

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Управление потоками реактивной мощности в транзитной электропередаче напряжением 220 кВ подстанция Тында – подстанция Чара при подключении подстанций Блуждающий ГОК и Удоканский ГМК

Исполнитель

студент группы 142-ом

подпись, дата

М.К. Литвинцев

Руководитель

профессор, доктор техн.
наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель

научного содержания
программы магистратуры
профессор, доктор техн.
наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Рецензент

подпись, дата

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Литвинцева Максима Константиновича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Управление потоками реактивной мощности в транзитной электропередаче напряжением 220кВ подстанция Тында – подстанция Чара при подключении подстанций Блуждающий ГОК и Удоканский ГМК:

(утверждено приказом от 21.02.2023 № 442-уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе материал, собранный во время прохождения преддипломной практики, однолинейная схема существующего участка сети, данные контрольных замеров, ПУЭ, ПТЭ, ГОСТы.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): структурный анализ электроэнергетической сети Западного района Амурской области, характеристика инновационного оборудования и способов управления потоками реактивной мощности, разработка вариантов управления потоками реактивной мощности, расчет установившихся режимов разработанных вариантов, расчет экономической части выбранных вариантов, выбор основного оборудования для подключения СКРМ.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Microsoft Office Word 2013, Microsoft Office Excel 2013, MathType 6.0, RastrWin 3, графические листы формата А1, презентация.

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

7. Дата выдачи задания _____

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

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 101 с., 19 рисунков, 38 формул, 37 таблиц, 51 использованных источников, 3 приложения.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, КОНТРОЛЬНЫЙ ЗАМЕР, КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД.

Магистерская диссертация посвящена рассмотрению вопроса управления потоками реактивной мощности на примере транзита 220 кВ Тында – Чара при подключении ПС 220 кВ Блуждающий ГОК и ПС 220 кВ Удоканский ГМК.

Цель работы – выбор средств управления потоками реактивной мощности и мест их размещения в транзитной электропередаче напряжением 220кВ подстанция Тында – подстанция Чара при подключении подстанций Блуждающий ГОК и Удоканский ГМК.

Основу методологии составляют теория расчета параметров электрических схем замещения трансформаторов, автотрансформаторов и линий электропередачи, теория расчета режимов электрических сетей, метод расчета экономической эффективности.

Исходя из вышеприведенных методов, был произведен расчет установившихся и послеаварийных режимов в ПВК RastrWin3 с подключением нового потребителя. Произведена экономическая оценка вариантов управления потоками реактивной мощности и выбор наиболее экономичного.

Практическая ценность работы заключается в опробовании применения современных СКРМ на математической модели ЭС Амурской области.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1. Структурный анализ электроэнергетической системы Западного района Амурской области	11
1.1 Климатическая и географическая характеристика Западного района Амурской области	13
1.2. Структурный анализ электрической сети Западного района Амурской области	15
1.2.1 Характеристика источников питания	16
1.2.2 Структурный анализ ЛЭП	19
1.2.3 Структурный анализ ПС	22
1.2.4 Структурный анализ СКРМ	25
1.3 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	26
1.4 Выявленные проблемы рассматриваемого участка	36
2 Характеристика инновационного оборудования и способов управления потоками реактивной мощности	37
2.1 Характеристика инновационного оборудования, предназначенного для управления потоками реактивной мощности	37
2.2 Анализ способов управления потоками реактивной мощности	47
3 Разработка вариантов управления потоками реактивной мощности	59
4 Расчет установившихся режимов разработанных вариантов	64
4.1 1 Вариант. Установка СТАТКОМ на ПС	64
4.2 2 Вариант. Установка УШР и БСК на ПС	72
5 Расчет экономической части проекта	80
5.1 Капиталовложения	80
5.2 Расчет эксплуатационных издержек	82
5.3 Определение приведенных затрат	83

5.4 Оценка экономической эффективности проекта.	84
5.5 Расчет надежности	86
6 Выбор основного оборудования для подключения СКРМ	87
6.1 Выбор и проверка выключателей	87
6.2 Выбор и проверка разъединителей	90
6.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	91
Заключение	96
Библиографический список	97
Приложение А	104
Приложение Б	122
Приложение В	158

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АДН – аварийно-допустимое напряжение

АСК - асинхронизированные статические компенсаторы

БАМ – Байкало-Амурская магистраль

БСК – батарея статических конденсаторов

ГРЭС – государственная районная электростанция

ГМК – горно-металлургический комбинат

ГОК – горно-обогатительный комбинат

ГЭС – гидроэлектростанция

ИРМ – источник реактивной мощности

КРМ – компенсация реактивной мощности

ЛЭП – линия электропередачи

ОЭС – объединенная энергосистема

ПВК – программно-вычислительный комплекс

РПН – регулирование под нагрузкой

РУ – распределительное устройство

СК – синхронные компенсаторы

СКРМ – средство компенсации реактивной мощности

СТК – статический тиристорный компенсатор

СТАТКОМ – статический компенсатор реактивной мощности

ТНР – точка нормального размыкания

ФПУ – фазоповоротное устройство

УУПК - управляемые устройства продольной компенсации

УШР – управляемый шунтирующий реактор

ЧДД – чистый дисконтированный доход

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования - управление потоками реактивной мощности в транзитной электропередаче напряжением 220кВ подстанция Тында – подстанция Чара при подключении подстанций Блуждающий ГОК и Удоканский ГМК подтверждается предложенной темой АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ.

Электроэнергия, как особый вид продукции, обладает определенными характеристиками, позволяющими судить о ее пригодности в различных производственных процессах. Совокупность таких характеристик, при которых приемники электроэнергии способны выполнять заложенные в них функции, объединены под общим понятием качества электроэнергии.

В последние годы повышению качества электроэнергии уделяют большое внимание, так как качество электроэнергии может существенно влиять на расход электроэнергии, надежность систем электроснабжения, технологический процесс производства.

Одним из основных вопросов, связанных с повышением качества электроэнергии в сетях, решаемых как на стадии проектирования, так и на стадии эксплуатации систем промышленного электроснабжения, является вопрос о компенсации реактивной мощности, включающий выбор целесообразных источников, расчет и регулирование их мощности, размещение источников в системе электроснабжения.

Проблема компенсации реактивной мощности в электрических системах страны имеет большое значение по следующим причинам:

- 1) В промышленном производстве наблюдается опережающий рост потребления реактивной мощности по сравнению с активной;
- 2) В городских электрических сетях возросло потребление реактивной мощности, обусловленное ростом бытовых нагрузок;
- 3) Увеличивается потребление реактивной мощности в сельских электрических сетях.

Количественные и качественные изменения, происходящие в промышленном электроснабжении за последние годы, придают этому вопросу особую значимость. В настоящее время прирост потребления реактивной мощности существенно превосходит прирост потребления активной мощности. При этом передача реактивной мощности на значительные расстояния от мест генерации до мест потребления существенно ухудшает технико-экономические показатели систем электроснабжения.

Проблема может быть решена путем создания и промышленного освоения быстродействующих многофункциональных средств компенсации реактивной мощности, улучшающих качество электроэнергии сразу по нескольким параметрам. Внедрение этих устройств приведет также к уменьшению потерь электроэнергии.

Целью магистерского исследования является выбор средств управления потоками реактивной мощности и мест их размещения на примере транзитной электропередачи напряжением 220 кВ подстанция Тында – подстанция Чара при подключении подстанций Блуждающий ГОК и Удоканский ГМК.

Объект исследования – электропередача напряжением 220 кВ подстанция Тында – подстанция Чара.

Предмет исследования – управление потоками реактивной мощности в транзитной электропередаче напряжением 220кВ.

Задачи исследования:

- 1) Выявление недостатков электрической сети рассматриваемого района путем структурного анализа схемно-режимной ситуации;
- 2) Выбор наиболее эффективных способов управления потоками реактивной мощности;
- 3) Выбор оптимального варианта управления потоками реактивной мощности;
- 4) Проверка работоспособности разработанных вариантов путем расчета установившегося и послеаварийного режима;

5) Оценка экономической составляющей разработанных вариантов и выбор наиболее привлекательного;

б) Выбор основного оборудования ПС, необходимого для осуществления вариантов.

Задачи, поставленные при выполнении научно-исследовательской работы, были решены при использовании следующих программ:

1. Microsoft Office Word 2013 – текстовый процессор, позволяющий автоматизированным способом подготовить информацию в соответствующий вид;

2. Microsoft Office Excel 2013 – табличный процессор, поддерживающий все необходимые функции для создания электронных таблиц любой сложности;

3. MathType 6.0 – программа, содержащая в себе набор различных математических символов и предназначенная для написания формул автоматизированным способом;

4. RastrWin 3 – программный комплекс для расчета, оптимизации и анализа установившихся, аварийных и переходных режимов энергосистем.

Научная новизна работы заключается в обоснованном выборе инновационных технологий и адаптации к реальной сети.

Практическая ценность работы заключается в опробовании применения современных СКРМ на математической модели ЭС Амурской области.

В состав магистерской диссертации входит: 6 глав, заключения, библиографический список используемой литературы.

Во введении обосновывается актуальность выбранной темы диссертации, ставятся цели и задачи работы, выбирается объект исследования, приводится научная новизна и практическая ценность работы, публикации по теме диссертации.

В разделе «Основные понятия и список сокращений» приводятся основные понятия и список условных обозначений, встречающихся в тексте диссертации.

В первой главе, которая носит обзорный характер, даётся подробная характеристика подстанций и линий электропередачи в рассматриваемом энерго-районе, анализируются электрические режимы существующей сети, приводится характеристика электропотребления энергорайона.

Вторая глава посвящена современному состоянию рассматриваемого вопроса, а также произведен анализ литературы по теме исследования.

В третьей главе разработаны варианты установки СКРМ.

В четвёртой главе расчет режимов вариантов.

В пятой главе произведен экономический расчет вариантов, а также выбор наиболее привлекательного из них.

В шестой главе произведен расчет токов КЗ и выбор основного оборудования новых ячеек.

В заключении приводятся основные результаты работы.

За период обучения, в ходе сбора, анализа и систематизации материала, используемого в будущем для написания магистерской диссертации, принято участие в научных конференциях и опубликованы научные статьи.

Публикации. За время обучения опубликовано 3 печатные работы «Выбор вариантов организации вставки постоянного тока для несинхронной связи электроэнергетических систем», «Анализ потенциала ВИЭ в Амурской области для развития распределенной генерации» и «Сравнительная характеристика типов ФКУ по активному подавлению несимметрии и фильтрации высших гармоник напряжения».

Научные конференции. За время обучения было принято участие в научных конференциях: «XXIII региональная научно-практическая конференция «Молодежь XXI века: шаг в будущее», «XXIV региональная научно-практическая конференция «Молодежь XXI века: шаг в будущее».

1. СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ЗАПАДНОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Цель данного раздела – провести подробный анализ электроэнергетической системы, а также природных условий рассматриваемого района с последующим выявлением существующих недостатков.

В качестве рассматриваемого участка (рисунок 1) был выбран большой участок электрических сетей в связи с тем, что:

1. В Западном районе Амурской области отсутствуют источники генерации, в связи, с чем ближайшим источником генерации является Зейская ГЭС;
2. В ремонтных схемах, при ремонтах ВЛ 220 кВ связывающих Западный район Амурской области с Восточным, наблюдается недостаточная пропускная способность ВЛ 220 кВ входящих в сечение «ОЭС-Запад Амурэнерго», соответственно источником генерации для Западного района помимо Зейской ГЭС становится Нерюнгринская ГРЭС;
3. В ремонтных схемах на транзите 220 кВ Тында – Хани возможен перенос точки раздела, поэтому питание ПС 220 кВ Блуждающий и ПС 220 кВ Удоканский ГМК может осуществляться от ОЭС Сибири.

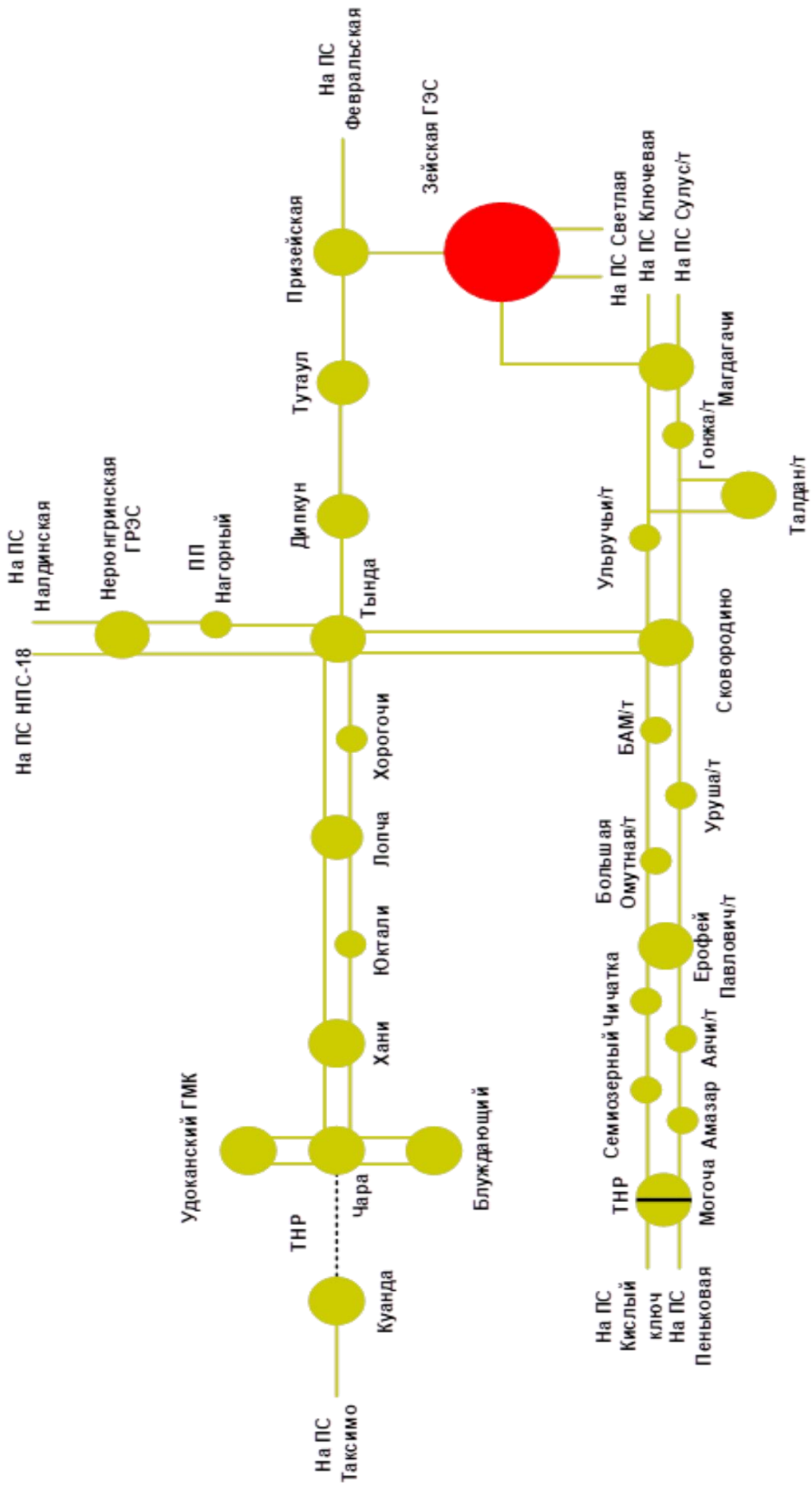


Рисунок 1 - Граф-схема электрических сетей рассматриваемого района

Питание Западного района в нормальной схеме осуществляется от Зейской ГЭС по трем линиям связи ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул, ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т, ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручы/т.

В ремонтных схемах питание Западного района осуществляется от Нерюнгринской ГРЭС по двум КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный и КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на НПС-19, а также от станций, находящихся в Восточном энергорайоне Амурской области.

ОЭС Востока и ОЭС Сибири по транзиту 220 кВ Сковородино – Могоча работают через несинхронную вставку постоянного тока, а транзит 220 кВ Тында – Куанда нормально разомкнут на ВЛ 220 кВ Куанда - Чара. В связи с этим существуют две точки деления сети электрической сети на СВ-220 ПС 220 кВ Могоча на транзите 220 кВ Сковородино – Могоча и на ВЛ 220 кВ Куанда – Чара на транзите 220 кВ Тында – Чара.

Так же стоит отметить, что в связи с недостатком генерации в ОЭС Востока нагрузка ПС 220 кВ находящиеся на указанных транзитах может быть перенесена в ОЭС Сибири путем перенесения точки деления электрической сети.

Основным потребителем электрической энергии является тяговая нагрузка. На тяговую нагрузку приходится около 80-90 % потребления района.

Рассматриваемый участок электрической сети не имеет сложную структуру в связи с низкой плотностью населения и выполняет функцию транзита электроэнергии. Слабыми связями обладают проходные и отпаечные подстанции 220 кВ, поскольку связность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети. Сильными связями обладают узловые подстанции Тында и Призейская, которые имеют не менее четырех связных элементов.

1.1. Климатическая и географическая характеристика западного района Амурской области

Участок электрической сети, рассматриваемый в магистерской диссертации, расположен на западе Амурской области, вблизи границы с Республикой Саха (Якутия) и Забайкальским краем.

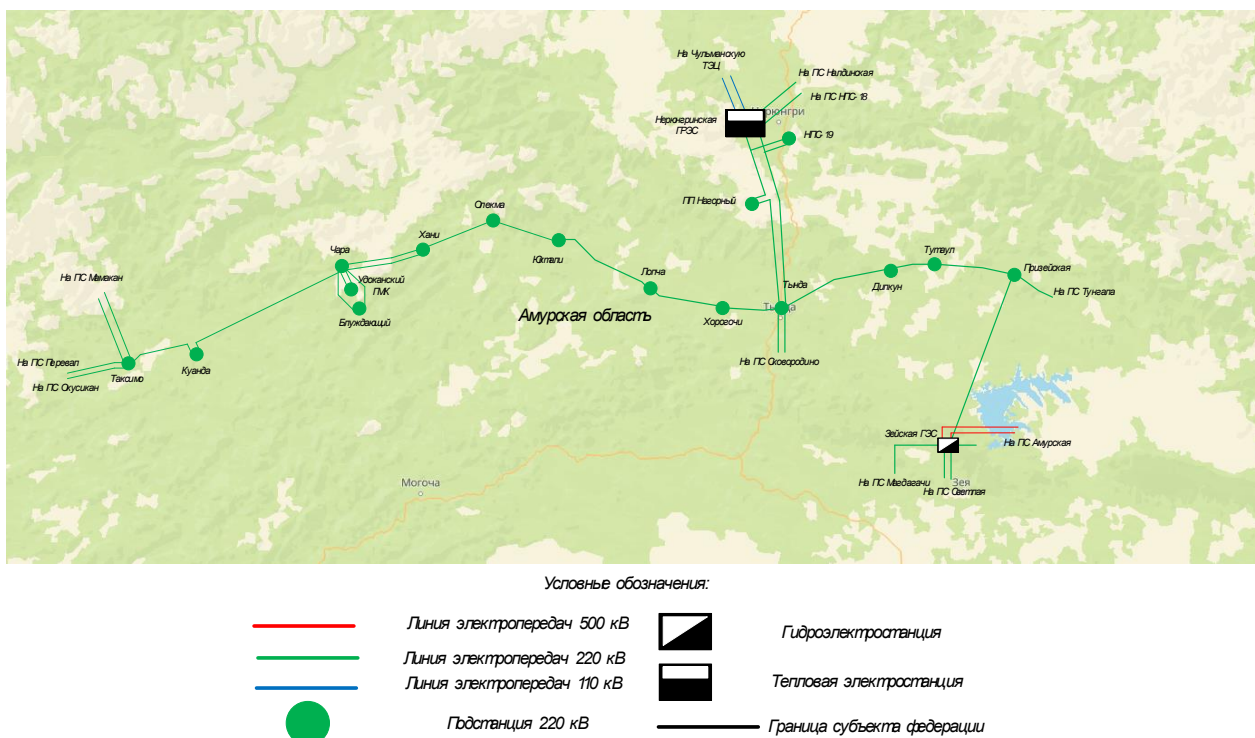


Рисунок 2 - Карта схема электрических сетей

Климат резко континентальный. Зима очень морозная (средняя температура января -27°C), а лето достаточно жаркое и умеренно-влажное (средняя температура июля $+18^{\circ}\text{C}$), с большими суточными колебаниями (днём бывает жара до $+34^{\circ}$ — $+37^{\circ}$, а ночью холодает до $+13^{\circ}$ — $+16^{\circ}\text{C}$). Среднегодовая температура воздуха составляет минус $4,4^{\circ}\text{C}$. Абсолютный минимум минус $52,4^{\circ}\text{C}$ приходится на январь и февраль. Абсолютный максимум – $36,8^{\circ}\text{C}$.

Гололёд – явление редкое, наблюдается 1 день в 10 лет. Нормативная толщина стенки гололёда на высоте 10 м – 20 мм. Изморозь может наблюдаться с сентября по май. Распределение изморози неравномерно. Образование изморози зависит от рельефа и высоты места, производственно-бытовой деятельности человека и других местных условий. Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические показатели

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	III
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Район по ветру	II
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 20 до 40
Среднегодовая, °С	-4,4
Минимальная, °С	-52,4
Максимальная, °С	+ 35
Наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, °С	-37
Грунт	Каменистый, скальный, открытый песчаный

Рельеф территории Западного района Амурской области относят к территории «Горного Севера». В этот район входят все восточные и северные горные хребты Амурской области: Янкан — Тукурингра — Соктахан — Алин, Эзоп, Турана и предгорья Буреинского хребта; а также Верхнезейская равнина.

На горном Севере имеются месторождения железа, золота, олова и других металлических ископаемых, а также уголь. Леса — источники древесины и пушнины. Значительны водные ресурсы. Горный Север очень слабо заселён и мало освоен. Большая часть населённых пунктов возникли как пункты добычи золота и геологической разведки, а также эвенкийские деревни, железнодорожные станции БАМа и Транссиба.

1.2 Структурный анализ электрической сети Западного района Амурской области

Структурный анализ электрической сети района включает в себя следующие задачи:

- характеристика источников питания;
- структурный анализ ЛЭП;
- структурный анализ ПС;
- структурный анализ СКРМ;
- расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети.

1.2.1 Характеристика источников питания

Зейская ГЭС

Гидроэлектростанция на реке Зeya в Амурской области, у города Зeya. Вторая по мощности гидроэлектростанция на Дальнем Востоке России. Имеет единственную в России плотину контрфорсного типа, а также самые мощные диагональные гидротурбины. Станция выдает в сеть вырабатываемую энергию через РУ 220 кВ и РУ 500 кВ. Является филиалом ПАО «РусГидро».

Установленная мощность станции – 1330 МВт. Которая складывается из 6 гидрогенераторов: 2 подключенных через повышающие трансформаторы к РУ 220 кВ и 4 подключенных через повышающие трансформаторы к РУ 500 кВ.

Таблица 2 – Генераторы

Марка	Кол-во	Р _{уст} , МВт	U _{ном} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
1	2	3	4	5
СВ 1130/220-44ХЛ4	2	215	15,75	136,4
СВ 1130/220-44ХЛ4	4	225	15,75	136,4

Таблица 3 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
АОДЦТН-167000/500/220/35	3	10,7	33,5	20,7	94,5	0,12	400,8	0,24
ТЦ-250000/500	4	13,3			637	239	1250	0,5
ТЦ-250000/220	2	10,8			611	204	1025	0,41

Схема РУ ВН: Трансформаторы-шины с полуторным присоединением
линий (№17) [51]

Количество ячеек 4: АТ, ввод блоков 5ГТ и 6 ГТ, ввод блоков 3ГТ и 2ГТ,
ВЛ-500.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждой секции и на
отходящий линиях.

Схема РУ СН: Одна рабочая система шин с обходной системой шин и
шинами АТ (№12) [51]

Количество ячеек: 5 линейных, 4 трансформаторных, 2 ОВ.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин,
на отходящих линиях.

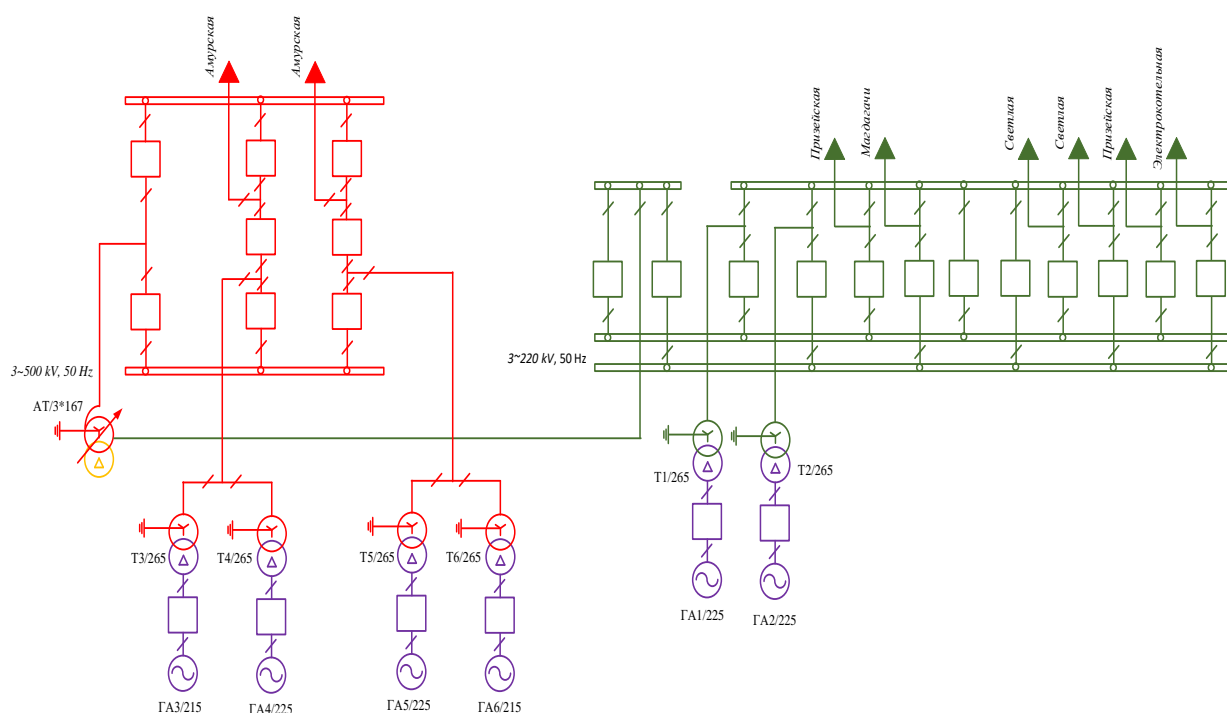


Рисунок 3 – Однолинейная схема Зейской ГЭС

Нерюнгринская ГРЭС

Нерюнгринскую ГРЭС принимаем в качестве источника питания, потому что около 80 % времени в году переток активной мощности идет от шин 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС к шинам 220 кВ ПС 220 кВ Тында в связи с тем, что

Южно-Якутский энергорайон является избыточным. Так же фактором учета станции как источник питания является то, что при выводе в ремонт блоков станции в Западном районе Амурской области возникает необходимость переноса точки раздела сети в связи с недостаточной пропускной способности в сечении ОЭС – Запад Амурэнерго.

Нерюнгринская ГРЭС – тепловая электростанция, расположенная в пгт. Серебряный Бор Нерюнгринского район республики Саха (Якутия). Крупнейшая тепловая станция Якутии. Входит в качестве структурного подразделения в состав АО «Дальневосточная генерирующая компания».

Установленная мощность станции – 570 МВт, которая складывается из 3 генераторов: 2 подключенных через повышающие трансформаторы к РУ 220 кВ и 1 подключенный через повышающие трансформаторы к РУ 110 кВ.

Таблица 4 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{уст}$, МВт	$U_{ном}$, кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
1	2	3	4	5
ТГВ-200-2 МУЗ	1	210	15,75	3000
ТГВ 200-2МУЗ	2	180	15.75	3000

Таблица 5 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U_k , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	ΔQ_x , кВАр	I_x , %
		В-С	В-Н	С-Н				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
АТДЦТН-125000/220/ 110-68У1	2	10	30,4	18,5	235	97	437,5	0,24
1	2	3			4	5	6	7
ТДЦ-250000/220-79У1	1	11,98			694,1	255	1450	0,58
ТДЦ-250000/110-УХЛ1	1	11,93			631,86	89,25	325	0,13
ТДЦ-250000/110-70У1	1	10,4			655	197	1050	0,42

Схема РУ ВН: Две рабочие системы шин с обходной (№13Н) [51]

Количество ячеек: 1 генераторная, 4 линейные, 2 трансформаторные, ШСВ, ОВ.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шинах.

