

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

И.о. зав. кафедрой

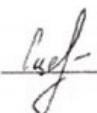
 Н.В. Савина

«22» 06 2020 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Повышение управляемости режимами электрических сетей напряжением 220 – 500 кВ с центрами питания Зейская ГЭС и подстанция Амурская

Исполнитель
студент группы 842-ом1

 12.06.2020
подпись, дата

К.И. Сцепуро

Руководитель
докт.техн.наук, профессор

 15.06.2020
подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель
магистерской программы
докт.техн.наук, профессор

 15.06.2020
подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 16.06.2020
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Рецензент

 25.06.2020
подпись, дата

А.П. Соколовская

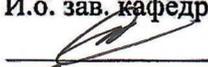
Благовещенск 2020

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

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 25 » 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Сцепуро Кристины Игоревны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Повышение управляемости режимами электрических сетей напряжением 220 – 500 кВ с центрами питания Зейская ГЭС и подстанция Амурская

(утверждено приказом от 10.03.2020 № 348-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 05.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы производственной и преддипломной практик

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Современное состояние управляемости режимов электрических сетей, структурный анализ схемно-режимной ситуации, разработка методики выбора управляемых силовых устройств, оценка системных эффектов от реализации предложенного проекта

5. Перечень материалов приложения: Однолинейная схема электрической сети; Послеаварийный режим минимальных нагрузок 2019 года; Послеаварийный режим максимальных нагрузок 2019 года; Послеаварийный режим минимальных нагрузок 2024 года; Послеаварийный режим максимальных нагрузок 2024 года; Результаты расчетов режимов минимальных нагрузок с УШР; Результаты расчетов режимов максимальных нагрузок с УШР; Результаты расчетов режимов минимальных нагрузок с СТК; Результаты расчетов режимов максимальных нагрузок с СТК; Расчёт экономической эффективности вариантов в программе Mathcad 15

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

7. Дата выдачи задания 25.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, доктор техн. наук, профессор.

Задание принял к исполнению (дата): 25.03.2020


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 116 страниц, 21 рисунок, 46 таблиц, 11 формул, 10 приложений, 41 источник.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, УСТРОЙСТВА FACTS, RASTRWIN3, УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ, СИСТЕМНЫЙ ЭФФЕКТ.

В магистерской диссертации предложен методический подход по решению проблемы повышения режимной управляемости с помощью технологии гибких систем передачи переменного тока, позволяющих значительно увеличить ресурс управления и получить требуемый технико-экономический эффект. Произведена апробация предложенной методики на эквиваленте электрической сети напряжением 220-500 кВ Амурской энергосистемы с центрами питания Зейская ГЭС и ПС 500 кВ Амурская.

Произведён структурный анализ схемно-режимной ситуации выбранного объекта исследования с актуальными и прогнозируемыми узловыми нагрузками. Прогнозируемые величины рассчитаны методом сложных процентов на период по 2024 год. Учтены различные режимы работы электрической сети. Расчёт параметров режима осуществлён в ПВК RastrWin3.

Рассмотрена экономическая эффективность предлагаемых вариантов рассматриваемой электрической сети на основании расчета технико-экономических показателей, произведен и обоснован выбор оптимального варианта повышения управляемости. Определены системные эффекты.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Современное состояние управляемости режимов электрических сетей	10
1.1 Характеристика проблемы управляемости	10
1.2 Современные тенденции и мировой опыт	16
1.3 Средства регулирования параметров режимов работы электрических сетей	19
1.4 Автоматизация управления режимами	27
2 Анализ схемно-режимной ситуации электрических сетей напряжением 220-500 кВ с центрами питания Зейская ГЭС и ПС Амурская	33
2.1 Выбор эквивалента рассматриваемого участка электрической сети	33
2.2 Характеристика источников питания	35
2.3 Структурный анализ ЛЭП	39
2.4 Структурный анализ ПС	41
2.5 Выбор характерных режимов и анализ их параметров по результатам контрольных замеров	43
3 Исследование установившихся режимов электрической сети	47
3.1 Моделирование участка существующей сети	47
3.2 Расчет характерных режимов рассматриваемого участка сети	48
3.3 Анализ режимной ситуации с учетом прогноза электрических нагрузок	62
4 Способы повышения режимной управляемости электрических сетей	78
4.1 Функциональные свойства и характерные особенности электрических сетей	78
4.2 Разработка методики выбора управляемых силовых устройств для перехода на качественно новый уровень управления	80
4.3 Разработка и технический анализ вариантов повышения режимной управляемости рассматриваемых электрических сетей	83

5 Выбор оптимального варианта повышения управляемости режимами рассматриваемого участка электрической сети и анализ системных эффектов от его реализации	103
5.1 Приведенные затраты проектов	103
5.2 Расчёт экономической эффективности проектов	105
5.3 Расчёт рентабельности проектов	109
5.4 Системные эффекты от реализации оптимального варианта повышения управляемости режимами электрической сети	110
Заключение	111
Библиографический список	112
Приложение А Однолинейная схема электрической сети	117
Приложение Б Послеаварийный режим минимальных нагрузок 2019 года	118
Приложение В Послеаварийный режим максимальных нагрузок 2019 года	120
Приложение Г Послеаварийный режим минимальных нагрузок 2024 года	124
Приложение Д Послеаварийный режим максимальных нагрузок 2024 года	127
Приложение Е Результаты расчетов режимов минимальных нагрузок с УШР	130
Приложение Ж Результаты расчетов режимов максимальных нагрузок с УШР	135
Приложение К Результаты расчетов режимов минимальных нагрузок с СТК	140
Приложение Л Результаты расчетов режимов максимальных нагрузок с СТК	146
Приложение М Расчёт экономической эффективности вариантов в программе Mathcad15	151

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

FACTS – flexible alternative current transmission systems;

ГЭН – графики электрических нагрузок;

ГОСТ – государственный стандарт;

ИП – источник питания;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

СТК – статический тиристорный компенсатор;

УШР – управляемый шунтирующий реактор;

ЧДД – чистый дисконтированный доход;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Функционирование современных электрических сетей характеризуется усложнением схемно-режимных ситуаций, которые обуславливают низкую надежность работы, высокий уровень потерь при транспорте электрической энергии, снижение качества электроэнергии, а также снижение устойчивости работы энергосистемы в целом. В то же время, рыночные условия функционирования электроэнергетики вносят свои особенности и проблемы. Так, на рынках электроэнергии и мощности возрастают требования к максимальному использованию пропускной способности электрических сетей и повышению гибкости режимов их функционирования для экономичного и непрерывного электроснабжения. Чтобы достигнуть высокой степени надежности электроснабжения потребителей с повышенным качеством электроэнергии, в условиях динамично меняющейся структуры электрических сетей и увеличенной напряженности режимов их работы, необходимо обеспечить качественно новый уровень управляемости.

Все вышесказанное обуславливает актуальность выбранной темы исследования, которая требует своего развития, ввиду повышения эффективности функционирования электрических сетей и энергосистемы в целом.

Целью магистерской диссертации является разработка методического подхода, направленного на повышение управляемости режимов электрических сетей, для обеспечения режимной надежности и устойчивости их работы.

Объектом исследования выступают электрические сети напряжением 220-500 кВ Амурской энергосистемы с центрами питания Зейская ГЭС и ПС 500 кВ Амурская.

Предметом исследования является режимная управляемость электрических сетей.

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

а) Структурный анализ схемно-режимной ситуации электрических сетей 220-500 кВ энергосистемы Амурской области;

б) Исследование функциональных свойств и характерных особенностей электрических сетей;

в) Проведение сравнительного анализа функциональных возможностей средств управления режимами ЭЭС на основе элементов FACTS и оценка их эффективности;

г) Разработка и анализ вариантов повышения управляемости режимов выбранного объекта исследования;

д) Оценка экономической эффективности повышения управляемости.

Под режимной управляемостью понимается способность электрической сети не допускать каскадного развития аварий, возвращать режим в допустимую область и поддерживать его заданные параметры посредством управления [4].

Управляемость носит системный характер. Эффекты от повышения управляемости проявляются и у потребителя электроэнергии, и у генерации, и в электросетевом комплексе. Наиболее значимые из них следующие:

а) Снижаются потери за счет разгрузки линий электропередачи и сетевых трансформаторов от реактивной мощности;

б) Увеличиваются максимально допустимые потоки активной мощности за счет внедрения технологий гибких передач;

в) Снижается риск возникновения аварийных ситуаций и их продолжительность, повышается надежность электроснабжения потребителей. В результате снижается ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям из-за упущенной финансовой выгоды, расстройства сложного технологического процесса, повреждения оборудования и пр.;

г) Снижаются капиталовложения в дополнительное увеличение пропускных способностей линий электропередачи за счет более эффективного управления;

д) Появляются новые возможности экономической интеграции в электроэнергетике и экономике в целом;

е) Снижаются выбросы в атмосферу CO₂ за счет минимизации потерь электроэнергии.

Указанные выше факторы обуславливают практическую значимость исследовательской работы.

Научная новизна настоящей работы состоит в следующем:

а) применен комплексный подход при решении поставленной проблемы;

б) разработана методика, позволяющая достоверно определить какое устройство адаптивного управления способно наиболее эффективно решить существующие проблемы конкретной электрической сети;

г) предложенный подход апробирован на примере эквивалента существующей электрической сети 220-500 кВ Амурской энергосистемы, полученный эффект от которого подтверждает его целесообразность и эффективность.

В магистерской диссертации использованы следующие программы и программные комплексы:

– RastrWin3 – программно-вычислительный комплекс, позволяющий выполнять эквивалентирование, расчет, оптимизацию и анализ установившихся, аварийных и переходных режимов работы энергосистем;

– Mathcad 15.0 – программный комплекс из класса систем автоматизированного проектирования, предназначенный для математических расчетов;

– Microsoft Visio 2016 – программа, предназначенная для создания графических схем и диаграмм с широким набором инструментов.

1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ УПРАВЛЯЕМОСТИ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В связи с тем, что в современной электроэнергетике наблюдаются проблемы с ключевыми факторами функционирования электрических сетей, к которым относятся недостаточно высокая надежность и экономичность работы, высокие потери электроэнергии, а также новые требования, предъявляемые обществом к экологическому, социальному и институциональному облику энергетики, возникла необходимость поиска решений задачи повышения эффективности функционирования электрических сетей.

В решении поставленной задачи ключевая роль отводится совершенствованию управления режимами электрических сетей. Таким образом, исследование и разработка мероприятий, способствующих повышению управляемости, является необходимым условием осуществления устойчивой работы рынков электрической энергии и мощности.

1.1 Характеристика проблемы управляемости

С целью определения современного состояния обозначенной проблемы проводится аналитический обзор литературных источников.

Вопросы повышения управляемости рассматривали такие отечественные и зарубежные авторы, как: В.В. Андрианов, Г.Н. Александров, В.А. Башилов, Н.И. Воропай, А.В. Кобелёв, В.И. Кочкин, Д.Д. Латыпов, Н.Л. Новиков, В.Я. Ушаков, Andersson G., Hingorani N. и др. При этом авторы отмечают сложность задач анализа управления всем электроэнергетическим комплексом, останавливаясь на отдельных задачах, выдвигая на первый план необходимость решения задач режимной управляемости электрических сетей. Авторы отмечают, что возникает острая необходимость решения проблем, связанных с большими потерями в линиях электропередач, снижением качества поставляемой электроэнергии, частыми авариями, устареванием систем управления электрическими сетями.

Режимная управляемость – это свойство объекта электроэнергетики обеспечивать требуемые параметры в нормальных, утяжеленных, аварийных и послеаварийных режимах с помощью специальных средств и систем управления. При этом существенной особенностью является потребность в эффективной работе всех современных средств и систем управления в условиях неполной информации о параметрах электрических сетей и возмущающих воздействий. Необходимость в повышении режимной управляемости, в частности коренном совершенствовании методов и средств управления режимами, в настоящее время стала особенно острой и требует специальных методов и средств их решения [1, 3].

В существующих электрических сетях часто имеют место повышенные потери мощности и энергии, пониженные уровни напряжения у тупиковых потребителей, а также наблюдается избыточная загрузка сети потоками реактивной мощности. Существующие принципы управления режимами электрических сетей основываются на использовании регулирующего эффекта нагрузки и частотных характеристик генерации. Напряжение и реактивная мощность регулируется путем поддержания напряжения по заданному графику в контрольных пунктах в зависимости от схемы сети и, в допустимых пределах, – во всех точках сети. Графики напряжения, как правило, разрабатываются на предстоящий месяц. При таком подходе не могут быть корректно учтены все режимы работы электрических сетей.

На практике регулирование реализуется с помощью автоматических регуляторов напряжения генераторов, изменения коэффициентов трансформации силовых трансформаторов и автотрансформаторов, использования, чаще всего, традиционных компенсирующих устройств (батареи статических конденсаторов, шунтирующие реакторы), которые имеют ряд существенных недостатков. В электрических сетях высокого напряжения наибольшее распространение получили шунтирующие реакторы, которые обладают достаточной надежностью и простотой в эксплуатации. Однако, их основной недостаток – отсутствие возможности регулирования

мощности – приводит к неоптимальным режимам работы. Применение батарей статических конденсаторов считается малоэффективным решением при управлении электрическими сетями, ввиду того, что их реактивная мощность пропорциональна квадрату напряжения, т.е. выдаваемая в сеть реактивная мощность зависит от напряжения.

Наибольшее значение для развития базовых положений управления режимами имеют следующие обстоятельства: изменились свойства энергосистем и появились более совершенные компьютерные технологии.

Все перечисленные способы решают проблемы не в полной мере, что подтверждает необходимость изменения существующих подходов и методов.

В работе [1] при решении задачи управления процессами распространения возмущений в энергосистеме рассматриваются два методических подхода:

а) построение средств управления, ориентированных на определенную часть аварийных ситуаций. При этом свойства энергосистемы принимаются как данные;

б) предварительный анализ и обеспечение требуемых свойств системы как целого, проявляемых ею при любых возмущениях и местах их возникновения.

В данной работе представлена математическая модель энергосистем для целей управления режимами по частоте и активной мощности, учитывающая стохастический характер происходящих процессов, пригодная как для аналитических исследований, так и для моделирования. Стоит отметить, что в работе свойства системы должным образом не рассматриваются, а также не учитывается их дальнейшее изменение при модернизации электроэнергетики.

Компенсация реактивной мощности, которая, как известно, необходима для повышения эффективности работы электрических сетей, подробно рассмотрена в работе [27]. Автор доказывает позицию, что для электрической сети в целом требуется равенство генерации и потребления активной и реактивной мощности. Так, стандартным показателем поддержания баланса

активной мощности в энергосистеме в каждый момент времени является частота переменного тока, которая является общесистемным критерием. В случае с реактивной мощностью показателем баланса является уровень напряжения – критерий, который для каждого узла нагрузки и номинального напряжения существенно отличается. Поэтому, в отличие от баланса активной мощности, необходимо обеспечивать баланс и резерв реактивной мощности не только в энергосистеме, но и в узлах нагрузки.

Управлению потокораспределением в электрических сетях посвящены такие работы, как [13, 26]. Авторы рассматривают существующие технологии управления потоками как активной, так и реактивной мощности, проводят анализ современного состояния электрических сетей, оценивают эффект от применения различных технологий и аппаратно-программных средств системы управления, предлагают методики синтеза алгоритмов управления.

Вопросы мониторинга и управления участками электрических сетей в условиях повышения требований к их надежности и управляемости, а также оценивание состояния режима их работы на основе алгоритмической модели рассмотрены в [25]. Предложена потоковая модель установившегося режима работы электрических сетей при наличии в них современных устройств управления для решения задач оценивания состояния и их оптимизации, но должным образом не рассматриваются вопросы выбора устройств управления в схеме в зависимости от их технологических возможностей.

Существующие подходы к разработке многоагентных систем для решения задачи оценивания состояния ЭЭС приведены в [28]. Рассмотрены достоинства и недостатки используемых технологий для решения разных задач энергетики методами имитационного моделирования.

Развитие электроэнергетического комплекса в настоящее время сдерживается наличием технологических и инфраструктурных ограничений оптового рынка электрической энергии и мощности:

- требования к качеству электрической энергии по частоте и уровням напряжения;

- требования к уровню надежности электроснабжения потребителей;
- допустимые режимы эксплуатации оборудования;
- высокая степень износа основных фондов: генерирующего и электротехнического оборудования;
- условия устойчивости параллельной работы энергосистем или отдельных их частей и др.

Все выше обозначенные проблемы в будущем будут лишь обостряться, что говорит о необходимости усиления координации управления режимами электроэнергетических систем и повышения эффективности их функционирования. Создание высокоинтегрированных интеллектуальных электрических сетей позволит нивелировать неблагоприятные схемно-режимные ситуации.

Для платформы нового поколения характерны такие значимые свойства, как: гибкость, доступность, надежность и экономичность [5]. Эти общие свойства, а также подробная характеристика такой технологии представлены в обзоре современных интеллектуальных сетей [6-8]. При этом, наиболее подробный обзор представлен в [22], в котором рассмотрены основные функциональные отличия вновь создаваемого технологического базиса, методы и механизмы реализации такой концепции в мире, а также приведена оценка возможностей и перспектив ее внедрения в российской энергетике. Авторы обращают внимание, что модернизация электроэнергетики откроет новые возможности для обеспечения энергетической и экологической безопасности, а также значительно более полного удовлетворения требований потребителей и других заинтересованных сторон путем существенного изменения физических и технологических характеристик и функциональных свойств всех компонентов энергетической системы.

Значимость перехода энергетики на инновационный путь развития отражена в работе [23] и предполагает реализацию адаптивной реакции электрической сети в режиме реального времени путем использования

современных средств автоматизации, обеспечивающих как выработку автоматических управляющих воздействий, так и предоставление информации для оценивания состояния режимов работы электрических сетей.

Акцентируется внимание на внедрение новых устройств продольной и поперечной компенсации реактивной мощности в работах [8, 24]. Такие элементы гибких электропередач позволяют обеспечить управляемую связь с секционированными зонами сети, в т.ч. с применением АВР.

Значительные успехи достигнуты в области автоматизированных систем диспетчерского управления и широко применяются системы автоматического управления и противоаварийной режимной автоматики, что является необходимым условием в создании новой технологической платформы на основе единой интеллектуальной системы управления. В результате появляется необходимость рассмотрения как средств повышения управляемости и режимной надежности, так и систем автоматического управления.

Анализ рассмотренных публикаций позволил выявить и сформировать концепции, которые необходимо учитывать в теории решения задач режимной управляемости:

а) Изменение свойств электрических сетей ввиду преобразования их структуры в условиях модернизации электроэнергетики;

б) Появление новых средств организации управления электрической сети, позволяющих значительно увеличить ресурс управления и получить требуемый технико-экономический эффект;

в) Показатели и критерии оценки эффективности применения современных средств режимного управления электрических сетей.

На основании приведенных концепций сформулированы ключевые этапы решения обозначенной проблемы:

а) Выявление функциональных свойств и характерных особенностей электрических сетей;

- б) Характеристика и анализ технических средств силового управления и их адаптация под схемно-режимные особенности электрической сети;
- в) Методы оценки экономической целесообразности проекта.

1.2 Современные тенденции и мировой опыт

Решением проблемы радикального повышения управляемости в условиях модернизации электроэнергетики является создание интеллектуальных электроэнергетических систем с активно-адаптивной сетью (далее – ИЭС ААС). За рубежом подобная концепция носит название Smart Grid (умные сети).

ИЭС ААС представляет собой электроэнергетическую систему нового поколения, основанную на мультиагентном принципе организации и управления ее функционированием и развитием с целью обеспечения эффективного использования всех ресурсов для надежного, качественного и эффективного энергоснабжения потребителей за счет гибкого взаимодействия всех ее субъектов на основе современных технологических средств и единой интеллектуальной иерархической системы управления. В ИЭС ААС важная роль отводится активно-адаптивной электрической сети, как технологической инфраструктуре электроэнергетики, собственно наделяющей интеллектуальную энергосистему принципиально новыми свойствами.

Стоит отметить, что внедрение указанной системы соответствует одной из поставленных задач «Энергетической стратегии России на период до 2030 года», утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р.

Активно-адаптивная сеть обладает такой отличительной чертой, как автоматический отклик на любое изменение параметров режима, что обеспечивает экономически эффективное и бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергией требуемого качества.

Формирование нового технологического уклада учитывает интересы всех стейкхолдеров, которые отражены в ключевых ценностях новой электроэнергетики:

а) доступность (обеспечение всех потребителей электроэнергией в необходимом объеме);

б) надежность (способность системы противостоять физическим и информационным негативным воздействиям, а также способность системы к самовосстановлению);

в) экономичность (оптимизация тарифной политики субъектов рынка, а также снижение общесистемных затрат);

г) эффективность (получение максимального эффекта от использования всех видов ресурсов в процессах производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии);

д) минимизация негативного влияния на окружающую среду;

е) безопасность (предполагает исключение опасных ситуаций как для человека, так и для экологии).

Таким образом, можно сформулировать основные требования, предъявляемые к новой системе управления:

а) Повышение степени автоматизации управления;

б) Согласование баланса интересов субъектов электроэнергетики и потребителей электроэнергии при условии минимизации затрат на энергоснабжение и услуги;

в) Максимальное использование возможностей технологической базы энергетики при минимизации различного рода ограничений;

г) Максимально возможная скорость принятия решений по изменению условий использования электроэнергии;

д) Мониторинг устойчивости системы в реальном времени, динамическое прогнозирование и превентивная реакция на изменение условий внешней среды;

е) Возможности реконфигурации частей системы при аварийных ситуациях с восстановлением нормального режима [10].

Одним из ключевых направлений концепции ИЭС ААС является создание и применение новой и прорывной техники, обеспечивающей

экономичность и высокую управляемость режимов электрических сетей. Для реализации концепции сети оснащаются современными быстродействующими устройствами [2].

В настоящее время в мировой практике разработан широкий класс силовых устройств, обладающих возможностью придать элементам электрической сети активные свойства и обеспечить их управление на качественно новом уровне. К данному типу устройств относится технология гибких систем передачи переменного тока – устройства FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System), которые оснащены современной силовой электроникой с микропроцессорными системами управления. Новое качество управления обеспечивается за счет принципов векторного регулирования и высокого быстродействия данных устройств.

Внедрение такой технологии открывает новые возможности для управления электрическими сетями, так как позволяет: увеличивать передающую способность сетей, стабилизировать напряжение, снижать потери, экономично перераспределять потоки активной мощности в зависимости от спроса, перенаправлять их по оставшимся в работе линиям электропередачи в послеаварийном режиме, не опасаясь при этом нарушения устойчивости, тем самым обеспечивая повышенную системную надежность и надежность электроснабжения потребителей. Как результат, меняются функциональные свойства электрической сети.

Из вышесказанного следует, что повышение управляемости предполагает изменение технологической платформы, являющейся системой передовых технологий и компонентов электрической сети, отвечающих требованиям устойчивого инновационного развития. Анализ ряда зарубежных работ [5, 6, 11] показывает, что наибольший системный эффект достигается путем использования технологий FACTS.

Включение в состав электрических сетей устройств FACTS будет способствовать повышению управляемости режимов их работы, увеличению степени компенсации зарядной мощности электрической сети и переводу

потоков активной мощности в линии с большим классом напряжения. Благодаря этому создаются технические возможности для более полного использования пропускной способности существующих электрических сетей, вплоть до предела по нагреву проводов ЛЭП, повышается статическая и динамическая устойчивость синхронной работы генераторов и нагрузки и улучшается качество электроэнергии. Расширяются возможности оперативной и автоматической нормализации и оптимизации параметров режимов работы ЭЭС [2].

Очевидно, что применение устройств FACTS должно производиться с учетом специфики условий работы электрической сети. Выявлено, что поиск наиболее подходящего типа устройства для адаптивного управления режимами, способного эффективно решить существующие проблемы сети, исходя из особенностей их функционирования, в настоящее время не имеет единого подхода.

1.3 Средства регулирования параметров режимов работы электрических сетей

Согласно концепции ИЭС ААС в ЕЭС России требуется внедрение нового энергоэффективного оборудования и новых технологий, обеспечивающих снижение издержек при производстве и передаче электроэнергии, снижение уровня потерь при транспорте электроэнергии, оптимизацию величины и размещения резервных мощностей [14].

Так, применение новейших технологий в электрических сетях обеспечит адаптацию характеристик оборудования к режимной ситуации, активное взаимодействие с генерацией и потребителями, и в целом, позволит создать эффективно функционирующую систему.

Как отмечалось выше, к средствам управления режимами ЭЭС, наиболее отвечающим данным требованиям, относятся устройства технологии FACTS.

Основные элементы устройств FACTS представляют собой совокупность автоматических устройств (регуляторов) большой мощности, каждое из которых может применяться как индивидуально, так и во

взаимодействии с другими устройствами для управления одним или бóльшим числом взаимосвязанных параметров ЭЭС. Основой устройства FACTS является статический источник (генератор/потребитель) реактивной мощности [7, 14].

Гибкие системы передачи переменного тока можно разделить на две категории:

а) Устройства FACTS первого поколения (FACTS-1), обеспечивающие скалярное регулирование напряжения, реактивной мощности, а также требуемую степень компенсации реактивной мощности в электрических сетях;

б) Устройства FACTS второго поколения (FACTS-2), обеспечивающие векторное регулирование режимных параметров, т.е. при этом регулируется не только величина, но и фаза вектора напряжения электрической сети [15].

Устройства FACTS делятся на две группы: статические и электромашинные системы. К статическим относятся [15]:

– Управляемые шунтирующие реакторы с подмагничиванием постоянным током (УШР). Представляют собой мощный трехфазный магнитный усилитель, в котором широкий диапазон изменения потребляемой реактивной мощности обеспечивается глубоким насыщением стали стержней магнитопровода. При этом конструктивно и технологически электромагнитная часть УШР представляет собой специальный трехфазный трансформатор. Изменение индуктивности УШР достигается путем насыщения магнитной системы управляемыми по величине магнитными потоками. В результате достигается плавное регулирование величины потребляемой мощности реактора практически от нуля и до номинального значения, а также обратно за время от 0,3 с или более в соответствии с требованиями режима. Система автоматического управления УШР микропроцессорного исполнения в стандартном шкафу внутренней установки обеспечивает требуемые алгоритмы автоматического и ручного управления преобразователем системы подмагничивания для режимов стабилизации

напряжения в точке подключения реактора или его заданной мощности (либо другого алгоритма управления, заданного энергосистемой). Устанавливаются как на ЛЭП, так и на шинах ПС.

Основные функциональные возможности УШР: широкий диапазон плавного регулирования (от холостого хода до номинального или предельно допустимого значения мощности) с неограниченным числом переходов к требуемому значению потребляемой мощности, возможность длительной перегрузки на 20 % и кратковременной на 100 %, высокое быстродействие, при необходимости набор мощности при включении или двукратная форсировка осуществляются безынерционно. Для расширения диапазона в сторону не только потребления, но и выдачи реактивной мощности реактор может работать параллельно с конденсаторной батареей, в том числе с возможностью ее подключения к выводам вторичной обмотки (такой комплекс является полной заменой синхронного компенсатора). При соответствующем увеличении мощности вторичной обмотки, соединенной в треугольник, к ее выводам может подключаться нагрузка собственных нужд либо другая активная нагрузка ПС (то есть реактор совмещает в себе функции трансформатора). При этом, УШР достаточно эффективны там, где большая величина реактивной мощности емкостного характера, т.е. в протяженных ЛЭП высокого напряжения.

– Статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности (СТК) – многофункциональные статические устройства, обеспечивающие стабилизацию напряжения и плавное или ступенчатое изменение потребляемой и выдаваемой ими реактивной мощности на шинах его подключения.

Основная схемная конфигурация СТК включает в себя набор фильтров высших гармоник – фильтро-компенсирующих цепей, постоянно подключенных к сети или коммутируемых выключателями, и включенные параллельно им в треугольник три фазы управляемых тиристорами реакторов - тиристорно-реакторная группа (ТРГ). Угол зажигания ТРГ может быстро

изменяться таким образом, чтобы ток в реакторе отслеживал ток нагрузки или реактивную мощность в энергосистеме. Время реакции системы регулирования СТК на изменение регулируемого параметра составляет 5 мс для общепромышленных нагрузок и сетевых подстанций. СТК имеет уровень автоматизации, обеспечивающий его работу без постоянного присутствия персонала. Управление СТК осуществляется от пульта дистанционного управления или от АСУ ТП через внешний интерфейс. Подключение осуществляется к сети ВН через третичную обмотку НН автотрансформатора или через блочный повышающий трансформатор.

СТК позволяют повышать коэффициент мощности $\cos\varphi$, снижать потери при передаче и распределении электроэнергии, снижать загрузку оборудования, минимизировать влияние высших гармонических составляющих тока и напряжения, увеличить надежность работы электрических сетей. Предпочтительная область применения: распределительные и магистральные сети, межсистемные связи для целей регулирования реактивной мощности и обеспечения устойчивости. Таким образом, СТК не эффективны в «слабых» сетях.

– Синхронный статический компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения (СТАТКОМ). Представляет собой шунтовое устройство, в состав которого входят инвертор напряжения с емкостным накопителем на стороне постоянного тока, трансформатор связи и система управления. Это устройство можно сопоставить с синхронным компенсатором, который также создает трехфазную систему напряжений основной частоты, контролируемых по модулю. В отличие от синхронных машин статический компенсатор нового поколения обладает более высоким быстродействием, что придает ему «динамичность» функционирования.

СТАТКОМ позволяет поддерживать заданный уровень напряжения, управляя реактивной мощностью в точке подключения без использования дополнительных устройств. Подключение осуществляется к сети ВН через

третичную обмотку НН автотрансформатора или через отдельный повышающий трансформатор.

Принцип работы основан на изменении напряжения вентильной обмотки. В зависимости от разницы напряжений сетевой и вентильной обмоток, статический компенсатор работает в двух режимах, генерируя или потребляя реактивную мощность. Если напряжение сетевой обмотки больше напряжения вентильной обмотки, то статический компенсатор потребляет из сети реактивную мощность, если меньше – выдает. Таким образом, СТАТКОМ способен осуществлять как индуктивную, так и емкостную компенсацию реактивной мощности, а также повышать устойчивость при электромеханических переходных процессах. Применяется в любых электрических сетях, особенно эффективен в «слабых» сетях.

– Синхронные статические продольные компенсаторы реактивной мощности на базе преобразователя напряжения (ССПК). ССПК представляет собой СТАТКОМ, включенный в линию последовательно. Несмотря на различие схем соединения данных устройств, у них одинаковая элементная база, что определяет в той или иной мере общность режимов их работы. ССПК можно считать идеальным генератором реактивной мощности, который вводит последовательно в линию добавочное напряжение, регулируемое по величине и фазе.

Принцип работы основан на формировании на выводах напряжения, контролируемого независимо от тока линии и сдвинутого относительно него на угол 90 градусов, тем самым увеличивая или уменьшая реактивное падение напряжения в линии и изменяя, таким образом, передаваемую мощность. Если добавочное напряжение будет опережать по фазе ток в линии, то это создаст эффект увеличения индуктивного сопротивления линии. Данное свойство может быть использовано для демпфирования качаний в системе с целью уменьшения токов короткого замыкания и повышения динамической устойчивости ЭЭС.

– Объединенные регуляторы перетока мощности (ОРПМ). Представляет собой вставку постоянного тока относительно небольшой мощности, состоящую из двух параллельно-последовательно включенных в расщелку линий преобразователей напряжения, объединенных по цепям постоянного тока с общим конденсатором в этой цепи. Данные преобразователи могут работать как в режиме выпрямителя или инвертора, так и потреблять или генерировать реактивную мощность.

Принцип работы ОРМП заключается в том, что в линию с помощью последовательной обмотки трансформатора вводится некоторое напряжение, фаза вектора которого может изменяться от нуля до 360° по отношению к напряжению фазы, в которую включена эта обмотка.

ОРПМ регулирует величину напряжения, фазовый угол и величину сопротивления ЛЭП. Устройство объединяет в себе все преимущества существующих устройств FACTS, так как может работать в режиме СТАТКОМа, ССПК, ФПУ. Предпочтительные области применения: межсистемные связи с особо сложными случаями обеспечения устойчивости электроэнергетических систем.

– Управляемые фазоповоротные устройства (ФПУ). Работают на базе фазосдвигающих трансформаторов с тиристорным управлением или РПН, позволяют управлять перетоками активной мощности по параллельным ЛЭП. Устанавливаются в начале ЛЭП у регулируемого источника энергии.

Принцип действия основан на компенсации сдвига фазового угла в ЛЭП и в общем случае состоит из двух отдельных трансформаторов – параллельного и последовательного. Важным элементом ФПУ является регулирующее устройство, которое позволяет переключать обмотки СТ в определенных сочетаниях, чтобы создать необходимое вольтодобавочное напряжение. Регулирующее устройство может быть исполнено с помощью электромеханических переключателей или силовых полупроводниковых компонентов. В зависимости от положения переключателя блока отпаек можно изменять амплитуду и полярность вектора квадратурной

составляющей, вносимой ФПУ, и таким образом регулировать величину угла сдвига между векторами напряжения на входе и выходе линии в функции от режима работы линии. Основное преимущество этих устройств заключается в обеспечении быстродействия управления работой ФПУ при плавном регулировании этого угла.

ФПУ применяются для улучшения управляемости и повышения надежности работы электроэнергетических систем, решения проблем «узких мест», ликвидации перегрузки электросетевого оборудования. Использование ФПУ позволяет также снизить потери активной мощности и оптимизировать работу электрической сети. Эффективны в системообразующих сетях и контролируемых сечениях ЭЭС.

– Управляемые тиристорами устройства продольной емкостной компенсации (УУПК). УУПК могут быть реализованы на основе использования управляемой тиристорами эквивалентной ёмкости серийной конденсаторной батареи и на основе последовательного включения СТАТКОМ в линию через согласующий трансформатор. Такая комбинация позволяет достичь плавное управление емкостным сопротивлением собственной частоты в пределах широкого диапазона, что обеспечит управление пропускной способностью сети без нарушений условий устойчивости, перераспределение потоков мощности по параллельным ЛЭП при изменении режимной ситуации, а также демпфирование низкочастотных колебаний мощности. УУПК подключается последовательно в ЛЭП.

Группу электромашинных систем образуют:

– Синхронные компенсаторы (СК) – синхронные электродвигатели, работающие на холостом ходу. Предназначены для плавного автоматического регулирования величины реактивной мощности за счет изменения тока возбуждения, при этом изменяя напряжение в линиях электропередачи и в электрических сетях и повышая пределы статической и динамической устойчивости.

Принцип действия: в зависимости от изменений величины и характера нагрузки электрической сети меняется напряжение у потребителя. Если нагрузка электрической сети велика и носит индуктивный характер, к сети подключают СК, работающий в перевозбужденном режиме, что эквивалентно подключению емкостной нагрузки. При передаче электроэнергии по ЛЭП большой протяженности с малой нагрузкой на режим работы сети заметно влияет распределенная емкость в линии. В этом случае для компенсации емкостного тока в сети к ЛЭП подключают СК, работающий в недовозбужденном режиме. Постоянство напряжения в ЛЭП поддерживается регулированием тока возбуждения от напряжения регулятора.

СК способен обеспечить регулирование реактивной мощности в пределах 100%, выдача 30-50% потребления. Обладает высокой перегрузочной способностью. Пуск осуществляется также, как и обычных синхронных двигателей. Применяется в любых электрических сетях, используется главным образом на ПС.

– Асинхронизированные компенсаторы (АСК). Представляют собой комплексы, состоящие из асинхронизированных электрических машин переменного тока и статических преобразователей частоты. Отличаются от традиционного синхронного компенсатора наличием на роторе двух обмоток возбуждения сдвинутых относительно друг друга на 90° , что позволяет возбуждать компенсатор не только по продольной оси, как в синхронной машине, но и по поперечной оси.

АСК обеспечивают возможность регулирования величины и фазы вектора напряжения в энергосистеме, позволяют повысить статическую и динамическую устойчивость. АСК с маховиком на валу эффективны при питании резкопеременных нагрузок, для демпфирования низкочастотных электромеханических колебаний и колебаний напряжения. Применяются в любых электрических сетях, особенно эффективны в «слабых» сетях.

Грамотное применение обозначенных силовых устройств позволит обеспечить радикальное повышение управляемости конкретной

электрической сети, и как следствие повышение устойчивости и живучести системы в целом.

1.4. Автоматизация управления режимами

Электрические сети с активными элементами позволяют осуществлять более эффективное управление за счет оптимизации распределения электрической энергии, снижения потерь, повышения надежности электроснабжения потребителей. Полноценный контроль за состоянием такой электрической сети и ее технологическими параметрами имеет важное значение.

Задачи автоматизированного управления электроэнергетическими режимами:

- а) предотвращение выхода параметров режима из допустимой области значений;
- б) обеспечение устойчивого и экономически эффективного электроэнергетического режима работы энергосистемы.

Поэтому, ИЭС ААС оснащаются современными системами автоматизации управления всеми элементами, включенными в процессы производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии с использованием мощных компьютерных средств и единой сети связи для управления и оценки состояния режимов работы.

Для реализации этого управления используются автоматические регуляторы, управляющие компьютеры разных типов, развитая система каналов телепередачи информации, а также система автоматических устройств ввода управляющих воздействий в объекты управления [12].

Новые средства измерения параметров режима энергосистем (цифровые измерительные устройства) и управления ими (FACTS и др.), повышающие наблюдаемость и управляемость энергосистем, новые информационные технологии, высокоэффективные компьютерные средства, принципиально изменяющие процессы сбора, обработки, передачи, представления и использования информации, позволяют на новой основе существенно

повысить эффективность оперативно-диспетчерского управления режимами ИЭС ААС.

Развитие методов оперативно-диспетчерского управления связано с совершенствованием информационного обеспечения, автоматизацией подготовки вариантов оперативных решений, автоматизации управления, увеличения доли автоматического управления в задачах регулирования и ограничения параметров режима, автоматизации расчетов оптимальных режимов и их реализации и др. – при сохранении контроля со стороны оперативно – диспетчерского персонала в необходимом объеме [10].

