94	4,99	-20,6
48	ПС Сквородино 35 кВ	35								36,75	4,99	-20,6
49	Зейская ГЭС 500 кВ	500				-160				525,2	5,04	7,19
50	Зейская ГЭС Н1	500								524,85	4,97	14,82
51	Зейская ГЭС 35 кВ	35								36,74	4,97	14,82

Продолжение приложение Ж  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	I_загр.	
ЛЭП	1	2	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2									630	
ЛЭП	1	10	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5									960	
ЛЭП	1	33	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3									1000	
ЛЭП	1	34	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3									1000	
ЛЭП	33	6	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6					-15	5	41		690	
ЛЭП	34	6	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6					-15	5	41		690	
ЛЭП	33	7	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1					15	-5	42	1000	4,2	
ЛЭП	34	7	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1					15	-5	42	1000	4,2	
ЛЭП	7	8	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297					96	-24	261	1000	26,1	
ЛЭП	8	9	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7					33	-17	104	630	16,5	
ЛЭП	8	10	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5					76	-16	203	1000	20,3	
ЛЭП	9	10	ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9					83	-8	215	630	34,2	
ЛЭП	10	11	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1					45	-19	129	630	20,5	
ЛЭП	10	35	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5					164	-39	432	690	62,5	
ЛЭП	11	36	ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2					65	-3	168	630	26,6	
ЛЭП	12	35	ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4					-17	9	48	630	7,7	
ЛЭП	12	36	ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4					37	2	95	630	15,1	
ЛЭП	14	36	ПС 220 кВ Сковородино - 4		3	14	-90				-103	7	263	630	41,8	
ЛЭП	13	35	ПС 220 кВ Ульручи/т - 3		3	8	-52				-150	28	387	630	61,4	
ЛЭП	14	13	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	0,38	1,63	-10					-170	27	437	630	69,4	
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковороди	0,51	2,27	-14					-10	-2	26	630	4,2	
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковороди	0,51	2,27	-14					-10	-2	26	630	4,2	
ЛЭП	14	16	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ БАМ/т	2,53	11,1	-68,4					-107	-17	277	630	44	
ЛЭП	14	17	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Уруша/т	7,26	32,43	-199,9					-93	-9	240	630	38,1	
ЛЭП	16	18	ПС 220 кВ БАМ/т - ПС 220 кВ Б.Омутная/т	10,06	44,96	-277,2					-65	2	169	630	26,8	
ЛЭП	17	19	ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлови	6,2	27,72	-170,9					-50	8	132	630	20,9	
ЛЭП	18	19	ПС 220 кВ Б.Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павл	2,32	10,35	-63,8					-27	12	77	630	12,3	
ЛЭП	19	20	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи	2,54	11,35	-70					-34	11	94	630	14,9	
ЛЭП	19	21	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичат	5,26	22,67	-144,2					-23	10	65	630	10,3	
ЛЭП	20	22	ПС 220 кВ Аячи/т - ПС 220 кВ Амазар	6,25	26,93	-171,3					-15	12	50	710	7,1	
ЛЭП	22	24	ПС 220 кВ Амазар - ПС 220 кВ Могоча	8,36	36,02	-229,1					-7	8	27	630	4,4	
ЛЭП	21	23	ПС 220 кВ Чичатка - ПС 220 кВ Семиозерный	8,55	36,82	-234,2					-13	11	45	710	6,3	
ЛЭП	23	24	ПС 220 кВ Семиозерный - ПС 220 кВ Могоча	4,41	19	-120,8					-3	5	16	710	2,2	
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6					-86	-7	220	630	34,9	
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6					-86	-7	220	630	34,9	
ЛЭП	2	3	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1					3	1	32	630	5,1	
ЛЭП	3	4	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6					4	18	45	630	7,1	
ЛЭП	4	5	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6					7	17	46	630	7,3	
ЛЭП	5	37	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21									600	
ЛЭП	5	38	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21									600	
ЛЭП	37	31	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6					-12	-3	31	600	5,2	
ЛЭП	38	31	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6					-12	-3	31	600	5,2	
ЛЭП	37	32	5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1					12	3	64	630	10,2	
ЛЭП	38	32	6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1					12	3	64	630	10,2	
ЛЭП	5	25	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Хорогочи	7,15	31,94	-196,9					-10	20	54	630	8,6	
ЛЭП	25	26	ПС 220 кВ Хорогочи - ПС 220 кВ Лопча	8,36	37,37	-230,4					-9	24	62	630	9,8	
ЛЭП	26	27	ПС 220 кВ Лопча - ПС 220 кВ Юктали	14,02	62,66	-386,3					-8	30	74	630	11,8	
ЛЭП	27	39	ПС 220 кВ Юктали - 7	8,22	36,75	-226,6					-5	34	81	630	12,9	
ЛЭП	28	39	ПС 220 кВ Олекма - 7	0,04	0,17	-1,1					0	0	1	630	0,1	
ЛЭП	29	39	ПС 220 кВ Хани - 7	4,69	20,96	-129,2					4	-13	49	630	7,8	
ЛЭП	29	30	ПС 220 кВ Хани - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9					-2	22	50	630	7,9	
Тр-р	40	41	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ - Нерюнгринская Г	0,58	61,1	24,2		1,5			36	-78	97			
Тр-р	41	32	Нерюнгринская ГРЭС Н - Нерюнгринская ГРЭС	0,39				0,466		4	1	37	-70	91		
Тр-р	41	42	Нерюнгринская ГРЭС Н - Нерюнгринская ГРЭС	2,9	113,5			0,07			0	0	0			
Тр-р	43	44	ПС Тында 500 кВ - ПС Тында Н	0,58	61,1	24,2		1,5			-239	-123	298			
Тр-р	44	5	ПС Тында Н - ПС 220 кВ Тында	0,39				0,466		4	1	-239	-100	294		
Тр-р	44	45	ПС Тында Н - ПС Тында 35 кВ	2,9	113,5			0,07			0	0	0			
Тр-р	46	47	ПС Сковородино 500 кВ - ПС Сковородино Н	0,58	61,1	24,2		1,5			-387	-5	428			
Тр-р	47	14	ПС Сковородино Н - ПС 220 кВ Сковородино	0,39				0,433		9	1	-387	35	427		
Тр-р	47	48	ПС Сковородино Н - ПС Сковородино 35 кВ	2,9	113,5			0,07			0	0	0			
Тр-р	49	50	Зейская ГЭС 500 кВ - Зейская ГЭС Н1	0,58	61,1	24,2		1,5			598	-55	661			
Тр-р	50	1	Зейская ГЭС Н1 - Зейская ГЭС	0,39				0,466		4	1	599	31	660		
Тр-р	50	51	Зейская ГЭС Н1 - Зейская ГЭС 35 кВ	2,9	113,5			0,07			0	0	0			
ЛЭП	49	43	Зейская ГЭС 500 кВ - ПС Тында 500 кВ	16,32	148,8	-1905					-598	215	699	2000	35	
ЛЭП	43	46	ПС Тында 500 кВ - ПС Сковородино 500 кВ	5,3	48,36	-619,3					-391	136	459	2000	22,9	
ЛЭП	40	43	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ - ПС Тында 500 кВ	6,22	56,73	-726,5					-36	178	205	2000	10,2	