Схема РУ СН: Две рабочие системы шин с обходной (№13 Н) [51]

Количество ячеек: 2 генераторные, 7 линейных, 5 трансформаторных, ШСВ, ОВ.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шинах

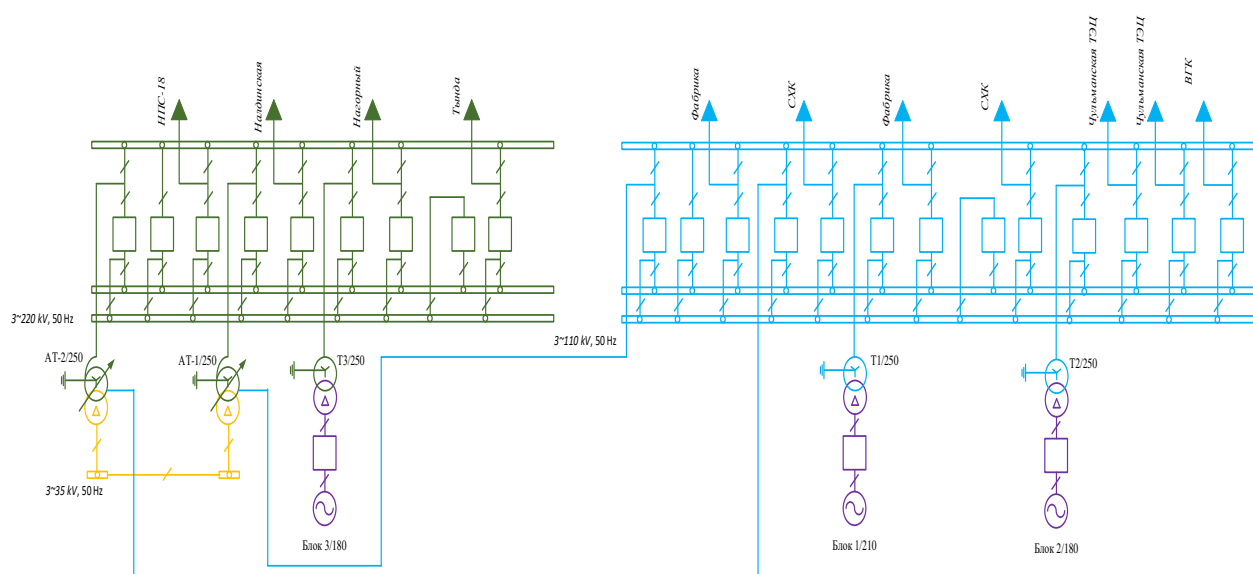


Рисунок 4 – Однолинейная схема Нерюнгринской ГРЭС

Из проведенного анализа источников питания можно сделать вывод о большом запасе генерации на рассматриваемых станциях, это говорит об имеющейся возможности подключения нового потребителя.

1.2.2 Структурный анализ ЛЭП

Особенностью электроэнергетической системы Западного района Амурской области можно отнести большую протяженность линий напряжением 220 кВ, что приводит к значительным перетокам реактивной мощности и, как следствие, – к высоким уровням напряжения на шинах подстанций за счет зарядных мощностей. Это связано с большой удаленностью населенных пунктов друг от друга.

Общая протяженность линий электропередачи в рассматриваемом эквиваленте классом напряжения 220 кВ – более 1,3 тыс. км, все из которых находятся на обслуживании ПАО «Россети».

Информацию по ЛЭП 220 кВ рассматриваемого района представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристика ЛЭП рассматриваемого района

Наименование	Участок ЛЭП	Марка и сечение провода/кабеля	Протяженность, км
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская		АС-300/39	187,2
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул		АС-300/39	96,8
		АС-500/33	1,9
ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул		АС-300/39	54,3
КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун		ПвПу2г-127/220	0,125
		АС-300/39	147,7
КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный		ПвПу2г-127/220	0,1
		АС-300/39	74,44
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный с отпайкой на НПС-19	От НГРЭС до отпайки	АС-300/39	4,1
	От ПП Нагорный до отпайки	АС-300/39	90,8
	Отпайка на НПС-19	АС-240/32	8,1
КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на НПС-19	От НГРЭС до отпайки	АС-300/39	4
	От ПС Тында до отпайки	АС-300/39	180
	Отпайка на НПС-19	АС-240/32	8,1
КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи		ПвПу2г-127/220 АС-300/39	0,092 74,4
ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча		АС-300/39	87,1
ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали		АС-300/39	146,1

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олекма	От Юктали до отпайки	АС-300/39	85,7
	От ПС Хани до отпайки	АС-300/39	48,9
ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 1		АС-300/39	27,3
ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 2		АСк2у400/51	26,9

Таблица 7 – Интервальная оценка сечений

U _{ном} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
1	2	3
220	АС-500	1,9
	АС-300	1309,3
	АС-240	16,2
	ПвПу2г-127/220	0,22
	АСк2у400/51	26,9

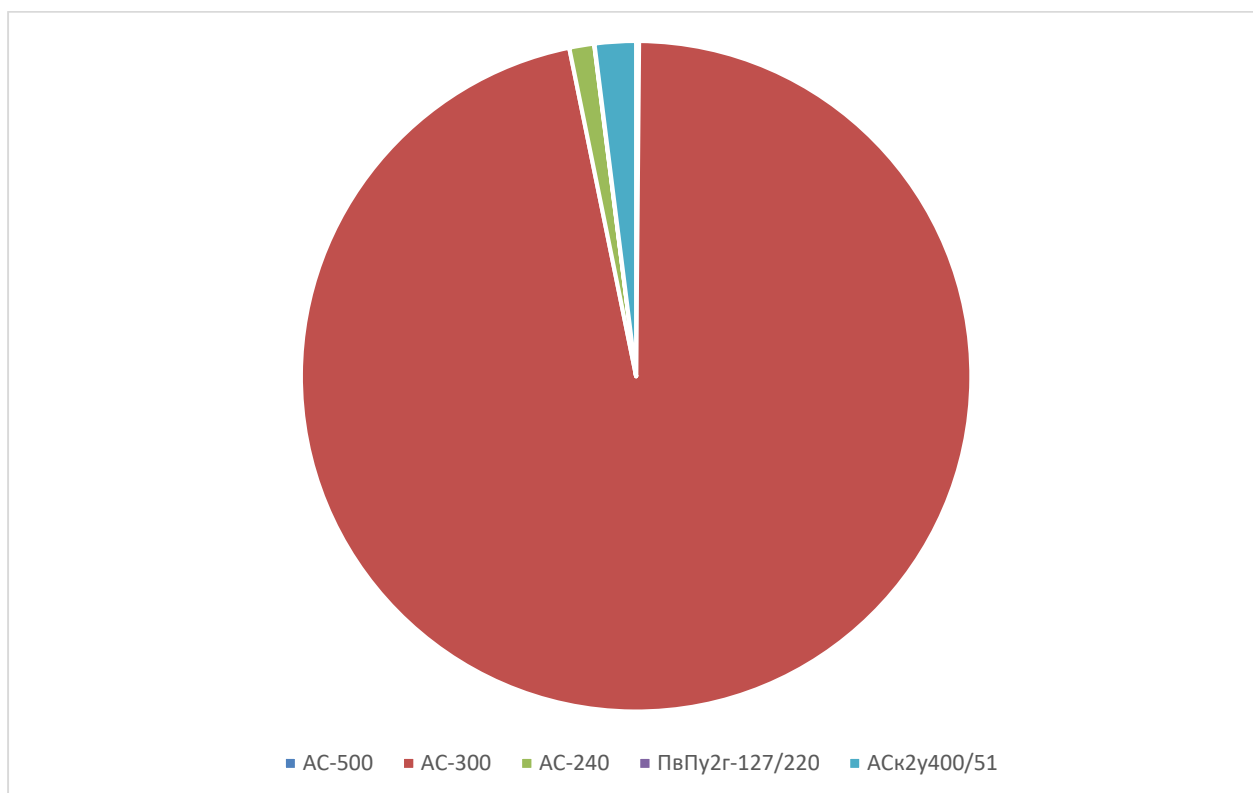


Рисунок 5 – Диаграмма сечений ЛЭП

Проведенный анализ линий электропередач показал следующее:

- на территории рассматриваемого района все ЛЭП являются одноцепными;
- преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением АС-300;
- из-за большой суммарной протяженностью ЛЭП можно сделать вывод о большой зарядной мощности в электрических сетях Западного района;
- в связи с тем, что многие ЛЭП имеют в составе кабельные вставки, тем самым снижается пропускная способность рассматриваемого транзита;
- наличие слабых связей в Западном и Восточном районах Амурской области (всего три линии связи). При выводе в ремонт любой из них накладывается ограничение на переток от Зейской ГЭС. Данная проблема будет решена после реализации проекта по строительству ПП 500 кВ Агорта.

1.2.3 Структурный анализ ПС

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

Таблица 8 – Схемы РУ рассматриваемых ПС

Наименование ПС	Схема РУ ВН
1	2
ПС 220 кВ Призейская	13Н – Две рабочие и обходная системы шин
ПС 220 кВ Дипкун	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий
ПС 220 кВ Тутаул	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий
ПС 220 кВ Тында	13 – Две рабочие системы шин
ПС 220 кВ Хорогочи	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий
ПС 220 кВ Лопча	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий
ПС 220 кВ Юктали	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий
ПС 220 кВ Хани	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий
ПС 220 кВ Чара	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий
ПС 220 кВ Олекма	Не типовое РУ

Таблица 9 – Классификация ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Схема присоединения ПС
1	2
ПС 220 кВ Призейская	Узловая
ПС 220 кВ Дипкун	Проходная
ПС 220 кВ Тутаул	Проходная
ПС 220 кВ Тында	Узловая
ПС 220 кВ Хорогочи	Проходная
ПС 220 кВ Лопча	Узловая
ПС 220 кВ Юктали	Проходная
ПС 220 кВ Хани	Узловая
ПС 220 кВ Чара	Узловая
ПС 220 кВ Олекма	Отпаечная

Таблица 10 – Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов

Наименование подстанции	Силовые трансформаторы			Год ввода
	Марка трансформаторов	Мощность, МВА	Кол-во	
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Тында	АТДЦТН-63000 / 220 /110	63	2	2012 и 1982
	ТДТН-40000 / 110	40	2	2012
ПС 220 кВ Призейская	ТДТН-2500/220	25	2	1984 и 1985
ПС 220 кВ Тутаул	ТДТН-2500/220	25	2	1988 и 1987
ПС 220 кВ Дипкун	ТДТН-2500/220	25	2	1982
ПС 220 кВ Хорогочи	ТДТН-2500/220	25	2	1985
ПС 220 кВ Лопча	ТДТН-2500/220	25	2	1985
2	3	4	5	6
ПС 220 кВ Юктали	ТДТН-2500/220	25	2	1985
ПС 220 кВ Хани	ТДТН-2500/220	25	2	1985
ПС 220 кВ Чара	АТДЦТН 63000/220/110	63	2	1986
ПС 220 кВ Олекма	ТДТН-2500/220	25	1	1985

Суммарное число подстанций в рассматриваемом эквиваленте – 10, 9 из них являются двухтрансформаторными, а по виду подключения к сети почти все являются проходными.



Рисунок 6 – Распределение ПС по способу присоединения к сети

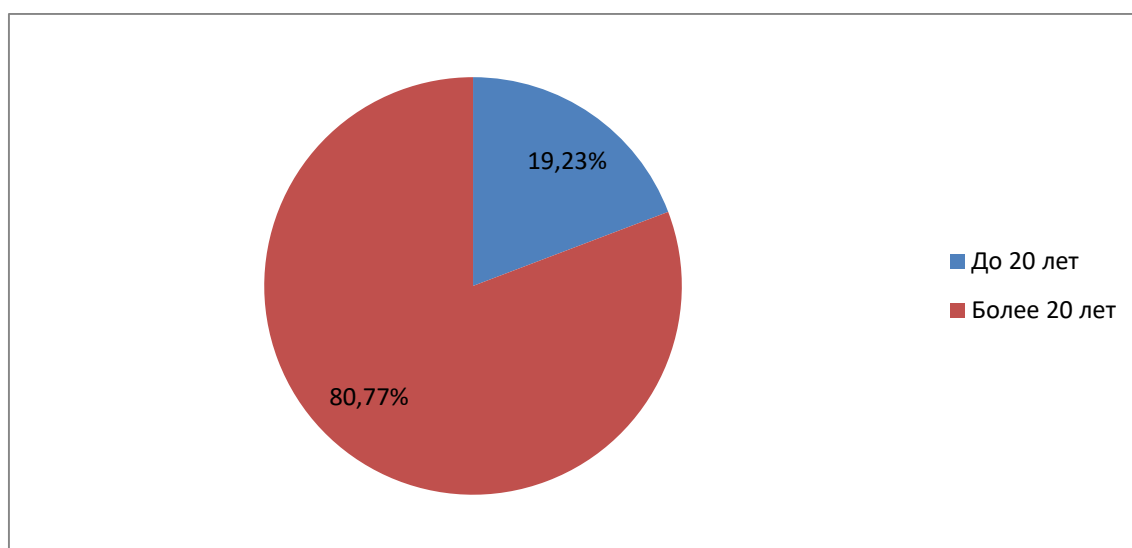


Рисунок 7 – Диаграмма сроков службы трансформаторов

Исходя из проведенного анализа, можно сделать вывод о том, что большая часть оборудования классом напряжения 220 кВ, установленное на ПС транзита Тында – Чара, имеют большой процент морального и физического износа и нуждаются в глубокой модернизации. Использование оборудования дольше нормативного срока службы приводит к увеличению частоты отказов на транзитной электропередаче, что может привести к погашению потре-

лей, а также к появлению запертой мощности на источниках генерации. В данной работе замена оборудования рассматриваться не будет, в связи с отсутствием влияния на управление потоками реактивной мощности.

1.2.4 Структурный анализ СКРМ

В настоящее время для компенсации зарядной мощности линий электропередач на рассматриваемом транзите установлено множество устройств компенсации реактивной мощности. Перечень устройств компенсации реактивной мощности выбранного района представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Устройства СКРМ

Наименование ПС	Марка и количество компенсаторов	Реактивная мощность, МВар	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3	4
ПС 220 кВ Призейская	РТДУ-100000/220 УХЛ1	5-100	2018
1	2	3	4
	РТД-20000/35 У1	20	1984
ПС 220 кВ Тында	РТДУ-100000/220-УХЛ1	5-100	2015
	2*РТД-20000/35	20	1978 и 1981
ПС 220 кВ Дипкун	3*РКОС-6600/35-УХЛ1	19,8	2016
ПС 220 кВ Тугаул	РТД-20000/35	20	1987
ПС 220 кВ Хорогочи	РТД-20000/35 У1	20	1983
ПС 220 кВ Лопча	2*РТД-20000/35 У1	20	1985
ПС 220 кВ Юктали	РТД-20000/35 У1	20	2017
	3*РКОС-6600/35 УХЛ1	19,8	1985
ПС 220 кВ Хани	5*РТМ-3300/10 У1	5*3,3	1989
ПС 220 кВ Чара	6*РТМ-3300/10 У1	6*3,3	1986

Как видно из таблицы 11 реакторы, установленные на ПС данного участка, имеют большой процент морального и физического износа и нуждаются в замене, кроме недавно введенных в эксплуатацию УШР. При проведении расчетов установившихся режимов реакторы со сроком работы более 20

лет учитываться не будут. В данной работе замена устаревших реакторов рассматриваться не будет.

1.3 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

Анализ существующих установившихся и послеаварийных режимов проводится с целью выявления слабых мест в электроэнергетической системе и определения путей ее развития. Для проведения расчета установившегося режима необходимо решить следующие задачи: выбор и обоснование эквивалента ЭЭС, выявление различных режимных проблем, а также определение возможности и необходимости оптимизации режима.

С целью проведения расчета режимов воспользуемся ПБК «RastrWin».

RastrWin – это программный комплекс, предназначенный для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

В нём линии электропередач вводятся параметрами, описывающими П – образную схему замещения. Трансформаторы, а также автотрансформаторы задаются параметрами, соответствующими Г-образной схеме замещения, так же имеется возможность задания устройств регулирования напряжения (РПН, ПБВ, ВДТ). Все характеристические параметры элементов задаются вручную.

В качестве исходных данных использовались:

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2022 г;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 08.03.2023 г;
- Схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 20.12.2022 г.

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем для проведения анализа необходимо руководствоваться следующими принципами [29]:

1. При расчете нормальной схемы сети необходимо включить в работу все ЛЭП и трансформаторы;
2. Сети 110 кВ и выше должны быть замкнутыми;

3. Точки нормального размыкания сетей 110-220 кВ должны быть обоснованы.

Прогнозирование нагрузок

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок. Прогнозируемые нагрузки будут использоваться для выбора средств компенсации реактивной мощности, а также при определении экономической эффективности разработанных вариантов.

В рассматриваемом эквиваленте ЭЭС для расчета режимов использовались максимальные и минимальные нагрузки, полученные по результатам зимнего контрольного замера 2022 года. [51]

Таблица 12– Действующие нагрузки ПС рассматриваемого участка сети

Наименование ПС	Зимний период максимум			Зимний период минимум		
	P, МВт	Q, МВар	tgφ	P, МВт	Q, МВар	tgφ
1	2	3	4	5	6	7
ПС 220 кВ Электрокотельная (эквивалент на шинах 220 кВ Зейской ГЭС)	32,4	4,1	0,13	9,4	0,3	0,03
ПС 220 кВ Призейская	6,1	1	0,16	2,2	0,8	0,36
ПС 220 кВ Дипкун	6,1	1,1	0,18	2	1,9	0,95
ПС 220 кВ Тутаул	0,5	0,1	0,20	1,6	2,1	1,31
ПС 220 кВ НПС-21 (эквивалент на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Тында)	26,2	2,9	0,11	21,7	4,3	0,20
ПС 220 кВ Тында (шины 110 кВ)	32,7	15,9	0,49	16,2	1,4	0,09
1	2	3	4	5	6	7
ПС 220 кВ Хорогочи	3,5	3,1	0,89	4,5	2,7	0,60
ПС 220 кВ Лопча	1,4	3,1	2,21	1,7	1,1	0,65

1	2	3	4	5	6	7
ПС 220 кВ Юктали	3,4	4,4	1,29	3,9	1,6	0,41
ПС 220 кВ Олекма	1,9	2,1	1,11	0,1	0,1	1,00
ПС 220 кВ Хани	3,6	1,2	0,33	4,6	1,6	0,35
ПС 220 кВ Чара	10	4,4	0,44	10	4,4	0,44

Для анализа режимов характеристики активной мощности необходимо спрогнозировать, пользуясь формулой 1.

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

где $P^{баз}$ – базовое значение вероятностной характеристики активной мощности;

ε – среднегодовой относительный прирост нагрузки (принимается равным 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2017-2023 гг.);

N – срок прогнозирования (5 лет).

В качестве примера произведем расчет нагрузок для ПС 220 кВ Призейская.

$$P^{прогн} = 6,1 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 7,1 \text{ МВт}.$$

Спрогнозированные значения мощности представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Прогнозные значения нагрузок подстанций

Наименование ПС	Зимний период максимум		Зимний период минимум	
	Р, МВт	Q, МВар	Р, МВт	Q, МВар
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Электростанция (эквивалент на шинах 220 кВ Зейской ГЭС)	37,8	4,8	11,0	0,3

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Призейская	7,1	1,2	2,6	0,9
ПС 220 кВ Дипкун	7,1	1,3	2,3	2,2
ПС 220 кВ Тутаул	0,6	0,1	1,9	2,4
ПС 220 кВ НПС-21 (эквивалент на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Тында)	30,6	3,4	25,3	5,0
ПС 220 кВ Тында (шины 110 кВ)	38,1	18,5	18,9	1,6
ПС 220 кВ Хорогочи	4,1	3,6	5,2	3,1
ПС 220 кВ Лопча	1,6	3,6	2,0	1,3
ПС 220 кВ Юктали	4,0	5,1	4,5	1,9
ПС 220 кВ Олекма	2,2	2,4	0,1	0,1
ПС 220 кВ Хани	4,2	1,4	5,4	1,9
ПС 220 кВ Чара	11,6	5,1	11,6	5,1

Расчет установившихся режимов существующей сети

Решение задачи расчета установившегося и послеаварийного режима позволит выявить проблемы рассматриваемого эквивалента такие как: перегрузку ЛЭП и необходимость компенсации реактивной мощности.

В ходе выполнения данной задачи были проанализированы следующие режимы:

1. Нормальный режим зимних максимальных нагрузок;
2. Послеаварийный режим с односторонним отключением ВЛ 220 кВ Лопча – Хани и реактора на ПС 220 кВ Юктали.

Основными функциями расчетов являются: распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, расчет потерь активной и реактивной мощностей, а также расчет напряжений в узлах энергосистемы в нормальных и послеаварийных режимах работы.

При выполнении расчетов режимов решаются следующие задачи:

1. Проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
2. Выбор схем и параметров сети;

3. Проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;

4. Проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;

5. Разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;

6. Разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Необходимыми данными для расчета, установившегося и послеаварийного режимов являются нагрузки потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

Расчет режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок приведен в приложении А.

Из расчета нормального режима можно сделать следующий вывод:

1. *Нормальный режим.* В нормальном режиме уровни напряжения на шинах НН потребителей соответствует закону встречного регулирования. Однако в некоторых узлах напряжение снижается относительно номинального более чем на 10 %, это связано с включенными реакторами, для снижения напряжения на транзите 220 кВ Тыдна – Чара. Отклонения по напряжению более 10 % представлено в таблице 14.

Таблица 14 – Отклонения напряжения в узлах сети

Название	Uном	U	ΔU
1	2	3	4
Лопча СН	35	30,8	-12,0
Юктали СН	35	30,9	-11,6
Призейская Н1	220	197,7	-10,1
1	2	3	4
Призейская Н2	220	197,7	-10,1
Лопча НН	35	31,5	-10,1
Лопча Н1	220	198,6	-9,7
Лопча Н2	220	198,6	-9,7

Токовая загрузка ЛЭП представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I _{нач}	I _{кон}	I _{доп_расч_ДДТН}	I/I _{доп_ДДТН}
1	2	3	4	5
ЗГЭС 220 - Призейская ВН	192,3	214,0	801	26,7
Дипкун ВН - Тында ВН	103,0	120,6	710	17,0
Призейская ВН - Тутаул ВН	108,4	104,4	801	13,5
Тутаул ВН - Дипкун ВН	102,8	104,6	801	13,1
Юктали ВН - Отпайка на Олекму	96,1	68,1	801	12,0
Тында ВН - НГРЭС ВН	71,3	92,9	801	11,6
ПП Нагорный - НГРЭС ВН	72,0	88,8	788	11,3
Лопча ВН - Хани ВН	101,6	30,5	914	11,1
Тында ВН - Хорогочи ВН	86,9	66,9	801	10,8
Тында ВН - Лопча ВН	91,3	49,5	908	10,1
Отпайка на Олекму - Хани ВН	72,4	56,1	801	9,0
Тында ВН - ПП Нагорный	65,6	72,0	801	9,0
Хорогочи ВН - Лопча ВН	69,4	45,6	801	8,7
Лопча ВН - Юктали ВН	61,8	34,4	801	7,7
Хани ВН - Чара ВН	44,3	19,0	710	6,2
Хани ВН - Чара ВН	43,7	17,8	914	4,8
Чара ВН - Блуждающий ВН	8,5	2,6	710	1,2
Чара ВН - Блуждающий ВН	8,5	2,6	710	1,2
Чара ВН - Удоканский ГМК	6,9	1,6	710	1,0
Чара ВН - Удоканский ГМК	6,9	1,6	710	1,0

Исходя из таблицы можно сделать вывод о слабой загруженности ЛЭП на транзите 220 кВ Тында – Чара. Особенно это касается новых ВЛ к ПС 220 кВ Блуждающий и ПС 220 кВ Удоканский ГМК. Это связано с тем, что рассматриваемые ПС еще не начали набирать нагрузку. После того, как металлургический комбинат выйдет на свою пиковую мощность данная проблема будет решена.

По мнению международных экспертов, в области электроэнергетики относительные потери электроэнергии при ее передаче не должны превышать 4 %. Потери на уровне 10 % можно считать максимально допустимыми.

В соответствии с результатами расчета установившегося режима потери составляют 7,6 МВт, что при суммарной генерации 536 МВт, составляет 2 %.

Схема потокораспределения нормального режима сети показана на рисунке 8.

Для проверки соответствия рассматриваемой схемы требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов.

Из расчета послеаварийного режима можно сделать следующий вывод:

2. *Послеаварийный режим.* В качестве аварийной ситуации рассмотрим одностороннее отключение ВЛ 220 кВ Лопча – Хани и реактора на ПС 220 кВ Юктали. Данный режим рассматривается для проверки уровней напряжений, так как темой магистерской диссертации является управление потоками реактивной мощности.

В данном режиме напряжения ПС на транзите 220 кВ вышли за уровень наибольших рабочих. Узлы, в которых уровни напряжения более 10 % от номинала представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Отклонения напряжения в узлах сети

Название	U _{ном}	U	ΔU
1	2	3	4
Чара 110	110	122,24	11,13
Юктали Н1	220	246,36	11,98
Юктали Н2	220	246,36	11,98
В на Лопча	220	248,17	12,81
Юктали ВН	220	249,17	13,26
Хани НН	10	11,37	13,70
Хани Н1	220	250,22	13,74
Хани Н2	220	250,22	13,74
Отпайка на Олекму	220	254,56	15,71
Чара Н1	220	255,20	16,00
Чара Н2	220	255,20	16,00
Блуждающий НН	10	11,65	16,45
Хани ВН	220	256,95	16,80
Чара 10	10	11,73	17,29
Удоканский ГМК Н1	220	258,73	17,61
Удоканский ГМК Н2	220	258,73	17,61
Чара ВН	220	258,75	17,62
Удоканский ГМК	220	258,80	17,64
Блуждающий ВН	220	258,83	17,65
Юктали НН	10	11,79	17,92
Чара 35	35	41,53	18,65

1	2	3	4
Хани СН	35	41,78	19,38
Удоканский ГМК СН	35	42,43	21,24
Удоканский ГМК НН	10	12,42	24,18

Как видно из таблицы 16 отключение ВЛ и реактора приводит к значительному увеличению напряжения на транзите. Устранить такое повышение напряжения поможет установка устройств СКРМ, которые будут рассмотрены в 3 и 4 главах.

Токовая загрузка ЛЭП практически не изменилась ввиду малой загруженности ПС. Рассматривать таблицу с токовыми нагрузками нет необходимости.

В свою очередь потери немного возросли и составили 9,6 МВт, что при суммарной генерации 536 МВт, так же составляет 2 %.

Схема потокораспределения нормального режима сети показана на рисунке 9.

1.4 Выявленные проблемы рассматриваемого участка

Исходя из анализа, проведенного в 1 главе, можно сделать следующие **ВЫВОДЫ:**

1. Связи Западного и Восточных энергорайонов имеют низкую пропускную способность из-за чего в ремонтных схемах возникает необходимость питания от Южно-Якутского энергорайона. Это накладывает ограничение на совмещение ремонтов ВЛ 220 кВ;
2. Из-за наличия проводов разных сечений на транзите 220 кВ Тынды-Хани снижается пропускная способность;
3. Большая часть основного оборудования ПС на рассматриваемом транзите работает дольше нормативных сроков, в связи с чем снижается надежность электропередачи;
4. Практически все устройства компенсации на рассматриваемом транзите (кроме УШР) находятся в работе более 20 лет, что приводит к необходимости их замены для снижения аварийности;
5. В послеаварийных режимах при отключении двух элементов напряжение на рассматриваемом транзите возрастает выше наибольшего рабочего, что приводит к необходимости установки дополнительных СКРМ.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В первую очередь для решения задачи построения системы управления потоками реактивной мощности необходимо провести анализ современного оборудования способного управлять потоками реактивной энергии, а также способы управления ими. После чего необходимо будет выбрать наиболее эффективные из них и опробовать их применения на расчетных моделях ПВК RastrWin3.

2.1 Характеристика инновационного оборудования, предназначенного для управления потоками реактивной мощности

Все средства компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения условно делят на пассивные и активные, причем реализация пассивных средств приводит к уменьшению объемов потребляемой реактивной мощности, а активные средства генерируют реактивную мощность и интегрируются в электрические сети в соответствии с оптимальным способом компенсации.

Пассивные средства компенсации реактивной мощности:

1. Организационно-технические мероприятия по оптимизации административных, производственных и технологических процессов, позволяющие обеспечить улучшение энергетического режима работы энергоприемников – оборудования, устройств, систем.

Это замена устаревшего не энергоэффективного оборудования, модернизация систем освещения, контроля и управления процессами, не одновременное, а распределенное (несимметричное) пол времени включение реактивных нагрузок, оптимизация режима работы подразделений и т.д. и т.п;

2. Использование переключения с треугольника на звезду статорных обмоток асинхронных двигателей с загрузкой в часы работы менее, чем на 40%;

3. Снижение объемов потребляемой реактивной мощности за счет отключения асинхронных двигателей, работающих на холостом ходу, а также вывода

из эксплуатации (или отключения) трансформаторов с загрузкой менее, чем на треть;

4. Применение в проектах и замена в действующих приводах асинхронных двигателей синхронными, где это допустимо в техническом и технологическом аспектах;

5. Модернизация приводов с применением тиристорного управления регулированием напряжения, преобразователей с заменой на модели с большим числом фаз выпрямления;

6. Интеграция в электрические сети систем с искусственной коммутацией вентилей или ограничениями по генерации токов высших гармоник;

7. Применение в новых сегментах электрической сети и поэтапная замена действующих реактивных нагрузок на оборудование, устройства, сертифицированные по энергосбережению.