В настоящее время средства контроля и управления нормальными и послеаварийными режимами достаточно развиты. Наибольшее распространение получили такие программные средства, как:

а) Оперативно-информационный комплекс (ОИК), который является оперативно-информационной системой реального времени, предназначенной для приема, обработки, хранения и передачи телеметрической, отчетной и плановой информации о режиме работы энергетических объектов, сетей и систем, и предоставления гибкого доступа к ней различным пользователям и внешним автоматизированным системам;

б) Централизованная система автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (ЦС АРЧМ) – многоуровневая система управления нормальным режимом работы энергосистемы, предназначенная для централизованного автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности в энергосистеме путем управления мощностью электрических станций, подключенных к ЦС АРЧМ. Система выполняет такие основные функции, как: статическое регулирование частоты в энергосистеме, автоматическое регулирование перетока активной мощности с коррекцией по частоте в сечениях энергосистемы, автоматическое ограничение токовой перегрузки элементов сети и перетока активной мощности по контролируемым сечениям электрической сети, предотвращение

значительных отклонений частоты при действии ограничителей, а также ручная коррекция активной мощности регулирующих электростанций.

в) Автоматизированная система управления технологическими процессами подстанций (АСУ ТП). АСУ ТП – это функциональный программно-технический комплекс, предназначенный для контроля и управления энергетическими объектами, процессами производства и распределения электроэнергии, оперативно-диспетчерского управления и мониторинга подстанций. АСУ ТП ПС содержит функции автоматики, управления, защиты и сигнализации и может включать в себя следующие подсистемы: информационную подсистему, подсистему оперативного управления, автоматического управления, приема информации, релейной защиты и диагностики электрооборудования.

АСУ ТП подстанций позволяет:

- контролировать процесс передачи и распределения энергии;
- повысить надежность электроснабжения потребителей;
- снизить затраты на техническое обслуживание подстанций;
- диагностировать техническое состояние оборудования;
- повысить эффективность эксплуатации электроустановок;
- обеспечить безаварийную работу электрооборудования;
- существенно сократить коммерческие потери электроэнергии.

г) Система мониторинга переходных режимов (СМНР). Предназначена для непрерывного измерения и регистрации векторных величин параметров электроэнергетического режима, синхронизированных с помощью сигналов системы единого времени. Использование системы позволяет: наблюдать и анализировать поведение энергосистемы в процессе возникновения и ликвидации аварийных событий, верифицировать модели для анализа динамических свойств энергосистемы, более точно настроить автоматику защиты.

д) Система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ). Позволяет осуществлять управление электроэнергетическим режимом с максимальным использованием пропускной способности сети в текущих схемно – режимных и режимно – балансовых условиях. Функцией СМЗУ является расчет величины максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении в режиме реального времени, что позволяет учитывать текущие изменения схемно-режимной ситуации в энергосистеме и, тем самым, дает дополнительные возможности по использованию пропускной способности электрической сети без снижения уровня надежности энергосистемы. Таким образом, увеличивается пропускная способность контролируемых сечений в энергосистеме и, как следствие, предоставляются дополнительные возможности оптимизации загрузки генерирующих мощностей на оптовом рынке электроэнергии.

Так, автоматизированная система диспетчерско-технологического управления (АСДТУ), в среде которой действует оперативный персонал, поддерживает информационную модель объекта управления с системой удобного отображения состояния объекта, системой передачи и реализации управляющих воздействий (включая телеуправление). Система включает программное обеспечение, автоматизирующее процессы принятия решения, программное обеспечение для анализа, планирования режимов, подготовки решений по настройке автоматических контуров управления и др [7].

Выводы к главе:

а) Традиционные методы управления режимами электрических сетей имеют ряд недостатков, которые не позволяют в полной мере обеспечить устойчивую работу энергосистемы. В связи с этим, существующий уровень систем управления параметрами технологических процессов и оборудования не способен удовлетворить растущие требования потребителей к качественному, экономичному и непрерывному электроснабжению без существенных изменений в архитектуре и принципах управления электрическими сетями;

б) Несмотря на очевидную актуальность проблемы, методические подходы к повышению режимной управляемости в условиях изменяющихся свойств электрических сетей проработаны недостаточно полно. Поэтому в настоящее время алгоритмы управления несовершенны, отсутствует методика выбора средств режимного управления и мест их установки. Как следствие, сдерживается формирование эффективно функционирующей системы с наилучшими технико-экономическими показателями и высокой степенью надежности.

в) Применение современных информационных технологий, автоматизированных систем диспетчерского управления, противоаварийной и режимной автоматики, а также дальнейшая разработка других интеллектуальных систем управления, позволяют значительно снизить роль человеческого фактора в области принятия решений, ошибки персонала при управлении нормальными режимами работы электрических сетей, а также риски возникновения аварийных ситуаций.

В магистерской диссертации для реализации поставленных задач использованы следующие методы: прогнозирование электрических нагрузок методом сложных процентов, анализ, классификация, сравнение и обобщение, методы активизации творческого процесса, основные положения системного анализа.

2 АНАЛИЗ СХЕМНО-РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 220-500 КВ С ЦЕНТРАМИ ПИТАНИЯ ЗЕЙСКАЯ ГЭС И ПС АМУРСКАЯ

В целях выявления существующих проблем рассматриваемой энергосистемы необходимо провести структурный анализ сети. Структурный анализ позволяет определить уровень сложности электрической сети, структурную связность ее элементов, выявить «узкие места».

Для анализа выбрана электрическая сеть 220-500 кВ электроэнергетической системы Амурской области, ограниченная ПС 220 кВ Сквородино, Зейской ГЭС, ПС 220 кВ Призейская и ПС 500 кВ Амурская. Подстанции электрической сети выполнены на номинальные напряжения 500, 220, 110, 35, 10, 6 кВ.

2.1 Выбор эквивалента рассматриваемого участка электрической сети

В качестве эквивалента рассматриваемой части энергосистемы Амурской области выбраны элементы электрической сети классом номинального напряжения 220-500 кВ. В электрической сети источниками питания являются Зейская ГЭС и ПС 500 кВ Амурская.

Однолинейная электрическая схема объекта исследования приведена в приложении А.

Граф электрической сети приведён на рисунке 1.

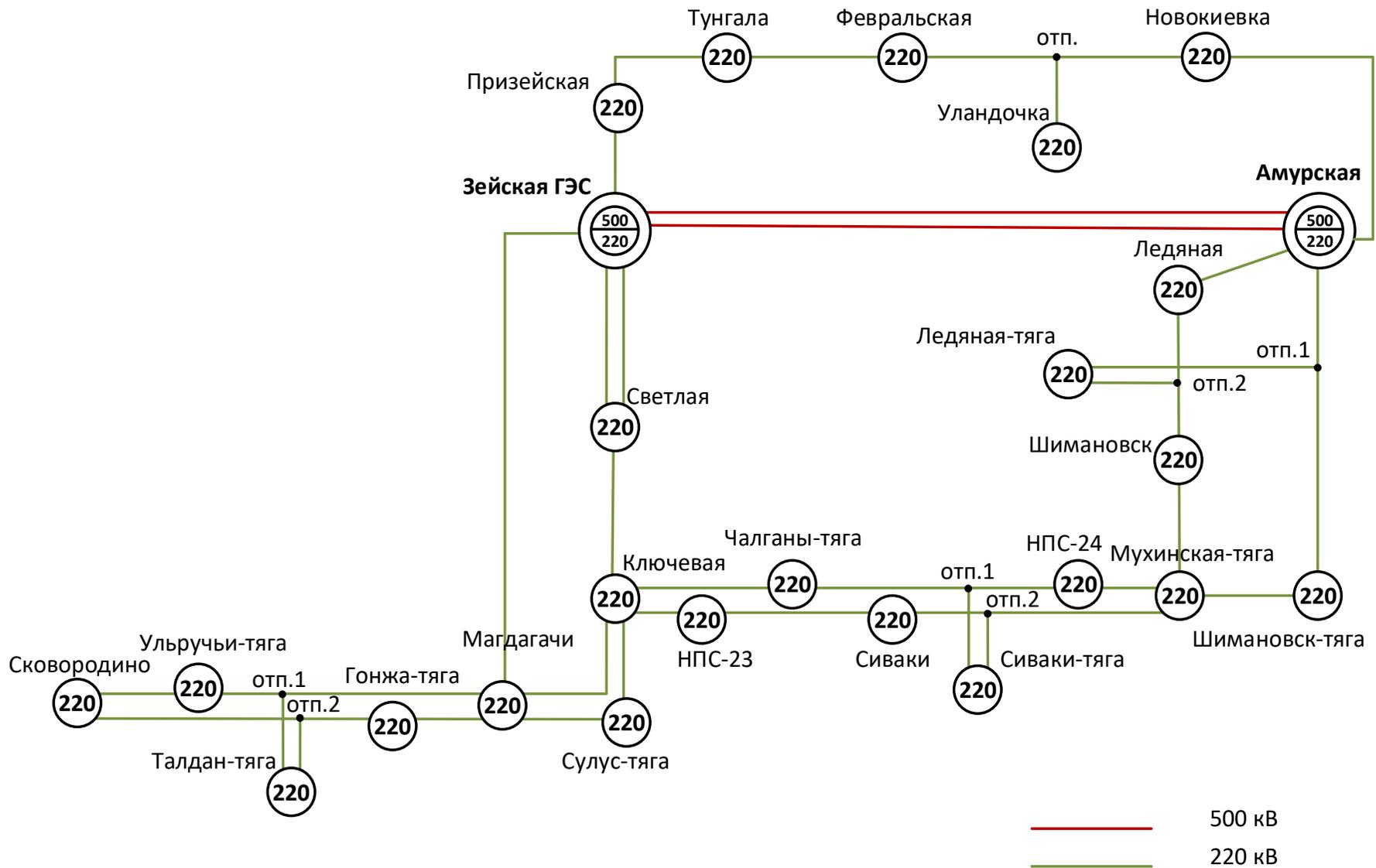


Рисунок 1 – Граф электрической сети

2.2 Характеристика источников питания

Зейская ГЭС обеспечивает надежное функционирование энергосистемы Амурской области. Основными функциями Зейской ГЭС являются:

- выработка электроэнергии;
- регулирование частоты;
- обеспечение резерва мощности в энергосистеме;
- защита от наводнений [16].

На станции установлено 6 гидроагрегатов: 1-5 ГА – 225 МВт, 3 и 6 ГА – 215 МВт. Суммарная установленная мощность станции – 1330 МВт.

Выработку мощности осуществляют шесть генераторов марки СВ-1130/220-44ХЛ4 с системой возбуждения сильного действия, генераторное напряжение – 15,75 кВ.

Главная электрическая схема ГЭС построена следующим образом: гидрогенераторы № 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 гидрогенераторы № 3-6 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 (3 ГТ-4 ГТ и 5 ГТ-6 ГТ) [17].

На Зейской ГЭС мощность выдается через два открытых распределительных устройства (далее – ОРУ), связь которых осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220-75-У1, имеющих резервную фазу.

ОРУ 500 кВ выполнено по схеме «17 – Полуторная схема».

Количество ячеек в РУ 500 кВ: 3 трансформаторных (АТ, ввод блоков 5 ГТ и 6 ГТ, ввод блоков 3 ГТ и 4 ГТ), 1 линейная.

Количество выключателей: 8.

В РУ 500 кВ установлено 2 трансформатора напряжения, по одному на каждую секцию шин.

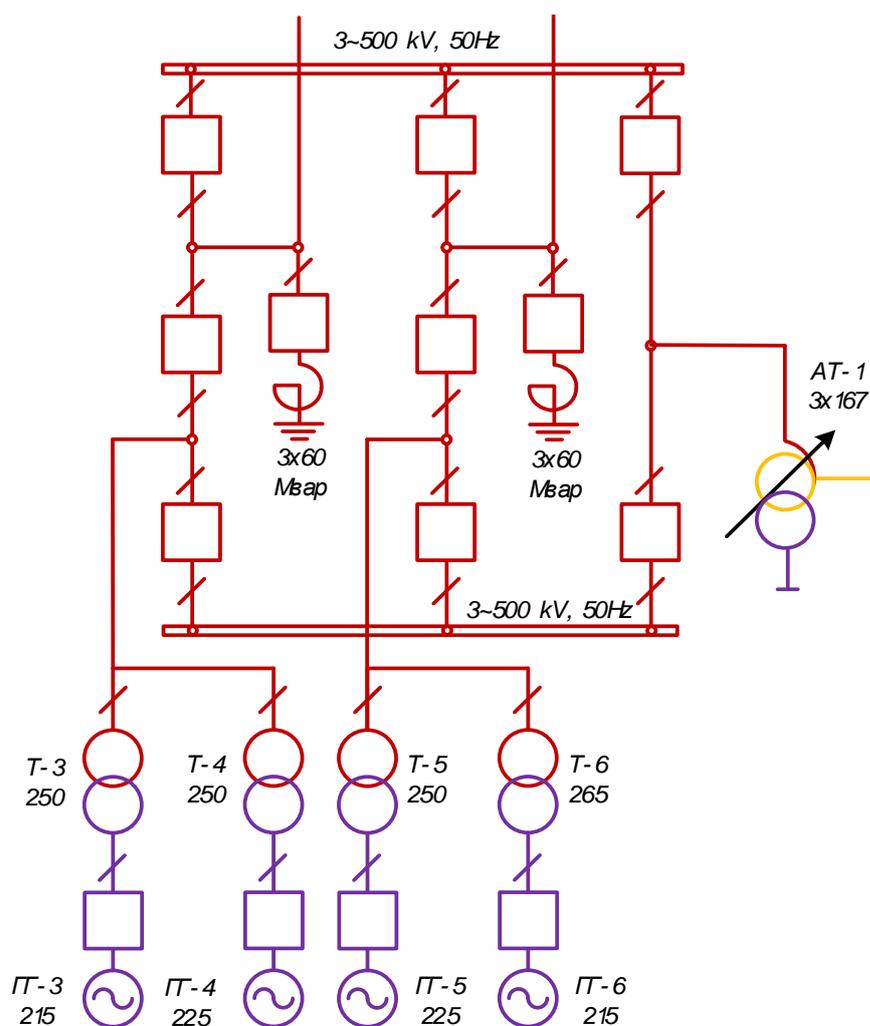


Рисунок 2 – Схема ОРУ 500 кВ Зейской ГЭС

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме «12 – Одна рабочая секционированная и обходная системы шин» с секционной связью через два обходных выключателя.

Количество ячеек в РУ 220 кВ: 5 линейных, 3 трансформаторных, 2 на присоединение АТ, 2 обходных.

Количество выключателей: 11.

В РУ 220 кВ установлено 4 трансформатора напряжения: 1 – на первой секции шин, 1 – на второй секции шин, 1 – на обходной системе шин, 1 – на развилке присоединения АТ.

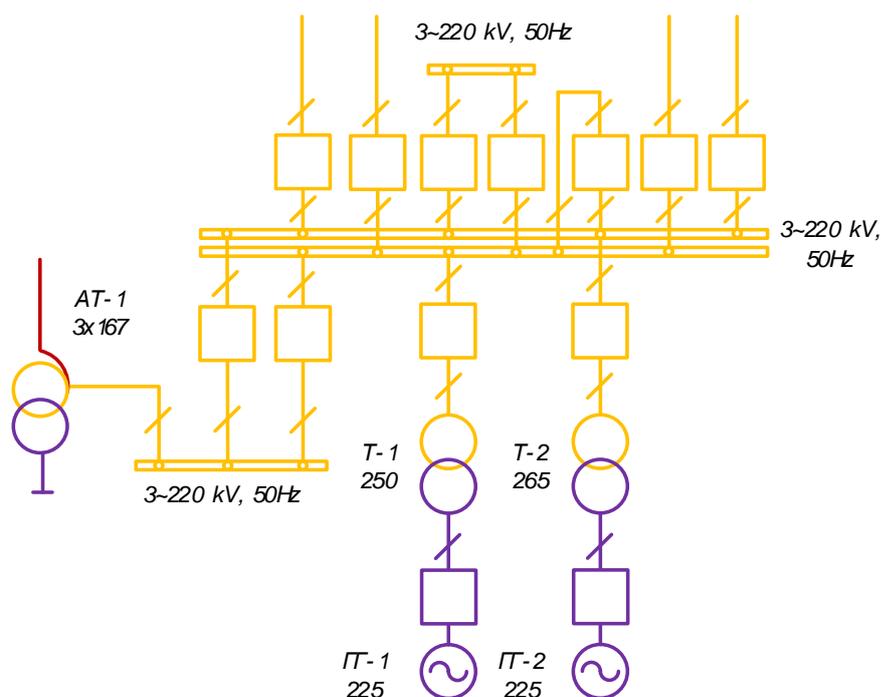


Рисунок 3 – Схема ОРУ 220 кВ Зейской ГЭС

ПС 500 кВ Амурская установленной мощностью 1128 МВт является одной из крупнейших на Дальнем Востоке, осуществляет транзит мощности от двух значимых ГЭС – Зейской и Бурейской.

ОРУ 500 кВ выполнено по нетиповой схеме на основе схемы «15 – Трансформаторы-шины с присоединением линий через 2 выключателя».

Количество ячеек в РУ 500 кВ: 1 на ВЛ и АТ, 2 на ВЛ и СВ, 1 на АТ и СВ, 1 на СВ, 3 на ШР, 1 на УШР, 1 резервная.

Количество выключателей: 11.

В РУ 500 кВ установлено 6 трансформаторов напряжения, по одному на каждую, кроме четвертой, секцию шин.

ОРУ 500 кВ связано с ОРУ 220 кВ шестью автотрансформаторами связи типа АОДЦТН-167000/500/220-75 У1.

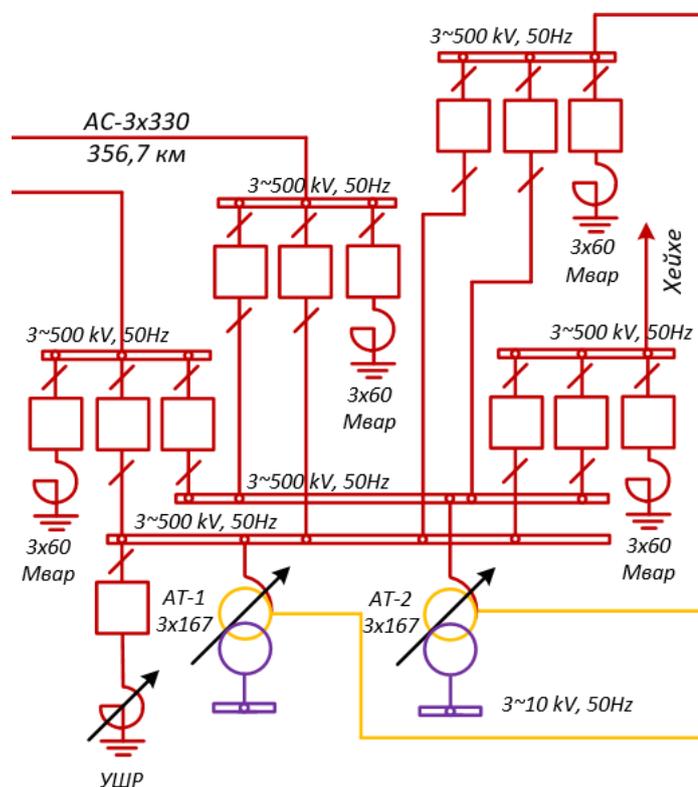


Рисунок 4 – Схема ОРУ 500 кВ ПС Амурская

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме «13Н – Две рабочие и обходная системы шин». Количество ячеек в РУ 220 кВ: 9 линейных, 4 трансформаторных, 1 обходная, 1 на ШСВ. Количество выключателей: 15.

В РУ 220 кВ установлено два силовых автотрансформатора марки АТДЦТН-63000/220, а также 3 трансформатора напряжения: 1 – на первой системе шин, 1 – на второй системе шин, 1 – на обходной системе шин.

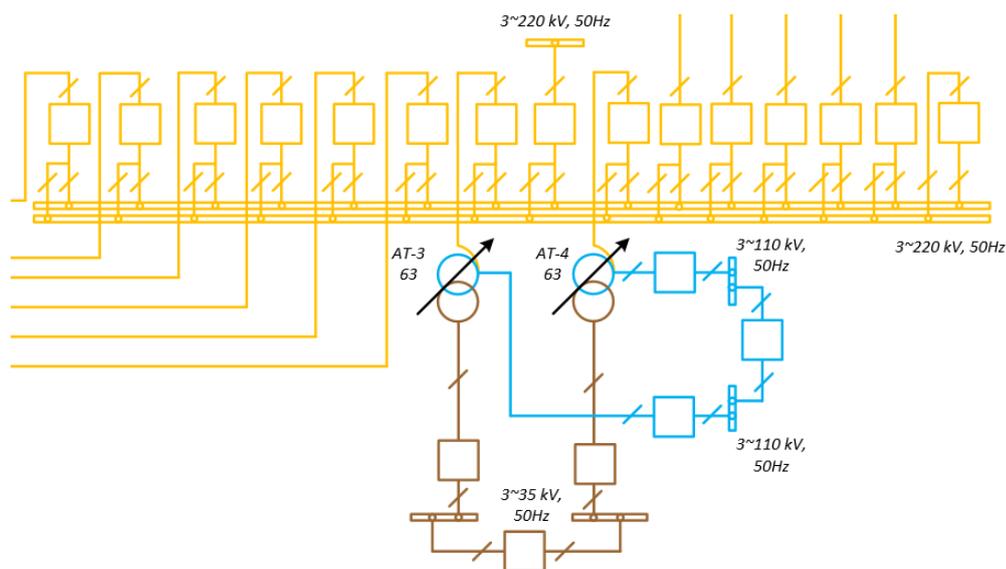


Рисунок 5 – Схема ОРУ 220 кВ ПС Амурская

2.3 Структурный анализ ЛЭП

В рассматриваемой электрической сети функционируют магистральные электрические сети напряжением 220-500 кВ, которые относятся к объектам ПАО «ФСК ЕЭС» и обслуживаются Амурским ПМЭС Востока.

Линии электропередачи (далее – ЛЭП) напряжением 220-500 кВ относятся к системообразующим сетям высокого и сверхвысокого напряжения и предназначены для передачи электроэнергии от мощных электростанций к центрам распределения, а также для связи энергосистем и объединения электростанций внутри энергосистем.

Характеристика ЛЭП представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика ЛЭП рассматриваемой электрической сети

Наименование линии	Длина, км	Марка и сечение провода
1	2	3
500 кВ		
ВЛ Зейская ГЭС – Амурская № 1	356,7	3хАС-330/43 2хАЕRO-Z ААСR Z 647 А3F
ВЛ Зейская ГЭС – Амурская № 2	361,45	3хАС-330/43 3хАС 500/64
220 кВ		
ВЛ Амурская – Новокиевка	85,1	АС-240/32 АСУС-300/32
ВЛ Новокиевка – Февральская с отпайкой на ПС Уландочка	187,29	АС-240/32
ВЛ Февральская – Тунгала	166,64	АС-300/39
ВЛ Призейская – Тунгала	146,74	АС-300/39
ВЛ Зейская ГЭС – Призейская	183,81	АС-300/39
ВЛ Зейская ГЭС – Магдагачи	133,44	АСКПЗ-400/51 АС-400/64 ААСRZ 647
ВЛ Магдагачи – Гонжа/т	35,95	АСО-300/39
ВЛ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т	126,14	АС-240/39 АС-300/39
ВЛ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан/т	115,55	АС-300/39
ВЛ Светлая – Ключевая	112,29	АСО-300/39
ВЛ Ульручи/т – Сквородино	29,63	АС-240/39 АС-300/39

Продолжение таблицы 1

1	2	3
ВЛ Зейская ГЭС – Светлая №1	12,26	АС-300/39 АС-240/39
ВЛ Зейская ГЭС – Светлая № 2	12,53	АС-300/39 АС-240/39
ВЛ Ключевая – Сулус/т	20,56	АС-240/39 АС-300/39
ВЛ Сулус/т – Магдагачи	33,6	АСО-300/39 АС-240/39
ВЛ Ключевая – Магдагачи	54,62	АС 300/39
ВЛ Ключевая – Чалганы/т	24,1	АС-240/39
ВЛ Ключевая – НПС-23	28,75	АСО-300/39 АС-300/39
ВЛ НПС-23 – Сиваки	63,8	АСО-300/39 АС-300/39
ВЛ НПС-24 – Чалганы/т с отпайкой на ПС Сиваки/т	90,49	АС-240/32
ВЛ Сиваки – Мухинская/т с отпайкой на ПС Сиваки/т	59,36	АС-240/39 АСО-300/39
ВЛ Мухинская/т – НПС-24	14,13	АС-240/32
ВЛ Мухинская/т – Шимановск/т	54,76	АС-240/32
ВЛ Мухинская/т – Шимановск	55,25	АС-240/39 АС-300/39
ВЛ Амурская – Шимановск/т с отпайкой на ПС Ледяная/т	90,33	АСО-330/39
ВЛ Шимановск – Ледяная с отпайкой на ПС Ледяная/т	42	АСО-300/39 АС-240/39
ВЛ Амурская – Ледяная	46,27	АСО-300/39

Особенностью рассматриваемой электрической сети Амурской области является протяженные воздушные ЛЭП. Суммарная протяжённость ЛЭП каждого класса номинального напряжения приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U _{ном} , кВ	Суммарная протяженность, км
500	718,15
220	2025,29

Участок с максимальной длиной – «Зейская ГЭС – Амурская № 2», 361,45 км, участок с минимальной длиной – «Зейская ГЭС – Светлая № 1»,

12,26 км. В основном ЛЭП являются одноцепными, выполнены преимущественно двумя и более сечениями. Большинство проводов – алюминиевые со стальным сердечником марки АС-300, при этом девять ЛЭП выполнены проводами разных марок.

Наличие данных факторов негативно сказывается на работе электрической сети: увеличиваются потери в ЛЭП, снижается надежность электросетевого комплекса, растет число аварий.

2.4 Структурный анализ ПС

Электрическая сеть имеет сложноразветвленную структуру с сильными и слабыми связями. Связность сети характеризует способность её функционирования при отказе элементов.

Сильными связями обладают следующие ПС: Сковородино, Магдагачи, Ключевая, Мухинская-тяга, Амурская. Степень связности является высокой, поскольку каждая ПС имеет 4 и более связанных элементов. Все остальные ПС сети имеют слабую связность.

Всего в электрической сети располагается 24 ПС общей установленной мощностью 2647 МВА. При выполнении структурного анализа необходимо определить способ присоединения ПС к электрической сети, их схемы РУ ВН, а также выделить количество и марки установленных силовых трансформаторов. Наличие данной информации позволит сделать вывод о степени надежности функционирования сети.

Тип каждой ПС по способу присоединения к электрической сети сведён в таблицу 3, характеристика ПС представлена в таблице 4.

Таблица 3 – Типы ПС в рассматриваемой схеме электрической сети

Узловые ПС	Проходные ПС	Ответственные ПС
Сковородино, Магдагачи, Зейская ГЭС, Амурская, Ключевая, Призейская, Февральская, Мухинская-тяга	Ульручы-тяга, Гонжа-тяга, Сулус-тяга, Светлая, Тунгала, Новокиевка, НПС-23, Чалганы-тяга, Сиваки, НПС-24, Шимановская-тяга, Шимановск, Ледяная	Талдан-тяга, Сиваки-тяга, Ледяная-тяга, Уландочка

Таблица 4 – Характеристика ПС рассматриваемой электрической сети

Название подстанции	Количество и марка силовых трансформаторов	Номер схемы РУ ВН
1	3	4
ПС 500 кВ Амурская	6 х АОДЦТН-167000/500/220	нетиповая
ПС 220 кВ Амурская	2 х АДЦТН-63000/220	13Н
ПС 220 кВ Новокиевка	2 х ТДТН-25000/220	нетиповая
ПС 220 кВ Уландочка	ТДТНГ-20000/220	3Н
ПС 220 кВ Февральская	2 х АДЦТН-63000/220/110	12
ПС 220 кВ Тунгала	2 х ТДТН-25000/220	5АН
ПС 220 кВ Призейская	2 х ТДТН-25000/220	12
ПС 220 кВ Магдагачи	ТДТН-25000/220 2 х ТДТН-40000/220	12
ПС 220 кВ Гонжа-тяга	2 х ТДТНЖ-40000/220	5АН
ПС 220 кВ Талдан-тяга	2 х ТДТНЖ-40000/220	4Н
ПС 220 кВ Ульручи-тяга	2 х ТДТНЖ-40000/220	5АН
ПС 220 кВ Сквородино	2 х АДЦТН-63000/220/110	12
ПС 220 кВ Светлая	2 х ТДТНГ-20000/220 2 х АДЦТН-63000/220/110	13Н
ПС 220 кВ Ключевая	2 х ТДТН-25000/220	12
ПС 220 кВ Сулус-тяга	2 х ТДТНЖ-40000/220	5АН
ПС 220 кВ НПС-23	2 х ТД-25000/220	7
ПС 220 кВ Чалганы-тяга	2 х ТДТНЖ-40000/220	5АН
ПС 220 кВ Сиваки	2 х АДЦТН-63000/220/110	5АН
ПС 220 кВ Сиваки-тяга	2 х ТДТНЖ-40000/220	4Н
ПС 220 кВ НПС-24	2 х ТРДН-25000/220	нетиповая
ПС 220 кВ Мухинская-тяга	2 х ТДТНЖ-40000/220	12
ПС 220 кВ Шимановск-тяга	2 х ТДТНЖ-40000/220	5АН
ПС 220 кВ Шимановск	2 х ТДТН-25000/220	нетиповая
ПС 220 кВ Ледяная	2 х ТДТНГ-20000/220	9
ПС 220 кВ Ледяная-тяга	2 х ТДТНЖ-40000/220	4Н

Примечания:

– 3Н – Блок (линия-трансформатор) с выключателем;

- 4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий;
- 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;
- 13 – Две рабочие системы шин;
- 7 – Четырехугольник;
- 9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин;
- 12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин;
- 13Н – Две рабочие и обходная системы шин.

Типовые схемы определены в соответствии с [18].

Проведя структурный анализ, можно сделать следующие выводы:

- а) Основную долю составляют двухтрансформаторные ПС;
- б) По способу присоединения к сети большинство ПС являются проходными;
- в) 37,5 % ПС являются тяговыми, оказывают негативное влияние на смежные сооружения;
- г) В электрической сети преобладают ПС, РУ которых выполнено по типовым схемам 5АН и 12. При этом в 17% случаев применяются нетиповые схемы РУ.

2.5 Выбор характерных режимов и анализ их параметров по результатам контрольных замеров

Под характерными режимами понимаются режим зимнего максимума электрических нагрузок и режим летнего минимума электрических нагрузок, результаты расчета которых позволяют оценить работоспособность сети в условиях различного уровня электропотребления, проверить параметры электрической сети на соответствие требованиям нормативных документов.

Анализ параметров таких характерных режимов позволит выявить проблемные места в рассматриваемой электрической сети с точки зрения

электрических режимов. Для дальнейшего анализа использовались данные летнего и зимнего контрольных замеров 2019 года, предоставленные Филиалом АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ в ходе прохождения производственной и преддипломной практики.

Произведен анализ отклонений напряжений в узлах, а также токовой загрузки ЛЭП рассматриваемой части электрической сети Амурской энергосистемы. В таблице 5 и 6 представлены узлы с наибольшими отклонениями по напряжению, в таблице 7 – наиболее загруженные участки электрической сети.

Таблица 5 – Отклонения напряжений в узлах схемы в летний день контрольных замеров 2019 года

Наименование	Номинальное напряжение на шинах, кВ	Фактическое напряжение на шинах, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
ПС 220 кВ Февральская ОРУ 110 кВ	110	121	10
Зейская ГЭС 1С-220 кВ	220	238,98	8,63
Зейская ГЭС 2С-220 кВ	220	238,96	8,62
ПС 220 кВ Энергия 1С	220	238,84	8,56
ПС 220 кВ Энергия 2С	220	238,83	8,56
ПС 220 кВ Светлая	220	238,60	8,46
ПС 220 кВ Ледяная	220	234,45	6,57
ПС 220 кВ Восточная	220	234,45	6,57

Таблица 6 – Отклонения напряжений в узлах схемы в зимний день контрольных замеров 2019 года

Наименование	Номинальное напряжение на шинах, кВ	Фактическое напряжение на шинах, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Февральская ОРУ 110 кВ	110	121	10
Зейская ГЭС 1С-220 кВ и 2С-220 кВ	220	241,81	9,91
ПС 220 кВ Энергия 1С и 2С	220	241,55	9,89
ПС 220 кВ Светлая	220	241,27	9,66
ПС 220 кВ Новокиевка	220	239,58	8,90
ПС 220 кВ Уландочка	220	239,53	8,88
ПС 220 кВ Ледяная/т	220	238,46	8,39

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
ПС 220 кВ Шимановск/т	220	238,45	8,38
ПС 500 кВ Амурская ОРУ 220 кВ 1С и 2С	220	238,37	8,35
ПС 220 кВ Восточная	220	238,30	8,32
ПС 220 кВ Мухинская/т	220	238,27	8,31
ПС 220 кВ Ледяная	220	238,29	8,31

Анализ отклонений напряжений показал, что напряжения в узлах нагрузки электрической сети не превышают допустимые пределы, определенные требованиями работы изоляции, статической устойчивости и ГОСТ 32144-2013 [19]. Максимальное превышение напряжения наблюдается на шинах двух ПС 220 кВ: Февральская и Энергия, а также на Зейской ГЭС.

При этом значительного снижения напряжения в точках передачи электрической энергии не зафиксировано.

Таблица 7 – Токовая загрузка ЛЭП

Наименование ЛЭП	Расчетный ток, А		Допустимый длительный ток при $t = +25\text{ }^{\circ}\text{C}$, А	Экономический токовый интервал	Токовая загрузка, %	
	Лето	Зима			Лето	Зима
1	2	3	4	5	6	7
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Светлая	267	290	710	515	37,6	40,85
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	304	328	825	630	36,85	39,76
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Сулус/т	147	164	610	380	24,1	26,8
ПС 220 кВ Энергия 1С-220 кВ – ПС 220 кВ Светлая	184	225	710	515	25,9	31,7
ПС 220 кВ Энергия 2С-220 кВ – ПС 220 кВ Светлая	182	221	710	515	25,6	31,13
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	201	216	710	515	28,3	30,4
ПС 220 кВ Магдагачи 2С-220 кВ – ПС 220 кВ Гонжа/т	257	245	710	515	36,2	34,5

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7
ПС 220 кВ Магдагачи 1С-220 кВ – ПС 220 кВ Талдан/т 1С-220 кВ	243	231	710	515	34,2	32,5
ПС 220 кВ Сквородино 2С-220 кВ – ПС 220 кВ Ульручи/т	149	204	610	380	24,4	33,44
ПС 220 кВ Сквородино 1С-220 кВ – ПС 220 кВ Талдан/т 2С-220 кВ	186	212	710	515	26,2	29,86
ПС 220 кВ Ульручи/т – ПС 220 кВ Талдан/т 1С-220 кВ	201	222	610	380	32,95	36,4
ПС 220 кВ Гонжа/т – ПС 220 кВ Талдан/т 2С-220 кВ	208	225	710	515	29,3	31,7

Токовая нагрузка ветвей рассчитана, как относительное отклонение расчётного тока ЛЭП от допустимого длительного тока, определенного по каталожным данным.

По приведенным данным таблицы видно, что токовая нагрузка ЛЭП не превышает допустимую. Выявлено, что расчётный ток значительно ниже экономических токовых интервалов, что характеризует неэкономичность выбранных марок проводов ЛЭП. Сделан вывод, что рассматриваемая электрическая сеть имеет низкую токовую загруженность участков. Наличие данного фактора свидетельствует о завышенном сечении ЛЭП, что характеризует неоптимальный режим работы сети.

Изучив режимную ситуацию по данным контрольных замеров, сделан вывод о том, что для рассматриваемой электрической сети характерно низкая токовая нагрузка сетевых элементов, а также высокий уровень напряжения в большинстве узлов за счет зарядных мощностей в линиях электропередачи.

3 ИССЛЕДОВАНИЕ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Исследование установившихся режимов электрической сети проводится с целью выявления «узких» мест, определения возможности и необходимости оптимизации режима.

Для анализа режимной ситуации использовались следующие данные, полученные в ходе прохождения производственной и преддипломной практики:

- нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 20.06.2019 г;
- результаты контрольных замеров для периода зимних и летних нагрузок за 2019 год, включая схемы потокораспределения.

3.1 Моделирование участка существующей сети

Моделирование участка электрической сети произведено в ПВК RastrWin3, который позволяет производить расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности и их анализ, а именно: определять потоки мощности по участкам сети, напряжения в узлах, а также потери мощности в элементах сети [20].

Перед проведением расчетов необходимо подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной ПВК RastrWin3.

ЛЭП задаются параметрами, описывающими П – образную схему замещения. При этом реактивная мощность, генерируемая ЛЭП, в ПВК RastrWin3 моделируется емкостной проводимостью ВЛ со знаком минус.

Трансформаторы и автотрансформаторы задаются параметрами, соответствующими Г-образной схеме замещения. Также в расчетной модели заданы различные устройства регулирования напряжения.

Все параметры элементов расчетной модели определяются на основе каталожных данных и данных, полученных в ходе прохождения производственной и преддипломной практик.

Для задания исходных данных в ПВК RastrWin3 необходимо заполнить таблицы, содержащую информацию по узлам и по ветвям схемы. Для учёта участков сети, не вошедших в схему эквивалента, их влияние учтено вводом эквивалентных генераторов в прилегающих ПС. В расчетную модель входит базисно-балансирующий узел – шина Зейской ГЭС, а также генераторные и нагрузочные узлы. Генераторы вводятся в расчетную модель посредством задания его активной мощности, фактического напряжения и пределов по выработке и потреблению реактивной мощности.