Активные средства компенсации реактивной мощности.

К активным средствам компенсации реактивной мощности, генерирующим реактивную энергию в электрические сети, относят:

1. Единичные косинусные конденсаторы и конденсаторные батареи, применяемые в способах индивидуальной и групповой компенсации реактивной мощности;

2. Конденсаторные батареи с коммутационной аппаратурой, средствами защиты и управления – комплектные установки повышения коэффициента мощности – нерегулируемые и автоматические с релейными контакторами;

3. Синхронные двигатели и их разновидность – синхронные компенсаторы, работающие без нагрузки на валу и используемые для стабилизации напряжения в точке подключения в пределах интервала $\pm 5\%$ от номинального значения;

4. Многоступенчатые установки коррекции коэффициента мощности на конденсаторных батареях и с тиристорными ключами. Установка устройств с тиристорными ключами дает возможность снизить броски тока при включении

ступеней - конденсаторных батарей и риски перенапряжения при отключении ступеней;

5. Статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности - мостовые генераторы реактивной мощности с индуктивным накопителем, реакторы насыщения с нелинейной или линейной вольтамперной характеристикой, а также последовательным подключением встречно-параллельных управляемых вентилях – работающие по принципу прямой и косвенной компенсации.

6. Тиристорные компенсаторы реактивной мощности для сетей с резкопеременной нагрузкой напряжением 6-10 кВ, тиристорно-реакторные группы для ЛЭП и т.д.

Однако в данной работе будут рассматриваться методы компенсации, связанные с установкой устройств СКРМ.

Классическими регуляторами реактивной мощности, с помощью которых осуществляют компенсацию избытков (или наоборот генерацию дополнительной) реактивной мощности являются синхронные компенсаторы, шунтирующие реакторы и батареи статических конденсаторов.

Наиболее широкое распространение в электрических сетях высокого напряжения получили шунтирующие реакторы. Из их плюсов можно выделить высокую надежность и простоту эксплуатации. Из минусов – отсутствие возможности регулирования мощности, что приводит к неоптимальным режимам работы.

Использование БСК так же получило широкое распространение ввиду их дешевой стоимости и легкой установки. Из плюсов БСК можно выделить минимальные потери электроэнергии, стабильность напряжения. Из минусов отсутствие регулирования либо ступенчатое регулирование, а также необходимость частых коммутаций и как следствие скачки напряжения. Кроме того, при низком качестве электроэнергии возможно сокращение срока службы или выход из строя.

Управление уровнем напряжения, и как следствием реактивной мощности, так же осуществляется с помощью устройств РПН трансформаторов и

автотрансформаторов. Преимущества РПН в возможности поддержания параметров сети на выходе трансформатора на заданном уровне при изменении характеристик подаваемого напряжения. Также это устройство позволяет регулировать параметры, с учётом необходимой величины. Выполнение указанных функций достигается без отключения агрегата. Недостатки связаны с необходимостью усложнения конструкции трансформатора, связанной с использованием дополнительных элементов. Одновременно снижается надёжность работы агрегата, увеличивается его масса и габаритные размеры.

Сейчас для решения задачи управления потоками реактивной мощности применяют инновационное оборудование FACTS. Это оборудование способно гибко менять характеристики передачи или преобразования электроэнергии с целью оптимизации режимов сети сразу по нескольким критериям: пропускная способность, уровень потерь, устойчивость, перераспределение потоков мощности и качество электроэнергии. По принципу действия их можно разделить на статические и электромашинные. К статическим относятся:

- управляемые шунтирующие реакторы (УШР);
- статические компенсаторы реактивной мощности, выполненные на базе преобразователей напряжения на современных мощных транзисторах (СТАТКОМ);
- управляемые устройства продольной компенсации (УУПК);
- фазопоротные устройства (ФПУ).

К электромашинным устройствам относятся:

- синхронные компенсаторы (СК);
- асинхронизированные статические компенсаторы (АСК).

В таблице 17 приведены области влияния устройств на параметры режима. Плюсом отмечено наличие влияния, а минусом – его отсутствие.

Таблица 17 – Область влияния компенсирующих устройств

Наименование КУ	Характеристики электрической сети и параметры режима в узлах							
	Напряжение	Пере-токи активной мощности	Пере-токи реактивной мощности	Каче-ство ЭЭ	Стати-ческая устойчи-вость	Динами-ческая устойчи-вость	По-тери	Возмож-ность ав-томатиче-ского ре-гулирова-ния
1	2	3	4	5	6	7	8	9
УШР	+	-	+	-	+	-	+	+
СТАТ-КОМ	+	-	+	+	+	+	+	+
ФПУ	+	+	+	-	+	+	+	+
УУПК	+	+	+	-	-	-	+	-
СТК	+	-	+	-	-	-	+	+
ШР	+	-	+	-	+	-	+	-
Регулируе-мые БСК	+	-	+	-	-	-	+	+
СК	+	-	+	-	+	+	+	+
АСК	+	-	+	-	+	+	+	+

Исходя из таблицы можно выделить те устройства, которые целесообразно применять в первую очередь для оптимизации потоков реактивной мощности и уровней напряжения при транспорте электроэнергии – УШР, СТАТ-КОМ и ФПУ. Они относятся к устройствам, позволяющим комплексно решать несколько задач при функционировании ЭЭС. Рассмотрим их более подробно.

УШР представляет собой статическое устройство шунтирующего типа с плавно регулируемым индуктивным сопротивлением путем подмагничивания ферромагнитных элементов магнитной цепи. Магнитная система одной фазы УШР содержит два стержня. На каждом размещены обмотки управления и сетевые обмотки. При подключении к обмоткам управления регулируемого источника постоянного тока происходит нарастание потока подмагничивания, что вызывает насыщение стержней УШР в соответствующие полупериоды напряжения. Насыщение стержней приводит к возрастанию тока в сетевой обмотке за счет уменьшения индуктивного сопротивления реактора. Это обеспечивает плавное изменение уровней напряжения, но возникают дополнительные потери мощности.

На основе сравнения УШР с аналогичными устройствами, предназначенными для решения рассматриваемых задач, можно выделить следующие преимущества: использование маломощных вентильных устройств с меньшими потерями; отсутствие необходимости в водяном охлаждении; относительно низкая стоимость (до 2,5 раз ниже аналогичных систем компенсации).

Главный недостаток УШР – ограниченная область применения: УШР эффективен там, где большая величина реактивной мощности емкостного характера, т.е. в электрических сетях с высоким уровнем напряжения и в длинных линиях. При использовании УШР в электрических сетях с низким уровнем напряжения и в коротких линиях явного эффекта не выявлено.

Синхронный компенсатор является электромашинным устройством, предназначенным для генерации реактивной мощности. Его отличительная особенность – способность плавного автоматического регулирования величины реактивной мощности за счет изменения тока возбуждения при снижении напряжения в электрической сети. К недостаткам можно отнести отрицательный регулирующий эффект, приводящий к повышению уровня потерь, низкую скорость регулирования реактивной мощности и относительно высокую стоимость. Анализ показал, что синхронные компенсаторы, традиционно применяемые в электрических сетях, неконкурентоспособны, и поэтому далее они не рассматриваются.

СТАТКОМ представляет устройство на базе статического преобразователя, работающее в качестве статического компенсатора реактивной мощности, чей емкостный или индуктивный выходной ток может изменяться независимо от переменного напряжения сети. В СТАТКОМ из напряжения источника постоянного тока за счет широтно-импульсной модуляции и использования фильтра гармоник формируется синусоидальное напряжение частотой $50 \text{ Гц} \pm 3 \text{ Гц}$.

В электроэнергетической системе используется трехуровневая схема преобразователя. Три уровня напряжения (ноль, половина и полное) позволяют задать двухступенчатую основу синусоиды, что приводит к снижению мощности

фильтров. СТАТКОМ генерирует реактивную мощность и емкостного, и индуктивного характера. Основной задачей устройства является регулирование напряжения сети за счет регулирования реактивной мощности в точке подключения. Другая задача – повышение качества электрической энергии. СТАТКОМ эффективно выполняет свои функции не только в нормальных, но и в аварийных и послеаварийных режимах электроэнергетической системы [14]. Работа в аварийных режимах сети накладывает на него высокие требования по быстродействию. СТАТКОМ, в отличие от других устройств, может применяться для решения следующих актуальных задач эксплуатации:

1. Симметрирование нагрузки путем потребления активной мощности из одной фазы и выдачи ее в другую;
2. Демпфирование колебаний в электроэнергетической системе, поскольку СТАТКОМ обладает высоким быстродействием;
3. Активная фильтрация напряжения, что объясняется возможностью формирования напряжения не только гармонической, но и полигармонической формы, требуемой для компенсации соответствующих высших гармоник и интергармоник в сети;
4. Возможность гибкого управления напряжением системным оператором;
5. Сглаживание графиков нагрузок при наличии накопителя энергии большой емкости на стороне выпрямленного напряжения.

Кроме того, он решает и задачи, характерные для всех устройств данного типа – такие как стабилизация и регулирование напряжения, компенсация реактивной мощности.

Технический анализ позволил выявить наиболее важные преимущества данного устройства для задач управления реактивной мощностью и напряжением. К ним можно отнести минимальное воздействие на питающую сеть при пуске и гибкий диапазон регулирования реактивной мощности как в емкостном, так и в индуктивном диапазоне. Быстродействие СТАТКОМ выгодно отличает

его от других устройств, поскольку позволяет осуществлять компенсацию реактивной мощности для резкопеременной нагрузки и снижать колебания фликера. Он имеет улучшенную фильтрацию гармонических искажений, позволяющую исключать или снижать до допустимых пределов интергармоники. По сравнению с аналогами он обладает меньшими габаритами и, следовательно, занимает меньшую площадь. К важным факторам для решаемой задачи можно также отнести отсутствие зависимости генерации реактивной мощности от напряжения сети, возможность контролировать перенапряжение в режиме реального времени, что улучшает стабильность напряжения системы, поддерживать напряжения в линиях в динамических режимах, демпфировать качания мощности ЭЭС. Данное устройство обладает высокой эффективностью, однако стоимость его велика.

Принцип действия ФПУ основан на компенсации сдвига фазового угла в линии электропередачи и в общем случае состоит из двух отдельных трансформаторов – параллельного и последовательного. Первичная обмотка параллельного трансформатора выполняется по схеме «треугольник», за счет чего организуется трехфазная система напряжений, сдвинутых по отношению к фазным напряжениям источника на 90° . Вторичная обмотка может быть выполнена в виде изолированных фаз с блоком отпаек, центр которого заземлен. Фазы вторичной обмотки через выход переключателя блока отпаек соединяются с первичной обмоткой последовательного трансформатора, которая обычно выполняется по схеме «звезда» с заземленной нейтралью. Вторичная обмотка последовательного трансформатора выполняется в виде изолированных фаз, которые включаются последовательно в расщелку соответствующих по фазе проводов линии и добавляют к вектору напряжения источника сдвинутую по фазе на 90° компоненту. Следовательно, общее напряжение на входе линии становится равным сумме вектора напряжения источника питания и вектора квадратурной составляющей, вносимой ФПУ, т.е. изменяет свою фазу. 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.

Исходя из принципа действия и технических характеристик ФПУ, можно определить оптимальную область его применения. ФПУ целесообразно применять для улучшения управляемости и повышения надежности работы электроэнергетических систем. Применение ФПУ позволяет при наименьших затратах решать проблему «узких мест», ликвидировать перегрузку электросетевого оборудования. Угол сдвига фазы напряжения можно менять вручную либо с помощью автоматики, что позволяет улучшить противоаварийную управляемость электроэнергетических систем. Используя ФПУ, можно заметно снизить потери активной мощности и оптимизировать работу электрической сети, что является одним из главных приоритетов устройства. Путем плавного изменения угла сдвига фаз напряжения в начале и в конце линии можно обеспечить оптимальный переток активной мощности по ЛЭП, например, равный натуральной мощности. Кроме основных функций, рассмотренных выше, ФПУ позволяет производить плавку гололеда на проводах без отключения ЛЭП, путем перераспределения перетоков активной мощности в сети.

Рассмотренная характеристика управляемых КУ позволила выделить критерии для их сравнения с целью определения оптимальных КУ для управления потоками реактивной мощности на рассматриваемом транзите. Критерии приведены в таблице 18.

Техническая характеристика БСК общеизвестная, поэтому в магистерской диссертации не приводится. Из рассматриваемых КУ в России не производится только ФПУ.

Таблица 18 – Сравнительный анализ КУ

Наименование КУ	Критерии для сравнения КУ					
	Срок окупаемости, лет	Снижение потерь мощности, %	Стоимость, млн. руб	Диапазон регулирования мощности	Виды устойчивости, на которые влияет КУ	Обеспечение КЭ
1	2	3	4	5	6	7
УШР	2-5	1,5-3	80	100 % возможны длительные перегрузки до 130 % и кратковременные до 200 %	Статическая устойчивость	Нет
СТАТКОМ	7-10	5	100	± 100 %	Статическая и динамическая устойчивость	Да
ФПУ	3-7	7	70	100 %, возможны перегрузки до 140 %	Статическая и динамическая устойчивость	Нет
Регулируемые БСК	1	1	2	100 %	Не влияет	Нет

Проведенный сравнительный анализ по выделенным критериям позволяет определить области применения КУ: в каких электрических сетях, какой вид КУ выгодно применять. Выявлено, что УШР целесообразно использовать в длинных линиях с нормальным качеством электрической энергии. На целесообразность установки СТАТКОМ длина линии не оказывает влияния. СТАТКОМ рекомендуется устанавливать в сетях с низким качеством электроэнергии. Наибольший эффект от установки ФПУ наблюдается в системообразующих сетях и контролируемых сечениях ЭЭС.

В энергосистеме Амурской области с учетом наличия длинных ЛЭП могут подойти УШР и СТАТКОМ. Но в большинстве случаев использование только УШР недостаточно, поскольку одним из крупных потребителей в Западном районе Амурской области является тяговая нагрузка. В связи с этим в сетях 220 кВ происходит снижение качества электрической энергии в части несинусоидальности, несимметрии и колебания напряжения. Из этого следует, что совместно с УШР необходимо использовать устройства, улучшающие качество электроэнергии, поскольку УШР не решает проблему ее качества. Также существует часть линий 220 кВ, загруженных практически на 100%, а в некоторых ремонтных и послеаварийных режимах перегруженных. Для разгрузки этих линий в ряде случаев вместо строительства новых ВЛ или перевода линий на более высокий класс номинального напряжения можно использовать ФПУ.

2.2 Анализ способов управления потоками реактивной мощности

Цель управления потоками реактивной мощности неодинакова при проектировании и эксплуатации электрических сетей. При проектировании электрических систем целью управления является минимизация суммарных затрат на новое строительство за счет снижения потоков реактивной мощности по элементам сети, а при эксплуатации – надежное и качественное обеспечение потребителей электрической энергии при минимальных дополнительных вложениях, а также снижение эксплуатационных издержек.

Традиционно управление потоками реактивной мощности направленно на решение балансовой и экономической задачи, а также задачи регулирования напряжения.

Решение балансовой задачи подразумевает исключение дефицита реактивной мощности в целом, обеспечивая требуемые уровни напряжения на шинах генераторов электрических станций. Исключение местных дефицитов реактивной мощности позволяет отрегулировать напряжение в центрах питания. Экономическая задача является оптимизационной. При ее решении наиболее часто целевой функцией является приведенные затраты, которые в зависимости

от предложенного метода включают в себя различное сочетание таких параметров как: стоимость компенсирующего устройства, потери активной и реактивной мощности в сети, отклонения напряжений у потребителей, пропускная способность элементов сети, стоимость генерации реактивной мощности на станции. Для решения оптимизационных задач все приведенные составляющие записываются как функции, зависящие от генерирующей РМ, рассматриваемыми источниками реактивной мощности.

Различия методик заключается в постановке и условиях решаемой задачи, виде целевой функции, количестве критериев оптимизации, типа используемых данных, способах поиска решения.

Несмотря на различия в подходах к проведению КРМ, основные технические ограничения, используемые при её решении, всегда включали в себя следующие неравенства.

$$Q_{\max} \geq Q \geq Q_{\min}, \quad (2)$$

где Q_{\max} , Q_{\min} – пределы вырабатываемой (потребляемой) реактивной мощности рассматриваемого устройства;

Q – фактическое значение реактивной мощности, полученное при оптимизации.

$$U_{\max} \geq U \geq U_{\min}, \quad (3)$$

где U_{\max} , U_{\min} – максимальное и минимальное значения напряжения;

U – фактическое значение напряжения.

$$\operatorname{tg} \varphi \leq \operatorname{tg} \varphi_{\max}, \quad (4)$$

где $tg\varphi U_{\min}$ – фактическое значение коэффициента мощности в сети;

$tg\varphi_{\max}$ – допустимое значение коэффициента мощности в сети.

При наличии в рассматриваемой сети нескольких источников реактивной мощности необходимо решение задачи оптимального распределения реактивной мощности между ними для снижения суммарных затрат, то есть совместное решение балансовой и экономической задач КРМ.

В [23] Ф.Ф. Карпов предложил метод КРМ для распределительных сетей, основанный на минимизации суммарных затрат на производство и передачу реактивной мощности в рассматриваемый узел в режиме максимальных нагрузок, в котором оптимальное значение целевой функции определяется методом неопределённых множителей Лагранжа с ограничениями в виде баланса реактивной мощности в рассматриваемом узле. Данный подход подразумевает, что потенциальные источники реактивной мощности могут быть любыми: «генераторы электрических станций, синхронные компенсаторы, группы синхронных двигателей и конденсаторные установки» [37], которые в современных условиях могут принадлежать разным собственникам, что сделает невозможным использование такого подхода без учёта финансового интереса каждого из собственников. Кроме того, данный подход нацелен на решение задачи «доставки» реактивной мощности до конкретного узла, а не на оптимальное распределение реактивной мощности в сети, а также не учитывает потери активной мощности в самих компенсирующих устройствах.

В [43] управление потоками реактивной мощности для основных сетей ЭЭС выполняется также с использованием метода неопределённых множителей Лагранжа для случая относительной независимости выработки реактивной мощности от затрат на топливо электрических станций.

Учёт стоимости активной мощности в различных узлах рассмотрен в методе адресности, показанном в [21], однако крупные потребители электрической энергии в России оплачивают активную энергию с учётом повышающих

или понижающих коэффициентов к тарифу в зависимости от соотношения потребляемой активной и реактивной мощности [36], а услуги по выработке реактивной мощности осуществляются электрическими станциями на конкурсной основе [45]. Следовательно, использование метода адресности не по назначению, а для перераспределения потоков реактивной мощности в сети может не дать желаемых результатов.

Системный подход в классической постановке задачи поиска мест установки и мощности КУ, который первым применил Ю.С. Железко, позволил перейти к более прогрессивной методике оценки эффективности КРМ.

В [47] в качестве целевой функции используются приведённые затраты, которые в общем виде состоят из трёх составляющих: затраты на электростанции системы, связанные с производством реактивной мощности, затраты на электрические сети, обусловленные передачей реактивной мощности, затраты на КУ. Задача решается в детерминированной постановке, не учитывает характер изменения нагрузки, что может привести к выходу решения из оптимальной области.

Оптимизацию целевой функции предложено выполнять градиентным методом, используя при этом реактивные мощности режима максимальных нагрузок, а при выборе нерегулируемых компенсирующих устройств – средние значения РМ. Оптимизационный алгоритм и оценка эффективности КУ строится только на эффекте снижения потерь активной мощности (энергии). Кроме того, ориентируясь на один из режимов – режим максимальных нагрузок, нельзя оптимизировать всю гамму складывающихся режимов в рассматриваемой схеме на различных временных интервалах. Однако с точки зрения подготовки исходных данных метод весьма подходит для условий эксплуатации.

Метод потенциалов затрат [35] подразумевает поиск оптимального места и мощности КУ путём минимизации затрат, состоящих из трёх составляющих: затраты на потери электроэнергии, затраты на генерацию существующими источниками реактивной мощности и затраты на дополнительные КУ. Дифферен-

циал рассматриваемой части затрат по реактивной мощности узла и назван потенциалом затрат. Условие минимума функции приведённых затрат определяется с помощью частных производных по основным переменным. Дополнительная установка КУ считается целесообразной при условии, если экономический эффект от установки КУ превышает её стоимость. При моделировании используются реактивные нагрузки узлов и активные сопротивления ветвей. Сравнение составляющих потенциалов затрат для узла позволяет определить наиболее приемлемый источник реактивной мощности. Данный подход достаточно эффективен при детерминированной постановке и зарекомендовал себя для сетей одного собственника – государства.

Стохастический характер электрических нагрузок ограничивает область его применения. Основным недостатком данного метода является использование времени потерь, что приводит к увеличению методической погрешности в расчётах потерь мощности [14].

В [24] задача оптимизации мощности, мест размещения средств компенсации реактивных нагрузок и регулирования напряжения в общем виде представлена функцией приведённых затрат, которая включает:

1. Затраты на дополнительные компенсирующие устройства в каждом узле;
2. Затраты на дополнительные устройства, которые выполняют только функции регулирования напряжения в каждом узле;
3. Затраты, связанные соответственно с эксплуатацией дополнительных компенсирующих и регулирующих устройств;
4. Затраты, связанные с потерями мощности и энергии в существующих источниках;
5. Ущерб, возникающий у потребителей из-за неоптимальных напряжений в каждом узле.

При этом подчёркивается неоправданная трудоёмкость решения, преодолеть которую можно пренебрежением некоторых наименее значимых составля-

ющих, поэтому в расчётах экономического эффекта учитывается эффект от снижения потерь активной и реактивной мощностей, от нормализации качества напряжения в узлах и от увеличения пропускной способности элементов сети. Все составляющие эффекта определяются через градиент соответствующей функции. Наличие трех последних составляющих эффекта зависит от степени влияния дополнительных КУ на сеть, а основополагающим является эффект от снижения потерь активной мощности. Дополнительное КУ целесообразно устанавливать в первую очередь в узлах, где функция «эффектов» максимальна. В современных условиях реактивная энергия не оплачивается по абсолютному значению, поэтому данный подход не будет работать. В [41] описывается уже рассмотрение не одного режима, а основных характерных режимов, что, безусловно, предпочтительнее. Однако при укрупнении центров питания и рыночных условий транспорта мощности количество таких режимов неограниченно увеличивается, а эффективность результата уменьшается.

В [42] минимизируется целевая функция затрат, включающая: нормативный коэффициент эффективности и отчисления на амортизацию и ремонт, стоимость высоковольтных и низковольтных конденсаторных батарей, тариф стоимости потерь, удельные потери в конденсаторах высокого и низкого напряжений.

Согласно [29] напряжения у удалённого и ближайшего потребителя должны быть в пределах $\pm 10\%$. После установки КУ во всех узлах для обеспечения условия минимизации целевой функции затрат, методично наращивается мощность КУ в узлах, где напряжения у удалённого и ближайшего потребителя не входят в пределы $\pm 10\%$. Далее формируется новый комплексный критерий, характеризующий относительный прирост затрат с учётом режима напряжения.

Метод, приведённый в [39] позиционируется как многокритериальный, но процесс решения сводится к выполнению двух последовательных этапов: поиска мест установки и мощности КУ по условию минимизации (критерию

оптимизации) и увеличения мощности КУ в узлах, где ограничение не выполняется. При рассмотрении сетей РСК, питающих множество разных по структуре и назначению потребителей, такой эффект выявить гораздо сложнее.

При решении оптимизационных задач КРМ значительное внимание уделяется многоцелевой оптимизации. Это обосновывается многокритериальностью и многогранностью воздействия КУ на ЭЭС.

В [50] предлагается механизм многоцелевой оптимизации, основанный на минимизации целевой функции, включающей в себя приведённые народно-хозяйственные затраты на установку батарей конденсаторов, стоимость потерь электроэнергии в элементах сети, ущерб от отклонений напряжений, надёжность, оцениваемая интенсивностью отказов батарей конденсаторов, потери мощности в элементах сети и батареях конденсаторов. Решение многокритериальной задачи выполняется в динамике, а именно в расчётах учитывается ежегодное увеличение нагрузки. Для каждого года расчётного периода по принятым целевым условиям методом динамического программирования определяется оптимальное распределение конденсаторных батарей с учётом режимных и технических ограничений для каждого из рассматриваемого фактора. Ранжирование целевых условий производится с помощью метода главных компонент по возрастающему вкладу в суммарную дисперсию. Поиск оптимального результата выполняется после нанесения решений на трёхмерный график, где отображаются полученные решения и используемые стандартные ограничения. Реализация метода в [8] рассматривается на примере трёхузловой схемы, а в условиях эксплуатации при наличии в схеме даже десятков узлов определение области решения весьма затруднительно или плохо реализуемо. Ежегодное увеличение нагрузки – фактор неопределённый, то есть заранее неизвестный прирост нагрузки при расчёте на перспективу внесёт в решение только дополнительную погрешность.

В [36] в качестве критериев оптимизации используются потери электрической энергии, штрафная функция и средневзвешенное по мощности отклоне-

ние напряжения, при поиске оптимальных решений определяется область Парето искомого вектора. Использование штрафного коэффициента в данном случае позволяет «отсеять» решения по установке КУ, которые осуществить невозможно. Однако для снижения трудозатрат целесообразно и можно исключить такие узлы до решения оптимизационной задачи. Кроме того, поиск оптимального решения выполняется в данной работе по одному из режимов работы сети, что также не позволяет считать результат оптимальным для всего множества режимов.

Описанные выше методы КРМ можно отнести к детерминированным, так как они используют в качестве оптимизируемого один или небольшое количество характерных режимов работы рассматриваемого участка сети и не учитывают всё множество режимов. К таким же относятся: метод динамического программирования и покоординатного спуска [11], метод нелинейного квадратичного программирования, матрично-вычислительный метод, в которых рассматриваются только основные режимы работы энергосистемы, что не позволяет получить наилучшее решение в условиях неопределённости. Кроме того, многие из них ориентированы на использование времени потерь, что вносит дополнительную методическую погрешность.

Стохастический характер электрических нагрузок и их неопределённость приводит к невозможности принятия решения только по одному из режимов и требует использования принципиально иного подхода. Поэтому для получения наиболее приемлемого варианта решения в [14] используют серии расчётов режимов. В [22] для решения задач оптимизации режимов в целом предложено проведение серии расчётов по параметрам режима, полученным «с помощью соображений о допустимом объёме расчётов». В [33] аналогичный подход используется уже в непосредственной задаче проведения КРМ. В [44] учёт неопределённости при решении задачи КРМ заключается в рассмотрении множества исходных режимов в период максимальных и минимальных нагрузок.

Для каждого принятого набора данных (отклонения от максимумов) задача оптимизации решается в детерминированной постановке. При таком расчёте получается некий диапазон, удовлетворяющий максимальной и минимальной величине отклонений нагрузки, что само по себе логично, но в результате каждого из таких расчётов могут получаться решения абсолютно «противоречащие» друг другу, поэтому возможен выход из диапазона оптимальных значений для рассматриваемого временного интервала в целом.

Механизм принятия оптимизационного решения в условиях неопределённости в [48] и [26] основан на составлении платёжной матрицы, отражающей изменение целевой функции от величины при различных значениях неопределённого параметра. В такой постановке можно получить результат, подходящий для рассмотренного сочетания режимов с определённой погрешностью, но не являющийся оптимальным ни для одного из них.

В случае, когда известен график нагрузки потребителей, можно использовать расчёты для каждой ступени такового.

В [29] описана динамическая модель оптимального управления реактивной мощностью на промышленном предприятии, в которой минимизируются потери мощности на каждом из ступеней графика резкопеременной нагрузки с учётом характеристик устойчивости синхронных двигателей, которые участвуют в управлении потоками реактивной мощности. В данном методе, наряду с традиционными, вводятся ограничения по току возбуждения синхронных машин и по углам роторов. Результатом оптимизации является определение закона управления каждым синхронным двигателем. Алгоритм, описанный в [32], реализован в программе «ORENA». Предложенный способ подходит для оптимизации потоков реактивной мощности и предназначен для решения задачи КРМ на предприятии, где имеются синхронные машины, служащие для выработки реактивной мощности, а график нагрузки потребителей является известным. Не все ПП имеют в наличии синхронные машины, а графики нагрузок достаточно нестабильные и непредсказуемые, поэтому применение такой методики не даст желаемого эффекта.

В [38] задача КРМ решается также для нескольких ступеней графика нагрузки, с использованием генетического алгоритма. В [30] целевой функцией является суммарная стоимость покупки, установки и обслуживания компенсирующих устройств, при решении данной задачи накладывается стандартное ограничение для всех узлов и добавляется ограничение по коэффициенту мощности [6].

При определении мест установки и мощности КУ в качестве исходных нагрузок используется трёхступенчатый график нагрузки, что не учитывает реального характера изменения нагрузки и изначально содержит методическую погрешность, которая может приводить к заведомо неоптимальным результатам. Применение такого подхода возможно только при проектировании, а не при эксплуатации. Его неэффективность доказана в [30], что подтверждается и сегодня. Введение дополнительного ограничения приводит только к усложнению поиска решения.

В [3] описан алгоритм КРМ, реализуемый в режиме реального времени и основанный на последовательном пересчёте потерь мощности при различном размещении КУ в узлах сети при изменяющейся её конфигурации, то есть на переборе вариантов, что увеличивает его трудоёмкость. Такой подход может быть реализован только при наличии полной информации о потоках активной и реактивной мощностей в сети в режиме реального времени и возможности дистанционного управления как КУ, так и коммутационными аппаратами, позволяющими изменять её конфигурацию. При этом оптимизация в [18] производится по одному текущему или ретроспективному параметру, то есть основана на детерминированном подходе.

Использование в качестве метода оптимизации генетического алгоритма и его модификаций при решении оптимизационной задачи КРМ показано в работах как зарубежных авторов [45], так и отечественных [26].

В [35] для решения оптимизационных задач по управлению потоками реактивной мощности на промышленном предприятии предложено использова-

ние нейронных сетей в сочетании с нечёткой логикой и генетическим алгоритмом. Но при этом используется лишь критерий максимального снижения потерь, а управление потоками реактивной мощности осуществляется по текущему распознанному состоянию (по данным АИИС КУЭ), что в условиях неопределённой информации в СЭС ПП не даст возможность получить действительно оптимальное управляющее воздействие.

Таким образом, все рассмотренные методы и методики КРМ используют в качестве целевой функции приведённые затраты, которые в зависимости от предложенного метода и области применения включают в себя различное сочетание таких параметров как стоимость компенсирующих устройств, потери активной и реактивной мощности (или энергии) в сети, отклонения напряжений, пропускную способность элементов сети, штрафные надбавки за сверхнормативное потребление РМ, стоимость генерации реактивной мощности на электрических станциях и т.д. Использование приведённых затрат в качестве целевой функции абсолютно обосновано, и при разработке методики КРМ должны использоваться именно они, однако составляющие должны отвечать современным условиям функционирования Российской электроэнергетики.

Все авторы подтверждают многогранность воздействия КРМ на электрическую сеть, но при этом большинство из них показывают наиболее приемлемое решение по величине снижения потерь мощности и энергии.

Одни идут по пути упрощения оптимизационных расчетов, другие путём многоцелевой оптимизации, что встречает трудности при реализации таковых на реальных схемах электрических сетей.

Раскрытие неопределённости информации сводится к вариантному расчёту серии характерных режимов с различными значениями неизвестных параметров, то есть к перебору вариантов, что не является решением проблемы.

Подходы, применяемые иностранными учёными [49], основаны на использовании точной и полной информации о текущем состоянии сети и в принципе не рассматривают условия неопределённости.

Комплексное управление режимами СЭС по своей сути затруднительно, поскольку это связано с таким объектом управления, как СЭС предприятия, условия функционирования которого недостаточно изучены, а модель объекта и цель управления слабо формализованы. Применение искусственной нейронной сети для достижения достаточной скорости принятия решений управления, при этом схожести эвристического алгоритма ИНС с мышлением человека (при достаточной эффективности обучения), дает нужное решение задачи в большинстве практически значимых случаев.

Таким образом, проведенный анализ показал, что для рассмотрения конкурентных вариантов целесообразно использовать СТАТКОМ и УШР вместе с управляемыми БСК. Данные устройства наиболее эффективно влияют на потоки реактивной мощности. При условиях неопределенности целесообразно выбирать мощность компенсирующих устройств исходя из наибольшей зарядной мощности, полученной по результатам расчета режимов.

Выбор мощности устройств СКРМ будет приведен в 3 главе.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Данный раздел посвящен разработке вариантов управления потоками реактивной мощности: выборе мест установки СКРМ и видов СКРМ.

Исходя, из проведенного во 2 главе анализа, можно сделать вывод о том, что наиболее эффективными устройствами управления потоками реактивной мощности являются: СТАТКОМ, а также УШР совместно с управляемыми БСК (для возможного регулирования, как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения).

СТАТКОМ может работать как в режиме потребления реактивной мощности, так и в режиме ее генерации.

УШР работает в режиме генерации реактивной мощности, а БСК в режиме потребления.

Для выбора мест установки СКРМ в качестве целевой функции используются приведенные затраты. Установка устройств СКРМ в определенных местах электрической сети с минимально необходимой мощностью и количеством устройств является решением функции.

В качестве места установки устройств СКРМ будем рассматривать шины 220 кВ ПС 220 кВ Блуждающий и Удоканский ГМК, так как на шинах, рассматриваемых ПС напряжение снижается быстрее всего из-за наличия большой нагрузки и наибольшего удаления от источника генерации. К тому же установка устройств СКРМ на шинах крупного потребителя позволит снизить необходимую мощность СКРМ, что позволит существенно уменьшить затраты.

Однако установка устройств СКРМ только на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Блуждающий и Удоканский ГМК недостаточна в связи с тем, что в ремонтных схемах одной ВЛ 220 кВ на транзите 220 кВ Тында – Чара происходит снижение напряжения ниже АДН на шинах ПС 220 кВ Лопча. В связи с этим устройства СКРМ необходимо установить так же и на шины 220 кВ ПС 220 кВ Лопча, для регулирования напряжения.

Исходя из проведенного анализа в п. 1.6 на транзите 220 кВ Тында – Чара необходима установка СКРМ для поддержания уровня напряжения. Такая же тенденция сохранится и при увеличении нагрузки металлургического комбината.

Для практических инженерных расчетов в условиях неопределенности целесообразно выбирать мощности устройств СКРМ исходя из анализа расчета нормального и послеаварийного режимов.

Таблица 19 – Зарядная мощность ВЛ в нормальном режиме

Нормальный режим	
Наименование ЛЭП	Qзар, МВар
1	2
КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи	4,76
КВЛ 220 кВ Лопча – Тында	10,46
ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча	5,58
ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали	9,35
ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олекма	8,61
ВЛ 220 кВ Лопча – Хани	18,34
ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 1	7,97
ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 2	8,48
ВЛ 220 кВ Чара – Блуждающий № 1	1,92
ВЛ 220 кВ Чара – Блуждающий № 2	1,92
ВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК № 1	1,37
ВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК № 2	1,37
Итого:	80,14

Таблица 20 – Зарядная мощность ВЛ в послеаварийном режиме

Нормальный режим	
Наименование ЛЭП	Qзар, МВар
1	2
КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи	6,15
КВЛ 220 кВ Лопча – Тында	13,51
1	2
ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча	7,20
ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали	12,07
ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олекма	11,12
ВЛ 220 кВ Лопча – Хани	23,68
ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 1	10,29
ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 2	10,96
ВЛ 220 кВ Чара – Блуждающий № 1	2,48
ВЛ 220 кВ Чара – Блуждающий № 2	2,48
ВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК № 1	1,77
ВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК № 2	1,77
Итого:	103,48

Исходя из полученных данных можно сделать вывод о необходимости компенсации реактивной мощности в объеме 103 МВар.

Для этого произведем проверочный расчет с установленными СТАТКОМ по 60 МВар на ПС 220 кВ Лопча, ПС 220 кВ Блуждающий и ПС 220 кВ Удоканский ГМК.

При нагрузке на ПС 220 кВ Блуждающий и ПС 220 кВ Удоканский ГМК 80 МВт (при максимальной прогнозной мощности 190 МВт) невозможно получить установившийся режим. Так же можно сделать вывод о том, что при увеличении нагрузки получить установившийся режим без установки устройств СКРМ невозможно. Следовательно, необходима установка устройств СКРМ большей мощности. Выбор мощности произведем методом подбора. Так же можно отметить, что установка СКРМ необходима не только для поддержания уровня напряжения, но и увеличения пропускной способности рассматриваемого транзита.

Исходя из выше сказанного, можно составить следующие варианты развития сети:

1 вариант:

Установка СТАТКОМ мощностью 100 МВар на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Блуждающий, ПС 220 кВ Удоканский ГМК и 2 СТАТКОМа на ПС 220 кВ Лопча.

2 вариант:

Установка УШР и БСК: РТДУ-150000/220 на 150 МВар и БСК-200000-220 на 200 МВар, на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Блуждающий, ПС 220 кВ Удоканский ГМК и РТДУ-100000/220 на 100 МВар и БСК-200000-220 на 200 МВар на ПС 220 кВ Лопча.

Расчет установившихся и послеаварийных режимов данных вариантов приведен в следующей главе.

4 РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАЗРАБОТАННЫХ ВАРИАНТОВ

Данный раздел посвящен вопросу расчета установившихся и послеаварийных режимов в ПВК RastrWin 3. Расчеты режима необходимо проводить для того, чтобы убедиться, что основные параметры режима будут находиться в допустимых пределах.

Так же в этой главе будут опытным путем определены мощности устройств СКРМ в обоих вариантах.

Расчет режима разработанных вариантов приведён в приложении Б.

4.1 1 Вариант. Установка СТАТКОМ на ПС

Установившийся режим

В нормальном режиме, при максимально-прогнозируемой мощности для поддержания напряжения в допустимых диапазонах достаточно установить по одному СТАТКОМ мощностью 100 МВар на ПС 220 кВ Блуждающий, ПС 220 кВ Удоканский ГМК и 2 на ПС 220 кВ Лопча. При этом уровни напряжений на всем транзите 220 кВ Тында – Хани отклоняются от номинального менее 10 %. Информация с отклонениями напряжений более 5 % представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Отклонение напряжения

Название	U _{ном}	U	ΔU
1	2	3	4
Хорогочи СН	35	32,3	-7,6
Тында Н1	220	204,5	-7,0
Тында Н2	220	204,5	-7,0
Чара 110	110	103,7	-5,8
Тында ВН	220	207,3	-5,8

Информация о токовой загрузке наиболее загруженных ЛЭП представлена в таблице 22.

Таблица 22 – Токовая нагрузка ЛЭП

Название	I _{нач}	I _{кон}	Место	I _{доп_расч_ДДТН}	I/I _{доп_ДДТН}
1	2	3	4	5	6
Тында ВН - Хорогочи ВН	377,1	366,4	ВН	801	47,1
Хорогочи ВН - Лопча ВН	361,5	346,6	ВН	801	45,1
Дипкун ВН - Тында ВН	318,3	316,3	ВН	710	44,8
Тында ВН - Лопча ВН	387,5	363,9	ВН	908	42,7
Призейская ВН - Тугаул ВН	322,8	322,0	ВН	801	40,3
Тугаул ВН - Дипкун ВН	320,4	319,9	ВН	801	40,0
Хани ВН - Чара ВН	281,6	272,6	ВН	710	39,7

Исходя из таблицы 22 можно сделать вывод о том, что нагрузка ВЛ на транзите не превышает допустимых пределов в 100 %. Линии связи с ПС 220 кВ Блуждающий и ПС 220 кВ Удоканский ГМК загружены менее 50 %, что говорит о высокой эффективности работы СТАТКОМ.

Уровень потерь составляет 51,6 МВт что при суммарной генерации 536 МВт, составляет 7 %.

Схема потокораспределения нормального режима сети показана на рисунках 11 и 12.

Послеаварийный режим

В качестве послеаварийного режима рассмотрим одностороннее отключение ВЛ 220 кВ Лопча – Хани и реактора на ПС 220 кВ Юктали.

В послеаварийном режим, при максимально-прогнозируемой мощности для поддержания напряжения в допустимых диапазонах недостаточно тех устройств СКРМ, которые использовались в нормальном режиме.

Для поддержания напряжения на транзите необходимо подключить еще один СТАТКОМ на ПС 220 кВ Лопча.

При этом уровни напряжений на всем транзите 220 кВ Тында – Чара отклоняются от номинального не выходят за допустимые пределы. Информация с отклонениями напряжений более 5 % представлена в таблице 23.

Таблица 23 – Отклонение напряжения

Название	U _{ном}	U	ΔU
1	2	3	4
Юктали СН	35	30,9	-11,7
Юктали Н1	220	199,5	-9,3
Юктали Н2	220	199,5	-9,3
Тында Н1	220	200,7	-8,8
Тында Н2	220	200,7	-8,8
Хорогочи СН	35	32,0	-8,6
Призейская НН	10	9,1	-8,6
Юктали ВН	220	203,0	-7,7
Хани НН	10	9,2	-7,5
Тында ВН	220	203,5	-7,5
Хани Н1	220	203,6	-7,5
Хани Н2	220	203,6	-7,5
Отпайка на Олекму	220	204,7	-6,9
Дипкун ВН	220	205,7	-6,5
ПП Нагорный	220	206,2	-6,3
Чара 110	110	103,2	-6,2

Информация о токовой нагрузке наиболее загруженных ЛЭП представлена в таблице 24.

Таблица 24 – Токовая загрузка ЛЭП

Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_доп_ДДТН
1	2	3	4	5	6
Лопча ВН - Юктали ВН	685,6	685,9	ВН	801	85,6
1	2	3	4	5	6
Юктали ВН - Отпайка на Олекму	676,9	670,1	ВН	801	84,5
Отпайка на Олекму - Хани ВН	666,6	660,4	ВН	801	83,2
Дипкун ВН - Тында ВН	425,5	417,5	ВН	710	59,9

Исходя из таблицы 24 можно сделать вывод о том, что даже в послеаварийном режиме загрузка ВЛ не превышает 100 %, что говорит о допустимости данной схемы.

Уровень потерь составляет 92 МВт что при суммарной генерации 536 МВт, составляет 13 %.

Схема потокораспределения послеаварийного режима сети показана на рисунках 13 и 14.

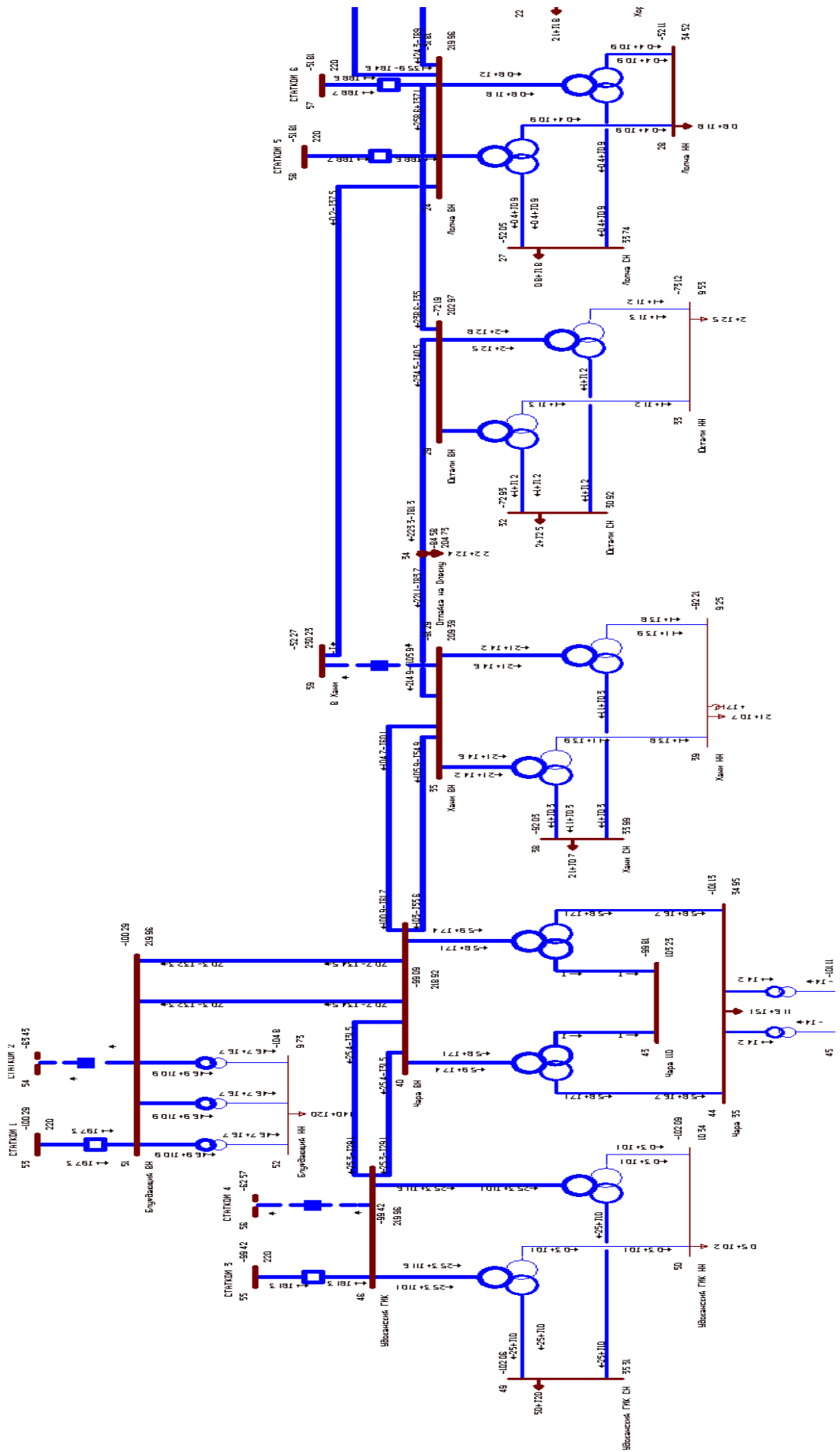


Рисунок 13 – Послеаварийный режим

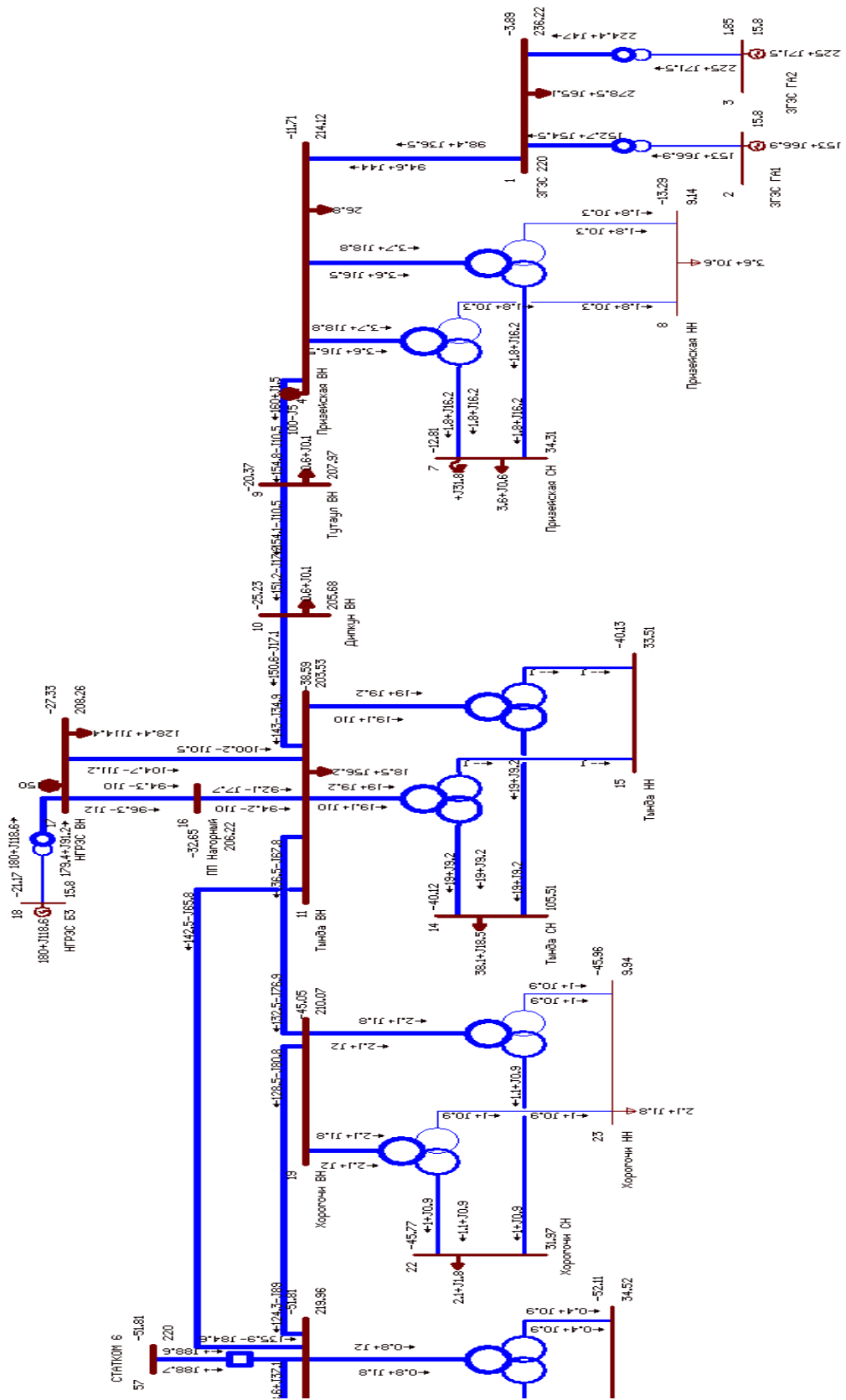


Рисунок 14 – Послеаварийный режим

4.2 2 Вариант. Установка УШР и БСК на ПС

Установившийся режим

В нормальном режиме, при максимально-прогнозируемой мощности для поддержания напряжения в допустимых диапазонах достаточно установить:

На ПС 220 кВ Блуждающий – УШР-220 на 150 МВар и БСК-200 МВар;

На ПС 220 кВ Удоканский ГМК – УШР-220 на 150 МВар и БСК-200 МВар;

На ПС 220 кВ Лопча – УШР-220 на 100 МВар и БСК-200 МВар.

При этом уровни напряжений на всем транзите 220 кВ Тында – Хани отклоняются от номинального менее 10 %. Информация с отклонениями напряжений более 5 % представлена в таблице 25.

Таблица 25 – Отклонение напряжения

Название	U _{ном}	U	ΔU
1	2	3	4
Призейская Н1	220	186,0	-15,4
Призейская Н2	220	186,0	-15,4
Призейская НН	10	8,9	-10,8
Тында Н2	220	199,8	-9,2
Тында Н1	220	199,8	-9,2
Дипкун ВН	220	200,3	-8,9
Хорогочи СН	35	31,9	-8,7
Тутаул ВН	220	202,1	-8,1
Тында ВН	220	202,7	-7,9
ПП Нагорный	220	206,0	-6,4

Информация о токовой нагрузке наиболее загруженных ЛЭП представлена в таблице 26.

Таблица 26 – Токовая нагрузка ЛЭП

Название	I _{нач}	I _{кон}	Место	I _{доп_расч_ДДТН}	I/I _{доп_ДДТН}
Дипкун ВН - Тында ВН	499,2	487,4	ВН	710	70,3
Призейская ВН - Тутаул ВН	506,1	505,0	ВН	801	63,2

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6
Тутаул ВН - Дипкун ВН	502,8	500,6	ВН	801	62,8
Тында ВН - Хорогочи ВН	401,3	389,2	ВН	801	50,1

Исходя из таблицы 26 можно сделать вывод о том, что загрузка ВЛ на транзите не превышает допустимых пределов в 100 %. Линии связи с ПС 220 кВ Блуждающий и ПС 220 кВ Удоканский ГМК загружены менее 50 %, что говорит о высокой эффективности устройств СКРМ.

Уровень потерь составляет 67 МВт что при суммарной генерации 536 МВт, составляет 9 %.

Схема потокораспределения нормального режима сети показана на рисунках 15 и 16.

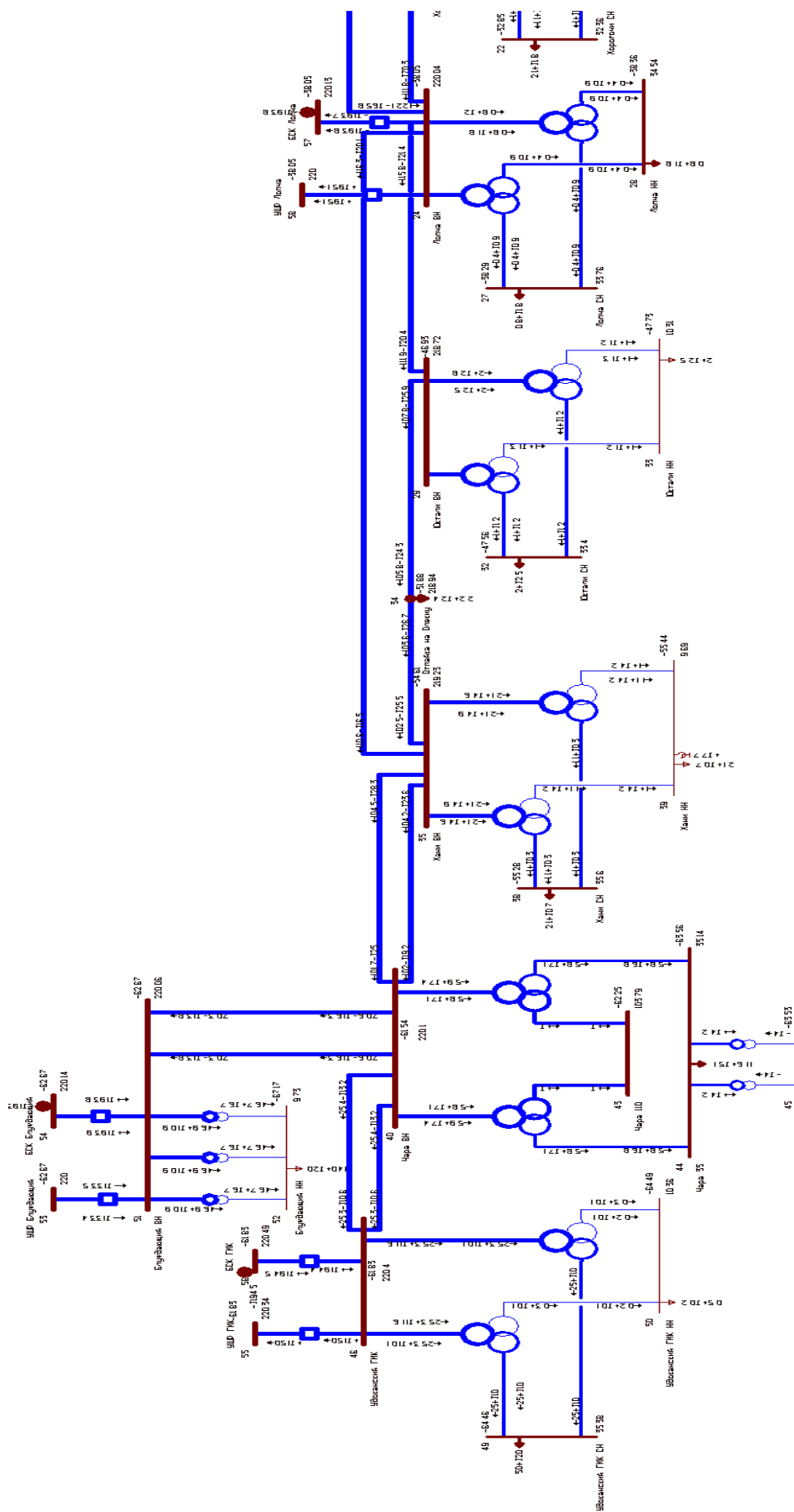


Рисунок 15 – Расчет установившегося режима

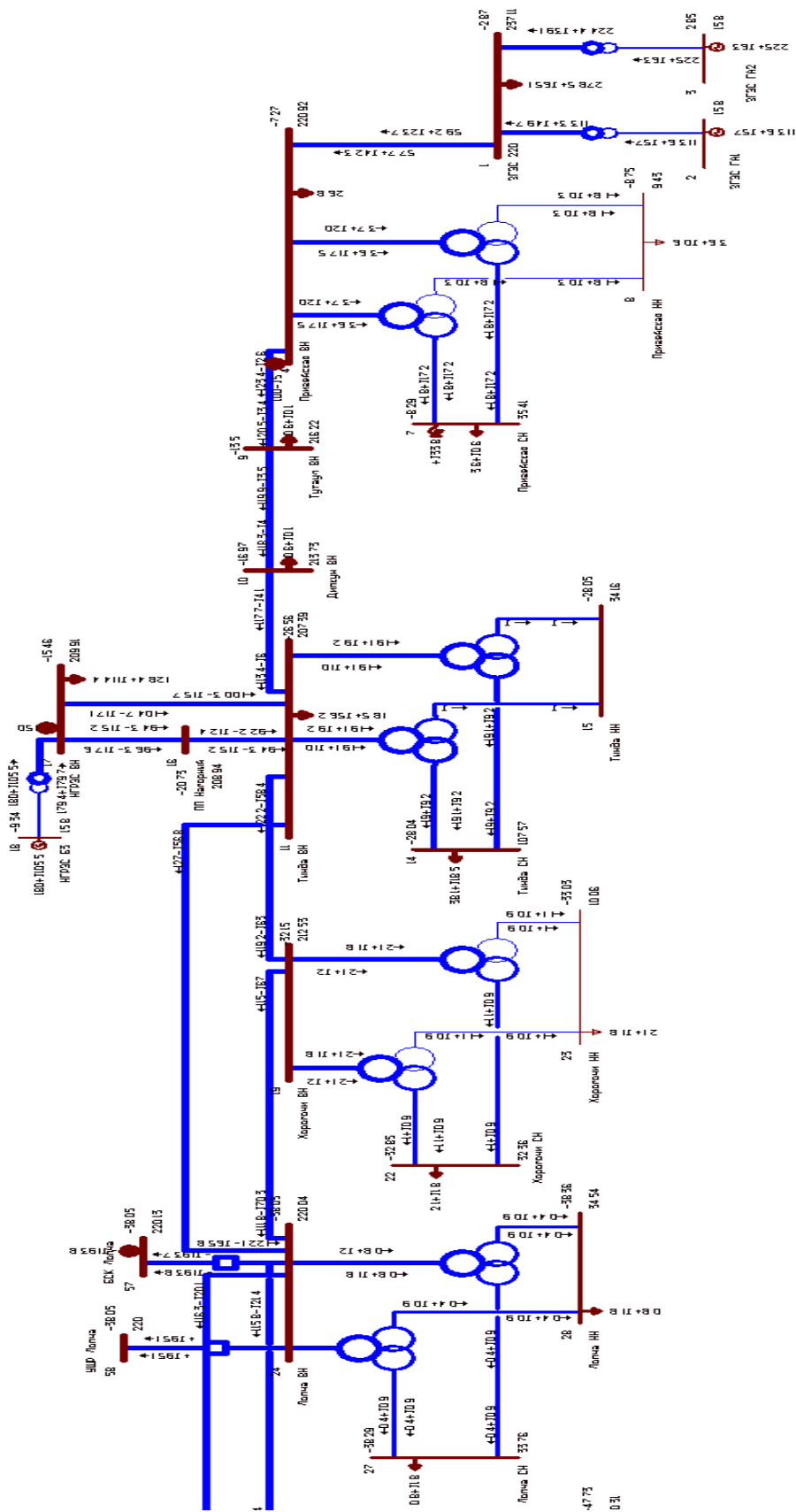


Рисунок 16 – Установившийся режим

Послеаварийный режим

В качестве послеаварийного режима рассмотрим одностороннее отключение ВЛ 220 кВ Лопча – Хани и реактора на ПС 220 кВ Юктали.