Для проведения расчетов необходимо в программно-вычислительный комплекс задать нагрузку потребителей, спрогнозированную на 5-летний период. Прогноз электрических нагрузок осуществляется по формуле сложных процентов:

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

где $P^{баз}$ – электрическая нагрузка на базовый год;

$P^{прог}$ – электрическая нагрузка на прогнозный год;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,038, согласно СиПР ЕЭС РФ 2019-2025 гг. [16];

N – срок выполнения прогноза, лет.

Прогнозирование реактивной мощности осуществляется аналогичным образом. За базовый принят 2019 год. Прогноз нагрузок осуществлён по 2024 год в ПВК RastrWin3.

3.3. Расчет характерных режимов рассматриваемого участка сети

Одним из крупных потребителей рассматриваемой электрической сети является тяговая нагрузка, которая представлена Забайкальской железной дорогой. Дорога с электрической тягой является потребителем первой категории.

Электрифицированная железная дорога оказывает ряд негативных влияний на смежные сооружения: на дорогах переменного тока в питающей трехфазной системе нарушается симметрия токов и напряжений, что ведет к дополнительным потерям электрической энергии, к понижению мощности генераторов и двигателей, уменьшению срока их службы; токи и напряжения в тяговой сети дороги переменного тока несинусоидальные (происходит усиление электрического и магнитного влияния на расположенные вблизи линии).

Также к крупным потребителям электроэнергии относятся предприятия добывающей промышленности и объекты трубопроводного транспорта. Характер нагрузок приведенных потребителей – промышленный [21].

Предприятия добывающей промышленности представлены ЗАО «УК «Петропавловск»:

- Покровский рудник – 3 категория надежности,
- Маломырский рудник – 2, 3 категории надежности,
- Албынский рудник – 1, 2, 3 категории надежности.

К объектам трубопроводного транспорта относятся НПС-23 и НПС-24, имеющие 1 категорию надежности.

В таблицы 8 и 9 сведены исходные и расчётные данные параметров режима выбранного эквивалента электрической сети на летний период 2019 года.

Таблица 8 – Параметры режима узлов эквивалента летнего периода

Название	U _{ном} , кВ	P _{нагр} , МВт	Q _{нагр} , МВар	P _{ген} , МВт	Q _{ген} , МВар	ΔU, %	U _{ном} , кВ	delta, °
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Шина 500 кВ Зейская ГЭС	500			364	-35,9	0,9	504,52	2,57
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			270,8	-236,4	8,62	238,97	1,47
Шина 500 кВ ПС Амурская	500			-178	23	0,59	502,95	-0,84
Шина 220 кВ ПС Амурская	220			11,4	-345	6,55	234,41	-2,2
ПС 220 кВ Призейская	220	46,9	94,5			-0,19	219,59	-3,01
ПС 220 кВ Тунгала	220	0,4	21			0,88	221,93	-3,94
ПС 220 кВ Февральская	220	35,9	28,7			2,21	224,85	-4,95
отп. Уландочка	220					4,28	229,42	-4,24
ПС 220 кВ Уландочка	220	0,3	0,3			4,28	229,42	-4,24

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 220 кВ Новокиевка	220	3,1	1,3			5,81	232,79	-3,29
ПС 220 кВ Сквородино	220	127,3	-9,2			1,83	224,04	-9,76
ПС 220 кВ Ульручы-тяга	220	21,7	18			1,84	224,05	-9,09
отп.1 Талдан-тяга	220					2,47	225,42	-8,23
отп.2 Талдан-тяга	220					2,31	225,08	-8,67
ПС 220 кВ Талдан-тяга	220	24,6	20,7			2,21	224,86	-8,54
ПС 220 кВ Гонжа-тяга	220	18,6	13,9			3,3	227,25	-6,98
ПС 220 кВ Магдагачи	220	13,2	15,2			4,46	229,81	-5,51
ПС 220 кВ Светлая	220	41,7	2,5			8,45	238,58	1,12
ПС 220 кВ Ключевая	220	4,9	1			5,44	231,96	-4,46
ПС 220 кВ Сулус-тяга	220	13,4	14,4			4,91	230,81	-4,92
ПС 220 кВ НПС-23	220					5,67	232,48	-4,47
ПС 220 кВ Чалганы-тяга	220	15,3	13,4			5,4	231,87	-4,55
ПС 220 кВ Сиваки	220	7,5	1			5,84	232,86	-4,46
отп.1 Сиваки-тяга	220					5,84	232,86	-4,46
отп.2 Сиваки-тяга	220					5,84	232,86	-4,46
ПС 220 кВ Сиваки-тяга	220	5,7	5,3			5,84	232,86	-4,46
ПС 220 кВ НПС-24	220	9,4	3,4			5,98	233,16	-4,3
ПС 220 кВ Мухинская-тяга	220	12,6	7,4			6,05	233,32	-4,18
ПС 220 кВ Шимановск	220	7,2	3,7			6,29	233,84	-3,64
ПС 220 кВ Шимановск-тяга	220	9,3	5,8			6,22	233,69	-3,68
отп.1 Ледяная-тяга	220					6,42	234,11	-3,17
отп.2 Ледяная-тяга	220					6,42	234,12	-3,19
ПС 220 кВ Ледяная-тяга	220	5,6	2			6,41	234,11	-3,18
ПС 220 кВ Ледяная	220	8,9	3			6,42	234,13	-3,19
ПС 220 кВ Энергия	220	7,8	2,4			8,56	238,83	1,35
ПС 220 кВ Эльгауголь	220	3,4	9,9			1,44	223,17	-3,7

Таблица 9 – Параметры сети ветвей эквивалента летнего периода

Название	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	I _{загр} ,%
1	2	3	4	5	6
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – Шина 500 кВ ПС Амурская	9,95	109,25	13	-1383,4	27,3
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – Шина 500 кВ ПС Амурская	9,86	107,98	12,8	-1364,5	27,2
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	17,64	78,85		-486,2	33,9
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	14,09	62,95		-388,1	9,6
ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	16,33	71,49		-440,8	10,3
ПС 220 кВ Февральская – отп. Уландочка	9,25	32,97		-212,8	16,5
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Уландочка	0,89	1,64		-5,4	0,2
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	10,8	38,27		-246,3	13,5
ПС 220 кВ Новокиевка – Шина 220 кВ ПС Амурская	10,24	35,12		-221	12,6
220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Магдагачи	9,88	54,75		-360,1	51,4
ПС 220 кВ Магдагачи – отп.1 Талдан-тяга	7,66	24,1		-117,4	43,6

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6
ПС 220 кВ Магдагачи – отп.1 Талдан-тяга	7,66	24,1		-117,4	43,6
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа-тяга	3,45	15,42		-95,1	38,3
ПС 220 кВ Гонжа-тяга – отп.2 Талдан-тяга	4,91	21,71		-98,5	30
отп.1 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Талдан-тяга	1,74	8		-84,7	16,1
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Талдан-тяга	1,74	8		-84,7	6,9
отп.1 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Ульручьи-тяга	4,02	11,65		-39	28
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Скворородино	2,64	11,57		-36	35
ПС 220 кВ Скворородино – ПС 220 кВ Ульручьи-тяга	3,49	12,3		-77,2	19,7
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17		-297	45,9
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Ключевая	5,24	23,43		-144,5	19,2
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Сулус-тяга	4,01	13,91		-87,5	17,1
ПС 220 кВ Сулус-тяга – ПС 220 кВ Ключевая	2,43	8,53		-55,1	23,4
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалганы-тяга	2,92	9,95		-62,6	3,7
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ НПС-23	2,77	12,26		-76,1	4,8
ПС 220 кВ НПС-23 – ПС 220 кВ Сиваки	6,11	27,18		-168	3,1
ПС 220 кВ Чалганы-тяга – отп.1 Сиваки-тяга	5,95	21,64		-131,3	5,7
ПС 220 кВ Сиваки – отп.2 Сиваки-тяга	0	0,01		-0,1	3,5
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	0,05	0,01		-0,1	1,2
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	0,05	0,01		-0,1	2,8
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ НПС-24	4,72	17,16		-104,1	4,2
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	5,52	24,32		-142,5	5,2
ПС 220 кВ НПС-24 – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	1,67	6,15		-36,8	7,7
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск-тяга	6,63	22,61		-142,6	8,6
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск	5,47	22,87		-146	9,2
ПС 220 кВ Шимановск – отп.2 Ледяная-тяга	3,44	14,12		-93,3	12,2
ПС 220 кВ Шимановск-тяга – отп.1 Ледяная-тяга	4,87	16,09		-104,3	12,2
отп.1 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная-тяга	0,12	0,93		-2,9	6,7
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная-тяга	0,12	0,93		-2,9	4,7
отп.1 Ледяная-тяга – Шина 220 кВ ПС Амурская	5,6	18,6		-120,1	19,5
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная	0,18	0,35		-5,3	7,6
ПС 220 кВ Ледяная – Шина 220 кВ ПС Амурская	7,33	32,77		-202,1	11,9
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – Шина 220 кВ Зейская ГЭС	1,11	58,87	1	4,4	
Шина 500 кВ ПС Амурская – Шина 220 кВ ПС Амурская	0,95	62,38	5,3	2,2	
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	0,34	1,52		-9,4	32,5
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	0,34	1,51		-9,3	32,7
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94		-18,1	30,4
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	0,63	2,82		-17,4	31,7
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Эльгауголь	25,73	114,97		-708,9	10,7

Анализ узловых напряжений показал, что максимальное отклонение напряжения составляет 8,62% на шине 220 кВ базисного узла электрической станции «Зейская ГЭС». Таким образом, расчётные значения узловых

напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Максимальная токовая нагрузка линий электропередачи 51,4% на участке Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи, минимальная нагрузка составляет 3,1% на участке НПС-23 – ПС 220 кВ Сиваки. Низкая загруженность ЛЭП свидетельствует о неэффективности выбора сечений проводников.

В таблице 10 приведены данные по общей генерации мощности эквивалента, потреблению и потерям в сети.

Таблица 10 – Баланс активных мощностей схемы летнего периода

Генерация, МВт	Нагрузка, МВт	Потери, МВт
468	445	23,54

Потери активной мощности в схеме с минимальными нагрузками – 23,54 МВт, что составляет 5,03% от суммарной мощности нагрузки в рассматриваемом районе.

На рисунке 6 приведена графика установившегося режима на летний период 2019 года.

В качестве послеаварийного режима рассмотрим отключение наиболее загруженного участка, которым является ВЛ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи. Результаты расчета послеаварийного режима представлены в Приложении Б. В таблицах 11 и 12 приведены узлы схемы с наибольшими отклонениями по напряжению и наиболее загруженные ветви схемы. Графика послеаварийного режима минимальных нагрузок на 2019 год представлена на рисунке 7.

Таблица 11 – Параметры узлов с наибольшими отклонениями напряжения

Название	U _{ном} , кВ	P _{нагр} , МВт	Q _{нагр} , МВар	P _{ген} , МВт	Q _{ген} , МВар	ΔU, %	U _{ном} , кВ	delta, °
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			279,5	-172	10	242	1,47
ПС 220 кВ Сковородино	220	127,3	-9,2			-4,35	210,42	-16,40
ПС 220 кВ Ульручы-тяга	220	21,7	18			-4,35	210,44	-15,64
ПС 220 кВ Светлая	220	41,7	2,5			9,53	240,96	0,96
ПС 220 кВ Энергия	220	7,8	2,4			9,83	241,63	1,29

Анализ показал, что отклонения напряжения всех узлов находятся в допустимых пределах. Максимальное отклонение напряжения составляет 10% на шине 220 кВ базового узла Зейской ГЭС.

Таблица 12 – Параметры ветвей с наибольшей токовой загрузкой

Название	R , <i>Ом</i>	X , <i>Ом</i>	G , <i>мкСм</i>	B , <i>мкСм</i>	$I_{загр}$, %
1	2	3	4	5	6
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17		-297	84,4
ПС 220 кВ Сулус-тяга – ПС 220 кВ Ключевая	2,43	8,53		-55,1	52,7
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	0,34	1,52		-9,4	51,2
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	0,34	1,51		-9,3	50,9
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	0,63	2,82		-17,4	50,6

Максимальная токовая нагрузка линий электропередачи в послеаварийном режиме 84,4% на участке ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая. Большинство участков имеют низкую токовую нагрузку.

В таблице 13 приведены данные по общей генерации мощности в послеаварийной схеме, потреблению и потерям на 2019 год.

Таблица 13 – Баланс активных мощностей схемы на прогнозный год

Генерация, МВт	Нагрузка, МВт	Потери, МВт
477	445	32,21

Потери активной мощности в послеаварийной схеме с минимальными нагрузками на 2019 год составили 32,21 МВт. Относительные потери 6,75%.

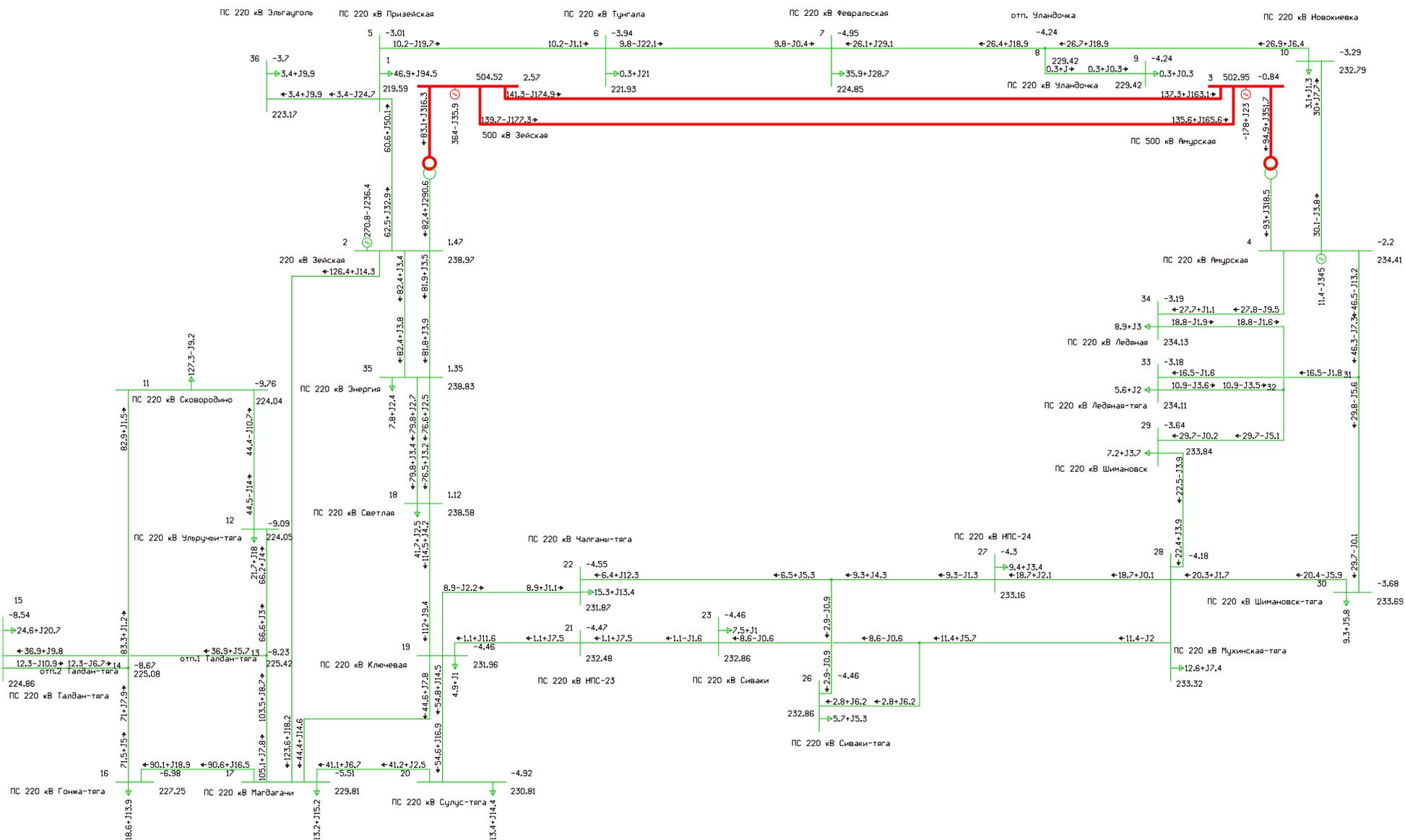


Рисунок 6 – Графика установившегося летнего режима 2019 года

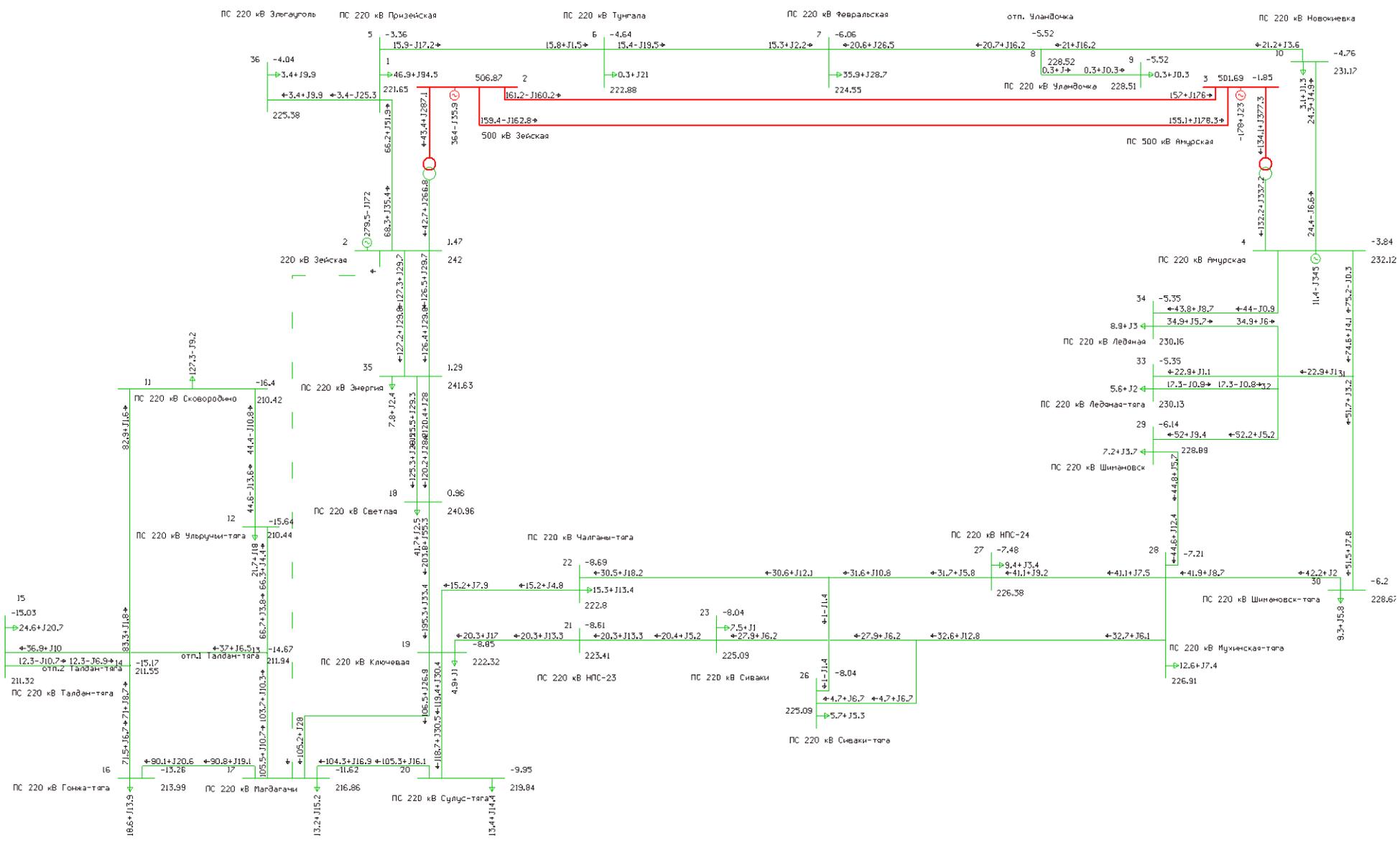


Рисунок 7 – Графика послеаварийного летнего режима 2019 года

В таблицах 14 и 15 сведены исходные данные для расчёта установившегося режима на зимний период 2019 года. Узловые нагрузки определены по данным контрольных замеров.

Таблица 14 – Параметры режима узлов эквивалента зимнего периода

Название	U _{ном} , кВ	P _{нагр} , МВт	Q _{нагр} , МВар	P _{ген} , МВт	Q _{ген} , МВар	ΔU, %	U _{ном} , кВ	delta, °
Шина 500 кВ Зейская ГЭС	500			460,7	-57	2,09	510,47	3,51
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			314,3	2,6	10,37	242,81	1,47
Шина 500 кВ ПС Амурская	500			-85,1	15,5	1,84	509,19	-0,14
Шина 220 кВ ПС Амурская	220			-75,9	-358	8,35	238,37	-3,27
ПС 220 кВ Призейская	220	61,1	71,3			6,8	234,95	-5,66
ПС 220 кВ Тунгала	220	3,2	23,4			8,04	237,7	-7,26
ПС 220 кВ Февральская	220	63,5	-5,4			9,63	241,19	-8,81
отп. Уландочка	220					9,96	241,9	-7,27
ПС 220 кВ Уландочка	220		0,1			9,96	241,9	-7,27
ПС 220 кВ Новокиевка	220	3	0,3			9,46	240,82	-5,32
ПС 220 кВ Скворородино	220	164,7	-11,8			4,29	229,43	-10,83
ПС 220 кВ Ульручи-тяга	220	6,2	0,2			4,55	230,01	-9,95
отп.1 Талдан-тяга	220					4,9	230,77	-9,04
отп.2 Талдан-тяга	220					4,68	230,29	-9,53
ПС 220 кВ Талдан-тяга	220	8,2	11			4,72	230,39	-9,31
ПС 220 кВ Гонжа-тяга	220	8,3	20,9			5,14	231,3	-7,68
ПС 220 кВ Магдагачи	220	28	27,3			6,06	233,33	-6,31
ПС 220 кВ Светлая	220	65,5	11,6			9,75	241,46	1,07
ПС 220 кВ Ключевая	220	11,4	3,6			6,82	235	-5,29
ПС 220 кВ Сулус-тяга	220	25,2	15,5			6,33	233,93	-5,8
ПС 220 кВ НПС-23	220	5,7	0,2			7,09	235,59	-5,39
ПС 220 кВ Чалганы-тяга	220	11	23,2			6,73	234,8	-5,37
ПС 220 кВ Сиваки	220	2,7	0,3			7,41	236,3	-5,42
отп.1 Сиваки-тяга	220					7,41	236,3	-5,42
отп.2 Сиваки-тяга	220					7,41	236,3	-5,42
ПС 220 кВ Сиваки-тяга	220	4,1	0,7			7,41	236,3	-5,42
ПС 220 кВ НПС-24	220	17,6	0,4			7,57	236,66	-5,4
ПС 220 кВ Мухинская-тяга	220	12,6	7,4			7,64	236,81	-5,27
ПС 220 кВ Шимановск	220	12,1	4,8			7,82	237,21	-4,82
ПС 220 кВ Шимановск-тяга	220	7,9	2,8			7,86	237,3	-4,8
отп.1 Ледяная-тяга	220					7,98	237,55	-4,32
отп.2 Ледяная-тяга	220					7,97	237,53	-4,36
ПС 220 кВ Ледяная-тяга	220	7,9	8,4			7,97	237,52	-4,34
ПС 220 кВ Ледяная	220	18,5	5,9			7,97	237,54	-4,35
ПС 220 кВ Энергия	220	31	10,2			9,91	241,8	1,35
ПС 220 кВ Эльгауголь	220	6,5	5,1			9,83	241,63	-6,82

Таблица 15 – Параметры сети ветвей эквивалента зимнего периода

Название	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	I _{загр} ,%
1	2	3	4	5	6
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – Шина 500 кВ ПС Амурская	9,95	109,25	13	-1383,4	28,6
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – Шина 500 кВ ПС Амурская	9,86	107,98	12,8	-1364,5	28,5
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	17,64	78,85		-486,2	36,3
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	14,09	62,95		-388,1	13,4
ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	16,33	71,49		-440,8	13,3
ПС 220 кВ Февральская – отп. Уландочка	9,25	32,97		-212,8	18,7
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Уландочка	0,89	1,64		-5,4	0,1
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	10,8	38,27		-246,3	20,9
ПС 220 кВ Новокиевка – Шина 220 кВ ПС Амурская	10,24	35,12		-221	24,5
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	9,88	54,75		-360,1	57,5
ПС 220 кВ Магдагачи – отп.1 Талдан-тяга	7,66	24,1		-117,4	42,5
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа-тяга	3,45	15,42		-95,1	35,7
ПС 220 кВ Гонжа-тяга – отп.2 Талдан-тяга	4,91	21,71		-98,5	32,1
отп.1 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Талдан-тяга	1,74	8		-84,7	13,8
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Талдан-тяга	1,74	8		-84,7	10,3
отп.1 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Ульручьи-тяга	4,02	11,65		-39	29
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Сквородино	2,64	11,57		-36	42
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Ульручьи-тяга	3,49	12,3		-77,2	26,3
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17		-297	52,1
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Ключевая	5,24	23,43		-144,5	18
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Сулус-тяга	4,01	13,91		-87,5	14,3
ПС 220 кВ Сулус-тяга – ПС 220 кВ Ключевая	2,43	8,53		-55,1	25
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Чалганы-тяга	2,92	9,95		-62,6	3,9
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ НПС-23	2,77	12,26		-76,1	6,3
ПС 220 кВ НПС-23 – ПС 220 кВ Сиваки	6,11	27,18		-168	4,3
ПС 220 кВ Чалганы-тяга – отп.1 Сиваки-тяга	5,95	21,64		-131,3	7,8
ПС 220 кВ Сиваки – отп.2 Сиваки-тяга	0	0,01		-0,1	1,4
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	0,05	0,01		-0,1	2
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	0,05	0,01		-0,1	2,7
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ НПС-24	4,72	17,16		-104,1	3
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	5,52	24,32		-142,5	4
ПС 220 кВ НПС-24 – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	1,67	6,15		-36,8	8,1
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск-тяга	6,63	22,61		-142,6	8,3
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск	5,47	22,87		-146	8
ПС 220 кВ Шимановск – отп.2 Ледяная-тяга	3,44	14,12		-93,3	12,7
ПС 220 кВ Шимановск-тяга – отп.1 Ледяная-тяга	4,87	16,09		-104,3	11,6
отп.1 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная-тяга	0,12	0,93		-2,9	10,4
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная-тяга	0,12	0,93		-2,9	7,2
отп.1 Ледяная-тяга – Шина 220 кВ ПС Амурская	5,6	18,6		-120,1	21,8
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная	0,18	0,35		-5,3	5,6
ПС 220 кВ Ледяная – Шина 220 кВ ПС Амурская	7,33	32,77		-202,1	13,2

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – Шина 220 кВ Зейская ГЭС	1,11	58,87	1	4,4	
Шина 500 кВ ПС Амурская – Шина 220 кВ ПС Амурская	0,95	62,38	5,3	2,2	
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	0,34	1,52		-9,4	69,4
220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	0,34	1,51		-9,3	69,8
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94		-18,1	38,1
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	0,63	2,82		-17,4	39,7
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Эльгауголь	25,73	114,97		-708,9	14,2

Анализ узловых напряжений показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10,37% на шине 220 кВ базисного узла электрической станции «Зейская ГЭС». Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что самым загруженным является участок Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия 28,6%, минимальная загрузка составляет 3,9% участка ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалгань-тыга. В зимний период сохраняется низкая загруженность ЛЭП.

В таблице 16 приведены данные по общей генерации мощности эквивалента, потреблению и потерям в сети.

Таблица 13 – Баланс активных мощностей схемы зимнего периода

Генерация, МВт	Нагрузка, МВт	Потери, МВт
614	586	28,07

Потери активной мощности в схеме с максимальными нагрузками – 28,07 МВт, что составляет 4,57% от суммарной мощности нагрузки в рассматриваемом районе.

На рисунке 8 приведена графика установившегося режима на зимний период 2019 года.

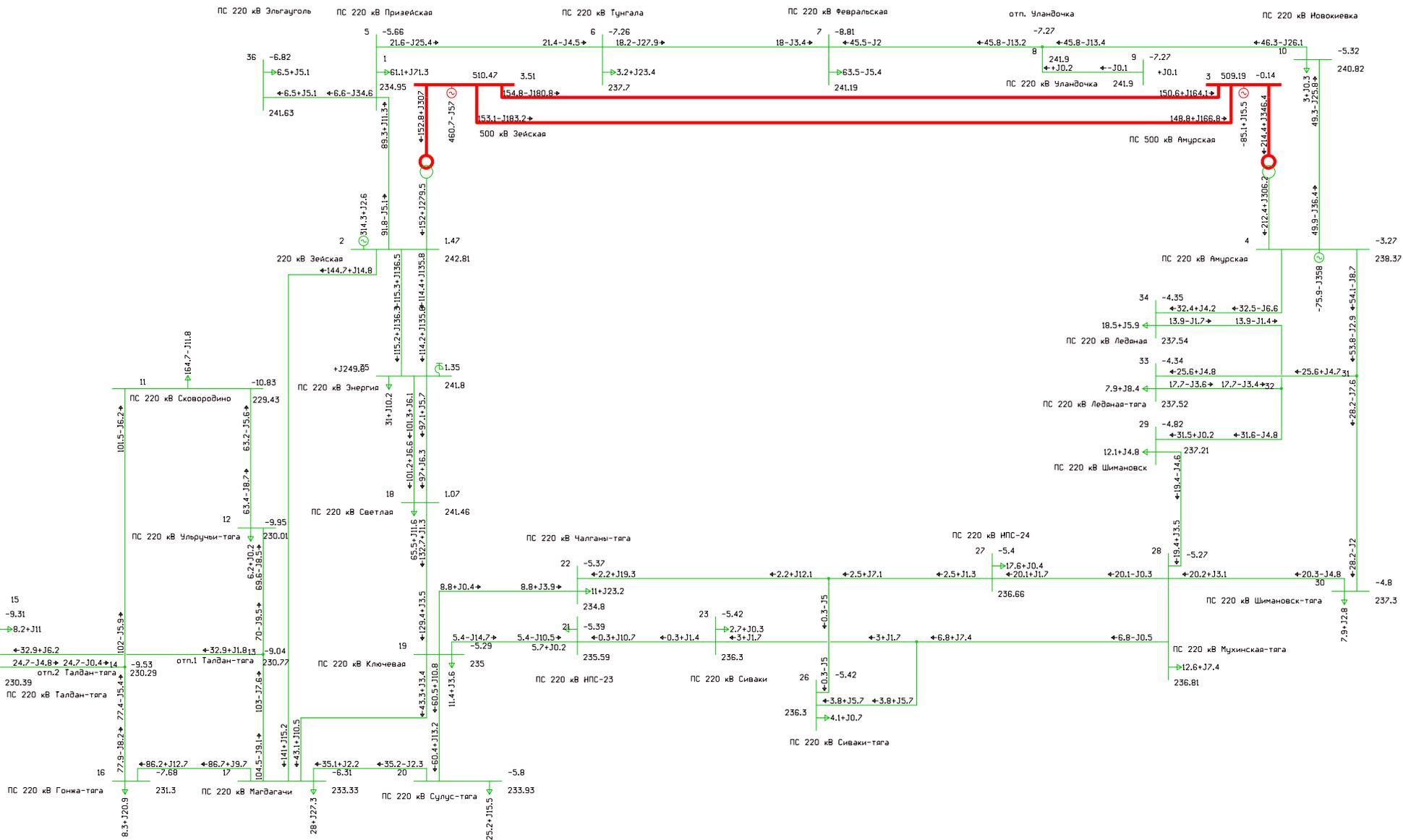


Рисунок 8 – Графика установившегося зимнего режима 2019 года

В качестве расчета послеаварийного режима рассмотрим отключение наиболее загруженного участка, которым является ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия. Результаты расчета послеаварийного режима представлены в Приложении В. В таблицах 14 и 15 приведены узлы схемы с наибольшими отклонениями по напряжению и наиболее загруженные ветви схемы. Графика послеаварийного режима максимальных нагрузок на 2019 год представлена на рисунке 9.

Таблица 14 – Параметры узлов с наибольшими отклонениями напряжения

Название	U _{ном} , кВ	P _{нагр} , МВт	Q _{нагр} , МВар	P _{ген} , МВт	Q _{ген} , МВар	ΔU, %	U _{ном} , кВ	delta, °
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			315,4	61,1	8,18	238	1,47
ПС 220 кВ Светлая	220	65,5	11,6			7,07	235,55	0,92
ПС 220 кВ Энергия	220	31,0	10,2			7,25	235,94	1,21

Анализ показал, что отклонения напряжения всех узлов находятся в допустимых пределах. Максимальное отклонение напряжения составляет 8,18% на шине 220 кВ базового узла Зейской ГЭС.

Таблица 15 – Параметры ветвей с наибольшей токовой загрузкой

Название	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	I _{загр} , %
1	2	3	4	5	6
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	0,34	1,52		-9,4	141,3
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	9,88	54,75		-360,1	60,8
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17		-297	53,7

Как видно из таблицы при возникновении аварийной ситуации одна ЛЭП перегружается выше допустимых пределов. Максимальная токовая нагрузка 141,3% на участке шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия.

В таблице 16 приведены данные по общей генерации мощности в послеаварийной схеме, потреблению и потерям на 2019 год.

Таблица 16 – Баланс активных мощностей схемы на прогнозный год

Генерация, МВт	Нагрузка, МВт	Потери, МВт
615	586	29,16

Потери активной мощности в послеаварийной схеме с максимальными нагрузками на 2019 год составили 29,16 МВт. Относительные потери 4,74%

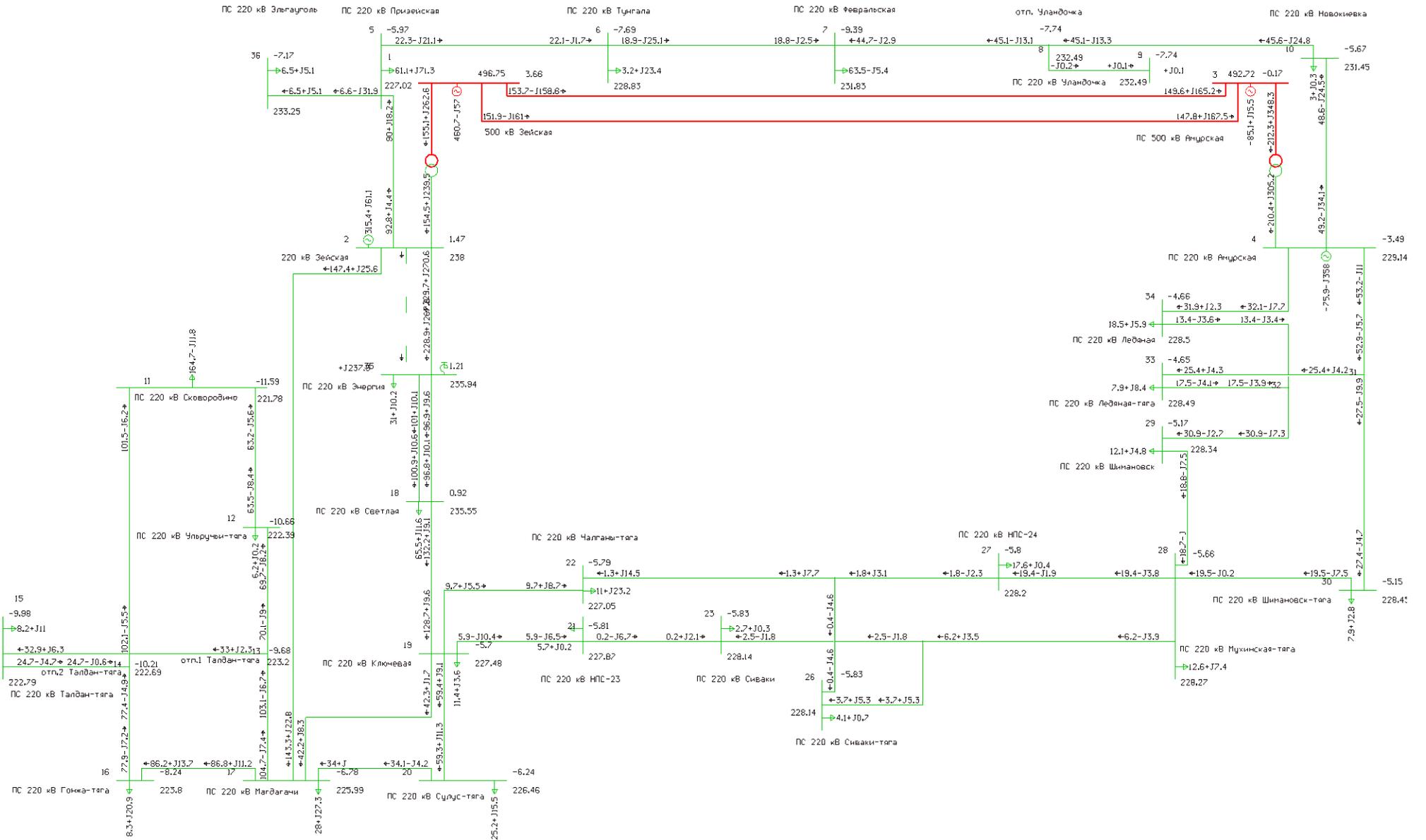


Рисунок 9 – Графика послеаварийного зимнего режима 2019 года

3.3 Анализ режимной ситуации с учетом прогноза электрических нагрузок

Для анализа режимной ситуации рассматриваемой электрической сети были рассчитаны установившиеся нормальные режимы периода зимних и летних нагрузок. Также для проверки соответствия существующей схемы электрической сети требованиям надежности электроснабжения потребителей выполнены расчеты послеаварийных режимов при отключении наиболее загруженного сетевого элемента для периода максимальных и минимальных нагрузок.