В послеаварийном режим, при максимально-прогнозируемой мощности для поддержания напряжения в допустимых диапазонах достаточно тех устройств СКРМ, которые использовались в нормальном режиме.

При этом уровни напряжений на всем транзите 220 кВ Тында – Чара отклоняются от номинального не выходят за допустимые пределы. Информация с отклонениями напряжений более 5 % представлена в таблице 27.

Таблица 27 – Отклонение напряжения

Название	U _{ном}	U	ΔU
1	2	3	4
Юктали СН	35	30,9	-11,6
Юктали Н1	220	199,6	-9,3
Юктали Н2	220	199,6	-9,3
Хорогочи СН	35	32,1	-8,3
Тында Н1	220	202,2	-8,1
Тында Н2	220	202,2	-8,1
Юктали ВН	220	203,1	-7,7
Хани НН	10	9,2	-7,5
Хани Н1	220	203,6	-7,4
Хани Н2	220	203,6	-7,4
Отпайка на Олекму	220	204,8	-6,9
Призейская НН	10	9,3	-6,8
Тында ВН	220	205,0	-6,8
Чара 110	110	103,3	-6,1

Информация о токовой нагрузке наиболее загруженных ЛЭП представлена в таблице 28.

Таблица 28 – Токовая загрузка ЛЭП

Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_доп_ДДТН
1	2	3	4	5	6
Лопча ВН - Юктали ВН	685,4	685,7	ВН	801	85,6
Юктали ВН - Отпайка на Олекму	676,7	669,9	ВН	801	84,5
Отпайка на Олекму - Хани ВН	666,4	660,2	ВН	801	83,2
1	2	3	4	5	6
Тында ВН - Хорогочи ВН	425,3	414,6	ВН	801	53,1
Хорогочи ВН - Лопча ВН	409,9	394,5	ВН	801	51,2

Исходя из таблицы 28 можно сделать вывод о том, что даже в послеаварийном режиме загрузка ВЛ не превышает 100 %, что говорит о допустимости данной схемы.

Уровень потерь составляет 86 МВт что при суммарной генерации 536 МВт, составляет 12 %.

Схема потокораспределения послеаварийного режима сети показана на рисунках 17 и 18.

5 ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в разработанные варианты для их реализации.

5.1 Капиталовложения

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

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- Капиталовложения на сооружение подстанции;
- Капиталовложение на сооружение линий.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}, \quad (5)$$

где $K_{ПС}$ – капиталовложения на сооружение подстанций;

$K_{ВЛ}$ – капиталовложения на сооружение линий электропередач.

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

1. Отдельные ячейки выключателей;
2. Компенсирующие и регулирующие устройства;
3. Постоянная часть затрат;
4. Затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 4 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1-3):

- 1,5 % – 2 % – временные здания и сооружения;
- 8,5 % – 9 % – прочие работы и затраты;
- 1 % – 1,2 % – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;
- 10 % – 11 % – проектно-изыскательские работы.

Составим расчёт капиталовложений с учетом отсутствия строительства новых ПС:

$$K_{ПС} = (K_{ВЫКЛ} + K_{КУ}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{ПС*}, \quad (6)$$

где $K_{ИНФ}$ – коэффициент инфляции;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ВЫКЛ}$ – стоимость ячейки выключателя;

$K_{ПС*}$ – зональный повышающий коэффициент.

Так как в данной магистерской диссертации строительство новых ЛЭП не рассматривается, принимаем капиталовложения на строительство ЛЭП равными 0.

Расчет проводим на год выполнения проекта, то есть с учетом коэффициентов инфляции ($K_{ИНФ} = 7,5$ по данным РОССТАТ за 2022 г.).

Подробный расчет капиталовложения приведен в приложении В. Результаты расчета сведены в таблицу 29.

Таблица 29 – Результаты расчета капиталовложений

Элемент сети		К, руб	
1	2	3	
	1 вариант	2 вариант	
СКРМ	1 416 000	1 012 000	
Ячейки выключателей	75 000	56 250	
Постоянная часть затрат	498 200	232 900	

5.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

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

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

$I_{ЭР}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{AM} = \alpha_{ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (8)$$

где $\alpha_{ВЛ}$, $\alpha_{ПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ($\alpha_{ВЛ} = 0,8\%$, $\alpha_{ПС} = 4,9\%$);

Суммарные потери мощности в КУ определяются в зависимости от его типа.

Для СК суммарные потери мощности разделяют на две составные части:

$$\Delta P_{\Sigma СК} = \Delta P_{пост} + \Delta P_{пер}, \quad (9)$$

где $\Delta P_{пост}$ — условно-постоянные потери;

$\Delta P_{пер}$ — условно-переменные потери.

В магистерской диссертации допускается принять $\Delta P_{\Sigma СК} = 1,5\% Q_{ном}$,
 $\Delta P_{\Sigma СК} = 1,5\% Q_{ном}$, $\Delta P_{пост} = 0,4 \Delta P_{\Sigma СК}$, $\Delta P_{пер} = 0,6 \Delta P_{\Sigma СК}$.

Потери электроэнергии в СК:

$$\Delta \mathcal{E}_{СК} = \Delta \mathcal{E}_{пост} + \Delta \mathcal{E}_{пер}, \quad (10)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{пост}} \cdot T_{\text{СК}}$;

$T_{\text{СК}}$ – время включения СК в году (принимается в расчёте 4-8 тыс. часов в год, если требуется его работа только в режиме максимальных нагрузок, то принимается соответствующее время работы);

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{пер}} = \Delta P_{\text{пер}} \cdot \tau_{\text{СК}};$$

$\tau_{\text{СК}} = T_{\text{СК}}$ – время потерь для синхронного компенсатора.

Потери электроэнергии в СТК, БСК и ИРМ определяются по формуле [16]:

$$\Delta W_{\text{КУ}} = \Delta P_{\text{КУ}} \cdot S_{\text{КУ}} \cdot T_p, \quad (11)$$

где $\Delta P_{\text{КУ}}$ – удельные потери мощности в соответствии с паспортными данными (Для БСК 0,003 кВт/квар, для СТК, УШР и ИРМ 0,006 кВт/квар);

$S_{\text{КУ}}$ – мощность КУ (для СТК и ИРМ принимается равной емкостной составляющей);

T_p – количество часов работы.

Расчет издержек приведен в приложении В. Результаты расчетов сведены в таблицу 30.

Таблица 30 – Результаты расчета капиталовложений

Варианты			Издержки, руб	
1	2	3	4	5
	I_{AM}	$I_{ЭР}$	$I_{\Delta W}$	I
1 вариант	62 410	61 160	4 500	128 070
2 вариант	11 640	11 410	20 250	43 300

5.3 Определение приведенных затрат

Приведенные затраты найдем по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (12)$$

где E – коэффициент дисконтирования, принимаем равным 0,1.

Расчет приведенных затрат приведен в приложении В. Результаты расчета сведены в таблицу 31.

Таблица 31 – Приведенные затраты

Варианты	Приведенные затраты, руб
1	2
1 вариант	248 387
2 вариант	66 592

Исходя из полученных расчетов принимаем 2 вариант как основной.

5.4 Оценка экономической эффективности проекта

В задачи данного раздела входит анализ экономической эффективности. Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта является анализ выручки от реализации проекта.

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pi} = W_i \cdot \sum_{i=1}^N T_i \cdot D_i, \quad (13)$$

где W_i – полезно отпущенная потребителю электроэнергия, МВт*ч;

N – количество потребителей;

T_i – одноставочный тариф для i -го потребителя, тыс.руб/МВт*ч;

D_i – доля i -го ЭП в годовом потреблении, о.е.

Величина прибыли после вычета налогов $Пч$ численно равна прибыли от реализации $ПБ$ за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$Пч = ПБ - Нл = O_{OP} - Ил - Нл, \quad (14)$$

где O_{OP} – стоимостная оценка результатов без НДС;

$Ил$ – суммарные эксплуатационные издержки в год

Прибыль от реализации продукции определяется:

$$П_B = O_{OP} - И_t. \quad (15)$$

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$И_t = П_B \cdot 0,2. \quad (16)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается через чистый дисконтированный поток платежей, который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств.

$$\mathcal{E} = O_{OP} - И_t - Н_t - К. \quad (17)$$

Расчетный период 20 лет.

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – ЧДД определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E} \cdot \frac{1}{(1+d)^t}, \quad (18)$$

где $d=12\%$ – коэффициент дисконтирования.

Инвестирование капиталовложений в проект 4 года.

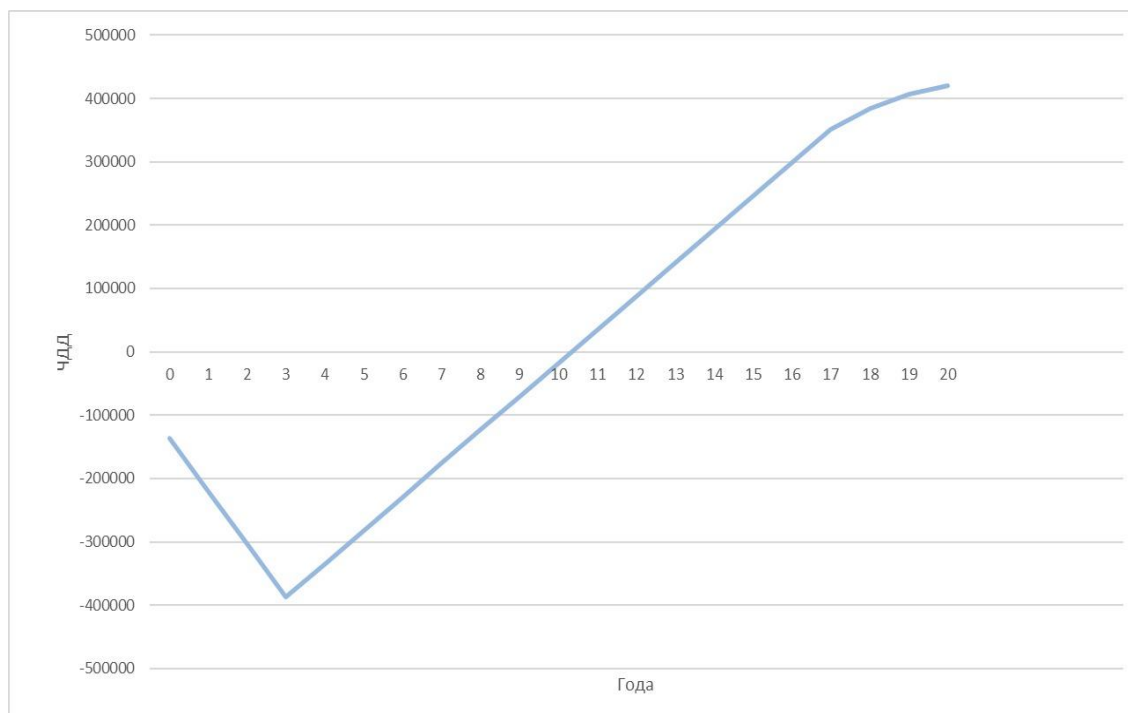


Рисунок 19 – ЧДД

Исходя из рисунка можно сделать вывод о том, что данный проект окупиться за 10 лет.

5.5 Расчет надежности

Схема замещения для расчета надежности будет включать в себя линии транзита 220 кВ Тында – Чара, а также линейные выключатели на них.

В качестве аварийного события будем рассматривать разрыв транзита 220 кВ Тында – Чара при отключенном устройстве УШР, когда зарядную мощность невозможно скомпенсировать.

Расчет надежности для 2 варианта приведен в Приложении В.

6 ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПОДКЛЮЧЕНИЯ СКРМ

Для выбора основного оборудования необходимо произвести расчет токов КЗ.

Расчёт токов КЗ необходимо производить для нахождения значений токов, необходимых для выбора оборудования, расчёта уставов срабатывания защиты. Причем оборудование требует, как максимальные, так и минимальные значения токов для настроек. Рассчитаем токи короткого замыкания в ПВК RastrWin3. Рассчитаем токи короткого замыкания на стороне ВН и НН на ПС 220 кВ Блуждающий.

Таблица 32 – Токи КЗ на ВН

№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1ф	8	5,432	-63,16	5,432	-63,16	5,432	-63,16
1	2ф	8	5,432	-63,16	-5,432	-63,16	0	
1	3ф	8	11,267	-63,16	0		0	

Таблица 33 – Токи КЗ на НН

№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1ф	9	24,323	-72,23	24,323	-72,23	24,323	-72,23
1	2ф	9	24,323	-72,23	-24,323	-72,23	0	
1	3ф	9	36,742	-72,23	0		0	

6.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, элегазовые, вакуумные или воздушные.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (19)$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}} , \quad (20)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}} , \quad (21)$$

где $i_{\text{мах}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{\text{нО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) , \quad (22)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Тепловой импульс для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{отклвыкл}} , \quad (23)$$

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{отклвыкл}} = 5 + 0,06 = 5,06 \text{ с.}$$

где Δt – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. В данном случае $\Delta t = 5$ с.

$$B_{\kappa} = 9,74^2 \cdot (5,06 + 0,02) = 482 \text{ кА}^2\text{с};$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{н}}}{100} \cdot I_{\text{откл}}, \quad (24)$$

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{47}{100} \cdot 40 = 26,6 \text{ кА.}$$

где $\beta_{\text{н}}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя

$$\beta_{\text{н}} = 47;$$

$I_{\text{откл}}$ – отключающий номинальный ток, для данного выключателя

$$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА.}$$

Определим максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{maxр}} = I_{\text{max220}}. \quad (25)$$

$$I_{\text{maxр}} = 900 \text{ А.}$$

Таким образом, для установки в ОРУ 220 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГУ-220П*-50/2000 У1. Выключатели данной серии предназначены для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц. Тип привода – пневматический.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя на стороне 220 кВ представлено в таблице 34.

Таблица 34 – Сравнение каталожных и расчетных данных для В-220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 242 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 900 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 23,4 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$В_K = 1300 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K = 482 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 13,3 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 13,3 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$

6.2 Выбор и проверка разъединителей

Расчет разъединителей аналогичен расчету для выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой [38].

На стороне ВН выбираем разъединители РДЗ.1-220/1000 УХЛ1 и РДЗ.2-220/1000 УХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 35.

Таблица 35 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 900 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 23,4 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K = 482 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K = 482 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K \leq I^2_T \cdot t_T$

6.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки (Рисунок 19):

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}} \quad (26)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2.$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{ПРИБ}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{К}}$:

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (27)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² для меди и 4 мм² для алюминия. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{\text{ПРОВ}}=R_{\text{ПРОВ}}$. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 36.

В качестве приборов учета и качества электроэнергии устанавливаем многофункциональный счетчик ION 8600. Счетчики PowerLogic ION8600 предназначены для мониторинга межсистемных линий, вводов в электроустановки и подстанций и представляют собой идеальное решение для независимых производителей энергии и теплоэлектроцентралей, которым необходимы точные измерения двунаправленной энергии, как в процессе производства, так и в «дежурном» режиме. На линии, отходящие к автотрансформаторам и на ШСВ, устанавливаем только цифровой амперметр. Данное оборудование производится компанией Schneider Electric.

Таблица 36 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Трансформаторы					
Амперметр	3	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	3	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	3	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	3	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
Линии 220 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	7,5	7,5	7,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	1,5	1,5	1,5
Варметр	2	ЦП 8506/120	1,5	1,5	1,5
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	7,5	7,5	7,5
Линии 10 кВ					
Амперметр	14	ЦП 8501/10	3,5	3,5	3,5
Ваттметр	14	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Варметр	14	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Счетчик комплексный	14	ION - 8600	3,5	3,5	3,5
ТСН					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,0	1,0	1,0
Секционный выключатель 10 кВ					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Итого			32,5	32,5	32,5

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{НОМ}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (28)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (29)$$

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

где $r_{\text{ПР}}$ – сопротивление проводов;

$r_{2\text{НОМ}}$ – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$r_{2\text{НОМ}} = 20 \text{ Ом}$

$r_{\text{ПРИБ}}$ – суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{Н}}^2}, \quad (31)$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{32,5}{5^2} = 1,3 \text{ Ом} .$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 20 - 1,3 - 0,05 = 18,65 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (32)$$

где l – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;
 $\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление материала (медь).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{18,65} = 0,1 \text{ мм}^2$$

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 37.

Таблица 37 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U _н , кВ	L, м
1	2
220	100-150
110	75-100
10	6 - 10

Принимаем медный кабель с сечением 2,5 мм² КВВГнг, тогда сопротивление провода будет равно [38]:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}}, \quad (33)$$

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_2 = 1,3 + 0,7 + 0,05 = 2,05 \text{ Ом}.$$

На стороне ВН выберем ТТ ТГ- 220У1.

Таблица 38 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1200 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 900 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 7,258 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} = 19 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 23,4 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ДИН}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 92,929 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации была рассмотрен вопрос управления потоками реактивной мощности в транзитной электропередаче напряжением 220кВ подстанция Тында – подстанция Чара при подключении подстанций Блуждающий ГОК и Удоканский ГМК.

В ходе выполнения работы был произведен подробный структурный и схемно-режимный анализ электрических сетей Западного района Амурской области, по результатам которых были выявлены ряд проблем и последовательность их решения. Произведен анализ источников питания, ЛЭП и средств компенсации реактивной мощности, выполнен расчёт установившегося и послеаварийного режимов максимальных нагрузок.

Осуществлен анализ современного состояния средств управления потоками реактивной мощности, в ходе которого была дана краткая характеристика инновационного оборудования и способов для решения задач управления потоками реактивной мощности.

Для компенсации реактивной мощности было разработано два варианта развития сети. После чего были посчитаны установившиеся и послеаварийные режимы для данных вариантов.

Проведен экономический расчет, в ходе которого был выбран наиболее экономически привлекательный вариант.

Помимо этого, были рассчитаны токи КЗ для проектируемых средств компенсации реактивной мощности и выбрано основное оборудование новых ячеек.

Таким образом, в магистерской диссертации разработан оптимальный вариант управления потоками реактивной мощности в транзитной электропередаче напряжением 220кВ подстанция Тында – подстанция Чара при подключении подстанций Блуждающий ГОК и Удоканский ГМК с местами установки СКРМ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Амелькина, Н. А. Определение фактического вклада несимметричных потребителей в искажение качества электроэнергии в точке общего присоединения / Н. А. Амелькина, С. С. Бодрухина, С. А. Цырук // Электрика. – 2005. – №4.
2. Ананичева, С. С. Качество электроэнергии, регулирование напряжения и частоты в энергосистемах / А.А. Алексеев // Екатеринбург Изд-во УрФУ. – 2012.
3. Арион, В. Д. Компенсация реактивной мощности в условиях неопределённости исходной информации [Текст] / В. Д. Арион, В. С. Каратун, П.А. Пасинковский // Электричество. - 1991. - №2. - С. 6-11.
4. Баглейбтер, О. И. Методы расчета цепей с нелинейными нагрузками / О. И. Баглейбтер, А. А. Устинов // Энергетика – управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: Сборник трудов 3-ей всероссийской на-учно-технической конференции с международным участием. – Благовещенск, 2003.
5. Бессонов, Л. А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи / Л. А. Бессонов. – 11-е изд., испр. и доп. – М.: Гардарики, 2007. – 701 с.: ил.
6. Вагин, Г. Я. О необходимости приведения нормативных документов по электромагнитной совместимости и качеству электрической энергии к требованиям международных стандартов / Г. Я. Вагин, А. А. Севостьянов // Промышленная энергетика. – 2010. – №11.
7. Варламов Ю.В. Измерение несимметрии напряжения в трехфазных электрических сетях М.: Энергоатомиздат, 1990. -200 с.
8. Висящев А.Н., Селезнев А.С., Кондрат С.А. Нормализация несинусоидальных режимов в электроэнергетической системе // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V междунар. науч.техн. конф. (Томск, 10–14 ноября

2014 г.): в 2 т. Томск: Мин-во образования и науки РФ, Томский политехнический университет, 2014. Т. 1. С. 118–122.

9. ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

10. Гудков, В. В. Проблемы контроля показателей качества электрической энергии / В. В. Гудков // КАБЕЛЬ-news. – 2010. – №2.

11. Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть — новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт. — 2009. — № 4.

12. Жежеленко И.В., Короткевич, М.А. Электромагнитная совместимость в электрических сетях. – М.: Высшэйшая школа, 2012.

11. Железко, Ю. С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах [Текст] / Ю. С. Железко. - М.: Энергоатомиздат, 1981. -200 с.

12. Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электрической энергии: Руководство для практических расчетов [Текст] /Ю. С. Железко - М.: ЭНАС, 2009. - 456 с.

13. Карпов, Ф. Ф. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях [Текст] / Ф. Ф. Карпов. -М.: Энергия, 1975. - 184 с.

14. Кудрин, Б. И. История компенсации реактивной мощности: комментарий главного редактора [Текст] / Б. И. Кудрин // Электрика. - 2001. - №6. -С. 26- 29.

15. Ковалев, И.Н. Выбор компенсирующих устройств при проектировании электрических сетей Текст. / И.Н.Ковалев. М.: Энергоатомиздат, 1990. -200 с.

16. Игуменцев, В. А. Метод оптимального управления реактивной мощностью в системах электроснабжения [Текст] / В. А. Игуменцев, И. А. Саламатов, Ю. П. Коваленко // Электричество. - 1987. - № 1. - С. 16-21.

17. Красник, В. В. Автоматические устройства по компенсации реактивной мощности в электросетях предприятий [Текст] / В. В. Красник. - М.: Энер-

гоатомиздат, 1983. - 136 с.18. Кудряшев Г.С, Селезнев А.С., Д.С. Федосов. Выявление источников искажения формы кривой напряжения в электроэнергетических системах // Машиностроение: сетевой электронный научный журнал. Russian Internet Journal of Industrial Engineering. 2014. No 3. С. 59–65.

19. Лебедев Г.М., Воронин В.А. Об экономическом ущербе от снижения качества электроэнергии и источниках его возникновения. – М.: Вестник КГТУ, 2016. – 79-84 с.

20. Малиновский, В.Н. Электрические измерения Текст. / В.Н. Малиновский, Р.М. Демидова, Ю.Н. Евланов. М.: Энергоатомиздат, 1985. -416 с.

21. Медведев, В.С., Потемкин В.Г. Нейронные сети. MATLAB 6 / Под общ. Ред. К.т.н. В.Г. Потемкина. – М.: ДИАЛОГ – МИФИ, 2002. – 496 с.

22. Маслов А. А. Статические компенсирующие устройства для промышленных предприятий [Текст] / А.А. Маслов, О.П. Нечаев, М.О. Польский, А.И. Федотов // Электрические станции. - 2000. - № 3. - С. 47-52.

23. Наумов, И.В. Способы и технические средства снижения несимметрии токов и потерь электрической энергии в сельских распределительных сетях 0.38 кВ: дис. канд. техн. наук Текст. / И.В. Наумов. JL: ЛСХИ, 1989. -277 с.

24. Нечаев О.П. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 248 с.

25. Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты российской федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов российской федерации в связи с принятием Федерального Закона «Об электроэнергетике» [Текст]. - Федеральный закон № 36-ФЗ от 26.03.2003г.

26. Постановление Правительства РФ №442 от 04.05.2012.

27. Расчет мощности активного фильтросимметрирующего устройства для нормализации напряжения на шинах ПС 220 кВ Сковородино / Г.М. Муштафа, С.И. Гусев, А.М. Ершов и др. // Электрические станции. 2015. No 3. С. 46–53.

28. Рогов, Г. В. Комплексное повышение качества электроэнергии в сложных сетях / Г. В. Рогов // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – №4.

29. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.

30. Савина, Н.В. Управление качеством электроэнергии: новые подходы и возможности / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 28 с.

31. Савина, Н.В. Качество электроэнергии / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 182 с.

32. Селезнев А.С. Снижение уровня высших гармоник в электрических сетях высокого напряжения // Вестник ИрГТУ. 2014. № 4 (87). С. 143–148.

33. Селезнев А.С. Эффективность применения фильтров специальной настройки для улучшения качества электрической энергии // Повышение эффективности энергетического оборудования: материалы VII междунар. науч.-практ. конф. (Санкт-Петербург, 13–15 ноября 2012 г.): в 2 т. СПб: Санкт-Петербургский государственный политехнический университет (ИМОП), 2012. Т. 2. С. 458–466.

34. Тарасов В.Б. От искусственного интеллекта к искусственной жизни: новые направления в науках об искусственном // Новости искусственного интеллекта. 1995, №4, с. 12-16

36. Туликов, А. Н. Управление режимами реактивной мощности и напряжения систем электроснабжения предприятий методами искусственного интеллекта: Автореферат диссертации на соискание учёной степени доктора технических наук / А. Н. Туликов. - Красноярск, 2007. - 171 с

37. Темербаев С.А. Анализ качества электроэнергии в городских распределительных сетях. – М.: Энергетика и промышленность России, 2007.

38 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с

39. Поспелов, Г.Е. Компенсирующие и регулирующие устройства в электрических системах / Г. Е. Поспелов, П. М. Сыч, Т. В. Федин. - JT.: Энергоатомиздат, 1983. - 112 с.
40. Попов, Ю. П. Управление компенсацией реактивной мощности в узлах промышленной нагрузки [Текст] / Ю. П. Попов, Ю. А. Дмитриев, О. И. Кирилина // Электрика. -2006. -№12. -С. 15-20.
41. Шаров, Ю. Снижение потерь электроэнергии при внедрении Smart Grid [Текст] // Ю. Шаров, В. Пелымский, М. Гаджиев // Электроэнергия: передача и распределение № 6(9) 2011. С. 60-64.
42. Черепанов, В. В. О необходимости создания регуляторов реактивной мощности с использованием прогнозирования [Текст] / В. В. Черепанов, В. Г. Басманов // Проблемы энергетики. - 2006. - №11-12.
43. Чистяков, Г. Н. Применение методов нечеткой логики при оптимизации реактивных нагрузок систем электроснабжения [Текст] / Г. Н. Чистяков, Р. Ю. Беляев // Электрика. - 2006. -№ 12. - С. 20-24.
44. ФЗ №35. Об электроэнергетике.
45. Хайкин С. Нейронные сети: полный курс, 2-е издание. Пер. сангл. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2006. – 1104 с.
46. Хайкин С. Преимущества и ограничения обучения методом обратного распространения // Нейронные сети. – М.: Вильямс, 2006. – С. 304–314.
47. Arrillaga J., Watson N.R. Power systems harmonics. 2nd ed. Chichester: Wiley, 2003. 412 p.
48. Electrical Power Systems Quality / R.C. Dugan [etal.]. McGraw-Hill Companies, 2004. 522 p.
49. Suratgar A.A., Tavakoli M.B., Hoseinabadi A. Modified levenberg-marquardt method for neural networks training
50. Taming Harmonics in Switzerland / A. Hammad [etal.] // Transmission & Distribution World. 2008. Vol. 60. Is. 10. P. 42–47.
51. Отчет о прохождении преддипломной практики – 40 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет установившегося режима

Таблица - Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	dV
Нагр	1	ЗГЭС 220	220	278,5	65,1	0	0	0	0	0	0	237,31	-3,32	7,87
База	2	ЗГЭС ГА1	15,75	0	0	131,1275	55,70989	15,8	-250	250	0	15,80	0,00	0,32
Ген	3	ЗГЭС ГА2	15,75	0	0	225	61,1756	15,8	-250	250	0	15,80	2,40	0,32
Ген+	4	Призейская ВН	220	26,8	0	0	-5	230	-100	-5	0	221,98	-9,29	0,90
Нагр	5	Призейская Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	197,75	-10,41	-10,12
Нагр	6	Призейская Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	197,75	-10,41	-10,12
Нагр	7	Призейская СН	35	3,6	0,6	0	0	0	0	0	26986	35,59	-10,30	1,68
Нагр	8	Призейская НН	10	3,6	0,6	0	0	0	0	0	0	9,48	-10,76	-5,20
Нагр	9	Тутаул ВН	220	0,6	0,1	0	0	0	0	0	0	221,20	-11,33	0,54
Нагр	10	Дипкун ВН	220	0,6	0,1	0	0	0	0	0	0	219,86	-12,38	-0,07
Ген+	11	Тында ВН	220	18,5	56,2	0	-5	230	-100	-5	0	212,89	-15,10	-3,23
Нагр	12	Тында Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	210,15	-16,51	-4,48
Нагр	13	Тында Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	210,15	-16,51	-4,48
Нагр	14	Тында СН	110	38,1	18,5	0	0	0	0	0	0	110,51	-16,50	0,46
Нагр	15	Тында НН	35	0	0	0	0	0	0	0	0	35,10	-16,51	0,27
Нагр	16	ПП Нагорный	220	0	0	0	0	0	0	0	0	213,04	-13,64	-3,16
Нагр	17	НГРЭС ВН	220	128,4	114,4	0	0	0	0	0	0	211,00	-12,19	-4,09
Ген	18	НГРЭС БЗ	15,75	0	0	180	96,76952	15,8	-250	250	0	15,80	-6,09	0,32
Нагр	19	Хорогочи ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	215,84	-15,95	-1,89
Нагр	20	Хорогочи Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	213,48	-16,64	-2,97

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет установившегося режима

Продолжение таблицы - Узлы

Нарп	21	Хорогочи Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	213,48	-16,64	-2,97
Нарп	22	Хорогочи СН	35	2,1	1,8	0	0	0	0	0	0	32,87	-16,63	-6,08
Нарп	23	Хорогочи НН	10	2,1	1,8	0	0	0	0	0	0	10,22	-16,81	2,19
Нарп	24	Лопча ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	218,46	-16,67	-0,70
Нарп	25	Лопча Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	198,62	-16,83	-9,72
Нарп	26	Лопча Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	198,62	-16,83	-9,72
Нарп	27	Лопча СН	35	0,8	1,8	0	0	0	0	0	26986	30,78	-16,75	-12,04
Нарп	28	Лопча НН	35	0,8	1,8	0	0	0	0	0	0	31,48	-16,91	-10,05
Нарп	29	Юктали ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	220,56	-17,82	0,25
Нарп	30	Юктали Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	199,58	-18,40	-9,28
Нарп	31	Юктали Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	199,58	-18,40	-9,28
Нарп	32	Юктали СН	35	2	2,5	0	0	0	0	0	26986	30,93	-18,31	-11,62
Нарп	33	Юктали НН	10	2	2,5	0	0	0	0	0	0	9,54	-18,58	-4,61
Нарп	34	Отпайка на Олекму	220	2,2	2,4	0	0	0	0	0	0	225,25	-18,49	2,39
Нарп	35	Хани ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	227,37	-18,77	3,35
Нарп	36	Хани Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	221,22	-19,39	0,55
Нарп	37	Хани Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	221,22	-19,39	0,55
Нарп	38	Хани СН	35	2,1	0,7	0	0	0	0	0	0	36,94	-19,38	5,54
Нарп	39	Хани НН	10	2,1	0,7	0	0	0	0	0	81819	10,05	-19,53	0,49
Нарп	40	Чара ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	228,72	-19,27	3,96
Нарп	41	Чара Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	225,28	-19,92	2,40
Нарп	42	Чара Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	225,28	-19,92	2,40

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет установившегося режима

Продолжение таблицы - Узлы

Нагр	43	Чара 110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	107,91	-19,92	-1,90
Нагр	44	Чара 35	35	11,6	5,1	0	0	0	0	0	0	36,57	-21,13	4,49
Нагр	45	Чара 10	10	0	0	0	0	0	0	0	81819	10,33	-21,11	3,29
Нагр	46	Удоканский ГМК	220	0	0	0	0	0	0	0	0	228,76	-19,28	3,98
Нагр	47	Удоканский ГМК Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	228,68	-19,32	3,95
Нагр	48	Удоканский ГМК Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	228,68	-19,32	3,95
Нагр	49	Удоканский ГМК СН	35	0,5	0,2	0	0	0	0	0	0	37,50	-19,32	7,15
Нагр	50	Удоканский ГМК НН	10	0,5	0,2	0	0	0	0	0	0	10,98	-19,34	9,75
Нагр	51	Блуждающий ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	228,78	-19,28	3,99
Нагр	52	Блуждающий НН	10	1	0,4	0	0	0	0	0	0	10,29	-19,31	2,93

Таблица - Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	1	3	ЗГЭС 220 - ЗГЭС ГА2	0,53	25,67	4,6	1,8	0,065	224,41	37,30	553,47	0,00
Тр-р	1	2	ЗГЭС 220 - ЗГЭС ГА1	0,53	25,67	4,6	1,8	0,065	130,84	46,63	337,95	0,00
ЛЭП	1	4	ЗГЭС 220 - Призейская ВН	17,65	78,95	-486,2	0	0	-76,75	-18,83	213,99	26,72
Тр-р	4	5	Призейская ВН - Призейская Н1	6,83	268,94	4,2	0,9	1	-3,73	-20,15	53,30	0,00
Тр-р	4	6	Призейская ВН - Призейская Н2	6,83	268,94	4,2	0,9	1	-3,73	-20,15	53,30	0,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет установившегося режима

Продолжение таблицы - Ветви

Тр-р	5	8	Призейская Н1 - Призейская НН	3,58	130,98	0	0	0,048	-1,80	-0,31	5,33	0,00
Тр-р	6	8	Призейская Н2 - Призейская НН	3,58	130,98	0	0	0,048	-1,80	-0,31	5,33	0,00
Тр-р	5	7	Призейская Н1 - Призейская СН	4,25	0	0	0	0,18	-1,83	-17,39	51,05	0,00
Тр-р	6	7	Призейская Н2 - Призейская СН	4,25	0	0	0	0,18	-1,83	-17,39	51,05	0,00
ЛЭП	4	9	Призейская ВН - Тутаул ВН	9,41	42,32	-261,3	0	0	-40,30	10,54	108,35	13,53
ЛЭП	9	10	Тутаул ВН - Дипкун ВН	5,21	23,29	-143,6	0	0	-39,39	-0,78	104,63	13,06
ЛЭП	10	11	Дипкун ВН - Тында ВН	14,18	63,36	-390,6	0	0	-38,62	-6,91	120,56	16,98
Тр-р	11	12	Тында ВН - Тында Н1	1,15	58,36	2,1	0,7	1	-19,09	-9,94	58,37	0,00
Тр-р	11	13	Тында ВН - Тында Н2	1,15	58,36	2,1	0,7	1	-19,09	-9,94	58,37	0,00
Тр-р	12	14	Тында Н1 - Тында СН	0,68	0	0	0	0,526	-19,06	-9,25	58,19	0,00
Тр-р	13	14	Тында Н2 - Тында СН	0,68	0	0	0	0,526	-19,06	-9,25	58,19	0,00
Тр-р	12	15	Тында Н1 - Тында НН	6	229,65	0	0	0,167	0,00	0,00	0,00	0,00
Тр-р	13	15	Тында Н2 - Тында НН	6	229,65	0	0	0,167	0,00	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	11	16	Тында ВН - ПП Нагорный	10,22	45,65	-281,5	0	0	24,15	1,37	72,03	8,99
ЛЭП	16	17	ПП Нагорный - НГРЭС ВН	9,11	40,71	-251	0	0	24,29	-10,79	88,75	11,26
ЛЭП	11	17	Тында ВН - НГРЭС ВН	17,66	78,94	-486,7	0	0	26,27	-0,68	92,88	11,60
Тр-р	17	18	НГРЭС ВН - НГРЭС БЗ	0,65	28,06	24,8	0,065	0,071	179,45	72,00	529,06	0,00
ЛЭП	11	19	Тында ВН - Хорогочи ВН	7,15	31,94	-196,9	0	0	-16,29	27,59	86,88	10,85
Тр-р	19	20	Хорогочи ВН - Хорогочи Н1	6,9	269,47	2,8	0,6	1	-2,13	-1,98	7,78	0,00
Тр-р	19	21	Хорогочи ВН - Хорогочи Н2	6,9	269,47	2,8	0,6	1	-2,13	-1,98	7,78	0,00
Тр-р	20	22	Хорогочи Н1 - Хорогочи СН	4,53	0	0	0	0,154	-1,05	-0,90	3,74	0,00
Тр-р	21	22	Хорогочи Н2 - Хорогочи СН	4,53	0	0	0	0,154	-1,05	-0,90	3,74	0,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет установившегося режима

Продолжение таблицы - Ветви

Тр-р	20	23	Хорогочи Н1 - Хорогочи НН	4,36	130,45	0	0	0,048	-1,05	-0,91	3,75	0,00
Тр-р	21	23	Хорогочи Н2 - Хорогочи НН	4,36	130,45	0	0	0,048	-1,05	-0,91	3,75	0,00
ЛЭП	19	24	Хорогочи ВН - Лопча ВН	8,36	37,37	-230,4	0	0	-11,90	23,06	69,43	8,67
ЛЭП	11	24	Гында ВН - Лопча ВН	11,68	67,2	-432,2	0	0	-15,54	29,87	91,31	10,06
Тр-р	24	25	Лопча ВН - Лопча Н1	6,83	269,68	4,2	0,9	1	-0,90	-16,25	43,01	0,00
Тр-р	24	26	Лопча ВН - Лопча Н2	6,83	269,68	4,2	0,9	1	-0,90	-16,25	43,01	0,00
Тр-р	25	27	Лопча Н1 - Лопча СН	4,25	0	0	0	0,155	-0,42	-13,69	39,80	0,00
Тр-р	26	27	Лопча Н2 - Лопча СН	4,25	0	0	0	0,155	-0,42	-13,69	39,80	0,00
Тр-р	25	28	Лопча Н1 - Лопча НН	3,58	134,47	0	0	0,159	-0,40	-0,90	2,87	0,00
Тр-р	26	28	Лопча Н2 - Лопча НН	3,58	134,47	0	0	0,159	-0,40	-0,90	2,87	0,00
ЛЭП	24	29	Лопча ВН - Юктали ВН	14,02	62,66	-386,3	0	0	-13,19	19,33	61,84	7,72
Тр-р	29	30	Юктали ВН - Юктали Н1	6,75	270,53	4,2	0,9	1	-2,11	-17,26	45,53	0,00
Тр-р	29	31	Юктали ВН - Юктали Н2	6,75	270,53	4,2	0,9	1	-2,11	-17,26	45,53	0,00
Тр-р	30	32	Юктали Н1 - Юктали СН	4,25	0	0	0	0,155	-1,02	-14,16	41,07	0,00
Тр-р	31	32	Юктали Н2 - Юктали СН	4,25	0	0	0	0,155	-1,02	-14,16	41,07	0,00
Тр-р	30	33	Юктали Н1 - Юктали НН	3,58	131,51	0	0	0,048	-1,00	-1,26	4,65	0,00
Тр-р	31	33	Юктали Н2 - Юктали НН	3,58	131,51	0	0	0,048	-1,00	-1,26	4,65	0,00
ЛЭП	29	34	Юктали ВН - Отпайка на Олекму	8,22	36,75	-226,6	0	0	-8,89	35,61	96,07	11,99
ЛЭП	34	35	Отпайка на Олекму - Хани ВН	4,69	20,96	-129,2	0	0	-6,53	27,49	72,42	9,04
ЛЭП	24	35	Лопча ВН - Хани ВН	20,48	117,84	-757,8	0	0	-12,21	36,45	101,60	11,12
Тр-р	35	36	Хани ВН - Хани Н1	6,83	275,08	4,2	0,9	1	-2,15	-5,27	14,45	0,00
Тр-р	35	37	Хани ВН - Хани Н2	6,83	275,08	4,2	0,9	1	-2,15	-5,27	14,45	0,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет установившегося режима

Продолжение таблицы - Ветви

Тр-р	36	38	Хани Н1 - Хани СН	4,25	0	0	0	0,167	-1,05	-0,35	2,89	0,00
Тр-р	37	38	Хани Н2 - Хани СН	4,25	0	0	0	0,167	-1,05	-0,35	2,89	0,00
Тр-р	36	39	Хани Н1 - Хани НН	3,58	133,31	0	0	0,046	-1,05	-4,54	12,16	0,00
Тр-р	37	39	Хани Н2 - Хани НН	3,58	133,31	0	0	0,046	-1,05	-4,54	12,16	0,00
ЛЭП	35	40	Хани ВН - Чара ВН	9,48	54,52	-350,6	0	0	-7,21	15,89	44,31	6,24
ЛЭП	35	40	Хани ВН - Чара ВН	11,95	53,39	-329,2	0	0	-6,95	15,76	43,74	4,79
Тр-р	40	41	Чара ВН - Чара Н1	1,55	102,43	2,5	0,7	1	-5,88	-7,75	24,56	0,00
Тр-р	40	42	Чара ВН - Чара Н2	1,55	102,43	2,5	0,7	1	-5,88	-7,75	24,56	0,00
Тр-р	41	43	Чара Н1 - Чара 110	1,12	0	0	0	0,479	0,00	0,00	0,00	0,00
Тр-р	42	43	Чара Н2 - Чара 110	1,12	0	0	0	0,479	0,00	0,00	0,00	0,00
Тр-р	41	44	Чара Н1 - Чара 35	6,58	186,71	0	0	0,167	-5,84	-7,44	24,24	0,00
Тр-р	42	44	Чара Н2 - Чара 35	6,58	186,71	0	0	0,167	-5,84	-7,44	24,24	0,00
Тр-р	44	45	Чара 35 - Чара 10	0,12	2,74	118,9	18,5	0,285	-0,03	-4,56	72,04	0,00
Тр-р	44	45	Чара 35 - Чара 10	0,12	2,74	118,9	18,5	0,285	-0,03	-4,56	72,04	0,00
ЛЭП	40	46	Чара ВН - Удоканский ГМК	1,53	8,82	-56,7	0	0	-0,55	2,69	6,93	0,98
ЛЭП	40	46	Чара ВН - Удоканский ГМК	1,53	8,82	-56,7	0	0	-0,55	2,69	6,93	0,98
Тр-р	46	47	Удоканский ГМК - Удоканский ГМК Н1	1,68	87,56	1,5	1	1	-0,55	-0,28	1,56	0,00
Тр-р	46	48	Удоканский ГМК - Удоканский ГМК Н2	1,68	87,56	1,5	1	1	-0,55	-0,28	1,56	0,00
Тр-р	47	49	Удоканский ГМК Н1 - Удоканский ГМК СН	0,99	0	0	0	0,164	-0,25	-0,10	0,68	0,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет установившегося режима

Продолжение таблицы - Ветви

Тр-р	48	49	Удоканский ГМК Н2 - Удоканский ГМК СН	0,99	0	0	0	0,164	-0,25	-0,10	0,68	0,00
Тр-р	47	50	Удоканский ГМК Н1 - Удоканский ГМК НН	1,28	58,91	0	0	0,048	-0,25	-0,10	0,68	0,00
Тр-р	48	50	Удоканский ГМК Н2 - Удоканский ГМК НН	1,28	58,91	0	0	0,048	-0,25	-0,10	0,68	0,00
ЛЭП	40	51	Чара ВН - Блуждающий ВН	2,88	12,87	-79,4	0	0	-0,63	3,32	8,53	1,20
ЛЭП	40	51	Чара ВН - Блуждающий ВН	2,88	12,87	-79,4	0	0	-0,63	3,32	8,53	1,20
Тр-р	51	52	Блуждающий ВН - Блуждающий НН	2,9	80,5	8,1	1,7	0,045	-0,42	-0,56	1,76	0,00
Тр-р	51	52	Блуждающий ВН - Блуждающий НН	2,9	80,5	8,1	1,7	0,045	-0,42	-0,56	1,76	0,00
Тр-р	51	52	Блуждающий ВН - Блуждающий НН	2,9	80,5	8,1	1,7	0,045	-0,42	-0,56	1,76	0,00

Таблица - Токовая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_доп_ДДТН
1	4	ЗГЭС 220 - Призейская ВН	192,27	213,99	ВН	801	26,7
4	9	Призейская ВН - Тутаул ВН	108,35	104,41	ВН	801	13,5
9	10	Тутаул ВН - Дипкун ВН	102,83	104,63	ВН	801	13,1
10	11	Дипкун ВН - Тында ВН	103,03	120,56	ВН	710	17,0
11	16	Тында ВН - ПП Нагорный	65,61	72,03	ВН	801	9,0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет установившегося режима

Продолжение таблицы - Токовая загрузка ЛЭП

16	17	ПП Нагорный - НГРЭС ВН	72,03	88,75	ВН	788	11,3
11	17	Тында ВН - НГРЭС ВН	71,26	92,88	ВН	801	11,6
11	19	Тында ВН - Хорогочи ВН	86,88	66,93	ВН	801	10,8
19	24	Хорогочи ВН - Лопча ВН	69,43	45,60	ВН	801	8,7
11	24	Тында ВН - Лопча ВН	91,31	49,52	ВН	908	10,1
24	29	Лопча ВН - Юктали ВН	61,84	34,42	ВН	801	7,7
29	34	Юктали ВН - Отпайка на Олекму	96,07	68,09	ВН	801	12,0
34	35	Отпайка на Олекму - Хани ВН	72,42	56,12	ВН	801	9,0
24	35	Лопча ВН - Хани ВН	101,60	30,46	ВН	914	11,1
35	40	Хани ВН - Чара ВН	44,31	19,01	ВН	710	6,2
35	40	Хани ВН - Чара ВН	43,74	17,78	ВН	914	4,8
40	46	Чара ВН - Удоканский ГМК	6,93	1,56	ВН	710	1,0
40	46	Чара ВН - Удоканский ГМК	6,93	1,56	ВН	710	1,0
40	51	Чара ВН - Блуждающий ВН	8,53	2,65	ВН	710	1,2
40	51	Чара ВН - Блуждающий ВН	8,53	2,65	ВН	710	1,2

Таблица - Потери

№-н	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	220	7,58	6,46	4,74	1,72	1,13		1,13	
4	16	0,05				0,05		0,05	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет установившегося режима

Граф

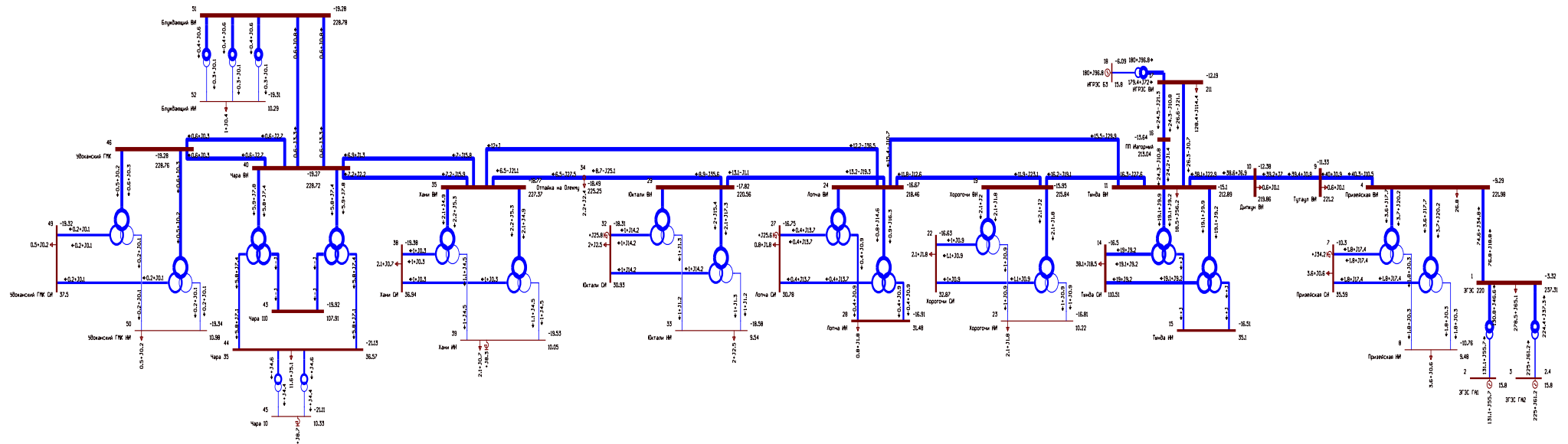


Рисунок – Граф расчета установившегося режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет послеаварийного режима

Таблица - Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	dV
Нагр	1	ЗГЭС 220	220	278,5	65,1	0	0	0	0	0	0	238,02	-3,36	8,19
База	2	ЗГЭС ГА1	15,75	0	0	133,0955	49,04458	15,8	-250	250	0	15,80	0,00	0,32
Ген	3	ЗГЭС ГА2	15,75	0	0	225	54,4199	15,8	-250	250	0	15,80	2,34	0,32
Ген+	4	Призейская ВН	220	26,8	0	0	-5	230	-100	-5	0	227,02	-9,60	3,19
Нагр	5	Призейская Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	202,28	-10,66	-8,06
Нагр	6	Призейская Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	202,28	-10,66	-8,06
Нагр	7	Призейская СН	35	3,6	0,6	0	0	0	0	0	26986	36,40	-10,55	4,01
Нагр	8	Призейская НН	10	3,6	0,6	0	0	0	0	0	0	9,70	-10,99	-3,02
Нагр	9	Тугаул ВН	220	0,6	0,1	0	0	0	0	0	0	228,66	-11,76	3,94
Нагр	10	Дипкун ВН	220	0,6	0,1	0	0	0	0	0	0	228,63	-12,87	3,92
Ген+	11	Тында ВН	220	18,5	56,2	0	-5	230	-100	-5	0	225,14	-15,66	2,34
Нагр	12	Тында Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	222,56	-16,92	1,17
Нагр	13	Тында Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	222,56	-16,92	1,17
Нагр	14	Тында СН	110	38,1	18,5	0	0	0	0	0	0	117,04	-16,91	6,40
Нагр	15	Тында НН	35	0	0	0	0	0	0	0	0	37,17	-16,92	6,19
Нагр	16	ПП Нагорный	220	0	0	0	0	0	0	0	0	221,62	-14,13	0,74
Нагр	17	НГРЭС ВН	220	128,4	114,4	0	0	0	0	0	0	216,22	-12,57	-1,72
Ген	18	НГРЭС Б3	15,75	0	0	180	55,21628	15,8	-250	250	0	15,80	-6,59	0,32
Нагр	19	Хорогочи ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	231,11	-16,60	5,05
Нагр	20	Хорогочи Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	228,91	-17,20	4,05
Нагр	21	Хорогочи Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	228,91	-17,20	4,05

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет послеаварийного режима

Продолжение таблицы - Узлы

Нагр	22	Хорогочи СН	35	2,1	1,8	0	0	0	0	0	0	35,25	-17,20	0,71
Нагр	23	Хорогочи НН	10	2,1	1,8	0	0	0	0	0	0	10,96	-17,35	9,62
Нагр	24	Лопча ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	237,10	-17,42	7,77
Нагр	25	Лопча Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	215,95	-17,54	-1,84
Нагр	26	Лопча Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	215,95	-17,54	-1,84
Нагр	27	Лопча СН	35	0,8	1,8	0	0	0	0	0	26986	33,47	-17,45	-4,37
Нагр	28	Лопча НН	35	0,8	1,8	0	0	0	0	0	0	34,25	-17,60	-2,16
Нагр	29	Юктали ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	249,17	-19,70	13,26
Нагр	30	Юктали Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	246,36	-20,18	11,98
Нагр	31	Юктали Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	246,36	-20,18	11,98
Нагр	32	Юктали СН	35	2	2,5	0	0	0	0	0	0	38,18	-20,18	9,09
Нагр	33	Юктали НН	10	2	2,5	0	0	0	0	0	0	11,79	-20,30	17,92
Нагр	34	Отпайка на Олекму	220	2,2	2,4	0	0	0	0	0	0	254,56	-20,70	15,71
Нагр	35	Хани ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	256,95	-21,19	16,80
Нагр	36	Хани Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	250,22	-21,66	13,74
Нагр	37	Хани Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	250,22	-21,66	13,74
Нагр	38	Хани СН	35	2,1	0,7	0	0	0	0	0	0	41,78	-21,66	19,38
Нагр	39	Хани НН	10	2,1	0,7	0	0	0	0	0	81819	11,37	-21,77	13,70
Нагр	40	Чара ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	258,75	-21,61	17,62
Нагр	41	Чара Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	255,20	-22,12	16,00
Нагр	42	Чара Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	255,20	-22,12	16,00
Нагр	43	Чара 110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	122,24	-22,12	11,13

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет послеаварийного режима

Продолжение таблицы - Узлы

Нагр	44	Чара 35	35	11,6	5,1	0	0	0	0	0	0	41,53	-23,05	18,65
Нагр	45	Чара 10	10	0	0	0	0	0	0	0	81819	11,73	-23,03	17,29
Нагр	46	Удоканский ГМК	220	0	0	0	0	0	0	0	0	258,80	-21,62	17,64
Нагр	47	Удоканский ГМК Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	258,73	-21,65	17,61
Нагр	48	Удоканский ГМК Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	258,73	-21,65	17,61
Нагр	49	Удоканский ГМК СН	35	0,5	0,2	0	0	0	0	0	0	42,43	-21,65	21,24
Нагр	50	Удоканский ГМК НН	10	0,5	0,2	0	0	0	0	0	0	12,42	-21,67	24,18
Нагр	51	Блуждающий ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	258,83	-21,62	17,65
Нагр	52	Блуждающий НН	10	1	0,4	0	0	0	0	0	0	11,65	-21,64	16,45
Нагр	53	В на Лопча	220	0	0	0	0	0	0	0	0	248,1736	- 17,8829	12,8062

Таблица - Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	1	3	ЗГЭС 220 - ЗГЭС ГА2	0,53	25,67	4,6	1,8	0,065	224,42	30,88	549,49	0,00
Тр-р	1	2	ЗГЭС 220 - ЗГЭС ГА1	0,53	25,67	4,6	1,8	0,065	132,81	40,04	336,49	0,00
ЛЭП	1	4	ЗГЭС 220 - Призейская ВН	17,65	78,95	-486,2	0	0	-78,74	-5,82	203,58	25,42
Тр-р	4	5	Призейская ВН - Призейская Н1	6,83	268,94	4,2	0,9	1	-3,74	-21,04	54,35	0,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет послеаварийного режима

Продолжение таблицы - Ветви

Тр-р	4	6	Призейская ВН - Призейская Н2	6,83	268,94	4,2	0,9	1	-3,74	-21,04	54,35	0,00
Тр-р	5	8	Призейская Н1 - Призейская НН	3,58	130,98	0	0	0,048	-1,80	-0,31	5,21	0,00
Тр-р	6	8	Призейская Н2 - Призейская НН	3,58	130,98	0	0	0,048	-1,80	-0,31	5,21	0,00
Тр-р	5	7	Призейская Н1 - Призейская СН	4,25	0	0	0	0,18	-1,83	-18,18	52,15	0,00
Тр-р	6	7	Призейская Н2 - Призейская СН	4,25	0	0	0	0,18	-1,83	-18,18	52,15	0,00
ЛЭП	4	9	Призейская ВН - Тутаул ВН	9,41	42,32	-261,3	0	0	-42,41	24,08	124,04	15,49
ЛЭП	9	10	Тутаул ВН - Дипкун ВН	5,21	23,29	-143,6	0	0	-41,43	12,34	109,14	13,63
ЛЭП	10	11	Дипкун ВН - Тында ВН	14,18	63,36	-390,6	0	0	-40,64	5,73	107,83	15,19
Тр-р	11	12	Тында ВН - Тында Н1	1,15	58,36	2,1	0,7	1	-19,08	-9,88	55,09	0,00
Тр-р	11	13	Тында ВН - Тында Н2	1,15	58,36	2,1	0,7	1	-19,08	-9,88	55,09	0,00
Тр-р	12	14	Тында Н1 - Тында СН	0,68	0	0	0	0,526	-19,05	-9,24	54,91	0,00
Тр-р	13	14	Тында Н2 - Тында СН	0,68	0	0	0	0,526	-19,05	-9,24	54,91	0,00
Тр-р	12	15	Тында Н1 - Тында НН	6	229,65	0	0	0,167	0,00	0,00	0,00	0,00
Тр-р	13	15	Тында Н2 - Тында НН	6	229,65	0	0	0,167	0,00	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	11	16	Тында ВН - ПП Нагорный	10,22	45,65	-281,5	0	0	23,96	-15,99	98,46	12,29
ЛЭП	16	17	ПП Нагорный - НГРЭС ВН	9,11	40,71	-251	0	0	24,19	-29,04	124,28	15,77
ЛЭП	11	17	Тында ВН - НГРЭС ВН	17,66	78,94	-486,7	0	0	26,04	-19,81	130,23	16,26
Тр-р	17	18	НГРЭС ВН - НГРЭС БЗ	0,65	28,06	24,8	0,065	0,071	179,52	33,97	487,85	0,00
ЛЭП	11	19	Тында ВН - Хорогочи ВН	7,15	31,94	-196,9	0	0	-16,57	50,54	136,38	17,03
Тр-р	19	20	Хорогочи ВН - Хорогочи Н1	6,9	269,47	2,8	0,6	1	-2,13	-1,99	7,29	0,00
Тр-р	19	21	Хорогочи ВН - Хорогочи Н2	6,9	269,47	2,8	0,6	1	-2,13	-1,99	7,29	0,00
Тр-р	20	22	Хорогочи Н1 - Хорогочи СН	4,53	0	0	0	0,154	-1,05	-0,90	3,49	0,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет послеаварийного режима