Анализ режимной ситуации позволяет оценить качество электроэнергии, отпускаемой потребителям, допустимость режимов с точки зрения работы оборудования электрической сети, а также определить, какие условия электроснабжения потребителей для данной схемы являются оптимальными.

При расчете электроэнергетических режимов на прогнозный год в соответствии со Схемой и программой развития электроэнергетики Амурской области на период 2019–2023 годов [21] учтен ввод в эксплуатацию следующих объектов электроэнергетики:

- Свободненская ТЭС;
- Амурский газоперерабатывающий завод;
- Амурский газохимический комбинат;
- ПС 220 кВ Строительная;
- ПП Химкомбинат.

В рамках реализации Восточной газовой программы ПАО «Газпром» планирует осуществить строительство магистрального газопровода «Сила Сибири», а также Амурского ГПЗ в районе г. Свободный для переработки природного газа Якутского и Иркутского центров газодобычи. Создание Амурского ГПЗ предполагает строительство 7 технологических линий.

Электроснабжение Амурского ГПЗ, согласно проектным решениям, выполняется комбинированным способом: от вновь строящейся

Свободненской ТЭС и от электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС». Присоединение к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» предусматривается по сооружаемым заходам от ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная и ВЛ 220 кВ Амурская – Новокиевка. Так же следует отметить, что предполагается выдача мощности Свободненской ТЭС в энергосистему Амурской области [21].

ПАО «СИБУР Холдинг» ведет проработку инвестиционной идеи по строительству Амурского газохимического комплекса в том же районе, что и Амурский ГПЗ. Электроснабжение Амурского ГХК, согласно проектным решениям, выполняется от электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС по сооружаемым заходам от ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1 и ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2 в ПП 500 кВ Химкомбинат со строительством ПС 500 кВ АГХК и шинопроводов от ПП 500 кВ Химкомбинат до ПС 500 кВ АГХК.

Ниже представлены результаты расчета нормального режима рассматриваемой сети в период максимальных нагрузок, с учетом прогноза на 2024 год, когда все элементы находятся в работе. В таблицах 17 и 18 сведены исходные и расчётные данные параметров режима выбранного эквивалента электрической сети на летний период 2024 года.

Таблица 17 – Параметры режима узлов эквивалента летнего периода

Название	U _{ном} , кВ	P _{нагр} , МВт	Q _{нагр} , МВар	P _{ген} , МВт	Q _{ген} , МВар	ΔU, %	U _{ном} , кВ	delta, °
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Шина 500 кВ Зейская ГЭС	500			364	-35,9	-1,42	492,88	0,88
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			463,5	257,5	7,27	236	1,47
Шина 500 кВ ПС Амурская	500			-178	23	-2,38	488,11	-2,76
Шина 220 кВ ПС Амурская	220			11,4	-345	2,63	225,79	-2,67
ПС 220 кВ Призейская	220	56,5	113,9			-3,88	211,46	-4,77
ПС 220 кВ Тунгала	220	0,5	25,3			-4,71	209,64	-6,2
ПС 220 кВ Февральская	220	43,3	34,6			-4,47	210,17	-7,93
отп. Уландочка	220					-2,09	215,41	-7,16
ПС 220 кВ Уландочка	220	0,4	0,4			-2,09	215,4	-7,16
ПС 220 кВ Новокиевка	220	3,7	1,6			-0,14	219,69	-6,14
ПС 220 кВ Сковородино	220	153,4	-11,1			-4,35	210,43	-12,8
ПС 220 кВ Ульручы-тяга	220	26,1	21,7			-4,33	210,47	-11,88

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8	9
отп.1 Талдан-тяга	220					-3,49	212,32	-10,71
отп.2 Талдан-тяга	220					-3,71	211,83	-11,32
ПС 220 кВ Талдан-тяга	220	29,6	24,9			-3,84	211,55	-11,14
ПС 220 кВ Гонжа-тяга	220	22,4	16,7			-2,29	214,97	-9,04
ПС 220 кВ Магдагачи	220	15,9	18,3			-0,61	218,67	-7,1
ПС 220 кВ Светлая	220	50,2	3			5,77	232,7	1,2
ПС 220 кВ Ключевая	220	5,9	1,2			0,65	221,43	-5,64
ПС 220 кВ Сулус-тяга	220	16,1	17,4			-0,04	219,92	-6,27
ПС 220 кВ НПС-23	220					0,89	221,95	-5,59
ПС 220 кВ Чалганы-тяга	220	18,4	16,1			0,55	221,21	-5,7
ПС 220 кВ Сиваки	220	9	1,2			1,07	222,36	-5,44
отп.1 Сиваки-тяга	220					1,07	222,36	-5,44
отп.2 Сиваки-тяга	220					1,07	222,36	-5,44
ПС 220 кВ Сиваки-тяга	220	6,9	6,4			1,07	222,36	-5,44
ПС 220 кВ НПС-24	220	11,3	4,1			1,29	222,84	-5,14
ПС 220 кВ Мухинская-тяга	220	15,2	8,9			1,42	223,12	-4,95
ПС 220 кВ Шимановск	220	8,7	4,5			1,91	224,21	-4,13
ПС 220 кВ Шимановск-тяга	220	11,2	7			1,81	223,99	-4,21
отп.1 Ледяная-тяга	220					2,25	224,96	-3,49
отп.2 Ледяная-тяга	220					2,25	224,95	-3,48
ПС 220 кВ Ледяная-тяга	220	6,7	2,4			2,25	224,95	-3,49
ПС 220 кВ Ледяная	220	10,7	3,6			2,27	224,99	-3,47
ПС 220 кВ Энергия	220	9,4	2,9			6,61	234,55	1,39
ПС 220 кВ Эльгауголь	220	4,1	11,9			-3,09	213,2	-5,5
Свободненская ТЭС	220	4,6	0,8	160	8,5	2,75	226,06	-2,41
ПП Зея	220	0,1	1,7			2,64	225,8	-2,68
ПС 220 кВ Строительная	220	36	14,5			0,13	220,29	-5,95
ПП Химкомбинат	500					-0,28	498,62	-1,7
АГХК	500	210	80			-0,42	497,91	-1,95

Таблица 18 – Параметры сети ветвей эквивалента

Название	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	I _{згр} ,%
1	2	3	4	5	6
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	17,64	78,85		-486,2	43,1
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	14,09	62,95		-388,1	9,4
ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	16,33	71,49		-440,8	10,4
ПС 220 кВ Февральская – отп. Уландочка	9,25	32,97		-212,8	18,1
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Уландочка	0,89	1,64		-5,4	0,2
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	10,8	38,27		-246,3	15,2
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	9,88	54,75		-360,1	65,8
ПС 220 кВ Магдагачи – отп.1 Талдан-тяга	7,66	24,1		-117,4	56,2
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа-тяга	3,45	15,42		-95,1	49,4

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6
ПС 220 кВ Гонжа-тяга – отп.2 Талдан-тяга	4,91	21,71		-98,5	38,6
отп.1 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Талдан-тяга	1,74	8		-84,7	20,7
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Талдан-тяга	1,74	8		-84,7	8,7
отп.1 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Ульручьи-тяга	4,02	11,65		-39	36
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Сквородино	2,64	11,57		-36	44,9
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Ульручьи-тяга	3,49	12,3		-77,2	25,2
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17		-297	56,7
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Ключевая	5,24	23,43		-144,5	25
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Сулус-тяга	4,01	13,91		-87,5	22,5
ПС 220 кВ Сулус-тяга – ПС 220 кВ Ключевая	2,43	8,53		-55,1	30,6
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалганы-тяга	2,92	9,95		-62,6	3,2
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ НПС-23	2,77	12,26		-76,1	4,8
ПС 220 кВ НПС-23 – ПС 220 кВ Сиваки	6,11	27,18		-168	3,5
ПС 220 кВ Чалганы-тяга – отп.1 Сиваки-тяга	5,95	21,64		-131,3	7,3
ПС 220 кВ Сиваки – отп.2 Сиваки-тяга	0	0,01		-0,1	6,1
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	0,05	0,01		-0,1	1,4
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	0,05	0,01		-0,1	3,4
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ НПС-24	4,72	17,16		-104,1	7
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	5,52	24,32		-142,5	8,1
ПС 220 кВ НПС-24 – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	1,67	6,15		-36,8	11,6
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск-тяга	6,63	22,61		-142,6	12,1
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск	5,47	22,87		-146	13,8
ПС 220 кВ Шимановск – отп.2 Ледяная-тяга	3,44	14,12		-93,3	17,3
ПС 220 кВ Шимановск-тяга – отп.1 Ледяная-тяга	4,87	16,09		-104,3	16,9
отп.1 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная-тяга	0,12	0,93		-2,9	1
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная-тяга	0,12	0,93		-2,9	3,3
отп.1 Ледяная-тяга – Шина 220 кВ ПС Амурская	5,6	18,6		-120,1	16,5
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная	0,18	0,35		-5,3	20,4
Шина 500 кВ Зейская – Шина 220 кВ Зейская	1,11	58,87	1	4,4	
Шина 500 кВ ПС Амурская – Шина 220 кВ ПС Амурская	0,95	62,38	5,3	2,2	
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	0,34	1,52		-9,4	90,6
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	0,34	1,51		-9,3	91,2
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94		-18,1	63,3
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	0,63	2,82		-17,4	66
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Эльгауголь	25,73	114,97		-708,9	9,1
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	4,12	18,41	6,7	-113,5	5,4
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	4,12	18,41	6,7	-113,5	5,4
Свободненская ТЭС – ПП Зея	0,89	3,96		-24,4	25
ПП Зея – ПС 220 кВ Ледяная	2,7	11,87		-74	25
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	7,61	63,85		-381,7	4,5
Свободненская ТЭС – ПС 220 кВ Строительная	2,85	47,05		-195,6	30,6
ПС 220 кВ Строительная – ПС 220 кВ Новокиевка	1,86	6,17		-36,9	14,3
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	4,93	53,99	6,4	-682,2	47,8

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	4,93	53,99	6,4	-682,2	47,8
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	4,97	54,62	6,5	-691,7	23,8
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	4,97	54,62	6,5	-691,7	23,8
ПП Химкомбинат – АГХК	0,99	10,8	1,3	-136,4	13,8
ПП Химкомбинат – АГХК	0,99	10,8	1,3	-136,4	13,8

Анализ узловых напряжений показал, что максимальное превышение напряжения составляет 7,27% на шине 220 кВ базисного узла электрической станции «Зейская ГЭС». Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Максимальная токовая нагрузка линий электропередачи 91,2% на участке Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия, минимальная нагрузка составляет 3,2% участка ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалганы/т. Большинство ЛЭП имеют низкую загруженность.

В таблице 19 приведены данные по общей генерации мощности эквивалента, потреблению и потерям в сети на прогнозный год.

Таблица 19 – Баланс активных мощностей схемы на прогнозный год

Генерация, МВт	Нагрузка, МВт	Потери, МВт
821	787	34,29

Потери активной мощности в схеме с минимальными нагрузками – 34,29 МВт. Относительные потери 4,18%, что характеризует схему как высокоэффективную.

На рисунке 10 приведены результаты расчёта режима работы электрической сети энергосистемы Амурской области напряжением 500 – 220 кВ для минимальных нагрузок летнего рабочего дня.

Расчет послеаварийного режима предполагает отключение наиболее загруженного участка электрической сети, которым является ВЛ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия. В данном случае смоделируем более тяжелую ситуацию, когда отключается ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи с отпайкой на ПС Талдан/т. Результаты расчета послеаварийного режима представлены в Приложении Г. В таблицах 20 и 21 приведены узлы схемы с наибольшими отклонениями по напряжению и наиболее загруженные ветви схемы. Графика послеаварийного режима минимальных нагрузок на прогнозный 2024 год представлена на рисунке 11.

Таблица 20 – Параметры узлов с наибольшими отклонениями напряжения

Название	U _{ном} , кВ	P _{нагр} , МВт	Q _{нагр} , МВар	P _{ген} , МВт	Q _{ген} , МВар	ΔU, %	U _{ном} , кВ	delta, °
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			471	250,4	10	242	1,47
ПС 220 кВ Сковородино	220	153,4	-11,1			-10,05	197,89	-19,87
ПС 220 кВ Ульручи-тяга	220	26,1	21,7			-10,84	196,16	-20,24
ПС 220 кВ Талдан-тяга	220	29,6	24,9			-9,19	199,79	-17,18
ПС 220 кВ Светлая	220	50,2	3			8,43	238,56	1,22
ПС 220 кВ Энергия	220	9,4	2,9			9,31	240,49	1,40

Анализ уровней напряжений показал, что в двух узлах схемы электрической сети наблюдается снижение ниже допустимых значений. Максимальное отклонение напряжения составляет 10,84% на ПС 220 кВ Ульручи/т.

Таблица 21 – Параметры ветвей с наибольшей токовой загрузкой

Название	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	I _{загр} , %
1	2	3	4	5	6
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа-тяга	3,45	15,42		-95,1	112,5
ПС 220 кВ Гонжа-тяга – отп.2 Талдан-тяга	4,91	21,71		-98,5	101,2
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	0,34	1,52		-9,4	94,2
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	0,34	1,51		-9,3	93,7
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Сковородино	2,64	11,57		-36	86

Как видно из таблицы при возникновении аварийной ситуации две линии электропередачи перегружаются выше допустимых пределов. Максимальная токовая нагрузка ЛЭП 112,5% на участке ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа/т.

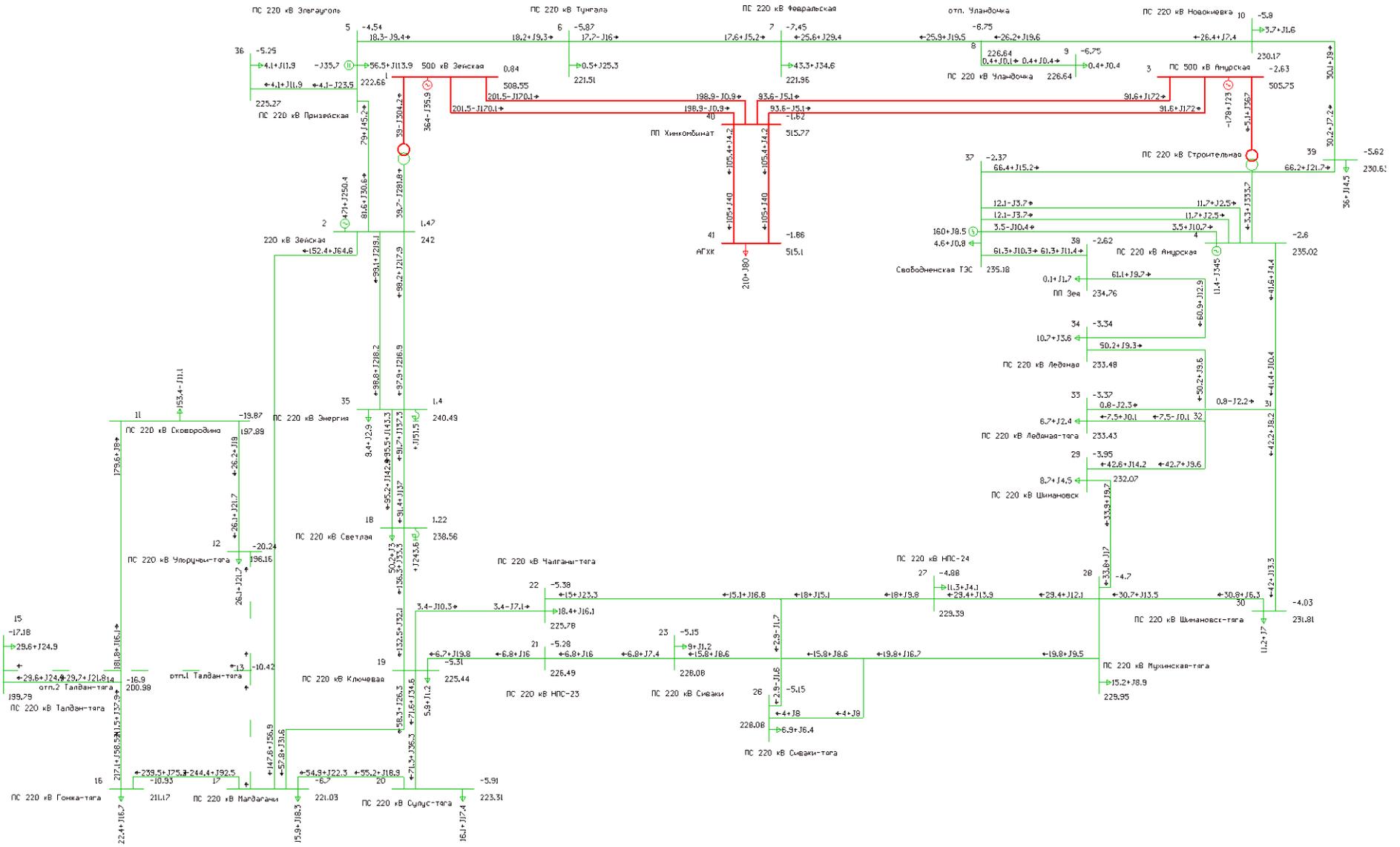


Рисунок 11 – Графика послеаварийного режима летнего периода 2024 года

В таблице 22 приведены данные по общей генерации мощности в послеаварийной схеме, потреблению и потерям на прогнозный год.

Таблица 22 – Баланс активных мощностей схемы на прогнозный год

Генерация, МВт	Нагрузка, МВт	Потери, МВт
828	787	41,84

Потери активной мощности в послеаварийной схеме с минимальными нагрузками составили 41,84 МВт. Относительные потери 5,05%.

В таблицах 23 и 24 приведены исходные данные для расчёта установившегося режима на зимний период 2024 года.

Таблица 23 – Параметры режима узлов эквивалента

Название	U _{ном} , кВ	P _{нагр} , МВт	Q _{нагр} , МВар	P _{ген} , МВт	Q _{ген} , МВар	ΔU, %	U _{ном} , кВ	delta, °
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Шина 500 кВ ПС Амурская	500			-85,1	15,5	-4,93	475,35	-3,1
ПС 220 кВ Сковородино	220	198,5	-14,2			-4,66	209,75	-15,23
ПС 220 кВ Ульручи-тяга	220	7,5	0,2			-4,29	210,55	-13,98
отп.2 Талдан-тяга	220					-4,11	210,97	-13,37
ПС 220 кВ Талдан-тяга	220	9,9	13,3			-4,05	211,1	-13,06
отп.1 Талдан-тяга	220					-3,78	211,69	-12,66
ПС 220 кВ Гонжа-тяга	220	10	25,2			-3,29	212,77	-10,75
Шина 500 кВ Зейская ГЭС	500			460	-57	-3,21	483,95	1,3
АГХК	500	252	96			-2,84	485,79	-2,13
ПП Химкомбинат	500					-2,65	486,76	-1,81
ПС 220 кВ Магдагачи	220	33,7	32,9			-1,83	215,98	-8,83
ПС 220 кВ Сулус-тяга	220	30,4	18,7			-1,49	216,72	-8,11
ПС 220 кВ Чалганы-тяга	220	13,3	28			-1,22	217,32	-7,51
ПС 220 кВ Ключевая	220	13,7	4,3			-0,85	218,14	-7,41
ПС 220 кВ НПС-24	220	21,2	0,5			-0,82	218,19	-7,55
ПС 220 кВ Сиваки	220	3,3	0,4			-0,79	218,26	-7,57
отп.1 Сиваки-тяга	220					-0,79	218,26	-7,57
отп.2 Сиваки-тяга	220					-0,79	218,26	-7,57
ПС 220 кВ Сиваки-тяга	220	4,9	0,8			-0,79	218,26	-7,57
ПС 220 кВ Мухинская-тяга	220	15,2	8,9			-0,79	218,25	-7,37
ПС 220 кВ НПС-23	220	6,9	0,2			-0,76	218,33	-7,54
ПС 220 кВ Шимановск	220	14,6	5,8			-0,72	218,42	-6,75
ПС 220 кВ Шимановск-тяга	220	9,5	3,4			-0,67	218,52	-6,74
ПС 220 кВ Ледяная-тяга	220	9,5	10,1			-0,56	218,76	-6,11
отп.1 Ледяная-тяга	220					-0,55	218,78	-6,1
отп.2 Ледяная-тяга	220					-0,55	218,79	-6,11
ПС 220 кВ Ледяная	220	16,1	5,3			-0,54	218,82	-6,1
Шина 220 кВ ПС Амурская	220			-75,9	-358	-0,35	219,22	-5,1

Продолжение таблицы 23

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 220 кВ Строительная	220	54	22			-0,19	219,59	-10,78
ПП Зезя	220	0,2	2,5			-0,13	219,72	-5,38
ПС 220 кВ Новокиевка	220	3,6	0,4			-0,04	219,92	-11,17
Свободненская ТЭС	220	6,9	0,1	160	8,5	0,01	220,03	-5,15
ПС 220 кВ Тунгала	220	3,9	28,2			0,12	220,27	-11,91
ПС 220 кВ Февральская	220	76,5	-6,5			0,51	221,12	-15,06
отп. Уландочка	220					0,61	221,34	-13,34
ПС 220 кВ Уландочка	220		0,1			0,61	221,34	-13,34
ПС 220 кВ Призейская	220	73,6	85,9			1,19	222,61	-9,01
ПС 220 кВ Эльгауголь	220	7,8	6,1			3,58	227,88	-10,38
ПС 220 кВ Светлая	220	78,9	14			6,18	233,6	0,98
ПС 220 кВ Энергия	220	37,4	12,3			6,69	234,71	1,31
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			596,2	233,2	7,27	236	1,47

Таблица 24 – Параметры сети ветвей эквивалента

Название	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	I _{загр} ,%
1	2	3	4	5	6
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	17,64	78,85		-486,2	51,7
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	14,09	62,95		-388,1	17,3
ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	16,33	71,49		-440,8	17,5
ПС 220 кВ Февральская – отп. Уландочка	9,25	32,97		-212,8	19,1
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Уландочка	0,89	1,64		-5,4	0,1
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	10,8	38,27		-246,3	21,3
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	9,88	54,75		-360,1	77,7
ПС 220 кВ Магдагачи – отп.1 Талдан-тяга	7,66	24,1		-117,4	55,9
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа-тяга	3,45	15,42		-95,1	47,3
ПС 220 кВ Гонжа-тяга – отп.2 Талдан-тяга	4,91	21,71		-98,5	41,9
отп.1 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Талдан-тяга	1,74	8		-84,7	18,3
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Талдан-тяга	1,74	8		-84,7	13,6
отп.1 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Ульручьи-тяга	4,02	11,65		-39	38,1
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Сквородино	2,64	11,57		-36	55,3
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Ульручьи-тяга	3,49	12,3		-77,2	34,7
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17		-297	70,4
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Ключевая	5,24	23,43		-144,5	23,2
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Сулус-тяга	4,01	13,91		-87,5	18,4
ПС 220 кВ Сулус-тяга – ПС 220 кВ Ключевая	2,43	8,53		-55,1	32,5
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалганы-тяга	2,92	9,95		-62,6	8,8
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ НПС-23	2,77	12,26		-76,1	4,6
ПС 220 кВ НПС-23 – ПС 220 кВ Сиваки	6,11	27,18		-168	1,9
ПС 220 кВ Чалганы-тяга – отп.1 Сиваки-тяга	5,95	21,64		-131,3	5,4
ПС 220 кВ Сиваки – отп.2 Сиваки-тяга	0	0,01		-0,1	2
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	0,05	0,01		-0,1	2,2

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5	6
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	0,05	0,01		-0,1	3,1
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ НПС-24	4,72	17,16		-104,1	1,6
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	5,52	24,32		-142,5	3,5
ПС 220 кВ НПС-24 – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	1,67	6,15		-36,8	9,9
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск-тяга	6,63	22,61		-142,6	10
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск	5,47	22,87		-146	10
ПС 220 кВ Шимановск – отп.2 Ледяная-тяга	3,44	14,12		-93,3	16
ПС 220 кВ Шимановск-тяга – отп.1 Ледяная-тяга	4,87	16,09		-104,3	14,2
отп.1 Ледяная-тяга – С 220 кВ Ледяная-тяга	0,12	0,93		-2,9	4,9
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная-тяга	0,12	0,93		-2,9	2,9
отп.1 Ледяная-тяга – Шина 220 кВ ПС Амурская	5,6	18,6		-120,1	18,9
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная	0,18	0,35		-5,3	15,3
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – Шина 220 кВ Зейская ГЭС	1,11	58,87	1	4,4	
Шина 500 кВ ПС Амурская – Шина 220 кВ ПС Амурская	0,95	62,38	5,3	2,2	
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	0,34	1,52		-9,4	88,3
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	0,34	1,51		-9,3	88,9
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94		-18,1	54,4
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	0,63	2,82		-17,4	56,8
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Эльгауголь	25,73	114,97		-708,9	12,9
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	4,12	18,41	6,7	-113,5	5,3
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	4,12	18,41	6,7	-113,5	5,3
Свободненская ТЭС – ПП Зея	0,89	3,96		-24,4	22,5
ПП Зея – ПС 220 кВ Ледяная	2,7	11,87		-74	22,4
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	7,61	63,85		-381,7	5,2
Свободненская ТЭС – ПС 220 кВ Строительная	2,85	47,05		-195,6	43,4
ПС 220 кВ Строительная – ПС 220 кВ Новокиевка	1,86	6,17		-36,9	22,9
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	4,93	53,99	6,4	-682,2	51,4
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	4,93	53,99	6,4	-682,2	51,4
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	4,97	54,62	6,5	-691,7	25,2
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	4,97	54,62	6,5	-691,7	25,2
ПП Химкомбинат – АГХК	0,99	10,8	1,3	-136,4	17
ПП Химкомбинат – АГХК	0,99	10,8	1,3	-136,4	17

Максимальное превышение напряжения составляет 7,27% на шине 220 кВ станции «Зейская ГЭС». Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что самым загруженным является участок Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия 88,9%, минимальная

загрузка составляет 1,9% участка НПС-23 – ПС 220 кВ Сиваки. Большинство ЛЭП имеют низкую загруженность.

В таблице 25 приведены данные по общей генерации мощности эквивалента, потреблению и потерям в сети.

Таблица 25 – Баланс активных мощностей схемы

Генерация, МВт	Нагрузка, МВт	Потери, МВт
1055	1013	42,15

Потери активной мощности в схеме 42,15 МВт. Относительные потери 4%, что характеризует схему как высокоэффективную.

На рисунке 12 приведены результаты расчёта режима работы электрической сети энергосистемы Амурской области напряжением 500 – 220 кВ для максимальных нагрузок зимнего рабочего дня.

В качестве послеаварийного режима рассмотрено отключение ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи с отпайкой на ПС Талдан/т. Результаты расчета послеаварийного режима представлены в Приложении Д. В таблицах 26 и 27 приведены узлы схемы с наибольшими отклонениями по напряжению и наиболее загруженные ветви схемы. Графика послеаварийного режима максимальных нагрузок на прогнозный 2024 год представлена на рисунке 13.

Таблица 26 – Параметры узлов с наибольшими отклонениями напряжения

Название	U _{ном} , кВ	P _{нагр} , МВт	Q _{нагр} , МВар	P _{ген} , МВт	Q _{ген} , МВар	ΔU, %	U _{ном} , кВ	delta, °
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			604	248,4	9,09	240	1,47
ПС 220 кВ Сковородино	220	198,5	-14,2			-9,93	198,16	-23,06
ПС 220 кВ Ульручи-тяга	220	7,5	0,2			-9,95	198,11	-23,21
ПС 220 кВ Талдан-тяга	220					-8,98	200,24	-19,55
ПС 220 кВ Светлая	220	78,9	14			7,94	237,47	1,00
ПС 220 кВ Энергия	220	37,4	12,3			8,48	238,66	1,32

Анализ отклонений напряжений позволил определить, что напряжения в узлах нагрузки не превышают допустимые пределы, определенные требованиями статической устойчивости и ГОСТ 32144-2013. Максимальное отклонение напряжения составляет 9,09% на шине 220 кВ Зейской ГЭС.

Таблица 27 – Параметры ветвей с наибольшей токовой загрузкой

Название	$R,$ <i>Ом</i>	$X,$ <i>Ом</i>	$G,$ <i>мкСм</i>	$B,$ <i>мкСм</i>	$I_{загр},\%$
1	2	3	4	5	6
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа-тяга	3,45	15,42		-95,1	109,7
ПС 220 кВ Гонжа-тяга – отп.2 Талдан-тяга	4,91	21,71		-98,5	103,4
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	0,34	1,52		-9,4	91,3
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	0,34	1,51		-9,3	90,7
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Сковородино	2,64	11,57		-36	98,8
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	9,88	54,75		-360,1	80,7

Как видно из таблицы при возникновении аварийной ситуации две линии электропередачи перегружаются выше допустимых пределов. Максимальная токовая нагрузка ЛЭП 109,7% на участке ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа/т.

В таблице 28 приведены данные по общей генерации мощности в послеаварийной схеме, потреблению и потерям на прогнозный год.

Таблица 28 – Баланс активных мощностей схемы на прогнозный год

Генерация, МВт	Нагрузка, МВт	Потери, МВт
1063	1013	49,97

Потери активной мощности в послеаварийной схеме с максимальными нагрузками составили 49,97 МВт. Относительные потери 4,7%.

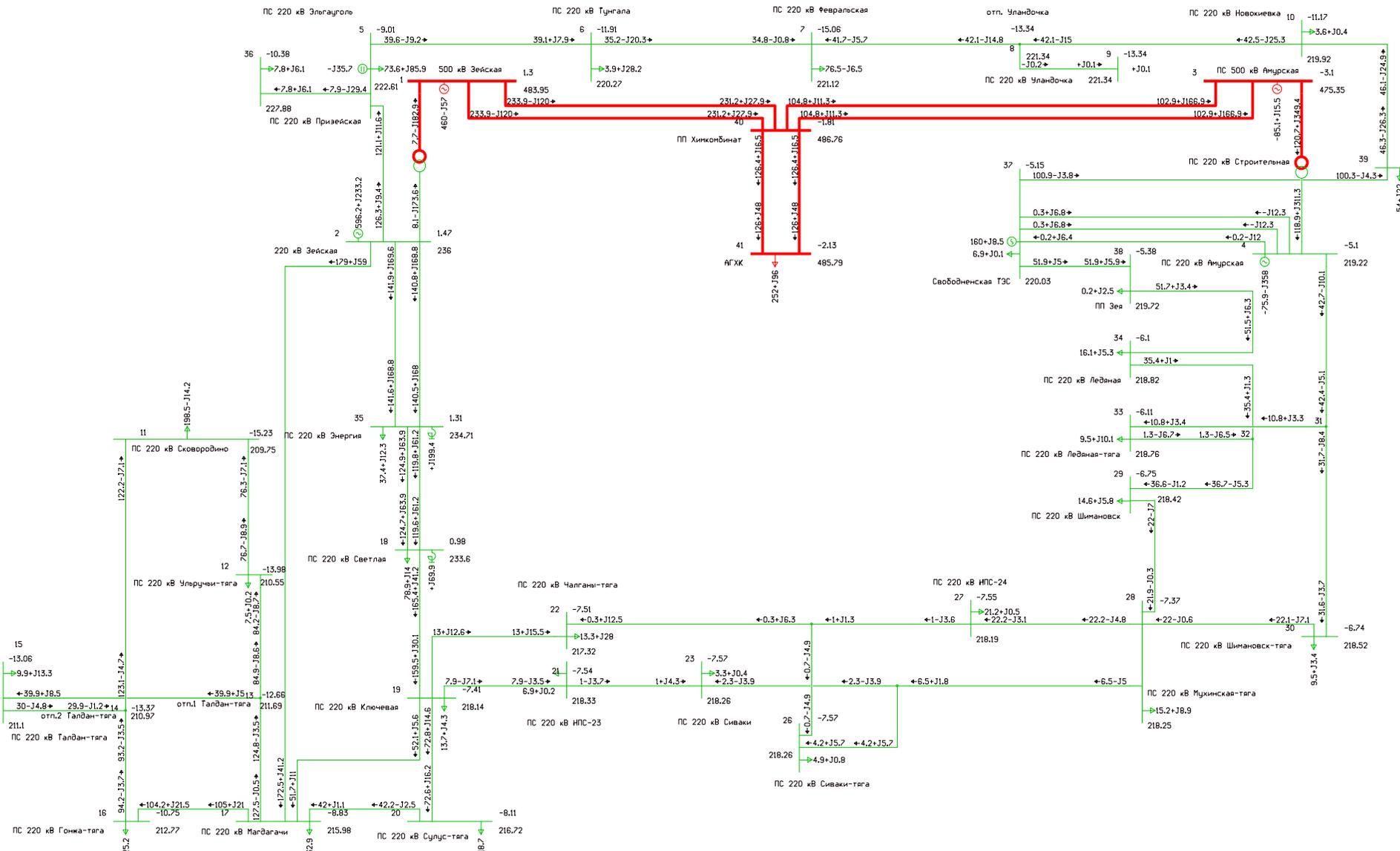


Рисунок 12 – Графика установившегося режима зимнего периода 2024 года

Анализ режимной ситуации позволил выявить основные проблемы рассматриваемой электрической сети:

- а) Значительные перетоки реактивной мощности, обусловленные большой протяженностью линий электропередачи;
- б) Низкая токовая загрузка линий электропередачи;
- в) Низкий уровень напряжения большинства узлов и перегруженные линии электропередачи в послеаварийных режимах.

4 СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ РЕЖИМНОЙ УПРАВЛЯЕМОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

4.1 Функциональные свойства и характерные особенности электрических сетей

Смена условий развития и функционирования электрических сетей приводит к существенному изменению структуры и режимов их работы. При решении вопроса о выборе способа повышения управляемости режимов современных электрических сетей следует учитывать особенности функционирования конкретной электрической сети. Это позволит существенным образом повысить уровень эффективности ее работы, и, как следствие, улучшить достигнутые свойства системы. Реализация этой задачи предусматривает в первую очередь выявление характерных особенностей и функциональных свойств электрических сетей.

Для современных электрических сетей характерны следующие особенности их функционирования:

- а) Высокая степень физического и морального износа оборудования;
- б) Большая протяженность линий электропередачи;
- в) Высокий уровень потерь электроэнергии при преобразовании, передаче, распределении и потреблении электроэнергии;
- г) Наличие большой доли потребителей, оказывающих негативное влияние на качество электрической энергии в части несинусоидальности, несимметрии и колебания напряжения (тяга переменного тока – электрифицированная железная дорога; выпрямительная нагрузка – цветная и черная металлургия и др.);
- д) Наличие потребителей, требующих повышенной надежности электроснабжения;
- е) Избыточная нагрузка сети потоками реактивной мощности;

ж) Наличие «узких» мест, обусловленных недостаточной пропускной способностью линий электропередачи, особенно в ремонтных и послеаварийных режимах;

и) Неоптимальная загрузка генерирующих мощностей, в том числе наличие «запертых» мощностей;

к) Неоптимальное распределение потоков мощности, в том числе по параллельным линиям электропередачи разного класса напряжения, что приводит к неэкономичным режимам работы сетей.

Функциональные свойства современных электрических сетей:

а) Сложность и неоднородность электрических сетей;

б) Слабая режимная управляемость, недостаточный объем средств регулирования напряжения и реактивной мощности;

в) Утяжеление условий устойчивой работы системы в связи с постепенным внедрением установок распределенной генерации, объединением систем на параллельную работу и др., а также высокая подверженность системным авариям в целом;

г) Низкий уровень наблюдаемости состояния электроэнергетического оборудования и электрических сетей в целом;

д) Высокая степень неопределенности, обусловленная функционированием рынков электроэнергии и мощности и сложными технологическими процессами объектов современной экономики;

е) Преимущественно ручное восстановление работы после аварийных возмущений.

В дальнейшем переход на новую технологическую платформу приведет к существенному изменению достигнутых и созданию новых функциональных свойств электрической сети: самовосстановлению, живучести, насыщенности активно-адаптивными элементами, оптимизации как генерации, так и потребления электроэнергии. В свою очередь это позволит повысить эффективность функционирования электроэнергетики и обеспечить ожидаемые выгоды для всех заинтересованных сторон

(потребителей электроэнергии, энергетических компаний, регулирующих органов и др.).

Все перечисленные выше свойства и особенности электрических сетей приводят к необходимости изменения методического подхода к выбору средств управления схемно-режимной ситуацией в адаптивном режиме.

4.2 Разработка методики выбора управляемых силовых устройств для перехода на качественно новый уровень управления

Как уже отмечалось выше, существующие методические подходы к управлению режимами электрических сетей требуют значительной модификации и развития ввиду перехода на новейшие технологии.

Технология гибких систем передачи переменного тока позволяет сформировать эффективно функционирующую систему за счет адаптации характеристик оборудования к изменяющейся режимной ситуации. Выбор таких устройств адаптивного управления напрямую зависит от особенностей функционирования конкретной электрической сети, в результате чего возникла необходимость в создании методических рекомендаций, позволяющих снизить вероятность ошибок и добиться максимального эффекта.

Для адаптации технических средств силового управления под схемно-режимную ситуацию конкретной электрической сети с целью получения наибольшего эффекта от режимной управляемости, прежде всего, необходимо проводить структурный анализ схемно-режимной ситуации, алгоритм которого представлен во второй главе.

Проанализировав схемно-режимную ситуацию конкретной электрической сети и выявив ее характерные особенности, полученные данные необходимо соотнести с особенностями функционирования рассмотренных в первой главе силовых устройств. Для того, чтобы провести необходимое соответствие и определить наиболее целесообразные варианты режимной управляемости, рационально воспользоваться методами активизации научного процесса.