Продолжение таблицы - Ветви

Тр-р	21	22	Хорогочи Н2 - Хорогочи СН	4,53	0	0	0	0,154	-1,05	-0,90	3,49	0,00
Тр-р	20	23	Хорогочи Н1 - Хорогочи НН	4,36	130,45	0	0	0,048	-1,05	-0,90	3,49	0,00
Тр-р	21	23	Хорогочи Н2 - Хорогочи НН	4,36	130,45	0	0	0,048	-1,05	-0,90	3,49	0,00
ЛЭП	19	24	Хорогочи ВН - Лопча ВН	8,36	37,37	-230,4	0	0	-11,97	45,75	118,15	14,75
ЛЭП	11	24	Тында ВН - Лопча ВН	11,68	67,2	-432,2	0	0	-16,92	53,59	144,12	15,87
Тр-р	24	25	Лопча ВН - Лопча Н1	6,83	269,68	4,2	0,9	1	-0,91	-18,81	45,86	0,00
Тр-р	24	26	Лопча ВН - Лопча Н2	6,83	269,68	4,2	0,9	1	-0,91	-18,81	45,86	0,00
Тр-р	25	27	Лопча Н1 - Лопча СН	4,25	0	0	0	0,155	-0,42	-16,01	42,83	0,00
Тр-р	26	27	Лопча Н2 - Лопча СН	4,25	0	0	0	0,155	-0,42	-16,01	42,83	0,00
Тр-р	25	28	Лопча Н1 - Лопча НН	3,58	134,47	0	0	0,159	-0,40	-0,90	2,64	0,00
Тр-р	26	28	Лопча Н2 - Лопча НН	3,58	134,47	0	0	0,159	-0,40	-0,90	2,64	0,00
ЛЭП	24	29	Лопча ВН - Юктали ВН	14,02	62,66	-386,3	0	0	-26,13	61,63	163,01	20,35
Тр-р	29	30	Юктали ВН - Юктали Н1	6,75	270,53	4,2	0,9	1	-2,05	-2,81	8,07	0,00
Тр-р	29	31	Юктали ВН - Юктали Н2	6,75	270,53	4,2	0,9	1	-2,05	-2,81	8,07	0,00
Тр-р	30	32	Юктали Н1 - Юктали СН	4,25	0	0	0	0,155	-1,00	-1,25	3,75	0,00
Тр-р	31	32	Юктали Н2 - Юктали СН	4,25	0	0	0	0,155	-1,00	-1,25	3,75	0,00
Тр-р	30	33	Юктали Н1 - Юктали НН	3,58	131,51	0	0	0,048	-1,00	-1,25	3,76	0,00
Тр-р	31	33	Юктали Н2 - Юктали НН	3,58	131,51	0	0	0,048	-1,00	-1,25	3,76	0,00
ЛЭП	29	34	Юктали ВН - Отпайка на Олекму	8,22	36,75	-226,6	0	0	-21,21	48,04	121,68	15,19
ЛЭП	34	35	Отпайка на Олекму - Хани ВН	4,69	20,96	-129,2	0	0	-18,74	37,33	94,73	11,83
ЛЭП	24	53	Лопча ВН - В на Лопча	20,48	117,84	-757,8	0	0	-0,18	43,60	106,16	11,61
Тр-р	35	36	Хани ВН - Хани Н1	6,83	275,08	4,2	0,9	1	-2,16	-6,52	15,43	0,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет послеаварийного режима

Продолжение таблицы - Ветви

Тр-р	35	37	Хани ВН - Хани Н2	6,83	275,08	4,2	0,9	1	-2,16	-6,52	15,43	0,00
Тр-р	36	38	Хани Н1 - Хани СН	4,25	0	0	0	0,167	-1,05	-0,35	2,55	0,00
Тр-р	37	38	Хани Н2 - Хани СН	4,25	0	0	0	0,167	-1,05	-0,35	2,55	0,00
Тр-р	36	39	Хани Н1 - Хани НН	3,58	133,31	0	0	0,046	-1,05	-5,71	13,40	0,00
Тр-р	37	39	Хани Н2 - Хани НН	3,58	133,31	0	0	0,046	-1,05	-5,71	13,40	0,00
ЛЭП	35	40	Хани ВН - Чара ВН	9,48	54,52	-350,6	0	0	-7,35	21,31	50,66	7,14
ЛЭП	35	40	Хани ВН - Чара ВН	11,95	53,39	-329,2	0	0	-6,96	21,06	49,84	5,45
Тр-р	40	41	Чара ВН - Чара Н1	1,55	102,43	2,5	0,7	1	-5,89	-9,09	24,17	0,00
Тр-р	40	42	Чара ВН - Чара Н2	1,55	102,43	2,5	0,7	1	-5,89	-9,09	24,17	0,00
Тр-р	41	43	Чара Н1 - Чара 110	1,12	0	0	0	0,479	0,00	0,00	0,00	0,00
Тр-р	42	43	Чара Н2 - Чара 110	1,12	0	0	0	0,479	0,00	0,00	0,00	0,00
Тр-р	41	44	Чара Н1 - Чара 35	6,58	186,71	0	0	0,167	-5,83	-8,75	23,79	0,00
Тр-р	42	44	Чара Н2 - Чара 35	6,58	186,71	0	0	0,167	-5,83	-8,75	23,79	0,00
Тр-р	44	45	Чара 35 - Чара 10	0,12	2,74	118,9	18,5	0,285	-0,03	-5,88	81,81	0,00
Тр-р	44	45	Чара 35 - Чара 10	0,12	2,74	118,9	18,5	0,285	-0,03	-5,88	81,81	0,00
ЛЭП	40	46	Чара ВН - Удоканский ГМК	1,53	8,82	-56,7	0	0	-0,57	3,50	7,91	1,11
ЛЭП	40	46	Чара ВН - Удоканский ГМК	1,53	8,82	-56,7	0	0	-0,57	3,50	7,91	1,11
Тр-р	46	47	Удоканский ГМК - Удоканский ГМК Н1	1,68	87,56	1,5	1	1	-0,57	-0,30	1,43	0,00
Тр-р	46	48	Удоканский ГМК - Удоканский ГМК Н2	1,68	87,56	1,5	1	1	-0,57	-0,30	1,43	0,00
Тр-р	47	49	Удоканский ГМК Н1 - Удоканский ГМК СН	0,99	0	0	0	0,164	-0,25	-0,10	0,60	0,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет послеаварийного режима

Продолжение таблицы - Ветви

Тр-р	48	49	Удоканский ГМК Н2 - Удоканский ГМК СН	0,99	0	0	0	0,164	-0,25	-0,10	0,60	0,00
Тр-р	47	50	Удоканский ГМК Н1 - Удоканский ГМК НН	1,28	58,91	0	0	0,048	-0,25	-0,10	0,60	0,00
Тр-р	48	50	Удоканский ГМК Н2 - Удоканский ГМК НН	1,28	58,91	0	0	0,048	-0,25	-0,10	0,60	0,00
ЛЭП	40	51	Чара ВН - Блуждающий ВН	2,88	12,87	-79,4	0	0	-0,67	4,30	9,72	1,37
ЛЭП	40	51	Чара ВН - Блуждающий ВН	2,88	12,87	-79,4	0	0	-0,67	4,30	9,72	1,37
Тр-р	51	52	Блуждающий ВН - Блуждающий НН	2,9	80,5	8,1	1,7	0,045	-0,45	-0,68	1,81	0,00
Тр-р	51	52	Блуждающий ВН - Блуждающий НН	2,9	80,5	8,1	1,7	0,045	-0,45	-0,68	1,81	0,00
Тр-р	51	52	Блуждающий ВН - Блуждающий НН	2,9	80,5	8,1	1,7	0,045	-0,45	-0,68	1,81	0,00
Выкл	35	53	Хани ВН - В на Лопча	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица – Токовая загрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	I _{доп_расч_ДДТН}	I/I _{доп_ДДТН}
1	4	ЗГЭС 220 - Призейская ВН	191,52	203,58	ВН	801	25,4
4	9	Призейская ВН - Тутаул ВН	124,04	110,53	ВН	801	15,5
9	10	Тутаул ВН - Дипкун ВН	109,14	105,13	ВН	801	13,6
10	11	Дипкун ВН - Тында ВН	103,65	107,83	ВН	710	15,2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет послеаварийного режима

Продолжение таблицы – Токовая загрузка ЛЭП

11	16	Тында ВН - ПП Нагорный	73,88	98,46	ВН	801	12,3
16	17	ПП Нагорный - НГРЭС ВН	98,46	124,28	ВН	788	15,8
11	17	Тында ВН - НГРЭС ВН	83,90	130,23	ВН	801	16,3
11	19	Тында ВН - Хорогочи ВН	136,38	111,95	ВН	801	17,0
19	24	Хорогочи ВН - Лопча ВН	118,15	88,30	ВН	801	14,8
11	24	Тында ВН - Лопча ВН	144,12	90,39	ВН	908	15,9
24	29	Лопча ВН - Юктали ВН	163,01	114,46	ВН	801	20,4
29	34	Юктали ВН - Отпайка на Олекму	121,68	92,35	ВН	801	15,2
34	35	Отпайка на Олекму - Хани ВН	94,73	78,10	ВН	801	11,8
24	53	Лопча ВН - В на Лопча	106,16	0,00	ВН	914	11,6
35	40	Хани ВН - Чара ВН	50,66	16,89	ВН	710	7,1
35	40	Хани ВН - Чара ВН	49,84	15,54	ВН	914	5,5
40	46	Чара ВН - Удоканский ГМК	7,91	1,44	ВН	710	1,1
40	46	Чара ВН - Удоканский ГМК	7,91	1,44	ВН	710	1,1
40	51	Чара ВН - Блуждающий ВН	9,72	2,71	ВН	710	1,4
40	51	Чара ВН - Блуждающий ВН	9,72	2,71	ВН	710	1,4

Таблица - Потери

№-н	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	220	9,6	8,26	6,74	1,53	1,34		1,34	
4	16	0,07				0,06		0,06	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет послеаварийного режима

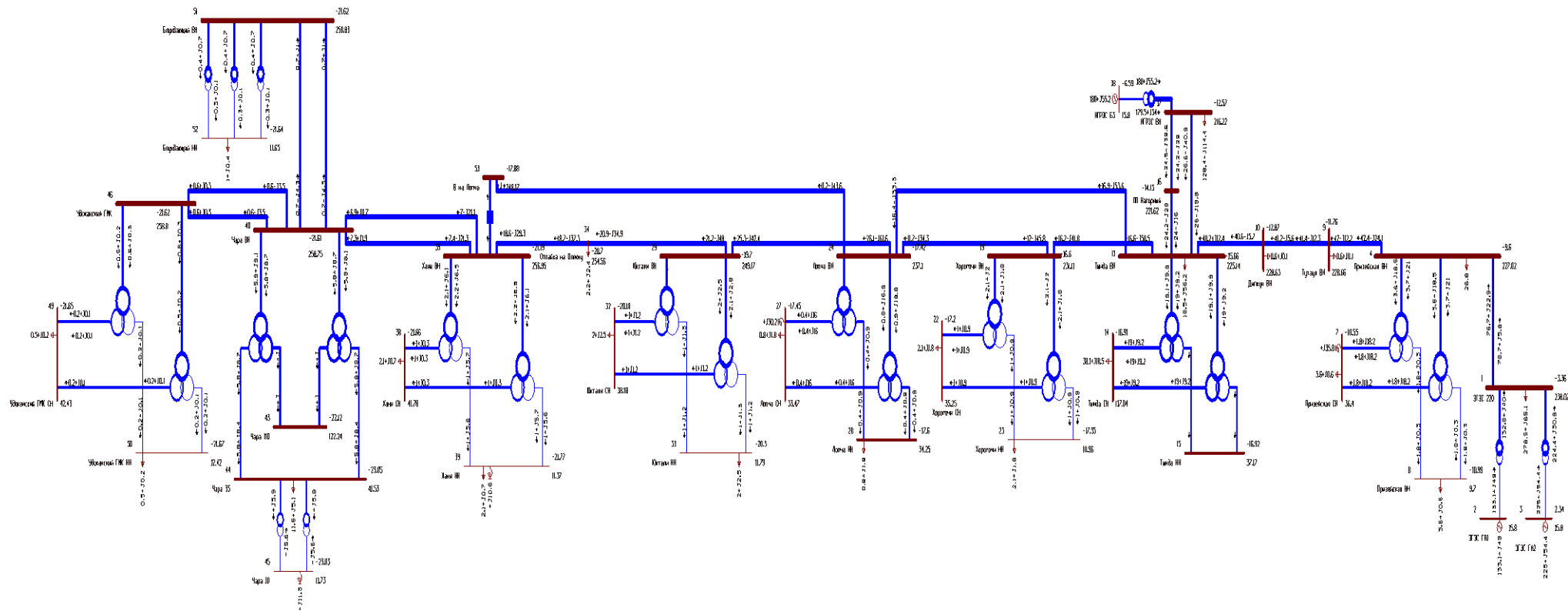


Рисунок – Граф расчета послеаварийного режима

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившегося режима, разработанных вариантов

1 Вариант

Таблица Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	dV
Нагр	1	ЗГЭС 220	220	278,5	65,1	0	0	0	0	0	0	237,10	-2,87	7,77
База	2	ЗГЭС ГА1	15,75	0	0	113,6197	57,02458	15,8	-250	250	0	15,80	0,00	0,32
Ген	3	ЗГЭС ГА2	15,75	0	0	225	63,0792	15,8	-250	250	0	15,80	2,85	0,32
Ген+	4	Призейская ВН	220	26,8	0	100	-5	230	-100	-5	0	220,89	-7,27	0,40
Нагр	5	Призейская Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	196,76	-8,40	-10,56
Нагр	6	Призейская Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	196,76	-8,40	-10,56
Нагр	7	Призейская СН	35	3,6	0,6	0	0	0	0	0	26986	35,41	-8,29	1,17
Нагр	8	Призейская НН	10	3,6	0,6	0	0	0	0	0	0	9,43	-8,75	-5,67
Нагр	9	Тутаул ВН	220	0,6	0,1	0	0	0	0	0	0	216,17	-13,51	-1,74
Нагр	10	Дипкун ВН	220	0,6	0,1	0	0	0	0	0	0	213,68	-16,98	-2,87
Ген+	11	Тында ВН	220	18,5	56,2	0	-5	230	-100	-5	0	207,32	-26,58	-5,76
Нагр	12	Тында Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	204,51	-28,07	-7,04
Нагр	13	Тында Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	204,51	-28,07	-7,04
Нагр	14	Тында СН	110	38,1	18,5	0	0	0	0	0	0	107,54	-28,06	-2,24
Нагр	15	Тында НН	35	0	0	0	0	0	0	0	0	34,15	-28,07	-2,42
Нагр	16	ПП Нагорный	220	0	0	0	0	0	0	0	0	208,90	-20,75	-5,05
Нагр	17	НГРЭС ВН	220	128,4	114,4	150	0	0	0	0	0	209,88	-15,48	-4,60
Ген	18	НГРЭС БЗ	15,75	0	0	180	105,684	15,8	-250	250	0	15,80	-9,36	0,32

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима, разработанных вариантов

1 Вариант

Продолжение таблицы - Узлы

Нарп	19	Хорогочи ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	212,46	-32,17	-3,43
Нарп	20	Хорогочи Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	210,06	-32,88	-4,52
Нарп	21	Хорогочи Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	210,06	-32,88	-4,52
Нарп	22	Хорогочи СН	35	2,1	1,8	0	0	0	0	0	0	32,35	-32,88	-7,59
Нарп	23	Хорогочи НН	10	2,1	1,8	0	0	0	0	0	0	10,05	-33,05	0,55
Нарп	24	Лопча ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	219,96	-38,08	-0,02
Нарп	25	Лопча Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	217,70	-38,33	-1,05
Нарп	26	Лопча Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	217,70	-38,33	-1,05
Нарп	27	Лопча СН	35	0,8	1,8	0	0	0	0	0	0	33,74	-38,32	-3,60
Нарп	28	Лопча НН	35	0,8	1,8	0	0	0	0	0	0	34,52	-38,39	-1,36
Нарп	29	Юктали ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	218,56	-46,97	-0,66
Нарп	30	Юктали Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	215,33	-47,61	-2,12
Нарп	31	Юктали Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	215,33	-47,61	-2,12
Нарп	32	Юктали СН	35	2	2,5	0	0	0	0	0	0	33,37	-47,60	-4,65
Нарп	33	Юктали НН	10	2	2,5	0	0	0	0	0	0	10,30	-47,76	2,98
Нарп	34	Отпайка на Олекму	220	2,2	2,4	0	0	0	0	0	0	218,73	-51,92	-0,58
Нарп	35	Хани ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	219,00	-54,65	-0,46
Нарп	36	Хани Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	212,99	-55,33	-3,18
Нарп	37	Хани Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	212,99	-55,33	-3,18
Нарп	38	Хани СН	35	2,1	0,7	0	0	0	0	0	0	35,57	-55,32	1,62

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима, разработанных вариантов

1 Вариант

Продолжение таблицы - Узлы

Нагр	39	Хани НН	10	2,1	0,7	0	0	0	0	0	81819	9,67	-55,49	-3,25	
Нагр	40	Чара ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	219,82	-61,60	-0,08	
Нагр	41	Чара Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	216,41	-62,31	-1,63	
Нагр	42	Чара Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	216,41	-62,31	-1,63	
Нагр	43	Чара 110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	103,66	-62,31	-5,77	
Нагр	44	Чара 35	35	11,6	5,1	0	0	0	0	0	0	35,10	-63,62	0,28	
Нагр	45	Чара 10	10	0	0	0	0	0	0	0	81819	9,91	-63,60	-0,87	
Нагр	46	Удоканский ГМК	220	0	0	0	0	0	0	0	0	219,98	-61,88	-0,01	
Нагр	47	Удоканский ГМК Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	215,45	-64,54	-2,07	
Нагр	48	Удоканский ГМК Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	215,45	-64,54	-2,07	
Нагр	49	Удоканский ГМК СН	35	50	20	0	0	0	0	0	0	35,31	-64,53	0,90	
Нагр	50	Удоканский ГМК НН	10	0,5	0,2	0	0	0	0	0	0	10,34	-64,56	3,40	
Нагр	51	Блуждающий ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	219,97	-62,74	-0,01	
Нагр	52	Блуждающий НН	10	140	20	0	0	0	0	0	0	9,73	-67,25	-2,72	
Ген	53	СТАТКОМ 1	220	0	0	0	66,93319	220	-100	100	0	220	-	62,7397	0
Ген	55	СТАТКОМ 3	220	0	0	0	37,48123	220	-100	100	0	220	-	61,8824	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима, разработанных вариантов

1 Вариант

Продолжение таблицы - Узлы

Ген	58	СТАТКОМ 5	220	0	0	0	99,11061	220	-100	100	0	220	-	38,0822	0
-----	----	-----------	-----	---	---	---	----------	-----	------	-----	---	-----	---	---------	---

Таблица - Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	1	3	ЗГЭС 220 - ЗГЭС ГА2	0,53	25,67	4,6	1,8	0,065	224,41	39,10	554,67	0,00
Тр-р	1	2	ЗГЭС 220 - ЗГЭС ГА1	0,53	25,67	4,6	1,8	0,065	113,37	49,74	301,47	0,00
ЛЭП	1	4	ЗГЭС 220 - Призейская ВН	17,65	78,95	-486,2	0	0	-59,28	-23,74	187,19	23,37
Тр-р	4	5	Призейская ВН - Призейская Н1	6,83	268,94	4,2	0,9	1	-3,73	-19,96	53,08	0,00
Тр-р	4	6	Призейская ВН - Призейская Н2	6,83	268,94	4,2	0,9	1	-3,73	-19,96	53,08	0,00
Тр-р	5	8	Призейская Н1 - Призейская НН	3,58	130,98	0	0	0,048	-1,80	-0,31	5,36	0,00
Тр-р	6	8	Призейская Н2 - Призейская НН	3,58	130,98	0	0	0,048	-1,80	-0,31	5,36	0,00
Тр-р	5	7	Призейская Н1 - Призейская СН	4,25	0	0	0	0,18	-1,83	-17,22	50,81	0,00
Тр-р	6	7	Призейская Н2 - Призейская СН	4,25	0	0	0	0,18	-1,83	-17,22	50,81	0,00
ЛЭП	4	9	Призейская ВН - Тутаул ВН	9,41	42,32	-261,3	0	0	-123,47	2,55	322,79	40,30
ЛЭП	9	10	Тутаул ВН - Дипкун ВН	5,21	23,29	-143,6	0	0	-119,93	3,40	320,43	40,00
ЛЭП	10	11	Дипкун ВН - Тында ВН	14,18	63,36	-390,6	0	0	-117,73	4,04	318,27	44,83
Тр-р	11	12	Тында ВН - Тында Н1	1,15	58,36	2,1	0,7	1	-19,10	-9,97	59,99	0,00
Тр-р	11	13	Тында ВН - Тында Н2	1,15	58,36	2,1	0,7	1	-19,10	-9,97	59,99	0,00
Тр-р	12	14	Тында Н1 - Тында СН	0,68	0	0	0	0,526	-19,06	-9,25	59,80	0,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима, разработанных вариантов

1 Вариант

Продолжение таблицы - Ветви

Тр-р	13	14	Тында Н2 - Тында СН	0,68	0	0	0	0,526	-19,06	-9,25	59,80	0,00
Тр-р	12	15	Тында Н1 - Тында НН	6	229,65	0	0	0,167	0,00	0,00	0,00	0,00
Тр-р	13	15	Тында Н2 - Тында НН	6	229,65	0	0	0,167	0,00	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	11	16	Тында ВН - ПП Нагорный	10,22	45,65	-281,5	0	0	92,24	-12,36	264,10	32,97
ЛЭП	16	17	ПП Нагорный - НГРЭС ВН	9,11	40,71	-251	0	0	94,35	-15,15	269,21	34,16
ЛЭП	11	17	Тында ВН - НГРЭС ВН	17,66	78,94	-486,7	0	0	100,32	-15,58	291,88	36,44
Тр-р	17	18	НГРЭС ВН - НГРЭС БЗ	0,65	28,06	24,8	0,065	0,071	179,43	79,90	540,30	0,00
ЛЭП	11	19	Тында ВН - Хорогочи ВН	7,15	31,94	-196,9	0	0	-122,21	58,35	377,14	47,08
Тр-р	19	20	Хорогочи ВН - Хорогочи Н1	6,9	269,47	2,8	0,6	1	-2,13	-1,98	7,90	0,00
Тр-р	19	21	Хорогочи ВН - Хорогочи Н2	6,9	269,47	2,8	0,6	1	-2,13	-1,98	7,90	0,00
Тр-р	20	22	Хорогочи Н1 - Хорогочи СН	4,53	0	0	0	0,154	-1,05	-0,90	3,80	0,00
Тр-р	21	22	Хорогочи Н2 - Хорогочи СН	4,53	0	0	0	0,154	-1,05	-0,90	3,80	0,00
Тр-р	20	23	Хорогочи Н1 - Хорогочи НН	4,36	130,45	0	0	0,048	-1,05	-0,91	3,81	0,00
Тр-р	21	23	Хорогочи Н2 - Хорогочи НН	4,36	130,45	0	0	0,048	-1,05	-0,91	3,81	0,00
ЛЭП	19	24	Хорогочи ВН - Лопча ВН	8,36	37,37	-230,4	0	0	-114,99	66,91	361,52	45,13
ЛЭП	11	24	Тында ВН - Лопча ВН	11,68	67,2	-432,2	0	0	-127,06	56,72	387,49	42,68
Тр-р	24	25	Лопча ВН - Лопча Н1	6,83	269,68	4,2	0,9	1	-0,84	-2,03	5,77	0,00
Тр-р	24	26	Лопча ВН - Лопча Н2	6,83	269,68	4,2	0,9	1	-0,84	-2,03	5,77	0,00
Тр-р	25	27	Лопча Н1 - Лопча СН	4,25	0	0	0	0,155	-0,40	-0,90	2,61	0,00
Тр-р	26	27	Лопча Н2 - Лопча СН	4,25	0	0	0	0,155	-0,40	-0,90	2,61	0,00
Тр-р	25	28	Лопча Н1 - Лопча НН	3,58	134,47	0	0	0,159	-0,40	-0,90	2,62	0,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима, разработанных вариантов

1 Вариант

Продолжение таблицы - Ветви

Тр-р	26	28	Лопча Н2 - Лопча НН	3,58	134,47	0	0	0,159	-0,40	-0,90	2,62	0,00
ЛЭП	24	29	Лопча ВН - Юктали ВН	14,02	62,66	-386,3	0	0	-115,87	21,15	309,16	38,60
Тр-р	29	30	Юктали ВН - Юктали Н1	6,75	270,53	4,2	0,9	1	-2,04	-2,77	9,09	0,00
Тр-р	29	31	Юктали ВН - Юктали Н2	6,75	270,53	4,2	0,9	1	-2,04	-2,77	9,09	0,00
Тр-р	30	32	Юктали Н1 - Юктали СН	4,25	0	0	0	0,155	-1,00	-1,25	4,29	0,00
Тр-р	31	32	Юктали Н2 - Юктали СН	4,25	0	0	0	0,155	-1,00	-1,25	4,29	0,00
Тр-р	30	33	Юктали Н1 - Юктали НН	3,58	131,51	0	0	0,048	-1,00	-1,26	4,31	0,00
Тр-р	31	33	Юктали Н2 - Юктали НН	3,58	131,51	0	0	0,048	-1,00	-1,26	4,31	0,00
ЛЭП	29	34	Юктали ВН - Отпайка на Олекму	8,22	36,75	-226,6	0	0	-107,85	25,68	292,87	36,56
ЛЭП	34	35	Отпайка на Олекму - Хани ВН	4,69	20,96	-129,2	0	0	-103,58	26,51	282,22	35,23
ЛЭП	24	35	Лопча ВН - Хани ВН	20,48	117,84	-757,8	0	0	-116,34	19,78	309,75	33,89
Тр-р	35	36	Хани ВН - Хани Н1	6,83	275,08	4,2	0,9	1	-2,15	-4,94	14,20	0,00
Тр-р	35	37	Хани ВН - Хани Н2	6,83	275,08	4,2	0,9	1	-2,15	-4,94	14,20	0,00
Тр-р	36	38	Хани Н1 - Хани СН	4,25	0	0	0	0,167	-1,05	-0,35	3,00	0,00
Тр-р	37	38	Хани Н2 - Хани СН	4,25	0	0	0	0,167	-1,05	-0,35	3,00	0,00
Тр-р	36	39	Хани Н1 - Хани НН	3,58	133,31	0	0	0,046	-1,05	-4,24	11,83	0,00
Тр-р	37	39	Хани Н2 - Хани НН	3,58	133,31	0	0	0,046	-1,05	-4,24	11,83	0,00
ЛЭП	35	40	Хани ВН - Чара ВН	9,48	54,52	-350,6	0	0	-104,22	23,35	281,56	39,66
ЛЭП	35	40	Хани ВН - Чара ВН	11,95	53,39	-329,2	0	0	-104,56	28,05	285,41	31,23
Тр-р	40	41	Чара ВН - Чара Н1	1,55	102,43	2,5	0,7	1	-5,87	-7,39	24,80	0,00
Тр-р	40	42	Чара ВН - Чара Н2	1,55	102,43	2,5	0,7	1	-5,87	-7,39	24,80	0,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима, разработанных вариантов

1 Вариант

Продолжение таблицы - Ветви

Тр-р	41	43	Чара Н1 - Чара 110	1,12	0	0	0	0,479	0,00	0,00	0,00	0,00
Тр-р	42	43	Чара Н2 - Чара 110	1,12	0	0	0	0,479	0,00	0,00	0,00	0,00
Тр-р	41	44	Чара Н1 - Чара 35	6,58	186,71	0	0	0,167	-5,84	-7,09	24,50	0,00
Тр-р	42	44	Чара Н2 - Чара 35	6,58	186,71	0	0	0,167	-5,84	-7,09	24,50	0,00
Тр-р	44	45	Чара 35 - Чара 10	0,12	2,74	118,9	18,5	0,285	-0,02	-4,20	69,14	0,00
Тр-р	44	45	Чара 35 - Чара 10	0,12	2,74	118,9	18,5	0,285	-0,02	-4,20	69,14	0,00
ЛЭП	40	46	Чара ВН - Удоканский ГМК	1,53	8,82	-56,7	0	0	-25,36	9,78	71,40	10,06
ЛЭП	40	46	Чара ВН - Удоканский ГМК	1,53	8,82	-56,7	0	0	-25,36	9,78	71,40	10,06
Тр-р	46	47	Удоканский ГМК - Удоканский ГМК Н1	1,68	87,56	1,5	1	1	-25,34	-11,57	73,11	0,00
Тр-р	46	48	Удоканский ГМК - Удоканский ГМК Н2	1,68	87,56	1,5	1	1	-25,34	-11,57	73,11	0,00
Тр-р	47	49	Удоканский ГМК Н1 - Удоканский ГМК СН	0,99	0	0	0	0,164	-25,02	-10,00	72,19	0,00
Тр-р	48	49	Удоканский ГМК Н2 - Удоканский ГМК СН	0,99	0	0	0	0,164	-25,02	-10,00	72,19	0,00
Тр-р	47	50	Удоканский ГМК Н1 - Удоканский ГМК НН	1,28	58,91	0	0	0,048	-0,25	-0,10	0,72	0,00
Тр-р	48	50	Удоканский ГМК Н2 - Удоканский ГМК НН	1,28	58,91	0	0	0,048	-0,25	-0,10	0,72	0,00
ЛЭП	40	51	Чара ВН - Блуждающий ВН	2,88	12,87	-79,4	0	0	-70,65	19,56	192,53	27,12
ЛЭП	40	51	Чара ВН - Блуждающий ВН	2,88	12,87	-79,4	0	0	-70,65	19,56	192,53	27,12