В инженерной практике среди наиболее распространенных методов активизации творческого процесса выделяют:

- а) Ассоциативные методы поиска технических решений;
- б) Метод эвристических (контрольных) вопросов;
- в) Алгоритм решения изобретательских задач (АРИЗ);
- г) Обобщенный эвристический алгоритм;
- д) Метод морфологического анализа.

Первая группа методов не позволяет решать сложные задачи, а отбор новых идей возможен по ограниченному количеству критериев. Второй метод является улучшенным методом проб и ошибок, однако, не содержит критерии и механизмы оценки полученных решений. Третий и четвертый методы обладают чрезвычайной трудоемкостью.

В отличие от хаотического поиска решений и методов, требующих значительных усилий, морфологический анализ позволяет рассмотреть все варианты без большой траты времени. Таким образом, выбран метод морфологического анализа, способный обеспечить выбор оптимальных устройств, которые будут в полной мере удовлетворять поставленным задачам.

Морфологический анализ является упорядоченным способом исследования, позволяющим добиться систематического обзора всех возможных решений рассматриваемой проблемы. Суть состоит в следующем: в таблице, называемой морфологическим ящиком, для каждого морфологического признака (классификационного признака, характеризующего устройство) предлагается ряд конкретных вариантов. Перебирая возможные альтернативные варианты, можно выявить новое решение рассматриваемой проблемы, которое могло быть упущено при простом переборе.

В таблице 29 представлен сравнительный анализ функциональных возможностей наиболее распространенных в мировой практике технических устройств FACTS, проведенный с помощью морфологического анализа.

Таблица 29 – Морфологическая таблица

Классификационный признак	Технические устройства регулирования реактивной мощности и напряжения							Технические устройства регулирования параметров сети	
	Устройства FACTS-1		Устройства FACTS-2						
	УШР	СТК	СК	АСК	СТАТКОМ	ССПК	ОРПМ	ФПУ	УУПК
<i>Решаемые задачи:</i>									
➤ регулирование напряжения	+	++	+	+	++	+	+	+	+
➤ генерация реактивной мощности	-	++	++	+	++	+	++	-	-
➤ потребление реактивной мощности	++	+	+	+	++	+	++	-	-
➤ параллельное распределение нагрузки ЛЭП	-	-	-	-	-	+	+	+	+
➤ увеличение пропускной способности	+	+	+	+	++	++	++	+	++
➤ снижение потерь	++	++	+	+	+	++	+	++	++
➤ повышение статической устойчивости	+	+	+	+	++	+	+	++	+
➤ повышение динамической устойчивости	+	++	+	+	++	++	++	+	++
➤ повышение качества электроэнергии	-	+	-	-	++	-	-	-	++
<i>Электрические сети:</i>									
➤ распределительные	+	+	+	+	+	+	+	+	+
➤ системообразующие	+	++	+	+	++	+	++	+	+
<i>Производство:</i>									
➤ отечественное	+	+	+	+	+	-	-	-	-
➤ зарубежное	+	+	+	+	+	+	+	+	+
<i>Диапазон регулирования, %</i>	100	30-50 потребле- ние, 100 выдача	30-50 потребле- ние, 100 выдача	±100	±100	±100	±100	100	100
<i>Стоимость, млн. руб.</i>	40	50	50	50	100	80	80	70	40

Примечание:

- «+» – соответствует критерию;
- «-» – не соответствует критерию;
- «++» – наиболее соответствует критерию.

Проведенный сравнительный анализ функциональных возможностей по выделенным критериям позволяет выявить наиболее важные преимущества устройств. Каждое из перечисленных устройств способно комплексно решить ряд задач при функционировании определенной электроэнергетической системы.

Учитывая схемно-режимные особенности интересующей электрической сети, по морфологической таблице определяются силовые устройства, технические характеристики которых максимально адаптированы под заданные условия. Среди отобранных вариантов остается тот, эффект от реализации которого ожидается наибольшим по следующим критериям: область влияния на параметры схемы/режима оптимальна, применение устройства экономически целесообразно.

Предложенная методика значительно снижает вероятность ошибок при выборе современных устройств адаптивного управления, так как в каждом случае учитывает функциональные свойства и характерные особенности конкретных электрических сетей на основе анализа их схемно-режимной ситуации, благодаря чему поставленные задачи решаются наглядно с помощью морфологической таблицы.

4.3 Разработка и технический анализ вариантов повышения режимной управляемости рассматриваемых электрических сетей

В данном разделе апробирован на выбранном объекте исследования предложенный методический подход по решению проблемы повышения режимной управляемости с помощью технологии гибких систем передачи переменного тока, позволяющих значительно увеличить ресурс управления и получить требуемый технико-экономический эффект.

Первоначально рассмотрим свойства и особенности выбранного объекта исследования:

а) Особенностью топологии сети является сложнзамкнутая структура с сильными и слабыми связями;

б) В сети присутствует зарядная мощность, обусловленная значительной протяженностью линий электропередачи;

г) В электрической сети функционирует 67% ПС, на которых превышен нормативный срок эксплуатации трансформаторов и автотрансформаторов;

д) Одним из основных крупных потребителей в сети является тяговая нагрузка, которая отрицательно сказывается на качестве электрической энергии, создавая помехи в виде искажений токов и напряжений;

е) В режиме максимальных нагрузок на 44% тяговых ПС значения коэффициента реактивной мощности (соотношение потребления реактивной и активной мощности) превышают 1, что приводит к существенному влиянию на уровни напряжения;

ж) Электрифицированная железная дорога, как и объекты трубопроводного транспорта, является потребителем первой категории надежности электроснабжения. Предприятия добывающей промышленности также относятся к крупным потребителям рассматриваемой электрической сети и имеют 2 и 3 категории надежности электроснабжения;

и) Энергосистема Амурской области является избыточной по активной мощности как в летний, так и в зимний период. Однако в западной части рассматриваемой электрической сети на транзите 220 кВ Магдагачи – Сквородино отсутствует источник генерации, в результате чего наблюдаются проблемы с уровнями напряжения;

к) Передача мощности в западную часть из рассматриваемого района ограничена пропускной способностью контролируемого сечения «ОЭС – Запад Амурэнерго», в состав которого входят: ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул, ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т, ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т.

Как было отмечено выше, для рассматриваемой электрической сети также характерно: слабая токовая загрузка линий электропередачи и несоответствие параметров в послеаварийном режиме.

На основании изложенного сделан вывод, что для повышения управляемости схемно-режимной ситуацией необходимо выбрать силовое устройство, обладающее следующими функциональными возможностями:

- Регулирование уровней напряжения;
- Компенсация реактивной мощности;
- Улучшение качества электроэнергии.

Определим по морфологической таблице возможные средства режимного управления, отвечающие данным требованиям:

- а) УШР;
- б) СТК;
- в) СТАТКОМ.

Так как в применении силового устройства СТАТКОМ для рассматриваемой схемно-режимной ситуации нет острой необходимости, то ввиду сложности оборудования и достаточно высокой стоимости, устройство далее не рассматривается.

УШР, достаточно эффективны в эксплуатации и позволяют автоматизировать процесс стабилизации одного из заданных параметров режима с одновременной разгрузкой коммутационного оборудования в схемах регулирования напряжения, повышать надежность работы электрических сетей. У данных устройств относительно невысокая стоимость. Но в рассматриваемой сети использование только УШР недостаточно, поскольку устройство не решает проблему качества электроэнергии. В данном случае можно рассмотреть дополнительную установку активного фильтро-симметрирующего устройства (АФС) на ПС 220 кВ Сковородино, напряжение на шинах которой искажено действием тяги переменного тока.

АФС – это активный фильтр высших гармоник на основе модульного многоуровневого преобразователя напряжения, предназначенный для обеспечения нормативных требований по качеству электроэнергии.

СТК, в свою очередь, минимизируют влияние высших гармонических составляющих тока и напряжения, стабилизируют напряжение, повышают эффективность работы систем передачи и распределения электроэнергии. Устройство способно как генерировать, так и потреблять свою реактивную мощность, что делает его незаменимым при значительных колебаниях нагрузки. Имеет достаточно высокое быстродействие и меньшую стоимость единицы установленной мощности.

Помимо обеспечения требований к качеству электрической энергии СТК осуществляют разгрузку трансформаторов и ЛЭП от реактивной мощности, что позволяет увеличить передаваемую активную мощность без установки нового оборудования.

Для технической реализации предлагается установка выбранных устройств на узловой ПС 220 кВ Магдагачи. Выбор наиболее оптимального устройства, которое позволит получить наилучший системный эффект, будет определен в ходе расчета электрических режимов.

Для технической реализации проекта были выбраны:

- а) УШР типа РТУ-100000/220 УХЛ1, представленный в таблице 30;

Таблица 30 – Характеристика УШР

Наименование	Тип устройства	Место коммутации	Диапазон регулирования	
			Q _{min} , Мвар	Q _{max} , Мвар
УШР	РТУ-100000/220-УХЛ1	Шины 220 кВ	5	100/130

Устройство следует подключать через быстродействующий выключатель. Для этого выбран элегазовый колонковый выключатель типа ВГТ-220, который демонстрирует свои расчетные преимущества при отключении больших токов.

- б) СТК типа СТК-50/100-11-УХЛ1, представленный в таблице 31.

Таблица 31 – Характеристика СТК

Наименование	Тип устройства	Место коммутации	Диапазон регулирования	
			Q _{min}	Q _{max}
СТК	СТК-50/100-11-УХЛ1	Шины 10 кВ	-50	100

Выбран вакуумный выключатель типа SION 3AE, который идеально подходит для коммутации всех типов нагрузок, не вызывая коммутационных перенапряжений.

В расчетной модели рассматриваемые устройства представлены источником неизменного напряжения в точке присоединения, с нулевой активной мощностью и ограничениями по реактивной мощности (Q_{min} и Q_{max}).

Результаты расчета установившегося и послеаварийного режимов на период минимальных нагрузок прогнозного года при подключении УШР на шинах 220 кВ узловой ПС 220 кВ Магдагачи представлены в таблицах 32-34, на рисунках 14-15 и в приложении Е. В качестве послеаварийного режима рассмотрено отключение ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи с отпайкой на ПС Танлдан/т.

Таблица 32 – Узлы с наибольшими отклонениями напряжения периода минимальных нагрузок

Название	U _{ном} , кВ	P _{нагр} , МВт	Q _{нагр} , МВар	P _{ген} , МВт	Q _{ген} , МВар	ΔU, %	U _{ном} , кВ	delta, °
<i>Установившийся режим</i>								
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			461,5	107,2	7,27	236	1,47
ПС 220 кВ Энергия	220	9,4	2,9			9,83	241,63	1,29
ПС 220 кВ Светлая	220	50,2	3			5,97	233,14	1,18
ПС 220 кВ Тунгала	220	0,5	25,3			-2,7	214,05	-6,12
ПС 220 кВ Призейская	220	56,5	113,9			-2,5	214,44	-4,73
<i>Послеаварийный режим</i>								
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			467,2	73,9	8,18	238	1,47
ПС 220 кВ Магдагачи	220	15,9	18,3		100	7,73	235,33	-7,2
ПС 220 кВ Энергия	220	9,4	2,9			7,6	236,71	1,38
Шина 220 кВ ПС Амурская	220			11,4	-345	7,51	236,52	-2,7
ПС 220 кВ Ульручи-тяга	220	26,1	21,7			-2,95	213,52	-18,88
ПС 220 кВ Сковородино	220	153,4	-11,1			-2,23	215,1	-18,57

Таблица 33 – Ветви с наибольшей токовой нагрузкой периода минимальных нагрузок

Название	Р в начале ветви, МВт	Q в начале ветви, Мвар	I _{max} , А	I _{загр} , %
<i>Установившийся режим</i>				
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	-97	-181	504	82,6
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	-96	-180	500	82
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	-151	8	371	60,8
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	-93	-109	354	58,1
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	-89	-104	340	55,7
ПС 220 кВ Магдагачи – отп.1 Талдан-тяга	-127	-14	321	52,6
<i>Послеаварийный режим</i>				
ПС 220 кВ Магдагачи – Гонжа-тяга	-240	-106	609	99,8
ПС 220 кВ Гонжа-тяга – отп.2 Талдан-тяга	-216	-51	567	93
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	-97	-181	500	81,9
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	-97	-180	497	81,4
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Сковородино	-181	-14	483	79,1
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	-153	22	376	61,6

Таблица 34 – Баланс активных мощностей схемы летнего периода

Генерация, МВт	Нагрузка, МВт	Потери, МВт
<i>Установившийся режим</i>		
819	787	32,29
<i>Послеаварийный режим</i>		
825	787	38,03

Анализ представленных режимов электрической сети показал, что узловые напряжения находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости, максимальная токовая нагрузка линий электропередачи 99,8% в послеаварийной схеме на участке ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа/т. Относительные потери составили 3,9% и 4,6% соответственно.

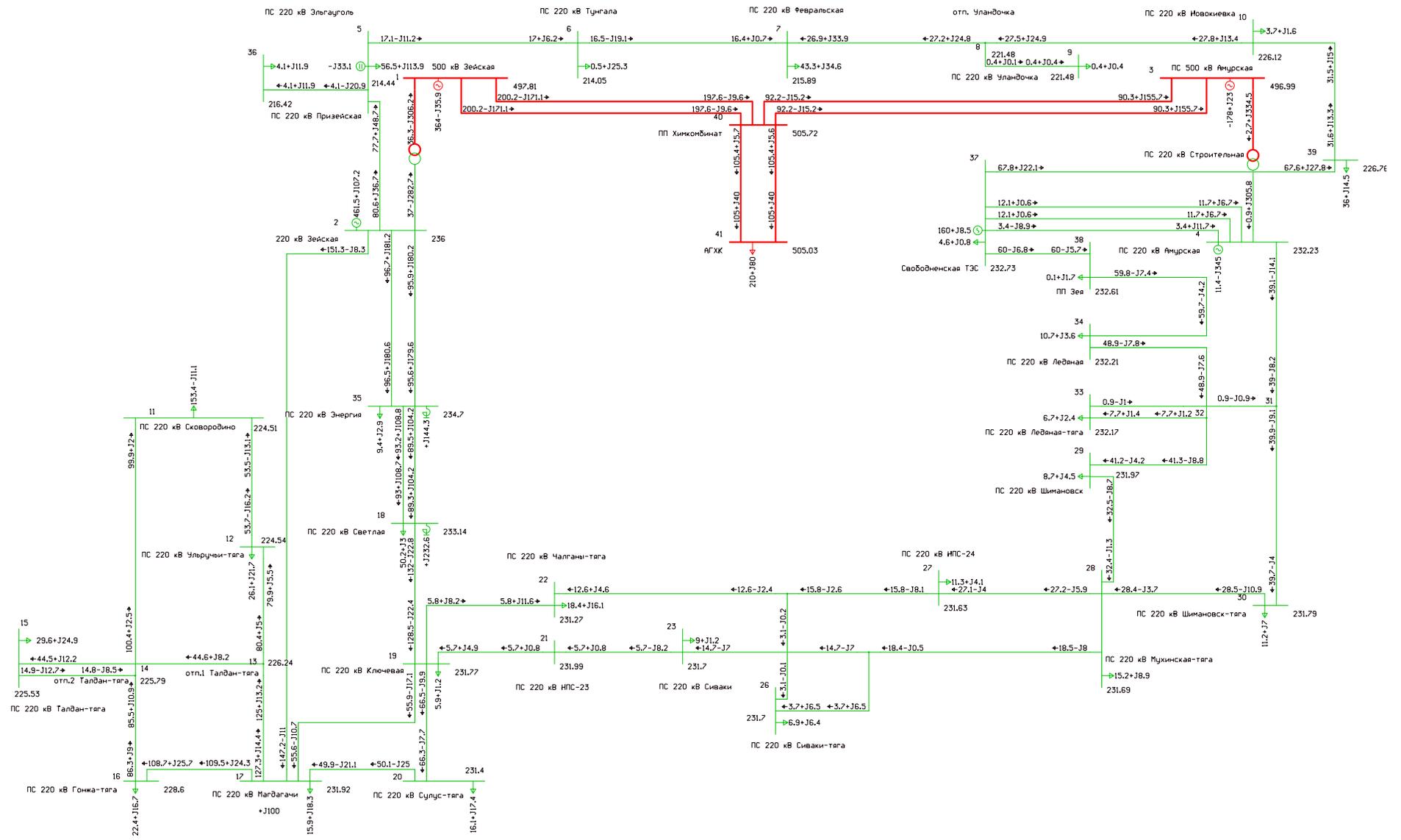


Рисунок 14 – Графика установившегося летнего режима с УШР

Результаты расчета установившегося и послеаварийного режимов на период максимальных нагрузок прогнозного года при подключении УШР на узловой ПС 220 кВ Магдагачи представлены в таблицах 35-37, на рисунках 16-17 и в приложении Ж. В качестве послеаварийного режима рассмотрено отключение ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи с отпайкой на ПС Талдан/т.

Таблица 35 – Узлы с наибольшими отклонениями напряжения периода максмальных нагрузок

Название	U _{ном} , кВ	P _{нагр} , МВт	Q _{нагр} , МВар	P _{ген} , МВт	Q _{ген} , МВар	ΔU, %	U _{ном} , кВ	delta, °
<i>Установившийся режим</i>								
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			593,6	75,4	7,27	236	1,47
ПС 220 кВ Энергия	220	37,4	12,3			6,76	234,87	1,3
ПС 220 кВ Светлая	220	78,9	14			6,39	234,07	0,97
ПС 500 кВ Амурская	500			-85,1	15,5	-2,99	485,03	-3,08
АГХК	500	252	96			-1,28	493,58	-2,12
<i>Послеаварийный режим</i>								
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			599,1	64,5	8,18	238	1,47
ПС 220 кВ Энергия	220	37,4	12,3			7,67	236,87	1,30
ПС 220 кВ Светлая	220	78,9	14			7,31	236,09	0,97
ПС 220 кВ Эльгауголь	220	7,8	6,1			6,88	235,13	-10,01
ПС 500 кВ Амурская	500	-85,1	15,5			-1,56	492,18	-3,05
ПС 220 кВ Ульручи-тяга	220	7,5	0,2			-1,07	217,65	-21,13

Таблица 36 – Ветви с наибольшей токовой загрузкой периода максмальных нагрузок

Название	P в начале ветви, МВт	Q в начале ветви, Мвар	I _{max} , А	I _{загр} , %
<i>Установившийся режим</i>				
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	-140	-145	495	81,1
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	-139	-144	492	80,6
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	-179	-1	439	72
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	-163	7	401	65,8
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	-123	-39	319	52,3
ПС 220 кВ Магдагачи – отп.1 Талдан-тяга	-127	4	319	52,3
<i>Послеаварийный режим</i>				
ПС 220 кВ Магдагачи – Гонжа-тяга	-237	-54	607	99,6
ПС 220 кВ Гонжа-тяга – отп.2 Талдан-тяга	-223	-17	574	94,1
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Сковородино	-208	9	549	89,9
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	-141	-146	493	80,9
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	-140	-145	490	80,4
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	-181	1	440	72,1
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	-164	10	401	65,8

Таблица 37 – Баланс активных мощностей схемы зимнего периода

Генерация, МВт	Нагрузка, МВт	Потери, МВт
<i>Установившийся режим</i>		
1053	1013	39,6
<i>Послеаварийный режим</i>		
1058	1013	44,91

Анализ представленных режимов электрической сети показал, что узловые напряжения находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости, максимальная токовая загрузка линий электропередачи 99,6% в послеаварийной схеме на участке ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа/т. Относительные потери составили 3,76% и 4,2% соответственно.

Сделан вывод, что при подключении УШР на шинах 220 кВ узловой ПС 220 кВ Магдагачи в схеме максимальных и минимальных нагрузок наблюдаются следующие улучшения:

- уровни напряжения стабилизированы и не снижаются ниже допустимых значений;
- линии электропередачи не перегружаются выше допустимых пределов;
- снижены потери активной мощности.

Результаты расчета установившегося и послеаварийного режимов на период минимальных нагрузок прогнозного года при подключении СТК на шинах низшего напряжения трансформатора узловое ПС 220 кВ Магдагачи представлены в таблицах 38-40, на рисунках 16-17 и в приложении К. В качестве послеаварийного режима рассмотрено отключение ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи с отпайкой на ПС Танлдан/т.

Таблица 38 – Узлы с наибольшими отклонениями напряжения

Название	U _{ном} , кВ	P _{нагр} , МВт	Q _{нагр} , МВар	P _{ген} , МВт	Q _{ген} , МВар	ΔU, %	U _{ном} , кВ	delta, °
<i>Установившийся режим</i>								
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			461	80,9	8,64	239	1,47
ПС 220 кВ Энергия	220	9,4	2,9			8,04	237,69	1,39
Шина 220 кВ ПС Амурская	220			11,4	-345	8,03	237,67	-2,64
ПС 220 кВ Ледяная	220	10,7	3,6			7,92	237,42	-3,41
ПС 220 кВ Ледяная-тяга	220	6,7	2,4			7,9	237,38	-3,44
ПС 220 кВ Шимановск	220	8,7	4,5			7,7	236,95	-4,04
<i>Послеаварийный режим</i>								
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			467	69,3	8,64	239	1,47
Шина 220 кВ ПС Амурская	220			11,4	-345	8,25	238,15	-2,68
ПС 220 кВ Ледяная	220	10,7	3,6			8,16	237,95	-3,47
ПС 220 кВ Ледяная-тяга	220	6,7	2,4			8,14	237,91	-3,5
ПС 220 кВ Ульручи-тяга	220	26,1	21,7			-2,59	214,31	-18,71
ПС 220 кВ Сковородино	220	153,4	-11,1			-1,87	215,88	-18,4

Таблица 39 – Ветви с наибольшей токовой загрузкой

Название	P в начале ветви, МВт	Q в начале ветви, Мвар	I _{max} , А	I _{загр} , %
<i>Установившийся режим</i>				
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	-95	-184	501	82,2
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	-96	-185	504	82,7
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	-150	9	364	59,6
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	-93	-110	352	57,7
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	-89	-106	338	55,4
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	-131	25	327	53,5
<i>Послеаварийный режим</i>				
ПС 220 кВ Магдагачи – Гонжа-тяга	-242	-80	608	99,6
ПС 220 кВ Гонжа-тяга – отп.2 Талдан-тяга	-216	-51	565	92,6
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	-96	-182	498	81,7
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	-97	-183	502	82,2
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Сковородино	-181	-14	481	78,8
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	-153	13	371	60,9

Таблица 40 – Баланс активных мощностей схемы летнего периода

Генерация, МВт	Нагрузка, МВт	Потери, МВт
<i>Установившийся режим</i>		
818	787	31,82
<i>Послеаварийный режим</i>		
824	787	37,84

Анализ представленных режимов электрической сети показал, что узловые напряжения находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости, максимальная токовая загрузка линий электропередачи 99,6% в послеаварийной схеме на участке ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа/т. Относительные потери составили 3,8% и 4,5% соответственно.

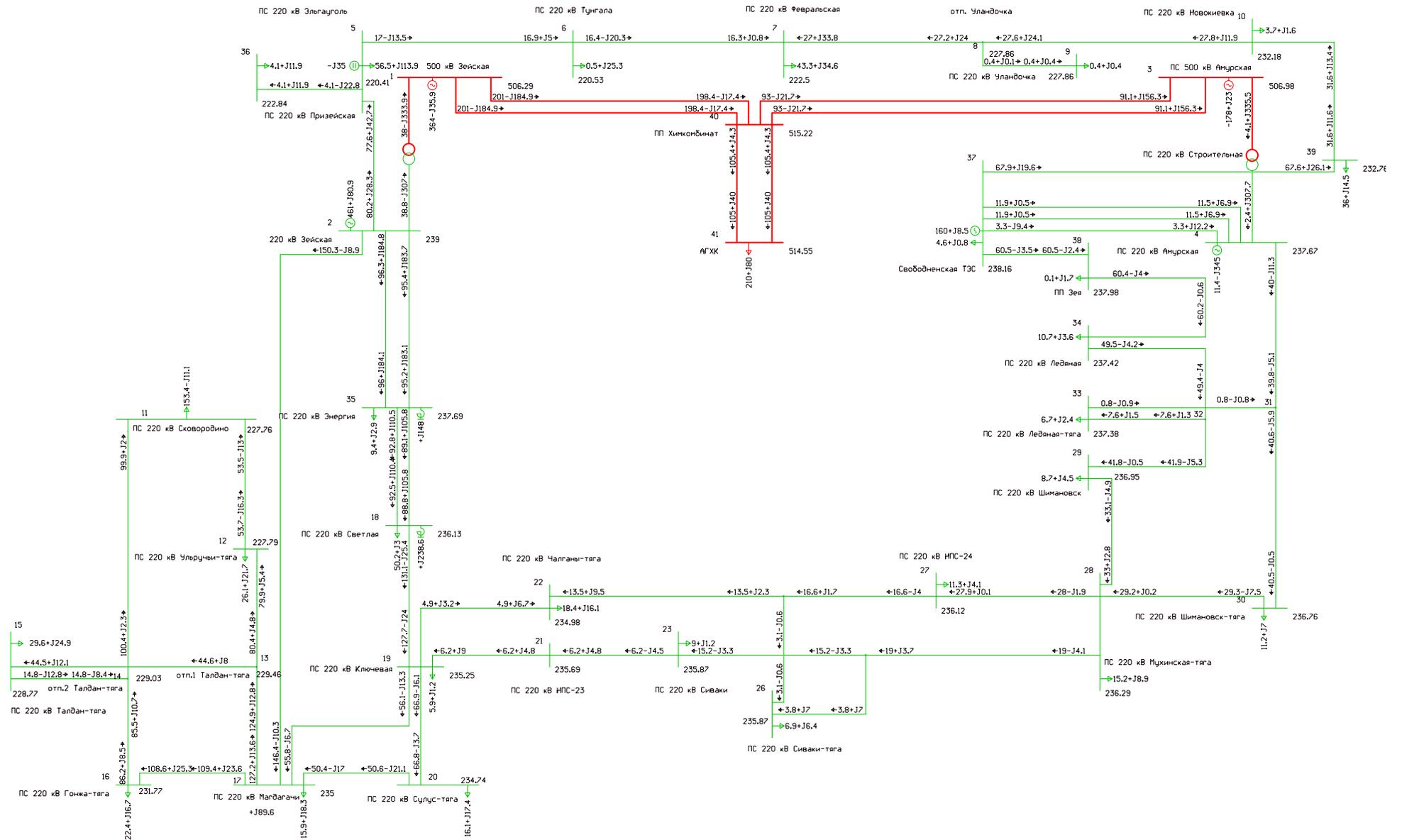


Рисунок 16 – Графика установившегося летнего режима с СТК

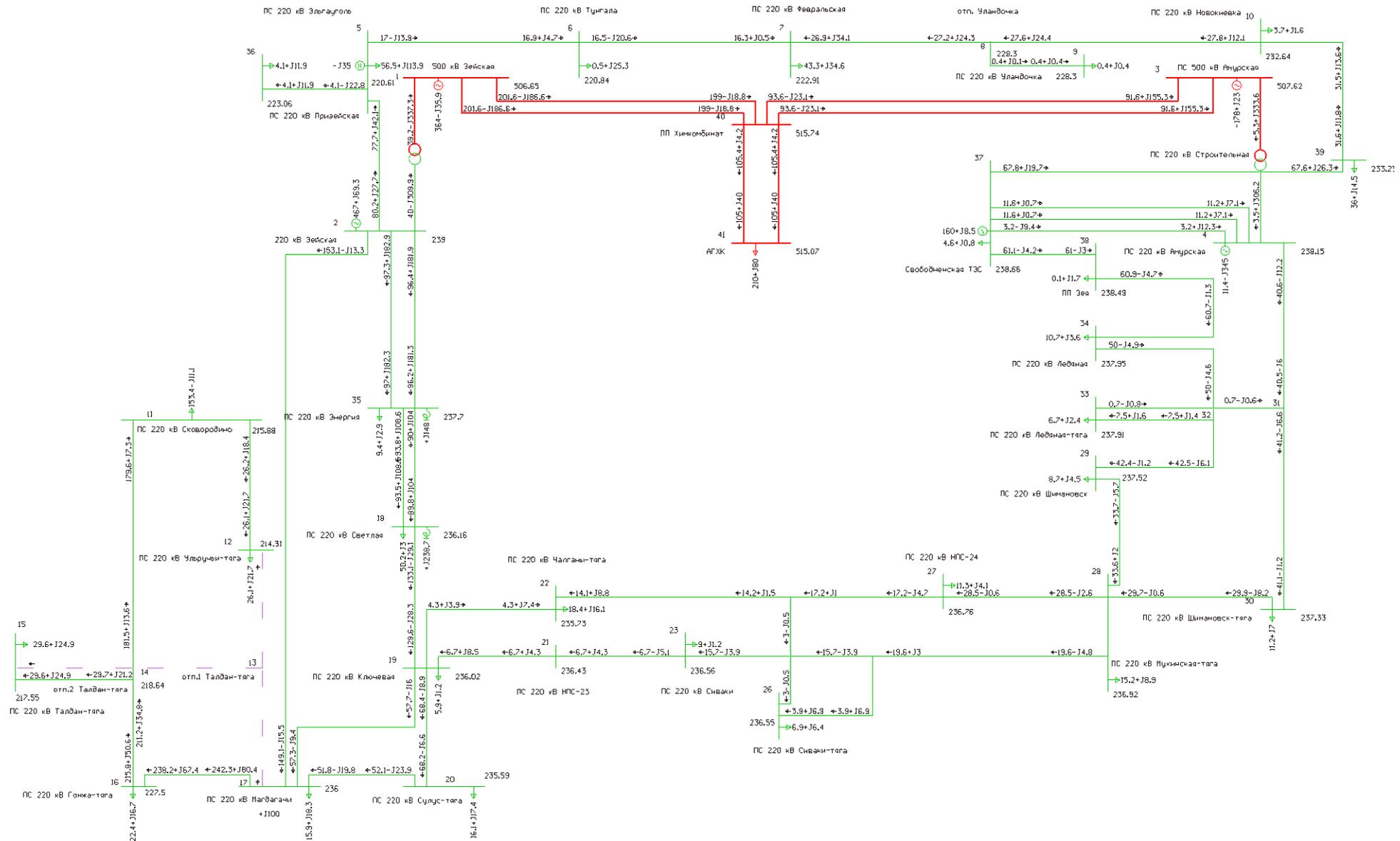


Рисунок 17 – Графика послеаварийного летнего режима с СТК

Результаты расчета установившегося и послеаварийного режимов на период максимальных нагрузок прогнозного года при подключении СТК на узловой ПС 220 кВ Магдагачи представлены в таблицах 41-43, на рисунках 18-19 и в приложении Л. В качестве послеаварийного режима рассмотрено отключение ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи с отпайкой на ПС Талдан/т.

Таблица 41 – Узлы с наибольшими отклонениями напряжения периода максмальных нагрузок

Название	U _{ном} , кВ	P _{нагр} , МВт	Q _{нагр} , МВар	P _{ген} , МВт	Q _{ген} , МВар	ΔU, %	U _{ном} , кВ	delta, °
<i>Установившийся режим</i>								
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			593,2	76,4	8,64	239	1,47
ПС 220 кВ Энергия	220	37,4	12,3			8,11	237,84	1,31
ПС 220 кВ Светлая	220	78,9	14			7,72	236,99	0,99
ПС 220 кВ Эльгауголь	220	7,8	6,1			7,48	236,46	-9,92
ПС 500 кВ Амурская	500			-85,1	15,5	-1,28	493,58	-2,99
<i>Послеаварийный режим</i>								
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			598,4	19	8,64	239	1,47
ПС 220 кВ Энергия	220	37,4	12,3			8,13	237,89	1,31
ПС 220 кВ Эльгауголь	220	7,8	6,1			7,97	237,53	-9,88
ПС 220 кВ Светлая	220	78,9	14			7,8	237,16	0,97
ПС 220 кВ Магдагачи	220	33,7	32,9			6,82	234,99	-8,68
ПС 500 кВ Амурская	500			-85,1	15,5	-0,61	496,96	-3,02

Таблица 42 – Ветви с наибольшей токовой загрузкой периода максмальных нагрузок

Название	P в начале ветви, МВт	Q в начале ветви, Мвар	I _{мах} , А	I _{загр} , %
<i>Установившийся режим</i>				
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	-139	-151	498	81,6
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	-140	-152	501	82,1
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	-162	0	394	64,7
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	-236	153	326	53,5
ПС 220 кВ Магдагачи – отп.1 Талдан-тяга	-127	4	319	52,2
ПС 220 кВ Энергия - ПС 220 кВ Светлая	-123	-44	318	52,1
<i>Послеаварийный режим</i>				
ПС 220 кВ Магдагачи – Гонжа-тяга	-237	-52	598	98
ПС 220 кВ Гонжа-тяга – отп.2 Талдан-тяга	-223	-16	565	92,7
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Сковородино	-208	9	540	88,6
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	-141	-143	486	79,6
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	-140	-142	483	79,1
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	-181	9	438	71,8
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	-163	18	399	65,5

Таблица 43 – Баланс активных мощностей схемы зимнего периода

Генерация, МВт	Нагрузка, МВт	Потери, МВт
<i>Установившийся режим</i>		
1052	1013	39,18
<i>Послеаварийный режим</i>		
1057	1013	44,42

Анализ представленных режимов электрической сети показал, что узловые напряжения находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости, максимальная токовая загрузка линий электропередачи 98% в послеаварийной схеме на участке ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа/т. Относительные потери составили 3,7% и 4,2% соответственно.

Сделан вывод, что при подключении СТК на шине низшего напряжения трансформатора узловой ПС 220 кВ Магдагачи в схеме максимальных и минимальных нагрузок наблюдаются следующие улучшения:

- уровни напряжения стабилизированы и не снижаются ниже допустимых значений;
- линии электропередачи не перегружаются выше допустимых пределов;
- снижены потери активной мощности.

В целом положительный эффект в рассматриваемой электрической сети наблюдается как при подключении УШР, так и при подключении СТК. Поэтому выбо оптимального варианта будет определен после оценки их экономической эффективности.

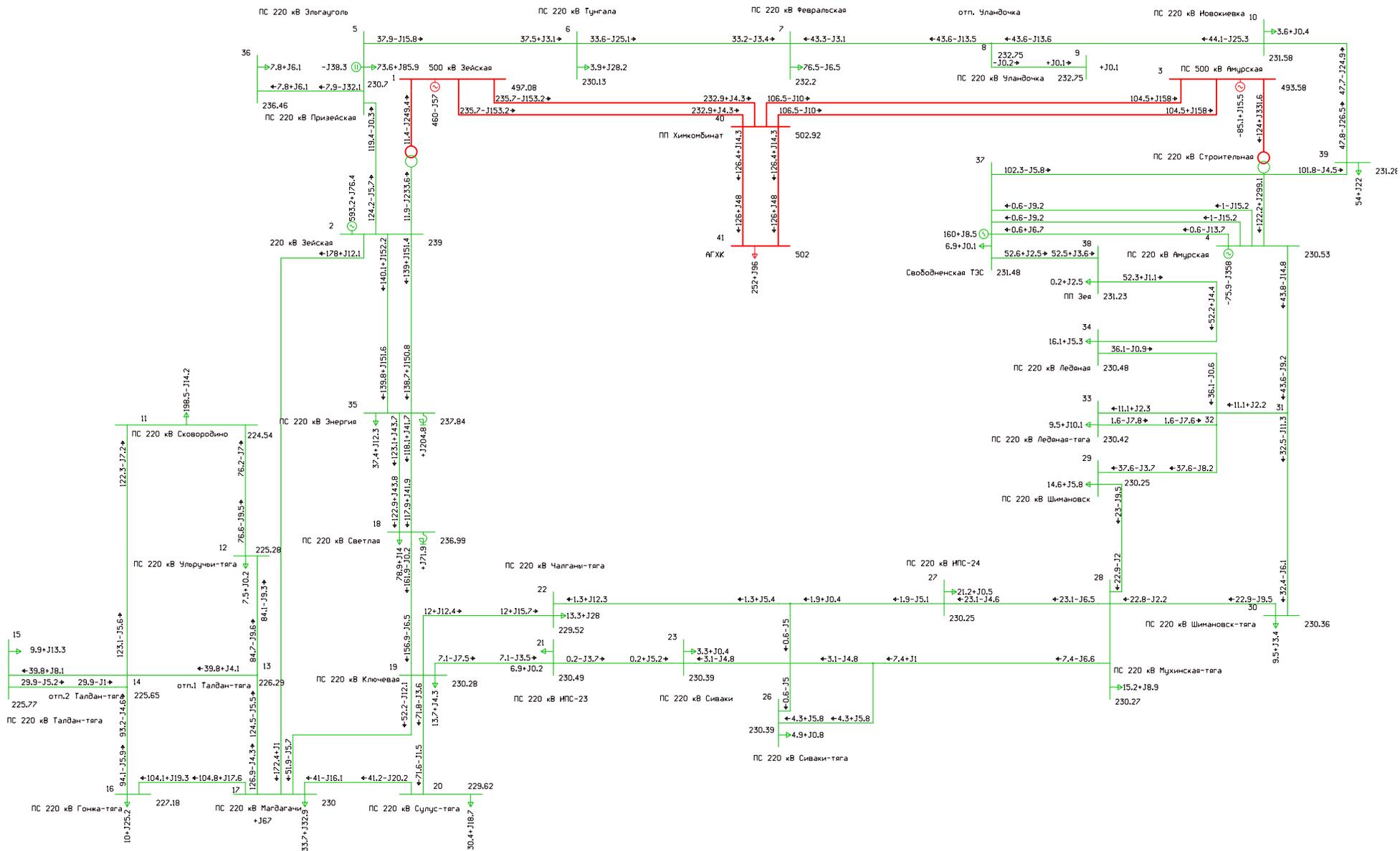


Рисунок 18 – Графика установившегося зимнего режима с СТК

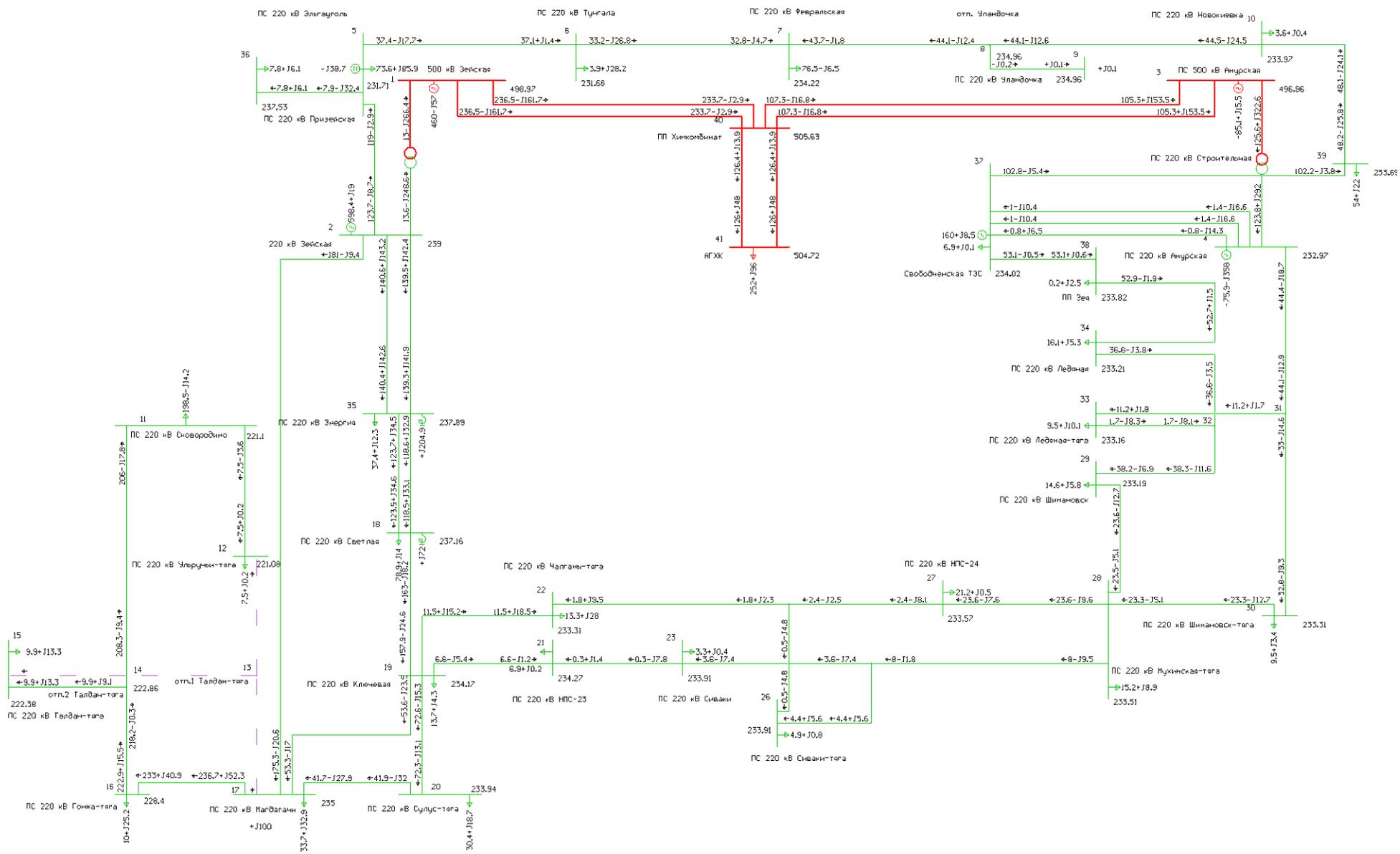


Рисунок 19 – Графика послеаварийного зимнего режима с СТК

5 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ПОВЫШЕНИЯ УПРАВЛЯЕМОСТИ РЕЖИМАМИ РАССМАТРИВАЕМОГО УЧАСТКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И АНАЛИЗ СИСТЕМНЫХ ЭФФЕКТОВ ОТ ЕГО РЕАЛИЗАЦИИ

Решение о применении устройств FACTS должно основываться на сравнении показателей их экономической эффективности [15]. Поэтому данный раздел посвящен выбору наиболее оптимального варианта повышения управляемости режимами электрической сети на основании расчета технико-экономических показателей предлагаемых проектов.

Экономическими показателями, рекомендованными для этой цели, являются: приведенные затраты, чистый дисконтированный доход (ЧДД), экономический эффект, рентабельность, срок окупаемости предлагаемого проекта.

5.1 Приведенные затраты проектов

Данный показатель позволяет дать оценку эффективности капиталовложений и экономичности вводимого оборудования. Приведенные затраты рассчитываются следующим образом:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (2)$$

где E – норматив дисконтирования;

K – капитальные вложения, необходимые для ввода оборудования;

I – эксплуатационные издержки.

Для повышения управляемости режимами электрической сети предлагается установка УШР или СТК. Таким образом, в каждом варианте капиталовложения будут рассчитаны как сумма стоимостей силового устройства и выключателя для его подключения к сети.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (3)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

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

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

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (4)$$

где K – капиталовложение в силовое устройство;

a_p – норма отчислений на реновацию для силового устройства.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{э.р.} = \alpha_{мэо} \cdot K, \quad (5)$$

где $\alpha_{мэо}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию.

Издержки на потери электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (6)$$

где ΔW – потери электроэнергии, МВт·ч;

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

Расчёт приведенных затрат предлагаемых вариантов представлен в приложении К. Результаты расчета сведены в таблицу 44.

Таблица 44 – Данные расчета приведенных затрат

Вариант	З, млн. руб	К, тыс. руб	И _{э.р.} , тыс. руб	И _{ам.} , тыс. руб	И _{ΔW} тыс. руб	И, тыс. руб
с УШР	24,558	83790	4106	4189	7884	16179
с СТК	27,079	93160	4565	4658	8541	17763

5.2 Расчёт экономической эффективности проектов

В задачи расчета входит сравнение предлагаемых вариантов по экономической эффективности. При этом рассматриваются следующие эффекты: выручка от реализации проекта, изменение эффекта на возмещение потерь электрической энергии, чистый дисконтированный доход.

Системный эффект рассчитывается по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}p_{\tau} - \mathcal{E}\Delta p_t, \quad (7)$$

где \mathcal{E} – системный экономический эффект;

$\mathcal{E}p_{\tau}$ – эффект от реализации проекта;

$\mathcal{E}\Delta p_t$ – эффект от возмещения потерь электроэнергии.

Эффект от реализации проекта определяется по формуле:

$$\mathcal{E}p_{\tau} = P_{\text{сумм}} \cdot T \cdot c_p \cdot 10^{-3}, \quad (8)$$

где $\mathcal{E}p_{\tau}$ – эффект от реализации, млн.руб;

$P_{\text{сумм}}$ – суммарная мощность нагрузки, МВт;

T – время ипользования максимума нагрузки в год, 5200 ч.;

c_p – стоимость реализации электроэнергии, 2,1 тыс. руб/МВт·ч.

Эффект от установки УШР и СТК ввиду одинаковой мощности нагрузки:

$$\mathcal{E}p_{\tau} = 1013 \cdot 5200 \cdot 2,1 \cdot 10^{-3} = 11061,9 \text{ млн. руб.}$$

Эффект от покрытия потерь электроэнергии:

$$\mathcal{E}\Delta p_t = \Delta P_{\text{сумм}} \cdot T \cdot c_{\Delta P} \cdot 10^{-3}, \quad (1)$$

где $\mathcal{E}\Delta p_t$ – эффект от возмещения потерь электроэнергии, млн. руб;

$\Delta P_{\text{сумм}}$ – суммарные потери активной мощности в схеме;

$c_{\Delta P}$ – стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб/МВт·ч.

Эффект от покрытия потерь в схеме с УШР:

$$\Delta p_t = 39,6 \cdot 5200 \cdot 89,76 \cdot 10^{-3} \cdot 10^{-3} = 18,483 \text{ млн. руб.}$$

Эффект от покрытия потерь в схеме с СТК:

$$\Delta p_t = 38,18 \cdot 5200 \cdot 89,76 \cdot 10^{-3} \cdot 10^{-3} = 17,826 \text{ млн. руб.}$$

Системный эффект в схеме с УШР:

$$\mathcal{E} = 11061,9 - 18,483 = 11043,417 \text{ млн. руб.}$$

Системный эффект в схеме с СТК:

$$\mathcal{E} = 11061,9 - 17,826 = 11044,074 \text{ млн. руб.}$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается, как разность дисконтированного системного эффекта и дисконтированных затрат:

$$\text{ЧДД} = (\mathcal{E} - Z) \cdot (1 + E_{\text{н.н.}})^t, \quad (2)$$

где $E_{\text{н.н.}}$ – норма приведения разновременных параметров;

t – текущий год приведения.

Расчет произведен с помощью программы Microsoft Office Excel 2015. Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 20 и 21 и в таблицах 45-46.

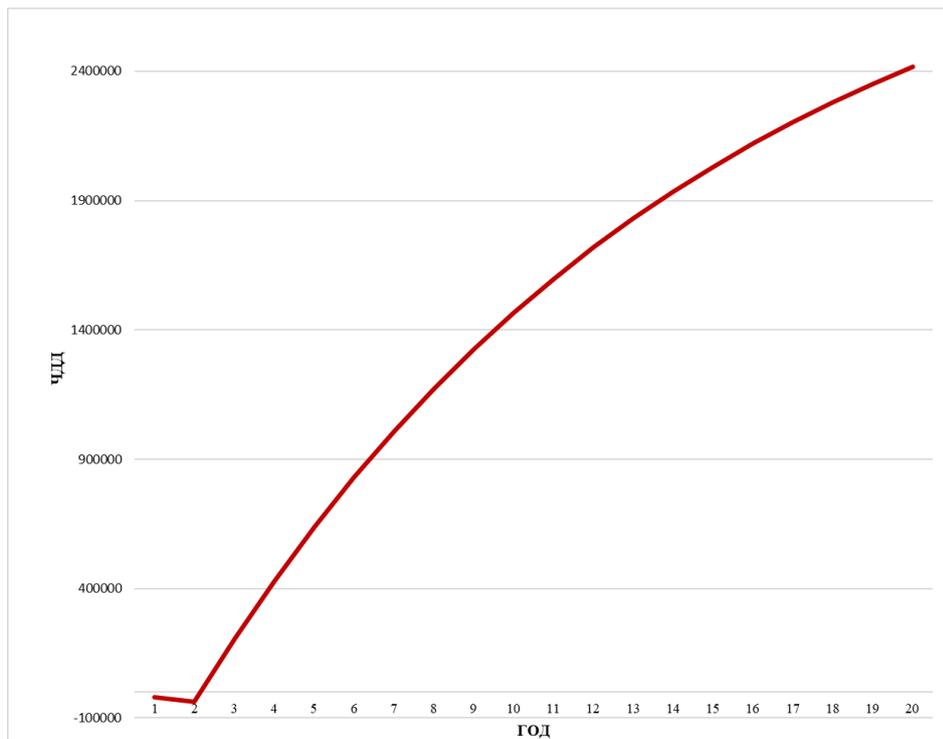


Рисунок 20 – График ЧДД при вводе УШР

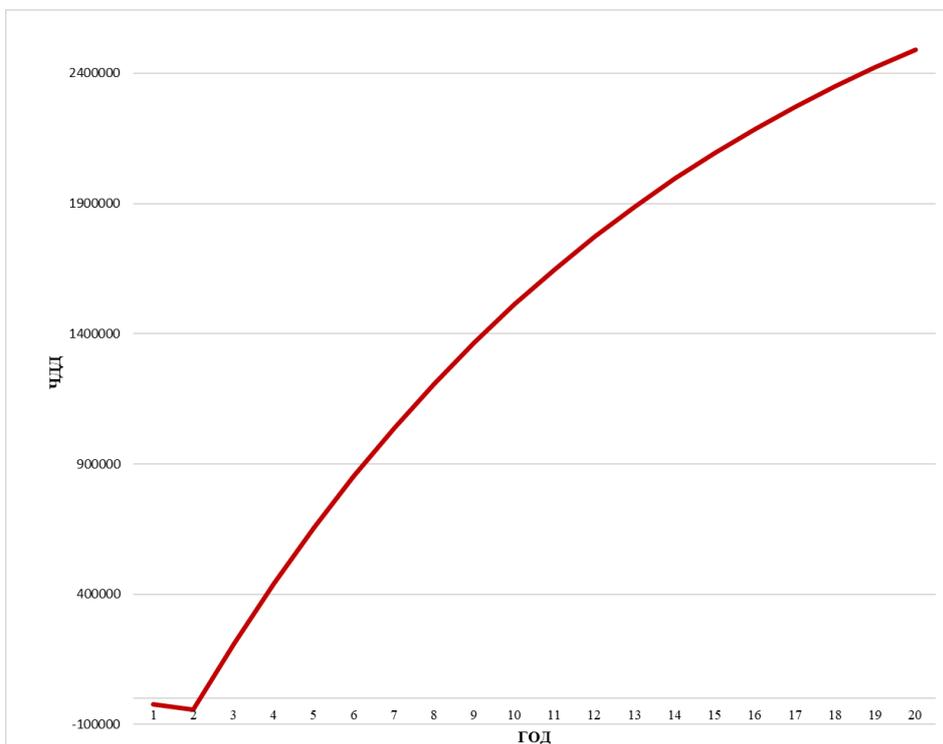


Рисунок 21 – График ЧДД при вводе СТК

Из рисунков видно, что срок окупаемости проектов не превышает трех лет.

Таблица 45 – Экономические показатели проекта в схеме с УШР

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
К, тыс.руб.	-27930	-27930	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
И, тыс.руб.	0	0	-16179	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ОРт, тыс.руб.	0	0	418000	418000	418000	418000	418000	418000	418000	418000	418000	418000	418000	418000	418000	418000	418000	418000	418000	418000
Пбт, тыс.руб.	-27930	-27930	401821	401821	401821	401821	401821	401821	401821	401821	401821	401821	401821	401821	401821	401821	401821	401821	401821	401821
Пчт, тыс.руб.	-21227	-21227	305384	305384	305384	305384	305384	305384	305384	305384	305384	305384	305384	305384	305384	305384	305384	305384	305384	305384
ЧДД	-19654	-18199	242424	224466	207839	192444	178189	164989	152768	141452	130974	121272	112289	103971	96270	89139	82536	76422	70761	65520
Итого	-19654	-37853	204571	429037	636876	829320	1007508	1172498	1325266	1466718	1597692	1718964	1831253	1935224	2031494	2120633	2203169	2279591	2350352	2415871

Таблица 46 – Экономические показатели проекта в схеме с СТК

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
К, тыс.руб.	-31053	-31053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
И, тыс.руб.	0	0	-17763	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ОРт, тыс.руб.	0	0	432630	432630	432630	432630	432630	432630	432630	432630	432630	432630	432630	432630	432630	432630	432630	432630	432630	432630
Пбт, тыс.руб.	-31053	-31053	414867	414867	414867	414867	414867	414867	414867	414867	414867	414867	414867	414867	414867	414867	414867	414867	414867	414867
Пчт, тыс.руб.	-23601	-23601	315299	315299	315299	315299	315299	315299	315299	315299	315299	315299	315299	315299	315299	315299	315299	315299	315299	315299
ЧДД	-21852	-20234	250294	231754	214587	198692	183974	170346	157728	146044	135226	125210	115935	107347	99395	92033	85216	78903	73059	67647
Итого	-21852	-42086	208208	439963	654550	853242	1037215	1207562	1365290	1511334	1646560	1771770	1887705	1995052	2094447	2186480	2271695	2350598	2423657	2491304

5.3 Расчёт рентабельности проектов

Рентабельность инвестиций является одним из ключевых показателей эффективности вложений инвестиций и определяется по формуле:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - \hat{I}_t - H_t}{K}, \quad (12)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

\mathcal{E}_t – системный эффект, обусловленный вводом силовых устройств;

\hat{I}_t – общие годовые издержки;

H_t – налог на прибыль.

Рентабельность в схеме с УШР:

$$R_t = \frac{11043,417 - (16179 \cdot 10^{-3}) - (0,2 \cdot 11061,9)}{83790 \cdot 10^{-3}} = 1,05.$$

Рентабельность в схеме с СТК:

$$R_t = \frac{11043,613 - (17763 \cdot 10^{-3}) - (0,2 \cdot 11061,9)}{93160 \cdot 10^{-3}} = 0,985.$$

Рентабельность значительно выше величины нормы дисконтирования $E_{н.н.}$, следовательно, проекты являются инвестиционно привлекательными.

Выводы к главе: в ходе оценки экономической эффективности предлагаемых вариантов установлено, что срок окупаемости не превышает трех лет, рентабельность проекта с УШР 105%, с СТК – 98,5% соответственно.

Таким образом, на основании проведенных расчетов нормальных и послеаварийных режимов и сравнительной оценки экономической эффективности в качестве оптимального варианта выбран статический тиристорный компенсатор. СТК способен решать все поставленные задачи, обусловленные спецификой местной нагрузки. Так, устройство в большей степени снижает потери электроэнергии, оптимальным образом воздействуя на баланс мощности и уровни напряжения на шинах ПС в нормальных установившихся и послеаварийных режимах, в периоды роста и снижения

нагрузки. При этом СТК, в отличие от УШР, не только потребляет, но и генерирует реактивную мощность, а также улучшает качество электроэнергии без применения дополнительных устройств.

5.4 Системные эффекты от реализации оптимального варианта повышения управляемости режимами электрической сети

Под системным эффектом для рассматриваемой задачи понимается повышение режимной надежности и управляемости, а также экономичности работы электрической сети, увеличение пропускной способности за счет высокоэффективных инновационных технологий, в данном случае за счет устройства СТК.

Рассмотрим подробнее комплексный социально-экономический эффект:

- а) Стабилизация уровней напряжения, что имеет особое значение в послеаварийных схемах;
- б) Разгрузка линий электропередачи от избыточной зарядной мощности;
- в) Электроснабжение потребителей в районе с большой долей тяговой нагрузки электрической энергией надлежащего качества;
- г) Снижение относительных потерь на 8,7% в нормальной схеме и 11% в послеаварийной схеме;
- д) Повышение экологичности за счет сокращения выбросов в атмосферу углекислого газа при снижении величины потерь электроэнергии;
- е) Сохранение устойчивой работы электрической сети при различных возмущениях.

В результате предложенного к реализации мероприятия достигается новое качество управления, что позволяет поддерживать параметры режимов работы электрической сети в заданных пределах, тем самым обеспечивая устойчивое и эффективное функционирование электроэнергетической системы в целом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской диссертации обобщены теоретические и экспериментальные исследования, разработан и апробирован на выбранном объекте исследования методический подход по решению проблемы повышения управляемости режимной ситуацией конкретной электрической сети с помощью технологии гибких систем передачи переменного тока, позволяющей значительно увеличить ресурс управления и получить требуемый технико-экономический эффект.

Произведён структурный и режимный анализ объекта исследования, по результатам которого выявлены характерные особенности функционирования электрической сети и существующие проблемы, рассчитаны параметры работы схемы для базового и прогнозного года.

В ходе выполнения магистерской диссертации разработано два варианта решения поставленной проблемы с помощью внедрения элементов активно-адаптивной сети, произведено их техническое обоснование. Из рассмотренных вариантов на основании анализа схемно-режимной ситуации с учетом специфики местной нагрузки и оценки экономической эффективности выбран наиболее оптимальный вариант, который предполагает подключение УШР к шинам 220 кВ узловой ПС 220 кВ Магдагачи. Дана оценка системного эффекта от применения предложенного подхода.

Таким образом, в магистерской диссертации на основе разработанной методики обоснована и доказана необходимость установки инновационного управляемого силового устройства. Данная реализация позволит достичь стабилизации напряжения, разгрузки сетевого оборудования от избыточной реактивной мощности, снижения потерь электроэнергии, повышения управляемости в целом.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Новиков, Н. Л. Повышение режимной надежности и управляемости объединённых энергосистем с помощью новых средств и систем управления : автореф. дис.... канд. техн. наук : 05.14.02 / Н. Л. Новиков. – Новосибирск, 2001. – 503 с.

2 Латыпов, Д. Д. Исследование режимов и устойчивости электроэнергетической системы, содержащей управляемую электропередачу : автореф. дис.... канд. техн. наук : 05.09.03 / Д. Д. Латыпов. – Москва, 2009. – 450 с.

3 Воробей, Л. В. Автоматизация управления технологическими режимами электрических сетей на базе ПЭВМ : автореф. дис....канд. техн. наук : 05.13.07 / Л. В. Воробей. – Воронеж, 1994. – 17 с.

4 Бушуев, В. В. Энергоэффективность как направление новой энергетической политики России / В. В. Бушуев // Энергосбережение. – Москва, 2014. – № 4. – С. 32-35.

5 European SmartGrids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future. – Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2006.

6 Maria Lorena Tuballa, Michael Lochinvar Abundo. A review of the development of Smart Grid technologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, 2016, vol. 59(C), pages 710-725. DOI: 10.1016/j.rser.2016.01.011

7 Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью : моногр. / Н. И. Воропай [и др.]. – М. : ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», 2012. – 219 с.

8 Дорофеев, В. В. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России / В. В. Дорофеев, А. А. Макаров. // Энергоэксперт. – Москва, 2009. – № 4. – С. 28-34.

9 Мусаев, Т. А. Повышение эффективности методов управления режимом работы системы электроснабжения городского района : автореф. дис.... канд. техн. наук : 05.09.03 / Т. А. Мусаев. – Чебоксары, 2015. – 149 с.

10 Курбацкий, В.И. Интеллектуальная электроэнергетическая система с активно-адаптивной сетью: структура, методические принципы, система управления / В. И. Курбацкий. – Иркутск, 2013.

11 Song, Y.H., Johns, A.T. Flexible AC Transmission Systems (FACTS), Institution of Electric Engineers. London, 1999.

12 Ситников, В. Ф. Совершенствование методов и средств управления режимами электроэнергетических систем на основе элементов гибких электропередач (FACTS) : автореф. дис.... докт. техн. наук : 05.14.02 / В. Ф. Ситников. – Москва, 2009. – 301 с.

13 Башмаков, И.А. Региональная политика повышения энергетической эффективности: от проблем к решениям. – М. : ЦЭНЭФ, 2014. – 53 с.

14 Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью [Электронный ресурс] // ПАО «ФСК ЕЭС» : офиц. сайт. – 2012. – Режим доступа : http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ies_aas.pdf (дата обращения: 15.05.20).

15 СТО 56947007-29.240.019-2009. Методика оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России. М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 34 с.

16 Приказ Минэнерго России от 28.02.2019 №174 «Об утверждении Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 годы».

17 Общие сведения о Зейской ГЭС [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.zges.rushydro.ru/hpp/general/> (дата обращения: 29.04.20).

18 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 128 с.

19 ГОСТ Р 32144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения ; введ. 2014-07-01. М. : Изд-во Стандартиформ, 2014. – 20 с.

20 Программный комплекс «RastrWin3» : руководство пользователя / В. Г. Неуймин, [и др.]. – Екатеринбург, 2013. – 266 с.

21 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2019–2023 годов.

22 Кобец Б. Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. / Б. Б. Кобец, И. О. Волкова. – М. : ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.

23 Концепция интеллектуальной энергетической системы России с активно-адаптивной сетью / под ред. академиков РАН В. Е. Фортова, А. А. Макарова. – М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 238 с.

24 Голов, В. П. Использование управляемых электропередач с регулируемой продольной компенсацией для реализации адаптивных сетей / В. П. Голов, А. А. Мартиросян, И. А. Москвин, Д. Н. Кормилицын // Электротехника. – Москва, 2017. – № 2. – С. 60-66.

25 Мухлынин, Н. Д. Управление распределительными сетями с использованием потоковой модели установившегося режима : автореф. дис.... канд. техн. наук : 05.14.02 / Н. Д. Мухлынин. – Екатеринбург, 2018. – 218 с.

26 Бурман А.П. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем : учебное пособие / А. П. Бурман, Ю. К. Розанов, Ю. Г. Шакарян. – М. : Изд-во МЭИ, 2012. – 336 с.

27 Кочкин В.И. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий : учебное пособие. М. : Изд-во НЦ ЭНАС. – 248 с.

28 Массель Л .В. Методы и средства ситуационного управления в энергетике на основе семантического моделирования / Л .В .Массель, А. Г. Массель // Открытые семантические технологии проектирования интеллектуальных систем. – 2015. № 5 – 204 с.

29 Брянцев, А. М. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы для сети 35–500 кВ / А. М. Брянцев // Электротехника. – 2003. – № 1 – С. 5-13.

30 Долгополов, А. Г. Управляемые реакторы. Обзор технологий / А. Г. Долгополов, С. Е. Соколов // Новости ЭлектроТехники. – 2012. № 3 (75) – С. 18-22.

31 Долгополов, А. Г. Этапы создания УШР – нового оборудования для электрических сетей высокого и сверхвысокого напряжения / А. Г. Долгополов // Энергетик. – 2013. – № 6 – С. 23-27.

32 Савина, Н. В. Реконфигурация схемы электрических сетей как средство снижения потерь электроэнергии / Н. В. Савина, К. И. Сцепуро // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2019. – № 2 (42). – С. 91-102.

33 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисович. / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро. – М. : ЭНАС, 2012. – 375 с.

34 Немировский А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Е. Немировский. – М., 2018. – Режим доступа : <http://www.iprbookshop.ru/78246.html> (дата обращения: 18.04.20).

35 Кобелев А. В. Режимы работы электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. В. Кобелев, С. В. Кочергин, Е. А. Печагин ; Тамбовский гос. техн. ун-т. – Тамбов, 2015. – Режим доступа : <http://www.iprbookshop.ru/64564.html> (дата обращения: 10.04.20)

36 Розова В. Н. Методы оптимизации [Электронный ресурс] : учеб. Пособие / В. Н. Розова, И. С. Максимова. – М. : Российский университет дружбы народов, 2015. – Режим доступа : <http://www.iprbookshop.ru/11536.html> (дата обращения: 15.05.20).

37 Островский Г. М. Технические системы в условиях неопределенности. Анализ гибкости и оптимизация [Электронный ресурс] :

учеб. пособие / Г. М. Островский, Ю. М. Волин. – М. : БИНОМ. Лаборатория знаний, 2015. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/6510.html> (дата обращения: 04.05.20).

38 Рашитов, П. А. Разработка и исследование алгоритмов управления мощными полупроводниковыми фазоповоротными устройствами для объектов единой национальной электрической сети России : автореф. дис.... канд. техн. наук : 05.09.12 / П. А. Рашитов. – Москва, 2014. – 112 с.

39 Сорокин, Д.В. Отработка технологий повышения энергоэффективности электросетевого комплекса ЕНЭС на базе цифрового Полигона интеллектуальных энергосистем / Д. В. Сорокин, А. А. Гусарова, И. Л. Баранов. – Москва : Изд-во Научно-технического центра ФСК ЕЭС, 2015. – 111 с.

40 Павлюченко, Д. А. Разработка и исследование генетических алгоритмов для анализа и оптимизации режимов электроэнергетических систем : автореф. дис.... канд. тех. наук : 05.14.02 / Д. А. Павлюченко. – Новосибирск, 2003. – 176 с.

41 Подрезова, Д. В. Разработка методики оптимизации режима электроэнергетической системы с учетом стоимости потерь в электрической сети : автореф. дис.... канд. тех. наук : 05.14.02 / Д. В. Подрезова. – Москва, 2012. – 177 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Послеаварийный режим минимальных нагрузок 2019 года

Параметры режима узлов эквивалента летнего периода:

Название	$U_{ном}, кВ$	$P_n, МВт$	$Q_n, МВар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, МВар$	$dU, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
Шина 500 кВ Зейская ГЭС	500			364	-35,9	1,37	506,87	2,57
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			279,5	-172	10	242	1,47
Шина 500 кВ ПС Амурская	500			-178	23	0,34	501,69	-0,84
Шина 220 кВ ПС Амурская	220			11,4	-345	5,51	232,12	-2,2
ПС 220 кВ Призейская	220	46,9	94,5			0,75	221,65	-3,01
ПС 220 кВ Тунгала	220	0,4	21			1,31	222,88	-3,94
ПС 220 кВ Февральская	220	35,9	28,7			2,07	224,55	-4,95
отп. Уландочка	220					3,87	228,52	-4,24
ПС 220 кВ Уландочка	220	0,3	0,3			3,87	228,51	-4,24
ПС 220 кВ Новокиевка	220	3,1	1,3			5,08	231,17	-3,29
ПС 220 кВ Сквородино	220	127,3	-9,2			-4,35	210,42	-9,76
ПС 220 кВ Ульручьи-тяга	220	21,7	18			-4,34	210,44	-9,09
отп.1 Талдан-тяга	220					-3,67	211,94	-8,23
отп.2 Талдан-тяга	220					-3,84	211,55	-8,67
ПС 220 кВ Талдан-тяга	220	24,6	20,7			-3,95	211,32	-8,54
ПС 220 кВ Гонжа-тяга	220	18,6	13,9			-2,73	213,99	-6,98
ПС 220 кВ Магдагачи	220	13,2	15,2			-1,43	216,86	-5,51
ПС 220 кВ Светлая	220	41,7	2,5			9,53	240,96	1,12
ПС 220 кВ Ключевая	220	4,9	1			1,06	222,32	-4,46
ПС 220 кВ Сулус-тяга	220	13,4	14,4			-0,07	219,84	-4,92
ПС 220 кВ НПС-23	220					1,55	223,41	-4,47
ПС 220 кВ Чалганы-тяга	220	15,3	13,4			1,27	222,8	-4,55
ПС 220 кВ Сиваки	220	7,5	1			2,31	225,09	-4,46
отп.1 Сиваки-тяга	220					2,31	225,09	-4,46
отп.2 Сиваки-тяга	220					2,31	225,09	-4,46
ПС 220 кВ Сиваки-тяга	220	5,7	5,3			2,31	225,09	-4,46
ПС 220 кВ НПС-24	220	9,4	3,4			2,9	226,38	-4,3
ПС 220 кВ Мухинская-тяга	220	12,6	7,4			3,14	226,91	-4,18
ПС 220 кВ Шимановск	220	7,2	3,7			4,04	228,89	-3,64
ПС 220 кВ Шимановск-тяга	220	9,3	5,8			3,94	228,67	-3,68
отп.1 Ледяная-тяга	220					4,61	230,15	-3,17
отп.2 Ледяная-тяга	220					4,6	230,13	-3,19
ПС 220 кВ Ледяная-тяга	220	5,6	2			4,61	230,13	-3,18
ПС 220 кВ Ледяная	220	8,9	3			4,62	230,16	-3,19
ПС 220 кВ Энергия	220	7,8	2,4			9,83	241,63	1,35
ПС 220 кВ Эльгауголь	220	3,4	9,9			2,44	225,38	-3,7

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Параметры сети ветвей эквивалента летнего периода:

Название	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	I _{загр} , %
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – Шина 500 кВ ПС Амурская	9,95	109,25	13	-1383,4	28,8
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – Шина 500 кВ ПС Амурская	9,86	107,98	12,8	-1364,5	28,7
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	17,64	78,85		-486,2	35,9
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	14,09	62,95		-388,1	10
ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	16,33	71,49		-440,8	10,5
ПС 220 кВ Февральская – отп. Уландочка	9,25	32,97		-212,8	14,2
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Уландочка	0,89	1,64		-5,4	0,2
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	10,8	38,27		-246,3	11
ПС 220 кВ Новокиевка – Шина 220 кВ ПС Амурская	10,24	35,12		-221	10,3
ПС 220 кВ Магдагачи – отп.1 Талдан-тяга	7,66	24,1		-117,4	46,5
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа-тяга	3,45	15,42		-95,1	40,9
ПС 220 кВ Гонжа-тяга – отп.2 Талдан-тяга	4,91	21,71		-98,5	32
отп.1 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Талдан-тяга	1,74	8		-84,7	17,1
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Талдан-тяга	1,74	8		-84,7	7,3
отп.1 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Ульручы-тяга	4,02	11,65		-39	29,9
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Сковородино	2,64	11,57		-36	37,3
ПС 220 кВ Сковородино – ПС 220 кВ Ульручы-тяга	3,49	12,3		-77,2	21
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17		-297	84,4
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Ключевая	5,24	23,43		-144,5	47,5
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Сулус-тяга	4,01	13,91		-87,5	46,1
ПС 220 кВ Сулус-тяга – ПС 220 кВ Ключевая	2,43	8,53		-55,1	52,7
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалганы-тяга	2,92	9,95		-62,6	7,3
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ НПС-23	2,77	12,26		-76,1	11,3
ПС 220 кВ НПС-23 – ПС 220 кВ Сиваки	6,11	27,18		-168	10,3
ПС 220 кВ Чалганы-тяга – отп.1 Сиваки-тяга	5,95	21,64		-131,3	15,1
ПС 220 кВ Сиваки – отп.2 Сиваки-тяга	0	0,01		-0,1	12
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	0,05	0,01		-0,1	0,7
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	0,05	0,01		-0,1	3,4
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ НПС-24	4,72	17,16		-104,1	14
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	5,52	24,32		-142,5	14,7
ПС 220 кВ НПС-24 – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	1,67	6,15		-36,8	17,6
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск-тяга	6,63	22,61		-142,6	17,9
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск	5,47	22,87		-146	19,3
ПС 220 кВ Шимановск – отп.2 Ледяная-тяга	3,44	14,12		-93,3	21,8
ПС 220 кВ Шимановск-тяга – отп.1 Ледяная-тяга	4,87	16,09		-104,3	21,5
отп.1 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная-тяга	0,12	0,93		-2,9	9,4
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная-тяга	0,12	0,93		-2,9	7,1
отп.1 Ледяная-тяга – Шина 220 кВ ПС Амурская	5,6	18,6		-120,1	30,7
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная	0,18	0,35		-5,3	14,5
ПС 220 кВ Ледяная – Шина 220 кВ ПС Амурская	7,33	32,77		-202,1	18,3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Название	$R,$ <i>Ом</i>	$X,$ <i>Ом</i>	$G,$ <i>мкСм</i>	$B,$ <i>мкСм</i>	$I_{зар},\%$
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – Шина 220 кВ Зейская ГЭС	1,11	58,87	1	4,4	
Шина 500 кВ ПС Амурская – Шина 220 кВ ПС Амурская	0,95	62,38	5,3	2,2	
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	0,34	1,52		-9,4	50,9
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	0,34	1,51		-9,3	51,2
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94		-18,1	48,5
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	0,63	2,82		-17,4	50,6
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Эльгауголь	25,73	114,97		-708,9	10,9

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Послеаварийный режим максимальных нагрузок 2019 года

Параметры режима узлов эквивалента зимнего периода:

Название	$U_{ном}, кВ$	$P_n, МВт$	$Q_n, МВар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, МВар$	$dU, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
Шина 500 кВ Зейская ГЭС	500			460,7	-57	-0,65	496,75	3,66
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			315,4	61,1	8,18	238	1,47
Шина 500 кВ ПС Амурская	500			-85,1	15,5	-1,46	492,72	-0,17
Шина 220 кВ ПС Амурская	220			-75,9	-358	4,16	229,14	-3,49
ПС 220 кВ Призейская	220	61,1	71,3			3,19	227,02	-5,97
ПС 220 кВ Тунгала	220	3,2	23,4			4,02	228,83	-7,69
ПС 220 кВ Февральская	220	63,5	-5,4			5,38	231,83	-9,39
отп. Уландочка	220					5,68	232,49	-7,74
ПС 220 кВ Уландочка	220		0,1			5,68	232,49	-7,74
ПС 220 кВ Новокиевка	220	3	0,3			5,2	231,45	-5,67
ПС 220 кВ Сквородино	220	164,7	-11,8			0,81	221,78	-11,59
ПС 220 кВ Ульручи-тяга	220	6,2	0,2			1,09	222,39	-10,66
отп.1 Талдан-тяга	220					1,45	223,2	-9,68
отп.2 Талдан-тяга	220					1,22	222,69	-10,21
ПС 220 кВ Талдан-тяга	220	8,2	11			1,27	222,79	-9,98
ПС 220 кВ Гонжа-тяга	220	8,3	20,9			1,73	223,8	-8,24
ПС 220 кВ Магдагачи	220	28	27,3			2,72	225,99	-6,78
ПС 220 кВ Светлая	220	65,5	11,6			7,07	235,55	0,92
ПС 220 кВ Ключевая	220	11,4	3,6			3,4	227,48	-5,7
ПС 220 кВ Сулус-тяга	220	25,2	15,5			2,94	226,46	-6,24
ПС 220 кВ НПС-23	220	5,7	0,2			3,58	227,87	-5,81
ПС 220 кВ Чалганы-тяга	220	11	23,2			3,2	227,05	-5,79
ПС 220 кВ Сиваки	220	2,7	0,3			3,7	228,14	-5,83
отп.1 Сиваки-тяга	220					3,7	228,14	-5,83
отп.2 Сиваки-тяга	220					3,7	228,14	-5,83
ПС 220 кВ Сиваки-тяга	220	4,1	0,7			3,7	228,14	-5,83
ПС 220 кВ НПС-24	220	17,6	0,4			3,73	228,2	-5,8
ПС 220 кВ Мухинская-тяга	220	12,6	7,4			3,76	228,27	-5,66
ПС 220 кВ Шимановск	220	12,1	4,8			3,79	228,34	-5,17
ПС 220 кВ Шимановск-тяга	220	7,9	2,8			3,84	228,45	-5,15
отп.1 Ледяная-тяга	220					3,87	228,52	-4,62
отп.2 Ледяная-тяга	220					3,86	228,5	-4,67
ПС 220 кВ Ледяная-тяга	220	7,9	8,4			3,86	228,49	-4,65
ПС 220 кВ Ледяная	220	18,5	5,9			3,87	228,5	-4,66
ПС 220 кВ Энергия	220	31	10,2			7,25	235,94	1,21
ПС 220 кВ Эльгауголь	220	6,5	5,1			6,02	233,25	-7,17

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Параметры сети ветвей эквивалента зимнего периода:

Название	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	I _{загр} , %
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – Шина 500 кВ ПС Амурская	9,95	109,25	13	-1383,4	27,7
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – Шина 500 кВ ПС Амурская	9,86	107,98	12,8	-1364,5	27,6
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	17,64	78,85		-486,2	38,3
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	14,09	62,95		-388,1	12,8
ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	16,33	71,49		-440,8	13
ПС 220 кВ Февральская – отп. Уландочка	9,25	32,97		-212,8	19,1
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Уландочка	0,89	1,64		-5,4	0,1
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	10,8	38,27		-246,3	21,2
ПС 220 кВ Новокиевка – Шина 220 кВ ПС Амурская	10,24	35,12		-221	24,7
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	9,88	54,75		-360,1	60,8
ПС 220 кВ Магдагачи – отп.1 Талдан-тяга	7,66	24,1		-117,4	44
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа-тяга	3,45	15,42		-95,1	36,9
ПС 220 кВ Гонжа-тяга – отп.2 Талдан-тяга	4,91	21,71		-98,5	33,1
отп.1 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Талдан-тяга	1,74	8		-84,7	14,2
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Талдан-тяга	1,74	8		-84,7	10,7
отп.1 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Ульручьи-тяга	4,02	11,65		-39	30
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Скворородино	2,64	11,57		-36	43,4
ПС 220 кВ Скворородино – ПС 220 кВ Ульручьи-тяга	3,49	12,3		-77,2	27,3
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17		-297	53,7
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Ключевая	5,24	23,43		-144,5	18
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Сулус-тяга	4,01	13,91		-87,5	14,3
ПС 220 кВ Сулус-тяга – ПС 220 кВ Ключевая	2,43	8,53		-55,1	25,2
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Чалганы-тяга	2,92	9,95		-62,6	5,4
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ НПС-23	2,77	12,26		-76,1	5
ПС 220 кВ НПС-23 – ПС 220 кВ Сиваки	6,11	27,18		-168	2,8
ПС 220 кВ Чалганы-тяга – отп.1 Сиваки-тяга	5,95	21,64		-131,3	6,1
ПС 220 кВ Сиваки – отп.2 Сиваки-тяга	0	0,01		-0,1	1,3
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	0,05	0,01		-0,1	1,9
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	0,05	0,01		-0,1	2,7
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ НПС-24	4,72	17,16		-104,1	1,5
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	5,52	24,32		-142,5	3
ПС 220 кВ НПС-24 – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	1,67	6,15		-36,8	8,2
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск-тяга	6,63	22,61		-142,6	8,7
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск	5,47	22,87		-146	8,4
ПС 220 кВ Шимановск – отп.2 Ледяная-тяга	3,44	14,12		-93,3	13,2
ПС 220 кВ Шимановск-тяга – отп.1 Ледяная-тяга	4,87	16,09		-104,3	12,1
отп.1 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная-тяга	0,12	0,93		-2,9	10,7
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная-тяга	0,12	0,93		-2,9	7,4
отп.1 Ледяная-тяга – Шина 220 кВ ПС Амурская	5,6	18,6		-120,1	22,4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Название	R , <i>Ом</i>	X , <i>Ом</i>	G , <i>мкСм</i>	B , <i>мкСм</i>	$I_{\text{загр}}$, %
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная	0,18	0,35		-5,3	5,8
ПС 220 кВ Ледяная – Шина 220 кВ ПС Амурская	7,33	32,77		-202,1	13,6
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – Шина 220 кВ Зейская ГЭС	1,11	58,87	1	4,4	
Шина 500 кВ ПС Амурская – Шина 220 кВ ПС Амурская	0,95	62,38	5,3	2,2	
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	0,34	1,52		-9,4	141,3
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94		-18,1	39,1
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	0,63	2,82		-17,4	40,8
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Эльгауголь	25,73	114,97		-708,9	13,6

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Послеаварийный режим минимальных нагрузок 2024 года

Параметры режима узлов эквивалента летнего периода:

Название	$U_{ном}, кВ$	$P_n, МВт$	$Q_n, МВар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, МВар$	$dU, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
Шина 500 кВ Зейская ГЭС	500			364	-35,9	1,71	508,55	0,84
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			471	250,4	10	242	1,47
Шина 500 кВ ПС Амурская	500			-178	23	1,15	505,75	-2,63
Шина 220 кВ ПС Амурская	220			11,4	-345	6,83	235,02	-2,6
ПС 220 кВ Призейская	220	56,5	113,9			1,21	222,66	-4,54
ПС 220 кВ Тунгала	220	0,5	25,3			0,68	221,51	-5,87
ПС 220 кВ Февральская	220	43,3	34,6			0,89	221,96	-7,45
отп. Уландочка	220					3,02	226,64	-6,75
ПС 220 кВ Уландочка	220	0,4	0,4			3,02	226,64	-6,75
ПС 220 кВ Новокиевка	220	3,7	1,6			4,62	230,17	-5,8
ПС 220 кВ Сквородино	220	153,4	-11,1			-10,05	197,89	-19,87
ПС 220 кВ Ульручьи-тяга	220	26,1	21,7			-10,84	196,16	-20,24
отп.2 Талдан-тяга	220					-8,64	200,98	-16,9
ПС 220 кВ Талдан-тяга	220	29,6	24,9			-9,19	199,79	-17,18
ПС 220 кВ Гонжа-тяга	220	22,4	16,7			-4,01	211,17	-10,93
ПС 220 кВ Магдагачи	220	15,9	18,3			0,47	221,03	-6,7
ПС 220 кВ Светлая	220	50,2	3			8,43	238,56	1,22
ПС 220 кВ Ключевая	220	5,9	1,2			2,47	225,44	-5,31
ПС 220 кВ Сулус-тяга	220	16,1	17,4			1,51	223,31	-5,91
ПС 220 кВ НПС-23	220					2,95	226,49	-5,28
ПС 220 кВ Чалганы-тяга	220	18,4	16,1			2,63	225,78	-5,38
ПС 220 кВ Сиваки	220	9	1,2			3,67	228,08	-5,15
отп.1 Сиваки-тяга	220					3,67	228,08	-5,15
отп.2 Сиваки-тяга	220					3,67	228,08	-5,15
ПС 220 кВ Сиваки-тяга	220	6,9	6,4			3,67	228,08	-5,15
ПС 220 кВ НПС-24	220	11,3	4,1			4,27	229,39	-4,88
ПС 220 кВ Мухинская-тяга	220	15,2	8,9			4,52	229,95	-4,7
ПС 220 кВ Шимановск	220	8,7	4,5			5,49	232,07	-3,95
ПС 220 кВ Шимановск-тяга	220	11,2	7			5,37	231,81	-4,03
отп.1 Ледяная-тяга	220					6,11	233,43	-3,37
отп.2 Ледяная-тяга	220					6,1	233,43	-3,36
ПС 220 кВ Ледяная-тяга	220	6,7	2,4			6,1	233,43	-3,37
ПС 220 кВ Ледяная	220	10,7	3,6			6,13	233,48	-3,34
ПС 220 кВ Энергия	220	9,4	2,9			9,31	240,49	1,4
ПС 220 кВ Эльгауголь	220	4,1	11,9			2,39	225,27	-5,25
Свободненская ТЭС	220	4,6	0,8	160	8,5	6,9	235,18	-2,37
ПП Зeya	220	0,1	1,7			6,71	234,76	-2,62
ПС 220 кВ Строительная	220	36	14,5			4,83	230,63	-5,62

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Название	$U_{ном}, кВ$	$P_n, МВт$	$Q_n, МВар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, МВар$	$dU, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
ПП Химкомбинат	500					3,15	515,77	-1,62
АГХК	500	210	80			3,02	515,1	-1,86

Параметры сети ветвей эквивалента:

Название	$R, Ом$	$X, Ом$	$G, мкСм$	$B, мкСм$	$I_{зар}, \%$
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	17,64	78,85		-486,2	38,7
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	14,09	62,95		-388,1	8,8
ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	16,33	71,49		-440,8	10,2
ПС 220 кВ Февральская – отп. Уландочка	9,25	32,97		-212,8	16,6
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Уландочка	0,89	1,64		-5,4	0,2
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	10,8	38,27		-246,3	13,7
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	9,88	54,75		-360,1	67,7
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа-тяга	3,45	15,42		-95,1	112,5
ПС 220 кВ Гонжа-тяга – отп.2 Талдан-тяга	4,91	21,71		-98,5	101,2
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Талдан-тяга	1,74	8		-84,7	18,4
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Сквородино	2,64	11,57		-36	86
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Ульручи-тяга	3,49	12,3		-77,2	16,4
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17		-297	57,2
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Ключевая	5,24	23,43		-144,5	28,2
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Сулус-тяга	4,01	13,91		-87,5	25,4
ПС 220 кВ Сулус-тяга – ПС 220 кВ Ключевая	2,43	8,53		-55,1	33,9
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалганы-тяга	2,92	9,95		-62,6	4,5
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ НПС-23	2,77	12,26		-76,1	8,8
ПС 220 кВ НПС-23 – ПС 220 кВ Сиваки	6,11	27,18		-168	7,3
ПС 220 кВ Чалганы-тяга – отп.1 Сиваки-тяга	5,95	21,64		-131,3	11,6
ПС 220 кВ Сиваки – отп.2 Сиваки-тяга	0	0,01		-0,1	7,5
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	0,05	0,01		-0,1	1,4
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	0,05	0,01		-0,1	3,7
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ НПС-24	4,72	17,16		-104,1	9,7
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	5,52	24,32		-142,5	10,7
ПС 220 кВ НПС-24 – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	1,67	6,15		-36,8	13,4
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск-тяга	6,63	22,61		-142,6	13,8
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск	5,47	22,87		-146	15,6
ПС 220 кВ Шимановск – отп.2 Ледяная-тяга	3,44	14,12		-93,3	18,3
ПС 220 кВ Шимановск-тяга – отп.1 Ледяная-тяга	4,87	16,09		-104,3	18
отп.1 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная-тяга	0,12	0,93		-2,9	1
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная-тяга	0,12	0,93		-2,9	3
отп.1 Ледяная-тяга – Шина 220 кВ ПС Амурская	5,6	18,6		-120,1	17,3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Название	<i>R</i> , <i>Ом</i>	<i>X</i> , <i>Ом</i>	<i>G</i> , <i>мкСм</i>	<i>B</i> , <i>мкСм</i>	<i>I</i> _{загр} , %
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная	0,18	0,35		-5,3	20,7
Шина 500 кВ Зейская – Шина 220 кВ Зейская	1,11	58,87	1	4,4	
Шина 500 кВ ПС Амурская – Шина 220 кВ ПС Амурская	0,95	62,38	5,3	2,2	
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	0,34	1,52		-9,4	93,7
Шина 220 кВ Зейская – ПС 220 кВ Энергия	0,34	1,51		-9,3	94,2
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94		-18,1	65,3
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	0,63	2,82		-17,4	68,1
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Эльгауголь	25,73	114,97		-708,9	10,1
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	4,12	18,41	6,7	-113,5	5,1
Свободненская ТЭС – ПП Зея	0,89	3,96		-24,4	25,1
ПП Зея – ПС 220 кВ Ледяная	2,7	11,87		-74	25,3
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	7,61	63,85		-381,7	4,5
Свободненская ТЭС – ПС 220 кВ Строительная	2,85	47,05		-195,6	28,6
ПС 220 кВ Строительная – ПС 220 кВ Новокиевка	1,86	6,17		-36,9	12,9
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	4,93	53,99	6,4	-682,2	49,1
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	4,93	53,99	6,4	-682,2	49,1
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	4,97	54,62	6,5	-691,7	23,5
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	4,97	54,62	6,5	-691,7	23,5
ПП Химкомбинат – АГХК	0,99	10,8	1,3	-136,4	13,3
ПП Химкомбинат – АГХК	0,99	10,8	1,3	-136,4	13,3

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
Послеаварийный режим максимальных нагрузок 2024 года

Параметры режима узлов эквивалента:

Название	$U_{ном}, кВ$	$P_n, МВт$	$Q_n, МВар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, МВар$	$dU, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
Шина 500 кВ Зейская ГЭС	500			460	-57		493,94	1,25
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			604	248,4		240	1,47
Шина 500 кВ ПС Амурская	500			-85,1	15,5		486,18	-3,02
Шина 220 кВ ПС Амурская	220			-75,9	-358		224,62	-4,98
ПС 220 кВ Призейская	220	73,6	85,9				229,28	-8,68
ПС 220 кВ Тунгала	220	3,9	28,2				227,2	-11,45
ПС 220 кВ Февральская	220	76,5	-6,5				227,82	-14,44
отп. Уландочка	220						227,79	-12,8
ПС 220 кВ Уландочка	220		0,1				227,79	-12,8
ПС 220 кВ Новокиевка	220	3,6	0,4				225,98	-10,75
ПС 220 кВ Скворородино	220	198,5	-14,2				198,16	-23,06
ПС 220 кВ Ульручи-тяга	220	7,5	0,2				198,11	-23,21
отп.2 Талдан-тяга	220						200,24	-19,55
ПС 220 кВ Талдан-тяга	220	9,9	13,3				199,69	-19,64
ПС 220 кВ Гонжа-тяга	220	10	25,2				207,19	-12,99
ПС 220 кВ Магдагачи	220	33,7	32,9				215,4	-8,56
ПС 220 кВ Светлая	220	78,9	14				237,47	1
ПС 220 кВ Ключевая	220	13,7	4,3				219,17	-7,17
ПС 220 кВ Сулус-тяга	220	30,4	18,7				217,14	-7,86
ПС 220 кВ НПС-23	220	6,9	0,2				219,8	-7,3
ПС 220 кВ Чалганы-тяга	220	13,3	28				218,8	-7,28
ПС 220 кВ Сиваки	220	3,3	0,4				220,68	-7,34
отп.1 Сиваки-тяга	220						220,68	-7,34
отп.2 Сиваки-тяга	220						220,68	-7,34
ПС 220 кВ Сиваки-тяга	220	4,9	0,8				220,68	-7,34
ПС 220 кВ НПС-24	220	21,2	0,5				221,29	-7,32
ПС 220 кВ Мухинская-тяга	220	15,2	8,9				221,58	-7,15
ПС 220 кВ Шимановск	220	14,6	5,8				222,63	-6,55
ПС 220 кВ Шимановск-тяга	220	9,5	3,4				222,68	-6,55
отп.1 Ледяная-тяга	220						223,52	-5,93
отп.2 Ледяная-тяга	220						223,52	-5,95
ПС 220 кВ Ледяная-тяга	220	9,5	10,1				223,5	-5,95
ПС 220 кВ Ледяная	220	16,1	5,3				223,56	-5,93
ПС 220 кВ Энергия	220	37,4	12,3				238,66	1,32
ПС 220 кВ Эльгауголь	220	7,8	6,1				234,96	-10
Свободненская ТЭС	220	6,9	0,1	160	8,5		225,3	-5,03
ПП Зeya	220	0,2	2,5				224,86	-5,25
ПС 220 кВ Строительная	220	54	22				225,58	-10,37

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Название	$U_{ном}, кВ$	$P_n, МВт$	$Q_n, МВар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, МВар$	$dU, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
ПП Химкомбинат	500						497,5	-1,77
АГХК	500	252	96				496,56	-2,07

Параметры сети ветвей эквивалента:

Название	$R, Ом$	$X, Ом$	$G, мкСм$	$B, мкСм$	$I_{зар}, \%$
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	17,64	78,85		-486,2	50,2
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	14,09	62,95		-388,1	17,1
ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	16,33	71,49		-440,8	17,1
ПС 220 кВ Февральская – отп. Уландочка	9,25	32,97		-212,8	18,7
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Уландочка	0,89	1,64		-5,4	0,1
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	10,8	38,27		-246,3	21,2
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	9,88	54,75		-360,1	80,7
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа-тяга	3,45	15,42		-95,1	109,7
ПС 220 кВ Гонжа-тяга – отп.2 Талдан-тяга	4,91	21,71		-98,5	103,4
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Талдан-тяга	1,74	8		-84,7	7,9
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Скворородино	2,64	11,57		-36	98,8
ПС 220 кВ Скворородино – ПС 220 кВ Ульручи-тяга	3,49	12,3		-77,2	3,8
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17		-297	72,2
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Ключевая	5,24	23,43		-144,5	26,2
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Сулус-тяга	4,01	13,91		-87,5	21,1
ПС 220 кВ Сулус-тяга – ПС 220 кВ Ключевая	2,43	8,53		-55,1	35,7
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалганы-тяга	2,92	9,95		-62,6	5,5
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ НПС-23	2,77	12,26		-76,1	6,9
ПС 220 кВ НПС-23 – ПС 220 кВ Сиваки	6,11	27,18		-168	4,8
ПС 220 кВ Чалганы-тяга – отп.1 Сиваки-тяга	5,95	21,64		-131,3	9,3
ПС 220 кВ Сиваки – отп.2 Сиваки-тяга	0	0,01		-0,1	2,1
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	0,05	0,01		-0,1	2,5
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	0,05	0,01		-0,1	3,4
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ НПС-24	4,72	17,16		-104,1	4,3
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	5,52	24,32		-142,5	5,5
ПС 220 кВ НПС-24 – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	1,67	6,15		-36,8	10,6
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск-тяга	6,63	22,61		-142,6	10,7
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск	5,47	22,87		-146	10,6
ПС 220 кВ Шимановск – отп.2 Ледяная-тяга	3,44	14,12		-93,3	16,5
ПС 220 кВ Шимановск-тяга – отп.1 Ледяная-тяга	4,87	16,09		-104,3	14,4
отп.1 Ледяная-тяга – С 220 кВ Ледяная-тяга	0,12	0,93		-2,9	4,9
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная-тяга	0,12	0,93		-2,9	2,8
отп.1 Ледяная-тяга – Шина 220 кВ ПС Амурская	5,6	18,6		-120,1	19
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная	0,18	0,35		-5,3	16,1
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – Шина 220 кВ Зейская ГЭС	1,11	58,87	1	4,4	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Название	<i>R</i> , <i>Ом</i>	<i>X</i> , <i>Ом</i>	<i>G</i> , <i>мкСм</i>	<i>B</i> , <i>мкСм</i>	<i>I</i> _{зар} , %
Шина 500 кВ ПС Амурская – Шина 220 кВ ПС Амурская	0,95	62,38	5,3	2,2	
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	0,34	1,52		-9,4	90,7
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	0,34	1,51		-9,3	91,3
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94		-18,1	55,5
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	0,63	2,82		-17,4	57,8
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Эльгауголь	25,73	114,97		-708,9	13,4
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	4,12	18,41	6,7	-113,5	4,7
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	4,12	18,41	6,7	-113,5	4,7
Свободненская ТЭС – ПП Зея	0,89	3,96		-24,4	23,2
ПП Зея – ПС 220 кВ Ледяная	2,7	11,87		-74	23,2
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	7,61	63,85		-381,7	5,1
Свободненская ТЭС – ПС 220 кВ Строительная	2,85	47,05		-195,6	42,3
ПС 220 кВ Строительная – ПС 220 кВ Новокиевка	1,86	6,17		-36,9	22,8
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	4,93	53,99	6,4	-682,2	51,7
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	4,93	53,99	6,4	-682,2	51,7
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	4,97	54,62	6,5	-691,7	25,3
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	4,97	54,62	6,5	-691,7	25,3
ПП Химкомбинат – АГХК	0,99	10,8	1,3	-136,4	16,6
ПП Химкомбинат – АГХК	0,99	10,8	1,3	-136,4	16,6

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
Результаты расчетов режимов минимальных нагрузок с УШР

Параметры узлов нормального режима:

Название	$U_{ном}, кВ$	$P_n, МВт$	$Q_n, МВар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, МВар$	$dU, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
Шина 500 кВ Зейская ГЭС	500			364	-35,9		497,81	0,85
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			461,5	107,2		236	1,47
Шина 500 кВ ПС Амурская	500			-178	23		496,99	-2,75
Шина 220 кВ ПС Амурская	220			11,4	-345		232,23	-2,69
ПС 220 кВ Призейская	220	56,5	113,9				214,44	-4,73
ПС 220 кВ Тунгала	220	0,5	25,3				214,05	-6,12
ПС 220 кВ Февральская	220	43,3	34,6				215,89	-7,76
отп. Уландочка	220						221,48	-7,02
ПС 220 кВ Уландочка	220	0,4	0,4				221,48	-7,02
ПС 220 кВ Новокиевка	220	3,7	1,6				226,12	-6,05
ПС 220 кВ Скворородино	220	153,4	-11,1				224,51	-12,26
ПС 220 кВ Ульручи-тяга	220	26,1	21,7				224,54	-11,45
отп.2 Талдан-тяга	220						225,79	-10,95
ПС 220 кВ Талдан-тяга	220	29,6	24,9				225,53	-10,8
ПС 220 кВ Гонжа-тяга	220	22,4	16,7				228,6	-8,94
ПС 220 кВ Магдагачи	220	15,9	18,3		100		231,92	-7,21
ПС 220 кВ Светлая	220	50,2	3				233,14	1,18
ПС 220 кВ Ключевая	220	5,9	1,2				231,77	-5,74
ПС 220 кВ Сулус-тяга	220	16,1	17,4				231,4	-6,37
ПС 220 кВ НПС-23	220						231,99	-5,68
ПС 220 кВ Чалганы-тяга	220	18,4	16,1				231,27	-5,78
ПС 220 кВ Сиваки	220	9,0	1,2				231,7	-5,49
отп.1 Сиваки-тяга	220						231,7	-5,49
отп.2 Сиваки-тяга	220						231,7	-5,49
ПС 220 кВ Сиваки-тяга	220	6,9	6,4				231,7	-5,49
ПС 220 кВ НПС-24	220	11,3	4,1				231,63	-5,17
ПС 220 кВ Мухинская-тяга	220	15,2	8,9				231,69	-4,99
ПС 220 кВ Шимановск	220	8,7	4,5				231,97	-4,17
ПС 220 кВ Шимановск-тяга	220	11,2	7				231,79	-4,25
отп.1 Ледяная-тяга	220						232,18	-3,53
отп.2 Ледяная-тяга	220						232,18	-3,52
ПС 220 кВ Ледяная-тяга	220	6,7	2,4				232,17	-3,53
ПС 220 кВ Ледяная	220	10,7	3,6				232,21	-3,5
ПС 220 кВ Энергия	220	9,4	2,9				234,7	1,38
ПС 220 кВ Эльгауголь	220	4,1	11,9				216,42	-5,46
Свободненская ТЭС	220	4,6	0,8	160	8,5		232,73	-2,48

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Название	$U_{ном}, кВ$	$P_n, МВт$	$Q_n, МВар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, МВар$	$dU, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
ПП Зeya	220	0,1	1,7				232,61	-2,74
ПС 220 кВ Строительная	220	36	14,5				226,76	-5,86
ПП Химкомбинат	500						505,72	-1,7
АГХК	500	210	80				505,03	-1,95

Параметры ветвей нормального режима:

Название	$R_{нач}$	$Q_{нач}$	I_{max}	$I_{загр}, \%$
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	-81	-37	247	40,5
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	-17	11	55	9
ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	-17	19	68	11,2
ПС 220 кВ Февральская – отп. Уландочка	27	34	116	19
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Уландочка	0	0	1	0,2
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	28	25	97	15,9
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	-151	8	371	60,8
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа-тяга	-109	-24	282	46,2
ПС 220 кВ Гонжа-тяга – отп.2 Талдан-тяга	-86	-9	221	36,1
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Талдан-тяга	15	-8	50	8,2
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Сквородино	-100	-2	257	42,1
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Ульручи-тяга	54	-13	144	23,7
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	-132	23	332	54,4
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Ключевая	56	-11	146	23,9
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Сулус-тяга	50	-21	140	22,9
ПС 220 кВ Сулус-тяга – ПС 220 кВ Ключевая	66	-8	167	27,5
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалганы-тяга	-6	-8	32	5,3
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ НПС-23	6	5	19	3
ПС 220 кВ НПС-23 – ПС 220 кВ Сиваки	6	1	25	4,1
ПС 220 кВ Чалганы-тяга – отп.1 Сиваки-тяга	13	5	34	5,5
ПС 220 кВ Сиваки – отп.2 Сиваки-тяга	15	-7	41	6,7
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	-3	0	8	1,3
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	-4	-7	19	3,1
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ НПС-24	16	-3	44	7,3
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	18	-1	50	8,2
ПС 220 кВ НПС-24 – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	27	-4	69	11,4
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск/т	28	-4	76	12,5
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск	32	-1	84	13,7
ПС 220 кВ Шимановск – отп.2 Ледяная-тяга	41	-4	105	17,2
ПС 220 кВ Шимановск-тяга – отп.1 Ледяная-тяга	40	-4	102	16,7
отп.1 Ледяная-тяга – С 220 кВ Ледяная-тяга	1	-1	3	0,6
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная-тяга	-8	-1	19	3,2
отп.1 Ледяная-тяга – Шина 220 кВ ПС Амурская	39	-8	103	17

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Название	Rнач	Qнач	Iтах	I _{загр} , %
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная	49	-8	123	20,2
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – Шина 220 кВ Зейская ГЭС	36	-306	358	
Шина 500 кВ ПС Амурская – Шина 220 кВ ПС Амурская	-3	-334	389	82
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	-96	-180	500	82,6
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	-97	-181	504	55,7
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	-89	-104	340	58,1
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	-93	-109	354	9,4
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Эльгауголь	-4	21	57	5,5
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	12	7	34	5,5
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	12	7	34	24,6
Свободненская ТЭС – ПП Зея	-60	7	150	24,5
ПП Зея – ПС 220 кВ Ледяная	-60	7	150	5
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	3	12	30	30,5
Свободненская ТЭС – ПС 220 кВ Строительная	-68	-22	186	14,6
ПС 220 кВ Строительная – ПС 220 кВ Новокиевка	-32	-13	89	50,1
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	-200	171	305	50,1
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	-200	171	305	22,1
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	90	156	209	22,1
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	90	156	209	13,6
ПП Химкомбинат – АГХК	-105	-6	128	13,6
ПП Химкомбинат – АГХК	-105	-6	128	16,6

Параметры узлов послеаварийного режима:

Название	U _{ном} , кВ	P _н , МВт	Q _н , МВар	P _{ген} , МВт	Q _{ген} , МВар	dU, %	U, кВ	delta, °
Шина 500 кВ Зейская ГЭС	500			364	-35,9		503,97	0,82
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			467,2	73,9		238	1,47
Шина 500 кВ ПС Амурская	500			-178	23		504,55	-2,73
Шина 220 кВ ПС Амурская	220			11,4	-345		236,52	-2,7
ПС 220 кВ Призейская	220	56,5	113,9				218,72	-4,66
ПС 220 кВ Тунгала	220	0,5	25,3				218,82	-6,01
ПС 220 кВ Февральская	220	43,3	34,6				220,89	-7,59
отп. Уландочка	220						226,36	-6,88
ПС 220 кВ Уландочка	220	0,4	0,4				226,36	-6,88
ПС 220 кВ Новокиевка	220	3,7	1,6				230,81	-5,94
ПС 220 кВ Сковородино	220	153,4	-11,1				215,1	-18,57
ПС 220 кВ Ульручьи-тяга	220	26,1	21,7				213,52	-18,88
отп.2 Талдан-тяга	220						217,86	-16,05
ПС 220 кВ Талдан-тяга	220	29,6	24,9				216,78	-16,29
ПС 220 кВ Гонжа-тяга	220	22,4	16,7				226,78	-10,91
ПС 220 кВ Магдагачи	220	15,9	18,3		100		235,33	-7,2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Название	$U_{ном}, кВ$	$P_n, МВт$	$Q_n, МВар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, МВар$	$dU, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
ПС 220 кВ Светлая	220	50,2	3				235,18	1,18
ПС 220 кВ Ключевая	220	5,9	1,2				235,14	-5,73
ПС 220 кВ Сулус-тяга	220	16,1	17,4				234,79	-6,36
ПС 220 кВ НПС-23	220						235,47	-5,66
ПС 220 кВ Чалганы-тяга	220	18,4	16,1				234,77	-5,75
ПС 220 кВ Сиваки	220	9	1,2				235,42	-5,46
отп.1 Сиваки-тяга	220						235,42	-5,46
отп.2 Сиваки-тяга	220						235,42	-5,46
ПС 220 кВ Сиваки-тяга	220	6,9	6,4				235,42	-5,46
ПС 220 кВ НПС-24	220	11,3	4,1				235,51	-5,15
ПС 220 кВ Мухинская-тяга	220	15,2	8,9				235,63	-4,96
ПС 220 кВ Шимановск	220	8,7	4,5				236,08	-4,15
ПС 220 кВ Шимановск-тяга	220	11,2	7				235,9	-4,23
отп.1 Ледяная-тяга	220						236,38	-3,53
отп.2 Ледяная-тяга	220						236,39	-3,52
ПС 220 кВ Ледяная-тяга	220	6,7	2,4				236,38	-3,53
ПС 220 кВ Ледяная	220	10,7	3,6				236,42	-3,5
ПС 220 кВ Энергия	220	9,4	2,9				236,71	1,38
ПС 220 кВ Эльгауголь	220	4,1	11,9				221,03	-5,38
Свободненская ТЭС	220	4,6	0,8	160	8,5		237,04	-2,5
ПП Зея	220	0,1	1,7				236,89	-2,75
ПС 220 кВ Строительная	220	36	14,5				231,42	-5,76
ПП Химкомбинат	500						512,78	-1,68
АГХК	500	210	80				512,1	-1,93

Параметры ветвей послеаварийного режима:

Название	$R_{нач}$	$Q_{нач}$	I_{max}	$I_{загр}, \%$
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	-80	-30	236	38,6
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	-17	13	57	9,3
ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	-16	20	69	11,3
ПС 220 кВ Февральская – отп. Уландочка	27	34	114	18,6
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Уландочка	0	0	1	0,2
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	28	25	94	15,5
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	-153	22	376	61,6
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа-тяга	-250	-106	665	109
ПС 220 кВ Гонжа-тяга – отп.2 Талдан-тяга	-216	-51	567	93
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Талдан-тяга	-30	-21	103	16,9
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Сквородино	-181	-14	483	79,1
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Ульручьи-тяга	-26	-18	92	15,1
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	-133	30	335	55

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Название	Rнач	Qнач	I _{max}	I _{загр} , %
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Ключевая	54	-28	158	25,9
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Сулус-тяга	44	-48	169	27,7
ПС 220 кВ Сулус-тяга – ПС 220 кВ Ключевая	68	-9	170	27,8
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалганы-тяга	-5	-6	25	4,2
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ НПС-23	7	7	23	3,8
ПС 220 кВ НПС-23 – ПС 220 кВ Сиваки	7	3	23	3,7
ПС 220 кВ Чалганы-тяга – отп.1 Сиваки-тяга	14	7	38	6,2
ПС 220 кВ Сиваки – отп.2 Сиваки-тяга	16	-5	40	6,6
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	-3	0	8	1,2
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	-4	-7	19	3,1
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ НПС-24	17	-1	44	7,3
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	19	1	50	8,2
ПС 220 кВ НПС-24 – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	28	-2	70	11,5
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск/т	29	-2	76	12,5
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск	33	0	84	13,8
ПС 220 кВ Шимановск – отп.2 Ледяная-тяга	42	-3	105	17,2
ПС 220 кВ Шимановск-тяга – отп.1 Ледяная-тяга	41	-3	102	16,7
отп.1 Ледяная-тяга – С 220 кВ Ледяная-тяга	1	-1	3	0,5
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная-тяга	-8	-1	19	3,1
отп.1 Ледяная-тяга – Шина 220 кВ ПС Амурская	40	-7	104	17
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная	50	-6	123	20,1
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – Шина 220 кВ Зейская ГЭС	39	-329	380	
Шина 500 кВ ПС Амурская – Шина 220 кВ ПС Амурская	-5	-333	381	
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	-97	-180	497	81,4
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	-97	-181	500	81,9
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	-90	-103	335	55
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	-94	-107	350	57,3
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Эльгауголь	-4	22	60	9,8
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	11	7	33	5,4
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	11	7	33	5,4
Свободненская ТЭС – ПП Зeya	-61	5	149	24,4
ПП Зeya – ПС 220 кВ Ледяная	-61	6	149	24,4
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	3	12	31	5
Свободненская ТЭС – ПС 220 кВ Строительная	-68	-21	181	29,7
ПС 220 кВ Строительная – ПС 220 кВ Новокиевка	-32	-12	87	14,2
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	-201	183	311	51
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	-201	183	311	51
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	91	155	206	21,8
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	91	155	206	21,8
ПП Химкомбинат – АГХК	-105	-5	127	13,4

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
Результаты расчетов режимов максимальных нагрузок с УШР

Параметры узлов нормального режима:

Название	$U_{ном}, кВ$	$P_n, МВт$	$Q_n, МВар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, МВар$	$dU, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
Шина 500 кВ Зейская ГЭС	500			460	-57		489,36	1,26
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			593,6	75,4		236	1,47
Шина 500 кВ ПС Амурская	500			-85,1	15,5		485,03	-3,08
Шина 220 кВ ПС Амурская	220			-75,9	-358		226,18	-5,02
ПС 220 кВ Призейская	220	73,6	85,9				225,6	-8,87
ПС 220 кВ Тунгала	220	3,9	28,2				224,77	-11,63
ПС 220 кВ Февральская	220	76,5	-6,5				226,96	-14,58
отп. Уландочка	220						227,68	-12,91
ПС 220 кВ Уландочка	220		0,1				227,68	-12,91
ПС 220 кВ Новокиевка	220	3,6	0,4				226,76	-10,83
ПС 220 кВ Сквородино	220	198,5	-14,2				224,15	-14,5
ПС 220 кВ Ульручьи-тяга	220	7,5	0,2				224,89	-13,4
отп.2 Талдан-тяга	220						225,26	-12,87
ПС 220 кВ Талдан-тяга	220	9,9	13,3				225,39	-12,59
ПС 220 кВ Гонжа-тяга	220	10	25,2				226,8	-10,56
ПС 220 кВ Магдагачи	220	33,7	32,9		100		229,63	-8,86
ПС 220 кВ Светлая	220	78,9	14				234,07	0,97
ПС 220 кВ Ключевая	220	13,7	4,3				228,87	-7,43
ПС 220 кВ Сулус-тяга	220	30,4	18,7				228,6	-8,12
ПС 220 кВ НПС-23	220	6,9	0,2				228,79	-7,53
ПС 220 кВ Чалганы-тяга	220	13,3	28				227,81	-7,5
ПС 220 кВ Сиваки	220	3,3	0,4				228,04	-7,51
отп.1 Сиваки-тяга	220						228,04	-7,51
отп.2 Сиваки-тяга	220						228,04	-7,51
ПС 220 кВ Сиваки-тяга	220	4,9	0,8				228,04	-7,51
ПС 220 кВ НПС-24	220	21,2	0,5				227,44	-7,45
ПС 220 кВ Мухинская-тяга	220	15,2	8,9				227,3	-7,28
ПС 220 кВ Шимановск	220	14,6	5,8				226,69	-6,65
ПС 220 кВ Шимановск-тяга	220	9,5	3,4				226,82	-6,65
отп.1 Ледяная-тяга	220						226,52	-6,01
отп.2 Ледяная-тяга	220						226,54	-6,02
ПС 220 кВ Ледяная-тяга	220	9,5	10,1				226,5	-6,02
ПС 220 кВ Ледяная	220	16,1	5,3				226,55	-6,01
ПС 220 кВ Энергия	220	37,4	12,3				234,87	1,3
ПС 220 кВ Эльгауголь	220	7,8	6,1				231,05	-10,21
Свободненская ТЭС	220	6,9	0,1	160	8,5		227,21	-5,09
ПП Зeya	220	0,2	2,5				227,05	-5,32

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж

Название	$U_{ном}, кВ$	$P_n, МВт$	$Q_n, МВар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, МВар$	$dU, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
ПС 220 кВ Строительная	220	54	22				226,5	-10,45
ПП Химкомбинат	500						494,53	-1,81
АГХК	500	252	96				493,58	-2,12

Параметры узлов нормального режима:

Название	$R_{нач}$	$Q_{нач}$	I_{max}	$I_{загр}, \%$
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	-124	-1	306	50,1
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	-38	14	104	17
ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	-34	25	107	17,6
ПС 220 кВ Февральская – отп. Уландочка	43	-2	115	18,9
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Уландочка	0	0	0	0,1
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	44	-12	127	20,9
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	-179	-1	439	72
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа-тяга	-105	-18	269	44,2
ПС 220 кВ Гонжа-тяга – отп.2 Талдан-тяга	-94	6	240	39,3
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Талдан-тяга	30	-1	78	12,7
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Сквородино	-123	6	316	51,8
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Ульручи-тяга	76	-7	198	32,5
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	-163	7	401	65,8
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Ключевая	52	-16	142	23,3
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Сулус-тяга	40	-27	128	20,9
ПС 220 кВ Сулус-тяга – ПС 220 кВ Ключевая	71	-12	182	29,9
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалганы-тяга	-13	-19	65	10,7
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ НПС-23	-8	2	20	3,3
ПС 220 кВ НПС-23 – ПС 220 кВ Сиваки	-1	-2	26	4,3
ПС 220 кВ Чалганы-тяга – отп.1 Сиваки-тяга	0	6	15	2,4
ПС 220 кВ Сиваки – отп.2 Сиваки-тяга	2	-10	26	4,3
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	-1	4	11	1,9
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	-4	-5	17	2,8
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ НПС-24	1	-5	28	4,5
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	7	-5	35	5,8
ПС 220 кВ НПС-24 – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	22	-10	64	10,5
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск/т	22	-8	67	11
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск	22	-8	68	11,2
ПС 220 кВ Шимановск – отп.2 Ледяная-тяга	37	-9	100	16,5
ПС 220 кВ Шимановск-тяга – отп.1 Ледяная-тяга	31	-11	91	14,8
отп.1 Ледяная-тяга – С 220 кВ Ледяная-тяга	-11	-2	28	4,7
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная-тяга	1	-8	21	3,4
отп.1 Ледяная-тяга – Шина 220 кВ ПС Амурская	43	-14	120	19,7
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная	35	-6	92	15

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж

Название	Rнач	Qнач	I _{max}	I _{загр} , %
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – Шина 220 кВ Зейская ГЭС	10	-230	272	
Шина 500 кВ ПС Амурская – Шина 220 кВ ПС Амурская	-122	-326	414	
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	-139	-144	492	80,6
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	-140	-145	495	81,1
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	-118	-37	306	50,1
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	-123	-39	319	52,3
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Эльгауголь	-8	30	80	13,2
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	-1	16	40	6,6
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	-1	16	40	6,6
Свободненская ТЭС – ПП Зея	-52	3	132	21,7
ПП Зея – ПС 220 кВ Ледяная	-52	4	132	21,6
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	-1	14	35	5,7
Свободненская ТЭС – ПС 220 кВ Строительная	-102	3	260	42,7
ПС 220 кВ Строительная – ПС 220 кВ Новокиевка	-48	25	137	22,5
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	-235	144	325	53,2
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	-235	144	325	53,2
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	104	155	222	23,5
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	104	155	222	23,5
ПП Химкомбинат – АГХК	-126	-15	158	16,7
ПП Химкомбинат – АГХК	-126	-15	158	16,7

Параметры узлов послеаварийного режима:

Название	U _{ном} , кВ	P _n , МВт	Q _n , МВар	P _{ген} , МВт	Q _{ген} , МВар	dU, %	U, кВ	delta, °
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			599,1	64,5		238	1,47
Шина 500 кВ ПС Амурская	500			-85,1	15,5		491,41	-3,05
Шина 220 кВ ПС Амурская	220			-75,9	-358		229,58	-4,96
ПС 220 кВ Призейская	220	73,6	85,9				229,21	-8,69
ПС 220 кВ Тунгала	220	3,9	28,2				228,66	-11,39
ПС 220 кВ Февральская	220	76,5	-6,5				230,87	-14,24
отп. Уландочка	220						231,52	-12,63
ПС 220 кВ Уландочка	220		0,1				231,52	-12,63
ПС 220 кВ Новокиевка	220	3,6	0,4				230,46	-10,61
ПС 220 кВ Скородино	220	198,5	-14,2				216,38	-21,14
ПС 220 кВ Ульручь-тяга	220	7,5	0,2				216,35	-21,26
отп.2 Талдан-тяга	220						218,2	-18,19
ПС 220 кВ Талдан-тяга	220	9,9	13,3				217,7	-18,26
ПС 220 кВ Гонжа-тяга	220	10	25,2				223,99	-12,61
ПС 220 кВ Магдагачи	220	33,7	32,9		100		232	-8,78
ПС 220 кВ Светлая	220	78,9	14				236,05	0,97
ПС 220 кВ Ключевая	220	13,7	4,3				230,58	-7,35

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж

Название	$U_{ном}, кВ$	$P_n, МВт$	$Q_n, МВар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, МВар$	$dU, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
ПС 220 кВ Сулус-тяга	220	30,4	18,7				230,14	-8,04
ПС 220 кВ НПС-23	220	6,9	0,2				230,67	-7,45
ПС 220 кВ Чалганы-тяга	220	13,3	28				229,7	-7,42
ПС 220 кВ Сиваки	220	3,3	0,4				230,31	-7,43
отп.1 Сиваки-тяга	220						230,31	-7,43
отп.2 Сиваки-тяга	220						230,31	-7,43
ПС 220 кВ Сиваки-тяга	220	4,9	0,8				230,31	-7,43
ПС 220 кВ НПС-24	220	21,2	0,5				229,98	-7,36
ПС 220 кВ Мухинская-тяга	220	15,2	8,9				229,93	-7,19
ПС 220 кВ Шимановск	220	14,6	5,8				229,66	-6,57
ПС 220 кВ Шимановск-тяга	220	9,5	3,4				229,77	-6,57
отп.1 Ледяная-тяга	220						229,68	-5,94
отп.2 Ледяная-тяга	220						229,7	-5,95
ПС 220 кВ Ледяная-тяга	220	9,5	10,1				229,67	-5,95
ПС 220 кВ Ледяная	220	16,1	5,3				229,73	-5,94
ПС 220 кВ Энергия	220	37,4	12,3				236,86	1,31
ПС 220 кВ Эльгауголь	220	7,8	6,1				234,88	-10,02
Свободненская ТЭС	220	6,9	0,1	160	8,5		230,58	-5,04
ПП Зея	220	0,2	2,5				230,36	-5,26
ПС 220 кВ Строительная	220	54	22				230,18	-10,24
ПП Химкомбинат	500						500,67	-1,79
АГХК	500	252	96				499,74	-2,09

Параметры ветвей послеаварийного режима:

Название	$R_{нач}$	$Q_{нач}$	I_{max}	$I_{загр}, \%$
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	-124	4	302	49,4
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	-38	16	103	16,9
ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	-34	25	106	17,4
ПС 220 кВ Февральская – отп. Уландочка	43	-3	113	18,6
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Уландочка	0	0	0	0,1
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	44	-13	126	20,7
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	-181	1	440	72,1
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа-тяга	-242	-71	631	103,4
ПС 220 кВ Гонжа-тяга – отп.2 Талдан-тяга	-223	-18	578	94,7
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Талдан-тяга	-10	-9	44	7,2
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Сковородино	-208	9	552	90,5
ПС 220 кВ Сковородино – ПС 220 кВ Ульручьи-тяга	-8	3	22	3,6
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	-164	6	401	65,8
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Ключевая	51	-22	147	24,2
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Сулус-тяга	37	-40	144	23,7

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж

Название	Rнач	Qнач	I _{max}	I _{зар} , %
ПС 220 кВ Сулус-тяга – ПС 220 кВ Ключевая	73	-8	184	30,2
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалганы-тяга	-12	-15	55	9
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ НПС-23	-7	5	22	3,5
ПС 220 кВ НПС-23 – ПС 220 кВ Сиваки	0	1	19	3,1
ПС 220 кВ Чалганы-тяга – отп.1 Сиваки-тяга	2	9	24	4
ПС 220 кВ Сиваки – отп.2 Сиваки-тяга	3	-7	20	3,2
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	-1	5	12	2
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	-4	-6	18	2,9
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ НПС-24	2	-2	20	3,3
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	8	-2	30	4,9
ПС 220 кВ НПС-24 – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	23	-7	63	10,3
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск/т	23	-5	65	10,7
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск	23	-5	66	10,8
ПС 220 кВ Шимановск – отп.2 Ледяная-тяга	38	-6	99	16,3
ПС 220 кВ Шимановск-тяга – отп.1 Ледяная-тяга	33	-9	89	14,6
отп.1 Ледяная-тяга – С 220 кВ Ледяная-тяга	-11	-2	28	4,7
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная-тяга	2	-8	20	3,3
отп.1 Ледяная-тяга – Шина 220 кВ ПС Амурская	44	-12	119	19,5
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная	36	-3	92	15,1
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – Шина 220 кВ Зейская ГЭС	12	-246	288	
Шина 500 кВ ПС Амурская – Шина 220 кВ ПС Амурская	-125	-328	412	
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	-140	-147	494	81
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	-141	-148	497	81,5
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	-119	-38	306	50,1
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	-124	-40	319	52,3
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Эльгауголь	-8	32	82	13,4
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	-1	16	40	6,5
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	-1	16	40	6,5
Свободненская ТЭС – ПП Зея	-53	0	132	21,7
ПП Зея – ПС 220 кВ Ледяная	-53	1	132	21,6
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	-1	14	35	5,7
Свободненская ТЭС – ПС 220 кВ Строительная	-102	5	257	42,1
ПС 220 кВ Строительная – ПС 220 кВ Новокиевка	-48	26	136	22,3
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	-236	152	327	53,6
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	-236	152	327	53,6
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	105	156	221	23,4
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	105	156	221	23,4
ПП Химкомбинат – АГХК	-126	-15	156	16,5

ПРИЛОЖЕНИЕ К
Результаты расчетов режимов минимальных нагрузок с СТК

Параметры узлов нормального режима:

Название	$U_{ном}, кВ$	$P_n, МВт$	$Q_n, МВар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, МВар$	$dU, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
Шина 500 кВ Зейская ГЭС	500			364	-35,9		506,29	0,84
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			461	80,9		239	1,47
Шина 500 кВ ПС Амурская	500			-178	23		506,98	-2,67
Шина 220 кВ ПС Амурская	220			11,4	-345		237,67	-2,64
ПС 220 кВ Призейская	220	56,5	113,9				220,41	-4,61
ПС 220 кВ Тунгала	220	0,5	25,3				220,53	-5,93
ПС 220 кВ Февральская	220	43,3	34,6				222,5	-7,49
отп. Уландочка	220						227,86	-6,78
ПС 220 кВ Уландочка	220	0,4	0,4				227,86	-6,78
ПС 220 кВ Новокиевка	220	3,7	1,6				232,18	-5,84
ПС 220 кВ Скворородино	220	153,4	-11,1				227,76	-11,85
ПС 220 кВ Ульручьи-тяга	220	26,1	21,7				227,79	-11,06
отп.2 Талдан-тяга	220						229,03	-10,58
ПС 220 кВ Талдан-тяга	220	29,6	24,9				228,77	-10,43
ПС 220 кВ Гонжа-тяга	220	22,4	16,7				231,77	-8,62
ПС 220 кВ Магдагачи	220	15,9	18,3		89,6		235	-6,94
ПС 220 кВ Светлая	220	50,2	3				236,13	1,19
ПС 220 кВ Ключевая	220	5,9	1,2				235,25	-5,53
ПС 220 кВ Сулус-тяга	220	16,1	17,4				234,74	-6,13
ПС 220 кВ НПС-23	220						235,69	-5,47
ПС 220 кВ Чалганы-тяга	220	18,4	16,1				234,98	-5,56
ПС 220 кВ Сиваки	220	9	1,2				235,87	-5,3
отп.1 Сиваки-тяга	220						235,87	-5,3
отп.2 Сиваки-тяга	220						235,87	-5,3
ПС 220 кВ Сиваки-тяга	220	6,9	6,4				235,87	-5,3
ПС 220 кВ НПС-24	220	11,3	4,1				236,12	-5
ПС 220 кВ Мухинская-тяга	220	15,2	8,9				236,29	-4,82
ПС 220 кВ Шимановск	220	8,7	4,5				236,95	-4,04
ПС 220 кВ Шимановск-тяга	220	11,2	7				236,76	-4,12
отп.1 Ледяная-тяга	220						237,38	-3,44
отп.2 Ледяная-тяга	220						237,38	-3,43
ПС 220 кВ Ледяная-тяга	220	6,7	2,4				237,38	-3,44
ПС 220 кВ Ледяная	220	10,7	3,6				237,42	-3,41
ПС 220 кВ Энергия	220	9,4	2,9				237,69	1,39
ПС 220 кВ Эльгауголь	220	4,1	11,9				222,84	-5,33
Свободненская ТЭС	220	4,6	0,8	160	8,5		238,16	-2,43

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ К

Название	$U_{ном}, кВ$	$P_n, МВт$	$Q_n, МВар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, МВар$	$dU, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
ПП Зeya	220	0,1	1,7				237,98	-2,68
ПС 220 кВ Строительная	220	36	14,5				232,76	-5,66
ПП Химкомбинат	500						515,22	-1,64
АГХК	500	210	80				514,55	-1,89

Параметры ветвей нормального режима:

Название	$R_{нач}$	$Q_{нач}$	I_{max}	$I_{загр}, \%$
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	-80	-28	232	38
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	-17	13	57	9,3
ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	-16	20	68	11,2
ПС 220 кВ Февральская – отп. Уландочка	27	34	112	18,4
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Уландочка	0	0	1	0,2
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	28	24	93	15,2
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	-150	9	364	59,6
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа-тяга	-109	-24	278	45,6
ПС 220 кВ Гонжа-тяга – отп.2 Талдан-тяга	-86	-9	217	35,6
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Талдан-тяга	15	-8	49	8,1
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Сквородино	-100	-2	253	41,5
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Ульручьи-тяга	54	-13	142	23,3
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	-131	25	327	53,5
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Ключевая	56	-7	141	23,2
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Сулус-тяга	50	-17	135	22,1
ПС 220 кВ Сулус-тяга – ПС 220 кВ Ключевая	67	-4	165	27
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалганы-тяга	-5	-3	20	3,3
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ НПС-23	6	9	27	4,4
ПС 220 кВ НПС-23 – ПС 220 кВ Сиваки	6	5	19	3,1
ПС 220 кВ Чалганы-тяга – отп.1 Сиваки-тяга	14	9	41	6,6
ПС 220 кВ Сиваки – отп.2 Сиваки-тяга	15	-3	38	6,2
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	-3	1	8	1,2
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	-4	-7	19	3,2
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ НПС-24	17	2	42	6,8
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	19	4	48	7,8
ПС 220 кВ НПС-24 – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	28	0	68	11,2
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск/т	29	0	74	12,1
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск	33	3	82	13,4
ПС 220 кВ Шимановск – отп.2 Ледяная-тяга	42	0	103	16,8
ПС 220 кВ Шимановск-тяга – отп.1 Ледяная-тяга	41	0	100	16,4
отп.1 Ледяная-тяга – С 220 кВ Ледяная-тяга	1	-1	3	0,5
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная-тяга	-8	-1	19	3,1
отп.1 Ледяная-тяга – Шина 220 кВ ПС Амурская	40	-5	101	16,6

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ К

Название	Rнач	Qнач	Iтах	$I_{зар}, \%$
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная	49	-4	121	19,8
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – Шина 220 кВ Зейская ГЭС	38	-334	383	
Шина 500 кВ ПС Амурская – Шина 220 кВ ПС Амурская	-4	-336	382	
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	-95	-184	501	82,2
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	-96	-185	504	82,7
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	-89	-106	338	55,4
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	-93	-110	352	57,7
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Эльгауголь	-4	23	61	9,9
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	11	7	32	5,3
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	11	7	32	5,3
Свободненская ТЭС – ПП Зея	-61	3	147	24,1
ПП Зея – ПС 220 кВ Ледяная	-60	4	147	24,1
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	3	12	31	5
Свободненская ТЭС – ПС 220 кВ Строительная	-68	-20	180	29,5
ПС 220 кВ Строительная – ПС 220 кВ Новокиевка	-32	-12	85	14
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	-201	185	311	51,1
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	-201	185	311	51,1
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	91	156	206	21,8
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	91	156	206	21,8
ПП Химкомбинат – АГХК	-105	-4	126	13,3
ПП Химкомбинат – АГХК	-105	-4	126	13,3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ К

Параметры узлов послеаварийного режима:

Название	$U_{ном}, кВ$	$P_n, МВт$	$Q_n, МВар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, МВар$	$dU, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
Шина 500 кВ Зейская ГЭС	500			364	-35,9		506,65	0,82
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			467	69,3		239	1,47
Шина 500 кВ ПС Амурская	500			-178	23		507,62	-2,7
Шина 220 кВ ПС Амурская	220			11,4	-345		238,15	-2,68
ПС 220 кВ Призейская	220	56,5	113,9				220,61	-4,62
ПС 220 кВ Тунгала	220	0,5	25,3				220,84	-5,95
ПС 220 кВ Февральская	220	43,3	34,6				222,91	-7,51
отп. Уландочка	220						228,3	-6,81
ПС 220 кВ Уландочка	220	0,4	0,4				228,3	-6,81
ПС 220 кВ Новокиевка	220	3,7	1,6				232,64	-5,88
ПС 220 кВ Сквородино	220	153,4	-11,1				215,88	-18,4
ПС 220 кВ Ульручи-тяга	220	26,1	21,7				214,31	-18,71
отп.2 Талдан-тяга	220						218,64	-15,89
ПС 220 кВ Талдан-тяга	220	29,6	24,9				217,55	-16,13
ПС 220 кВ Гонжа-тяга	220	22,4	16,7				227,5	-10,79
ПС 220 кВ Магдагачи	220	15,9	18,3		100		236	-7,11
ПС 220 кВ Светлая	220	50,2	3				236,16	1,19
ПС 220 кВ Ключевая	220	5,9	1,2				236,02	-5,65
ПС 220 кВ Сулус-тяга	220	16,1	17,4				235,59	-6,27
ПС 220 кВ НПС-23	220						236,43	-5,59
ПС 220 кВ Чалганы-тяга	220	18,4	16,1				235,73	-5,68
ПС 220 кВ Сиваки	220	9	1,2				236,56	-5,4
отп.1 Сиваки-тяга	220						236,55	-5,4
отп.2 Сиваки-тяга	220						236,56	-5,4
ПС 220 кВ Сиваки-тяга	220	6,9	6,4				236,55	-5,4
ПС 220 кВ НПС-24	220	11,3	4,1				236,76	-5,09
ПС 220 кВ Мухинская-тяга	220	15,2	8,9				236,92	-4,9
ПС 220 кВ Шимановск	220	8,7	4,5				237,52	-4,11
ПС 220 кВ Шимановск-тяга	220	11,2	7				237,33	-4,19
отп.1 Ледяная-тяга	220						237,91	-3,5
отп.2 Ледяная-тяга	220						237,92	-3,49
ПС 220 кВ Ледяная-тяга	220	6,7	2,4				237,91	-3,5
ПС 220 кВ Ледяная	220	10,7	3,6				237,95	-3,47
ПС 220 кВ Энергия	220	9,4	2,9				237,7	1,39
ПС 220 кВ Эльгауголь	220	4,1	11,9				223,06	-5,33
Свободненская ТЭС	220	4,6	0,8	160	8,5		238,66	-2,49
ПП Зeya	220	0,1	1,7				238,49	-2,73
ПС 220 кВ Строительная	220	36	14,5				233,23	-5,7
АГХК	500	210	80				515,07	-1,91

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ К

Параметры ветвей послеаварийного режима:

Название	Rнач	Qнач	I _{max}	I _{загр} , %
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	-80	-28	231	37,9
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	-17	14	57	9,4
ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	-16	21	69	11,3
ПС 220 кВ Февральская – отп. Уландочка	27	34	112	18,4
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Уландочка	0	0	1	0,2
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	28	24	93	15,2
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	-153	13	371	60,9
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа-тяга	-242	-80	608	99,6
ПС 220 кВ Гонжа-тяга – отп.2 Талдан-тяга	-216	-51	565	92,6
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Талдан-тяга	-30	-21	103	16,9
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Сквородино	-181	-14	481	78,8
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Ульручьи-тяга	-26	-18	92	15
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	-133	29	333	54,6
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Ключевая	57	-9	146	24
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Сулус-тяга	52	-20	140	23
ПС 220 кВ Сулус-тяга – ПС 220 кВ Ключевая	68	-7	169	27,7
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалганы-тяга	-4	-4	21	3,4
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ НПС-23	7	9	26	4,3
ПС 220 кВ НПС-23 – ПС 220 кВ Сиваки	7	4	21	3,4
ПС 220 кВ Чалганы-тяга – отп.1 Сиваки-тяга	14	9	41	6,7
ПС 220 кВ Сиваки – отп.2 Сиваки-тяга	16	-4	40	6,5
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	-3	1	7	1,2
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	-4	-7	19	3,2
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ НПС-24	17	1	43	7,1
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	20	3	49	8,1
ПС 220 кВ НПС-24 – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	29	-1	70	11,4
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск/т	30	-1	75	12,3
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск	34	2	83	13,6
ПС 220 кВ Шимановск – отп.2 Ледяная-тяга	42	-1	104	17,1
ПС 220 кВ Шимановск-тяга – отп.1 Ледяная-тяга	41	-1	101	16,6
отп.1 Ледяная-тяга – С 220 кВ Ледяная-тяга	1	-1	3	0,4
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная-тяга	-7	-1	19	3
отп.1 Ледяная-тяга – Шина 220 кВ ПС Амурская	40	-6	103	16,9
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная	50	-5	122	20
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – Шина 220 кВ Зейская ГЭС	39	-337	387	
Шина 500 кВ ПС Амурская – Шина 220 кВ ПС Амурская	-5	-334	379	
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	-96	-182	498	81,7
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	-97	-183	502	82,2
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	-90	-104	336	55,1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ К

Название	Rнач	Qнач	I _{max}	I _{загр} , %
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	-94	-109	350	57,4
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Эльгауголь	-4	23	61	10
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	11	7	32	5,3
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	11	7	32	5,3
Свободненская ТЭС – ПП Зeya	-61	4	148	24,3
ПП Зeya – ПС 220 кВ Ледяная	-61	5	148	24,2
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	3	12	31	5,1
Свободненская ТЭС – ПС 220 кВ Строительная	-68	-20	179	29,4
ПС 220 кВ Строительная – ПС 220 кВ Новокиевка	-32	-12	85	14
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	-202	187	313	51,3
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	-202	187	313	51,3
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	92	155	205	21,7
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	92	155	205	21,7
ПП Химкомбинат – АГХК	-105	-4	126	13,3
ПП Химкомбинат – АГХК	-105	-4	126	13,3

ПРИЛОЖЕНИЕ Л
Результаты расчетов режимов максимальных нагрузок с СТК

Параметры узлов нормального режима:

Название	$U_{ном}, кВ$	$P_n, МВт$	$Q_n, МВар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, МВар$	$dU, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
Шина 500 кВ Зейская ГЭС	500			364	-35,9		506,29	0,84
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			461	80,9		239	1,47
Шина 500 кВ ПС Амурская	500			-178	23		506,98	-2,67
Шина 220 кВ ПС Амурская	220			11,4	-345		237,67	-2,64
ПС 220 кВ Призейская	220	56,5	113,9				220,41	-4,61
ПС 220 кВ Тунгала	220	0,5	25,3				220,53	-5,93
ПС 220 кВ Февральская	220	43,3	34,6				222,5	-7,49
отп. Уландочка	220						227,86	-6,78
ПС 220 кВ Уландочка	220	0,4	0,4				227,86	-6,78
ПС 220 кВ Новокиевка	220	3,7	1,6				232,18	-5,84
ПС 220 кВ Скворородино	220	153,4	-11,1				227,76	-11,85
ПС 220 кВ Ульручи-тяга	220	26,1	21,7				227,79	-11,06
отп.2 Талдан-тяга	220						229,03	-10,58
ПС 220 кВ Талдан-тяга	220	29,6	24,9				228,77	-10,43
ПС 220 кВ Гонжа-тяга	220	22,4	16,7				231,77	-8,62
ПС 220 кВ Магдагачи	220	15,9	18,3		89,6		235	-6,94
ПС 220 кВ Светлая	220	50,2	3				236,13	1,19
ПС 220 кВ Ключевая	220	5,9	1,2				235,25	-5,53
ПС 220 кВ Сулус-тяга	220	16,1	17,4				234,74	-6,13
ПС 220 кВ НПС-23	220						235,69	-5,47
ПС 220 кВ Чалганы-тяга	220	18,4	16,1				234,98	-5,56
ПС 220 кВ Сиваки	220	9	1,2				235,87	-5,3
отп.1 Сиваки-тяга	220						235,87	-5,3
отп.2 Сиваки-тяга	220						235,87	-5,3
ПС 220 кВ Сиваки-тяга	220	6,9	6,4				235,87	-5,3
ПС 220 кВ НПС-24	220	11,3	4,1				236,12	-5
ПС 220 кВ Мухинская-тяга	220	15,2	8,9				236,29	-4,82
ПС 220 кВ Шимановск	220	8,7	4,5				236,95	-4,04
ПС 220 кВ Шимановск-тяга	220	11,2	7				236,76	-4,12
отп.1 Ледяная-тяга	220						237,38	-3,44
отп.2 Ледяная-тяга	220						237,38	-3,43
ПС 220 кВ Ледяная-тяга	220	6,7	2,4				237,38	-3,44
ПС 220 кВ Ледяная	220	10,7	3,6				237,42	-3,41
ПС 220 кВ Энергия	220	9,4	2,9				237,69	1,39
ПС 220 кВ Эльгауголь	220	4,1	11,9				222,84	-5,33
Свободненская ТЭС	220	4,6	0,8	160	8,5		238,16	-2,43
ПП Зeya	220	0,1	1,7				237,98	-2,68
ПС 220 кВ Строительная	220	36	14,5				232,76	-5,66

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Л

Название	$U_{ном}, кВ$	$P_n, МВт$	$Q_n, МВар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, МВар$	$dU, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
ПП Химкомбинат	500						515,22	-1,64
АГХК	500	210	80				514,55	-1,89

Параметры ветвей нормального режима:

Название	$R_{нач}$	$Q_{нач}$	I_{max}	$I_{загр}, \%$
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	-80	-28	232	38
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	-17	13	57	9,3
ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	-16	20	68	11,2
ПС 220 кВ Февральская – отп. Уландочка	27	34	112	18,4
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Уландочка	0	0	1	0,2
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	28	24	93	15,2
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	-150	9	364	59,6
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа-тяга	-109	-24	278	45,6
ПС 220 кВ Гонжа-тяга – отп.2 Талдан-тяга	-86	-9	217	35,6
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Талдан-тяга	15	-8	49	8,1
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Сковородино	-100	-2	253	41,5
ПС 220 кВ Сковородино – ПС 220 кВ Ульручь-тяга	54	-13	142	23,3
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	-131	25	327	53,5
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Ключевая	56	-7	141	23,2
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Сулус-тяга	50	-17	135	22,1
ПС 220 кВ Сулус-тяга – ПС 220 кВ Ключевая	67	-4	165	27
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалганы-тяга	-5	-3	20	3,3
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ НПС-23	6	9	27	4,4
ПС 220 кВ НПС-23 – ПС 220 кВ Сиваки	6	5	19	3,1
ПС 220 кВ Чалганы-тяга – отп.1 Сиваки-тяга	14	9	41	6,6
ПС 220 кВ Сиваки – отп.2 Сиваки-тяга	15	-3	38	6,2
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	-3	1	8	1,2
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	-4	-7	19	3,2
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ НПС-24	17	2	42	6,8
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	19	4	48	7,8
ПС 220 кВ НПС-24 – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	28	0	68	11,2
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск/т	29	0	74	12,1
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск	33	3	82	13,4
ПС 220 кВ Шимановск – отп.2 Ледяная-тяга	42	0	103	16,8
ПС 220 кВ Шимановск-тяга – отп.1 Ледяная-тяга	41	0	100	16,4
отп.1 Ледяная-тяга – С 220 кВ Ледяная-тяга	1	-1	3	0,5
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная-тяга	-8	-1	19	3,1
отп.1 Ледяная-тяга – Шина 220 кВ ПС Амурская	40	-5	101	16,6
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная	49	-4	121	19,8
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – Шина 220 кВ Зейская ГЭС	38	-334	383	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Л

Название	Rнач	Qнач	Imax	I _{загр} , %
Шина 500 кВ ПС Амурская – Шина 220 кВ ПС Амурская	-4	-336	382	
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	-95	-184	501	82,2
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	-96	-185	504	82,7
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	-89	-106	338	55,4
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	-93	-110	352	57,7
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Эльгауголь	-4	23	61	9,9
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	11	7	32	5,3
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	11	7	32	5,3
Свободненская ТЭС – ПП Зeya	-61	3	147	24,1
ПП Зeya – ПС 220 кВ Ледяная	-60	4	147	24,1
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	3	12	31	5
Свободненская ТЭС – ПС 220 кВ Строительная	-68	-20	180	29,5
ПС 220 кВ Строительная – ПС 220 кВ Новокиевка	-32	-12	85	14
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	-201	185	311	51,1
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	-201	185	311	51,1
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	91	156	206	21,8
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	91	156	206	21,8
ПП Химкомбинат – АГХК	-105	-4	126	13,3
ПП Химкомбинат – АГХК	-105	-4	126	13,3

Параметры узлов послеаварийного режима:

Название	U _{ном} , кВ	P _n , МВт	Q _n , Мвар	P _{ген} , МВт	Q _{ген} , Мвар	dU, %	U, кВ	delta, °
Шина 500 кВ Зейская ГЭС	500			364	-35,9		506,65	0,82
Шина 220 кВ Зейская ГЭС	220			467	69,3		239	1,47
Шина 500 кВ ПС Амурская	500			-178	23		507,62	-2,7
Шина 220 кВ ПС Амурская	220			11,4	-345		238,15	-2,68
ПС 220 кВ Призейская	220	56,5	113,9				220,61	-4,62
ПС 220 кВ Тунгала	220	0,5	25,3				220,84	-5,95
ПС 220 кВ Февральская	220	43,3	34,6				222,91	-7,51
отп. Уландочка	220						228,3	-6,81
ПС 220 кВ Уландочка	220	0,4	0,4				228,3	-6,81
ПС 220 кВ Новокиевка	220	3,7	1,6				232,64	-5,88
ПС 220 кВ Сковородино	220	153,4	-11,1				215,88	-18,4
ПС 220 кВ Ульручь-тяга	220	26,1	21,7				214,31	-18,71
отп.2 Талдан-тяга	220						218,64	-15,89
ПС 220 кВ Талдан-тяга	220	29,6	24,9				217,55	-16,13
ПС 220 кВ Гонжа-тяга	220	22,4	16,7				227,5	-10,79
ПС 220 кВ Магдагачи	220	15,9	18,3		100		236	-7,11
ПС 220 кВ Светлая	220	50,2	3				236,16	1,19
ПС 220 кВ Ключевая	220	5,9	1,2				236,02	-5,65

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Л

Название	$U_{ном}, кВ$	$P_n, МВт$	$Q_n, МВар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, МВар$	$dU, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
ПС 220 кВ Сулус-тяга	220	16,1	17,4				235,59	-6,27
ПС 220 кВ НПС-23	220						236,43	-5,59
ПС 220 кВ Чалганы-тяга	220	18,4	16,1				235,73	-5,68
ПС 220 кВ Сиваки	220	9	1,2				236,56	-5,4
отп.1 Сиваки-тяга	220						236,55	-5,4
отп.2 Сиваки-тяга	220						236,56	-5,4
ПС 220 кВ Сиваки-тяга	220	6,9	6,4				236,55	-5,4
ПС 220 кВ НПС-24	220	11,3	4,1				236,76	-5,09
ПС 220 кВ Мухинская-тяга	220	15,2	8,9				236,92	-4,9
ПС 220 кВ Шимановск	220	8,7	4,5				237,52	-4,11
ПС 220 кВ Шимановск-тяга	220	11,2	7				237,33	-4,19
отп.1 Ледяная-тяга	220						237,91	-3,5
отп.2 Ледяная-тяга	220						237,92	-3,49
ПС 220 кВ Ледяная-тяга	220	6,7	2,4				237,91	-3,5
ПС 220 кВ Ледяная	220	10,7	3,6				237,95	-3,47
ПС 220 кВ Энергия	220	9,4	2,9				237,7	1,39
ПС 220 кВ Эльгауголь	220	4,1	11,9				223,06	-5,33
Свободненская ТЭС	220	4,6	0,8	160	8,5		238,66	-2,49
ПП Зей	220	0,1	1,7				238,49	-2,73
ПС 220 кВ Строительная	220	36	14,5				233,23	-5,7
ПП Химкомбинат	500						515,74	-1,67
АГХК	500	210	80				515,07	-1,91

Параметры ветвей послеаварийного режима:

Название	$R_{нач}$	$Q_{нач}$	I_{max}	$I_{загр}, \%$
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	-80	-28	231	37,9
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	-17	14	57	9,4
ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	-16	21	69	11,3
ПС 220 кВ Февральская – отп. Уландочка	27	34	112	18,4
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Уландочка	0	0	1	0,2
отп. Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	28	24	93	15,2
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	-153	13	371	60,9
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа-тяга	-242	-80	608	99,6
ПС 220 кВ Гонжа-тяга – отп.2 Талдан-тяга	-216	-51	565	92,6
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Талдан-тяга	-30	-21	103	16,9
отп.2 Талдан-тяга – ПС 220 кВ Скворородино	-181	-14	481	78,8
ПС 220 кВ Скворородино – ПС 220 кВ Ульручы-тяга	-26	-18	92	15
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	-133	29	333	54,6
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Ключевая	57	-9	146	24
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Сулус-тяга	52	-20	140	23

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Л

Название	Rнач	Qнач	I _{max}	I _{загр} , %
ПС 220 кВ Сулус-тяга – ПС 220 кВ Ключевая	68	-7	169	27,7
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалганы-тяга	-4	-4	21	3,4
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ НПС-23	7	9	26	4,3
ПС 220 кВ НПС-23 – ПС 220 кВ Сиваки	7	4	21	3,4
ПС 220 кВ Чалганы-тяга – отп.1 Сиваки-тяга	14	9	41	6,7
ПС 220 кВ Сиваки – отп.2 Сиваки-тяга	16	-4	40	6,5
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	-3	1	7	1,2
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Сиваки-тяга	-4	-7	19	3,2
отп.1 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ НПС-24	17	1	43	7,1
отп.2 Сиваки-тяга – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	20	3	49	8,1
ПС 220 кВ НПС-24 – ПС 220 кВ Мухинская-тяга	29	-1	70	11,4
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск/т	30	-1	75	12,3
ПС 220 кВ Мухинская-тяга – ПС 220 кВ Шимановск	34	2	83	13,6
ПС 220 кВ Шимановск – отп.2 Ледяная-тяга	42	-1	104	17,1
ПС 220 кВ Шимановск-тяга – отп.1 Ледяная-тяга	41	-1	101	16,6
отп.1 Ледяная-тяга – С 220 кВ Ледяная-тяга	1	-1	3	0,4
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная-тяга	-7	-1	19	3
отп.1 Ледяная-тяга – Шина 220 кВ ПС Амурская	40	-6	103	16,9
отп.2 Ледяная-тяга – ПС 220 кВ Ледяная	50	-5	122	20
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – Шина 220 кВ Зейская ГЭС	39	-337	387	
Шина 500 кВ ПС Амурская – Шина 220 кВ ПС Амурская	-5	-334	379	
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	-96	-182	498	81,7
Шина 220 кВ Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Энергия	-97	-183	502	82,2
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	-90	-104	336	55,1
ПС 220 кВ Энергия – ПС 220 кВ Светлая	-94	-109	350	57,4
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Эльгауголь	-4	23	61	10
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	11	7	32	5,3
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	11	7	32	5,3
Свободненская ТЭС – ПП Зея	-61	4	148	24,3
ПП Зея – ПС 220 кВ Ледяная	-61	5	148	24,2
Шина 220 кВ ПС Амурская – Свободненская ТЭС	3	12	31	5,1
Свободненская ТЭС – ПС 220 кВ Строительная	-68	-20	179	29,4
ПС 220 кВ Строительная – ПС 220 кВ Новокиевка	-32	-12	85	14
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	-202	187	313	51,3
Шина 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Химкомбинат	-202	187	313	51,3
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	92	155	205	21,7
Шина 500 кВ ПС Амурская – ПП Химкомбинат	92	155	205	21,7
ПП Химкомбинат – АГХК	-105	-4	126	13,3
ПП Химкомбинат – АГХК	-105	-4	126	13,3

ПРИЛОЖЕНИЕ М

Расчёт экономической эффективности вариантов в программе Mathcad 15

Коэффициент инфляции:

$$K_{\text{инфл}} := 2.1$$

Капиталовложения в установку УШР:

Капиталовложения в ячейки выключателей:

$$K_{\text{выкл.1}} := 11700 = 1.17 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в УШР:

$$K_{\text{УШР}} := 28200 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения для вариант 1:

$$K_1 := (K_{\text{выкл.1}} + K_{\text{УШР}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 8.379 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Издержки:

Затраты на эксплуатацию:

$$\alpha_{\text{УШР}} := 0.049$$

$$I_{\text{экспл}} := K_1 \cdot \alpha_{\text{УШР}} = 4.1057 \times 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет амортизационных отчислений:

$$T_{\text{сл}} := 20 \text{ лет}$$

$$I_{\text{ам.1}} := \frac{K_1}{T_{\text{сл}}} = 4.1895 \times 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на потери:

Стоимость потерь электроэнергии: $c_0 := 1500 \text{ руб/МВт*ч}$

$$\Delta W_{\text{УШР}} := 0.6 \cdot 8760 = 5.256 \times 10^3$$

$$I_{\Delta W.1} := \frac{c_0 \cdot (\Delta W_{\text{УШР}})}{10^3} = 7.884 \times 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

Общие издержки:

$$I_1 := I_{\text{экспл}} + I_{\text{ам.1}} + I_{\Delta W.1} = 16179.21 \text{ тыс.руб.}$$

Норматив дисконтирования:

$$E := 0.1$$

Затраты: $Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 24558.21 \text{ тыс. руб}$

Капиталовложения в установку СТК:

Капиталовложения в ячейки выключателей:

$$K_{\text{ВЫКЛ.2}} := 7700 = 7.7 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в УШР:

$$K_{\text{СТК}} := 36660 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения для вариант 1:

$$K_2 := (K_{\text{ВЫКЛ.2}} + K_{\text{СТК}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 9.316 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Издержки:

Затраты на эксплуатацию:

$$\alpha_{\text{СТК}} := 0.049$$

$$I_{\text{ЭКСПЛ.2}} := K_2 \cdot \alpha_{\text{СТК}} = 4.5646 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб.}$$

Расчет амортизационных отчислений:

$$I_{\text{АМ.2}} := \frac{K_2}{T_{\text{сл}}} = 4.6578 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб.}$$

Издержки на потери:

$$\Delta W_{\text{СТК}} := 0.65 \cdot 8760 = 5.694 \times 10^3$$

$$I_{\Delta W.2} := \frac{c_0 \cdot (\Delta W_{\text{СТК}})}{10^3} = 8.541 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб.}$$

Общие издержки:

$$I_2 := I_{\text{ЭКСПЛ.2}} + I_{\text{АМ.2}} + I_{\Delta W.2} = 17763.444 \quad \text{тыс.руб.}$$

Затраты: $Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 27079.044 \quad \text{тыс. руб}$