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима, разработанных вариантов

1 Вариант

Продолжение таблицы - Ветви

Тр-р	51	52	Блуждающий ВН - Блуждающий НН	2,9	80,5	8,1	1,7	0,045	-46,89	-10,89	126,34	0,00
Тр-р	51	52	Блуждающий ВН - Блуждающий НН	2,9	80,5	8,1	1,7	0,045	-46,89	-10,89	126,34	0,00
Тр-р	51	52	Блуждающий ВН - Блуждающий НН	2,9	80,5	8,1	1,7	0,045	-46,89	-10,89	126,34	0,00
Выкл	51	53	Блуждающий ВН - СТАТКОМ 1	0	0	0	0	0	-1,26E-11	66,92423	175,654	0
Выкл	46	55	Удоканский ГМК - СТАТКОМ 3	0	0	0	0	0	-2,15E-11	37,47842	98,3627	0
Выкл	24	58	Лопча ВН - СТАТКОМ 5	0	0	0	0	0	-2,14E-11	99,09096	260,0979	0

Таблица - Токовая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_dop_ДДТН
1	4	ЗГЭС 220 - Призейская ВН	155,50	187,19	ВН	801	23,4
4	9	Призейская ВН - Тутаул ВН	322,79	322,02	ВН	801	40,3
9	10	Тутаул ВН - Дипкун ВН	320,43	319,88	ВН	801	40,0
10	11	Дипкун ВН - Тында ВН	318,27	316,27	ВН	710	44,8
11	16	Тында ВН - ПП Нагорный	259,17	264,10	ВН	801	33,0
16	17	ПП Нагорный - НГРЭС ВН	264,10	269,21	ВН	788	34,2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима, разработанных вариантов

1 Вариант

Продолжение таблицы - Токовая загрузка ЛЭП

11	17	Тында ВН - НГРЭС ВН	282,71	291,88	ВН	801	36,4
11	19	Тында ВН - Хорогочи ВН	377,14	366,42	ВН	801	47,1
19	24	Хорогочи ВН - Лопча ВН	361,52	346,63	ВН	801	45,1
11	24	Тында ВН - Лопча ВН	387,49	363,90	ВН	908	42,7
24	29	Лопча ВН - Юктали ВН	309,16	300,46	ВН	801	38,6
29	34	Юктали ВН - Отпайка на Олекму	292,87	286,37	ВН	801	36,6
34	35	Отпайка на Олекму - Хани ВН	282,22	278,24	ВН	801	35,2
24	35	Лопча ВН - Хани ВН	309,75	294,73	ВН	914	33,9
35	40	Хани ВН - Чара ВН	281,56	272,61	ВН	710	39,7
35	40	Хани ВН - Чара ВН	285,41	275,05	ВН	914	31,2
40	46	Чара ВН - Удоканский ГМК	71,40	69,12	ВН	710	10,1
40	46	Чара ВН - Удоканский ГМК	71,40	69,12	ВН	710	10,1
40	51	Чара ВН - Блуждающий ВН	192,53	189,99	ВН	710	27,1
40	51	Чара ВН - Блуждающий ВН	192,53	189,99	ВН	710	27,1

Таблица - Потери

№-н	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	220	51,57	50,49	48,52	1,97	1,08		1,08	
4	16	0,05				0,05		0,05	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима, разработанных вариантов

1 Вариант

Графика

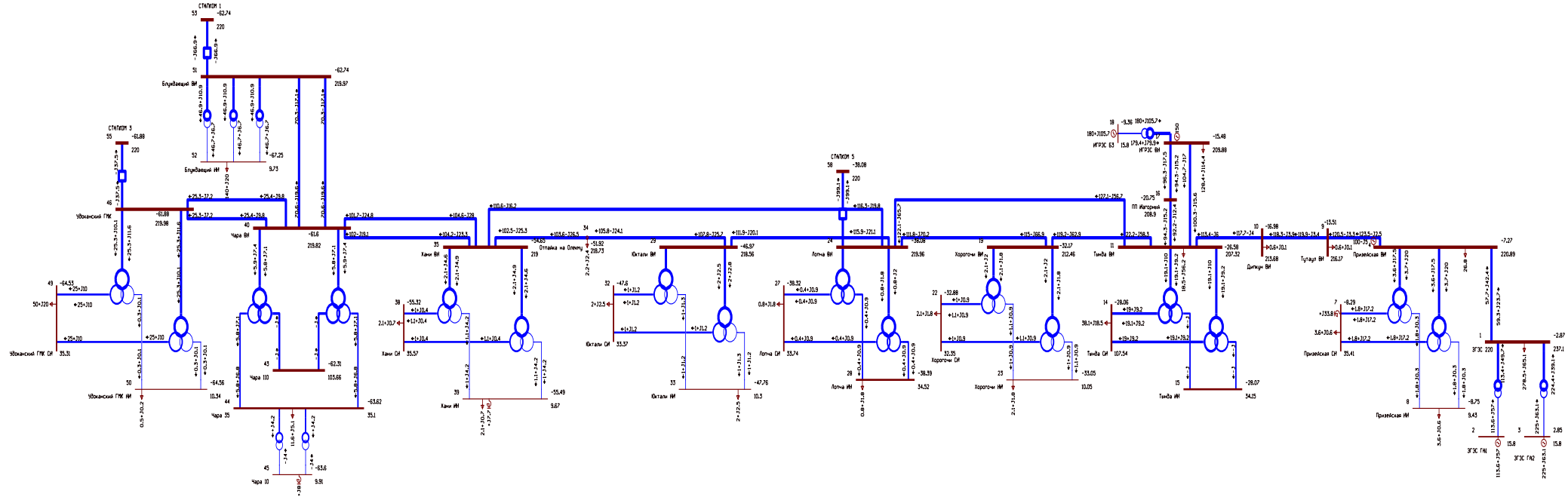


Рисунок – Граф расчета установившегося режима 1 варианта

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет послеаварийного режима, разработанных вариантов

1 Вариант

Таблица - Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	dV
Нагр	1	ЗГЭС 220	220	278,5	65,1	0	0	0	0	0	0	236,22	-3,89	7,37
База	2	ЗГЭС ГА1	15,75	0	0	153,0018	66,90469	15,8	-250	250	0	15,80	0,00	0,32
Ген	3	ЗГЭС ГА2	15,75	0	0	225	71,46977	15,8	-250	250	0	15,80	1,85	0,32
Ген+	4	Призейская ВН	220	26,8	0	100	-5	230	-100	-5	0	214,12	-11,71	-2,67
Нагр	5	Призейская Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	190,67	-12,92	-13,33
Нагр	6	Призейская Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	190,67	-12,92	-13,33
Нагр	7	Призейская СН	35	3,6	0,6	0	0	0	0	0	26986	34,31	-12,81	-1,96
Нагр	8	Призейская НН	10	3,6	0,6	0	0	0	0	0	0	9,14	-13,29	-8,59
Нагр	9	Тугаул ВН	220	0,6	0,1	0	0	0	0	0	0	207,97	-20,37	-5,47
Нагр	10	Дипкун ВН	220	0,6	0,1	0	0	0	0	0	0	205,68	-25,23	-6,51
Ген+	11	Тында ВН	220	18,5	56,2	0	-5	230	-100	-5	0	203,53	-38,59	-7,49
Нагр	12	Тында Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	200,65	-40,13	-8,79
Нагр	13	Тында Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	200,65	-40,13	-8,79
Нагр	14	Тында СН	110	38,1	18,5	0	0	0	0	0	0	105,51	-40,12	-4,08
Нагр	15	Тында НН	35	0	0	0	0	0	0	0	0	33,51	-40,13	-4,26
Нагр	16	ПП Нагорный	220	0	0	0	0	0	0	0	0	206,22	-32,65	-6,26
Нагр	17	НГРЭС ВН	220	128,4	114,4	150	0	0	0	0	0	208,26	-27,33	-5,34
Ген	18	НГРЭС БЗ	15,75	0	0	180	118,5942	15,8	-250	250	0	15,80	-21,17	0,32

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет послеаварийного режима, разработанных вариантов

1 Вариант

Продолжение таблицы - Узлы

Нагр	19	Хорогочи ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	210,07	-45,05	-4,51
Нагр	20	Хорогочи Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	207,64	-45,78	-5,62
Нагр	21	Хорогочи Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	207,64	-45,78	-5,62
Нагр	22	Хорогочи СН	35	2,1	1,8	0	0	0	0	0	0	31,97	-45,77	-8,65
Нагр	23	Хорогочи НН	10	2,1	1,8	0	0	0	0	0	0	9,94	-45,96	-0,62
Нагр	24	Лопча ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	219,96	-51,81	-0,02
Нагр	25	Лопча Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	217,70	-52,05	-1,05
Нагр	26	Лопча Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	217,70	-52,05	-1,05
Нагр	27	Лопча СН	35	0,8	1,8	0	0	0	0	0	0	33,74	-52,05	-3,59
Нагр	28	Лопча НН	35	0,8	1,8	0	0	0	0	0	0	34,52	-52,11	-1,36
Нагр	29	Юктали ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	202,97	-72,19	-7,74
Нагр	30	Юктали Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	199,48	-72,94	-9,33
Нагр	31	Юктали Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	199,48	-72,94	-9,33
Нагр	32	Юктали СН	35	2	2,5	0	0	0	0	0	0	30,92	-72,93	-11,67
Нагр	33	Юктали НН	10	2	2,5	0	0	0	0	0	0	9,53	-73,12	-4,65
Нагр	34	Отпайка на Олекму	220	2,2	2,4	0	0	0	0	0	0	204,73	-84,58	-6,94
Нагр	35	Хани ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	209,39	-91,29	-4,82
Нагр	36	Хани Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	203,56	-92,03	-7,47
Нагр	37	Хани Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	203,56	-92,03	-7,47
Нагр	38	Хани СН	35	2,1	0,7	0	0	0	0	0	0	33,99	-92,03	-2,88

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет послеаварийного режима, разработанных вариантов

1 Вариант

Продолжение таблицы - Узлы

Нагр	39	Хани НН	10	2,1	0,7	0	0	0	0	0	81819	9,25	-92,21	-7,55	
Нагр	40	Чара ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	218,92	-99,09	-0,49	
Нагр	41	Чара Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	215,51	-99,81	-2,04	
Нагр	42	Чара Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	215,51	-99,81	-2,04	
Нагр	43	Чара 110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	103,23	-99,81	-6,15	
Нагр	44	Чара 35	35	11,6	5,1	0	0	0	0	0	0	34,95	-101,13	-0,14	
Нагр	45	Чара 10	10	0	0	0	0	0	0	0	81819	9,87	-101,11	-1,29	
Нагр	46	Удоканский ГМК	220	0	0	0	0	0	0	0	0	219,96	-99,42	-0,02	
Нагр	47	Удоканский ГМК Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	215,43	-102,07	-2,08	
Нагр	48	Удоканский ГМК Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	215,43	-102,07	-2,08	
Нагр	49	Удоканский ГМК СН	35	50	20	0	0	0	0	0	0	35,31	-102,06	0,89	
Нагр	50	Удоканский ГМК НН	10	0,5	0,2	0	0	0	0	0	0	10,34	-102,09	3,39	
Нагр	51	Блуждающий ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	219,96	-100,29	-0,02	
Нагр	52	Блуждающий НН	10	140	20	0	0	0	0	0	0	9,73	-104,80	-2,72	
Ген	53	СТАТКОМ 1	220	0	0	0	97,28005	220	-100	100	0	220	-	100,288	0
Ген	55	СТАТКОМ 3	220	0	0	0	81,29229	220	-100	100	0	220	-	99,4152	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет послеаварийного режима, разработанных вариантов

1 Вариант

Продолжение таблицы - Узлы

Ген	58	СТАТКОМ 5	220	0	0	0	88,6564	220	-100	100	0	220	-51,809	0
Ген	57	СТАТКОМ 6	220	0	0	0	88,6564	220	-100	100	0	220	-51,809	0
Нагр	59	В Хани	220	0	0	0	0	0	0	0	0	230,2336	- 52,2744	4,651621

Таблица - Токовая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	I_dop_расч_ДДТН	I/I_dop_ДДТН
1	4	ЗГЭС 220 - Призейская ВН	256,59	281,22	ВН	801	35,1
4	9	Призейская ВН - Тутаул ВН	431,56	430,67	ВН	801	53,9
9	10	Тутаул ВН - Дипкун ВН	428,73	427,18	ВН	801	53,5
10	11	Дипкун ВН - Тында ВН	425,49	417,47	ВН	710	59,9
11	16	Тында ВН - ПП Нагорный	262,19	265,32	ВН	801	33,1
16	17	ПП Нагорный - НГРЭС ВН	265,47	268,91	ВН	788	34,1
11	17	Тында ВН - НГРЭС ВН	285,77	291,78	ВН	801	36,4
11	19	Тында ВН - Хорогочи ВН	432,27	421,13	ВН	801	54,0
19	24	Хорогочи ВН - Лопча ВН	417,35	401,39	ВН	801	52,1
11	24	Тында ВН - Лопча ВН	445,27	420,10	ВН	908	49,0
24	29	Лопча ВН - Юктали ВН	685,62	685,87	ВН	801	85,6
29	34	Юктали ВН - Отпайка на Олекму	676,89	670,05	ВН	801	84,5
34	35	Отпайка на Олекму - Хани ВН	666,59	660,44	ВН	801	83,2
24	59	Лопча ВН -	98,48	0,00	ВН	914	10,8
35	40	Хани ВН - Чара ВН	328,92	308,59	ВН	710	46,3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет послеаварийного режима, разработанных вариантов

1 Вариант

Продолжение таблицы – Токовая загрузка ЛЭП

35	40	Хани ВН - Чара ВН	332,82	312,03	ВН	914	36,4
40	46	Чара ВН - Удоканский ГМК	106,73	101,22	ВН	710	15,0
40	46	Чара ВН - Удоканский ГМК	106,73	101,22	ВН	710	15,0
40	51	Чара ВН - Блуждающий ВН	207,45	203,14	ВН	710	29,2
40	51	Чара ВН - Блуждающий ВН	207,45	203,14	ВН	710	29,2

Таблица - Потери

№п-н	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	220	91,18	90,13	88,01	2,12	1,05		1,05	
4	16	0,05				0,05		0,05	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
 Расчет установившегося режима, разработанных вариантов
 2 Вариант

Таблица - Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
Нагр	1	ЗГЭС 220	220	0	1	278,5	65,1	0	0	0	0	0	0	235,5	-4,6
База	2	ЗГЭС ГА1	15,75	0	4	0	0	178,797	75,50454	15,8	-250	250	0	15,8	0,0
Ген	3	ЗГЭС ГА2	15,75	0	4	0	0	225	78,71238	15,8	-250	250	0	15,8	1,2
Ген+	4	Призейская ВН	220	0	1	26,8	0	100	-5	230	-100	-5	0	209,0	-14,8
Нагр	5	Призейская Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	186,0	-16,0
Нагр	6	Призейская Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	186,0	-16,0
Нагр	7	Призейская СН	35	0	3	3,6	0,6	0	0	0	0	0	26986	33,5	-15,9
Нагр	8	Призейская НН	10	0	5	3,6	0,6	0	0	0	0	0	0	8,9	-16,4
Нагр	9	Тугаул ВН	220	0	1	0,6	0,1	0	0	0	0	0	0	202,1	-25,2
Нагр	10	Дипкун ВН	220	0	1	0,6	0,1	0	0	0	0	0	0	200,3	-31,1
Ген+	11	Тында ВН	220	0	1	18,5	56,2	0	-5	230	-100	-5	0	202,7	-47,0
Нагр	12	Тында Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	199,8	-48,5
Нагр	13	Тында Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	199,8	-48,5
Нагр	14	Тында СН	110	0	2	38,1	18,5	0	0	0	0	0	0	105,1	-48,5
Нагр	15	Тында НН	35	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	33,4	-48,5
Нагр	16	ПП Нагорный	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	206,0	-42,6
Нагр	17	НГРЭС ВН	220	0	1	128,4	114,4	100	0	0	0	0	0	207,7	-38,5
Ген	18	НГРЭС БЗ	15,75	0	4	0	0	180	122,9692	15,8	-250	250	0	15,8	-32,4
Нагр	19	Хорогочи ВН	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	209,9	-52,9
Нагр	20	Хорогочи Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	207,5	-53,6

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима, разработанных вариантов

2 Вариант

Продолжение таблицы - Узлы

Нагр	21	Хорогочи Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	207,5	-53,6
Нагр	22	Хорогочи СН	35	0	3	2,1	1,8	0	0	0	0	0	0	31,9	-53,6
Нагр	23	Хорогочи НН	10	0	5	2,1	1,8	0	0	0	0	0	0	9,9	-53,8
Нагр	24	Лопча ВН	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,0	-59,0
Нагр	25	Лопча Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	217,8	-59,3
Нагр	26	Лопча Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	217,8	-59,3
Нагр	27	Лопча СН	35	0	3	0,8	1,8	0	0	0	0	0	0	33,8	-59,3
Нагр	28	Лопча НН	35	0	3	0,8	1,8	0	0	0	0	0	0	34,5	-59,3
Нагр	29	Юктали ВН	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	218,6	-67,9
Нагр	30	Юктали Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	215,4	-68,5
Нагр	31	Юктали Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	215,4	-68,5
Нагр	32	Юктали СН	35	0	3	2	2,5	0	0	0	0	0	0	33,4	-68,5
Нагр	33	Юктали НН	10	0	5	2	2,5	0	0	0	0	0	0	10,3	-68,7
Нагр	34	Отпайка на Олекму	220	0	1	2,2	2,4	0	0	0	0	0	0	218,8	-72,9
Нагр	35	Хани ВН	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	219,1	-75,6
Нагр	36	Хани Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	213,1	-76,3
Нагр	37	Хани Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	213,1	-76,3
Нагр	38	Хани СН	35	0	3	2,1	0,7	0	0	0	0	0	0	35,6	-76,3
Нагр	39	Хани НН	10	0	5	2,1	0,7	0	0	0	0	0	81819	9,7	-76,4
Нагр	40	Чара ВН	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	219,9	-82,5
Нагр	41	Чара Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	216,5	-83,2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима, разработанных вариантов

2 Вариант

Продолжение таблицы - Узлы

Нагр	42	Чара Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	216,5	-83,2
Нагр	43	Чара 110	110	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	103,7	-83,2
Нагр	44	Чара 35	35	0	4	11,6	5,1	0	0	0	0	0	0	35,1	-84,5
Нагр	45	Чара 10	10	0	5	0	0	0	0	0	0	0	81819	9,9	-84,5
Нагр	46	Удоканский ГМК	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,1	-82,8
Нагр	47	Удоканский ГМК Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	215,5	-85,5
Нагр	48	Удоканский ГМК Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	215,5	-85,5
Нагр	49	Удоканский ГМК СН	35	0	3	50	20	0	0	0	0	0	0	35,3	-85,4
Нагр	50	Удоканский ГМК НН	10	0	5	0,5	0,2	0	0	0	0	0	0	10,3	-85,5
Нагр	51	Блуждающий ВН	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,0	-83,7
Нагр	52	Блуждающий НН	10	0	5	140	40	0	0	0	0	0	0	9,6	-88,2
Ген	53	Блуждающий УШР	220	0	1	0	0	0	-106,028	220	-200	0	0	220,0	-83,7
Нагр	54	Блуждающий БСК	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	-4000	220,1	-83,7
Ген	55	Лопча УШР	220	0	1	0	0	0	-62,6397	220	-200	0	0	220,0	-59,0
Нагр	56	Лопча БСК	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	-4000	220,1	-59,0
Ген	57	Удоканский УШР	220	0	0	0	0	0	-156,105	220	-200	0	0	220,0	-82,8
Нагр	58	Удоканский БСК	220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4000	220,2	-82,8

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима, разработанных вариантов

2 Вариант

Таблица - Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	1	3	ЗГЭС 220 - ЗГЭС ГА2	0,53	25,67	4,6	0,065	224,39	53,77	565,78	0,00
Тр-р	1	2	ЗГЭС 220 - ЗГЭС ГА1	0,53	25,67	4,6	0,065	178,36	58,88	460,56	0,00
ЛЭП	1	4	ЗГЭС 220 - Призейская ВН	17,65	78,95	-486,2	0	-124,02	-47,69	348,32	43,49
Тр-р	4	5	Призейская ВН - Призейская Н1	6,83	268,94	4,2	1	-3,71	-17,94	50,63	0,00
Тр-р	4	6	Призейская ВН - Призейская Н2	6,83	268,94	4,2	1	-3,71	-17,94	50,63	0,00
Тр-р	5	8	Призейская Н1 - Призейская НН	3,58	130,98	0	0,048	-1,80	-0,31	5,66	0,00
Тр-р	6	8	Призейская Н2 - Призейская НН	3,58	130,98	0	0,048	-1,80	-0,31	5,66	0,00
Тр-р	5	7	Призейская Н1 - Призейская СН	4,25	0	0	0,18	-1,83	-15,42	48,20	0,00
Тр-р	6	7	Призейская Н2 - Призейская СН	4,25	0	0	0,18	-1,83	-15,42	48,20	0,00
ЛЭП	4	9	Призейская ВН - Тутаул ВН	9,41	42,32	-261,3	0	-183,13	-3,98	506,12	63,19
ЛЭП	9	10	Тутаул ВН - Дипкун ВН	5,21	23,29	-143,6	0	-175,13	17,48	502,80	62,77
ЛЭП	10	11	Дипкун ВН - Тында ВН	14,18	63,36	-390,6	0	-170,74	29,15	499,21	70,31
Тр-р	11	12	Тында ВН - Тында Н1	1,15	58,36	2,1	1	-19,05	-9,98	61,26	0,00
Тр-р	11	13	Тында ВН - Тында Н2	1,15	58,36	2,1	1	-19,05	-9,98	61,26	0,00
Тр-р	12	14	Тында Н1 - Тында СН	0,68	0	0	0,526	-19,04	-9,23	61,14	0,00
Тр-р	13	14	Тында Н2 - Тында СН	0,68	0	0	0,526	-19,04	-9,23	61,14	0,00
Тр-р	12	15	Тында Н1 - Тында НН	6	229,65	0	0,167	0,00	0,00	0,00	0,00
Тр-р	13	15	Тында Н2 - Тында НН	6	229,65	0	0,167	0,00	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	11	16	Тында ВН - ПП Нагорный	10,22	45,65	-281,5	0	69,93	1,87	199,82	24,95
ЛЭП	16	17	ПП Нагорный - НГРЭС ВН	9,11	40,71	-251	0	71,19	-4,44	202,98	25,76

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима, разработанных вариантов

2 Вариант

Продолжение таблицы - Ветви

ЛЭП	11	17	Тында ВН - НГРЭС ВН	17,66	78,94	-486,7	0	76,09	0,01	220,01	27,47
Тр-р	17	18	НГРЭС ВН - НГРЭС БЗ	0,65	28,06	24,8	0,071	179,36	94,98	564,13	0,00
ЛЭП	11	19	Тында ВН - Хорогочи ВН	7,15	31,94	-196,9	0	-122,31	69,98	401,34	50,10
Тр-р	19	20	Хорогочи ВН - Хорогочи Н1	6,9	269,47	2,8	1	-2,13	-1,98	7,99	0,00
Тр-р	19	21	Хорогочи ВН - Хорогочи Н2	6,9	269,47	2,8	1	-2,13	-1,98	7,99	0,00
Тр-р	20	22	Хорогочи Н1 - Хорогочи СН	4,53	0	0	0,154	-1,05	-0,90	3,85	0,00
Тр-р	21	22	Хорогочи Н2 - Хорогочи СН	4,53	0	0	0,154	-1,05	-0,90	3,85	0,00
Тр-р	20	23	Хорогочи Н1 - Хорогочи НН	4,36	130,45	0	0,048	-1,05	-0,91	3,86	0,00
Тр-р	21	23	Хорогочи Н2 - Хорогочи НН	4,36	130,45	0	0,048	-1,05	-0,91	3,86	0,00
ЛЭП	19	24	Хорогочи ВН - Лопча ВН	8,36	37,37	-230,4	0	-114,98	80,58	386,18	48,21
ЛЭП	11	24	Тында ВН - Лопча ВН	11,68	67,2	-432,2	0	-127,94	68,75	413,66	45,56
Тр-р	24	25	Лопча ВН - Лопча Н1	6,83	269,68	4,2	1	-0,84	-2,03	5,76	0,00
Тр-р	24	26	Лопча ВН - Лопча Н2	6,83	269,68	4,2	1	-0,84	-2,03	5,76	0,00
Тр-р	25	27	Лопча Н1 - Лопча СН	4,25	0	0	0,155	-0,40	-0,90	2,61	0,00
Тр-р	26	27	Лопча Н2 - Лопча СН	4,25	0	0	0,155	-0,40	-0,90	2,61	0,00
Тр-р	25	28	Лопча Н1 - Лопча НН	3,58	134,47	0	0,159	-0,40	-0,90	2,62	0,00
Тр-р	26	28	Лопча Н2 - Лопча НН	3,58	134,47	0	0,159	-0,40	-0,90	2,62	0,00
ЛЭП	24	29	Лопча ВН - Юктали ВН	14,02	62,66	-386,3	0	-115,88	21,19	309,12	38,59
Тр-р	29	30	Юктали ВН - Юктали Н1	6,75	270,53	4,2	1	-2,04	-2,77	9,09	0,00
Тр-р	29	31	Юктали ВН - Юктали Н2	6,75	270,53	4,2	1	-2,04	-2,77	9,09	0,00
Тр-р	30	32	Юктали Н1 - Юктали СН	4,25	0	0	0,155	-1,00	-1,25	4,29	0,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима, разработанных вариантов

2 Вариант

Продолжение таблицы - Ветви

Тр-р	31	32	Юктали Н2 - Юктали СН	4,25	0	0	0,155	-1,00	-1,25	4,29	0,00
Тр-р	30	33	Юктали Н1 - Юктали НН	3,58	131,51	0	0,048	-1,00	-1,26	4,31	0,00
Тр-р	31	33	Юктали Н2 - Юктали НН	3,58	131,51	0	0,048	-1,00	-1,26	4,31	0,00
ЛЭП	29	34	Юктали ВН - Отпайка на Олекму	8,22	36,75	-226,6	0	-107,86	25,70	292,81	36,56
ЛЭП	34	35	Отпайка на Олекму - Хани ВН	4,69	20,96	-129,2	0	-103,59	26,53	282,16	35,23
ЛЭП	24	35	Лопча ВН - Хани ВН	20,48	117,84	-757,8	0	-116,35	19,82	309,70	33,88
Тр-р	35	36	Хани ВН - Хани Н1	6,83	275,08	4,2	1	-2,15	-4,94	14,21	0,00
Тр-р	35	37	Хани ВН - Хани Н2	6,83	275,08	4,2	1	-2,15	-4,94	14,21	0,00
Тр-р	36	38	Хани Н1 - Хани СН	4,25	0	0	0,167	-1,05	-0,35	3,00	0,00
Тр-р	37	38	Хани Н2 - Хани СН	4,25	0	0	0,167	-1,05	-0,35	3,00	0,00
Тр-р	36	39	Хани Н1 - Хани НН	3,58	133,31	0	0,046	-1,05	-4,24	11,83	0,00
Тр-р	37	39	Хани Н2 - Хани НН	3,58	133,31	0	0,046	-1,05	-4,24	11,83	0,00
ЛЭП	35	40	Хани ВН - Чара ВН	9,48	54,52	-350,6	0	-104,23	23,35	281,50	39,65
ЛЭП	35	40	Хани ВН - Чара ВН	11,95	53,39	-329,2	0	-104,58	28,06	285,35	31,22
Тр-р	40	41	Чара ВН - Чара Н1	1,55	102,43	2,5	1	-5,87	-7,40	24,80	0,00
Тр-р	40	42	Чара ВН - Чара Н2	1,55	102,43	2,5	1	-5,87	-7,40	24,80	0,00
Тр-р	41	43	Чара Н1 - Чара 110	1,12	0	0	0,479	0,00	0,00	0,00	0,00
Тр-р	42	43	Чара Н2 - Чара 110	1,12	0	0	0,479	0,00	0,00	0,00	0,00
Тр-р	41	44	Чара Н1 - Чара 35	6,58	186,71	0	0,167	-5,84	-7,09	24,50	0,00
Тр-р	42	44	Чара Н2 - Чара 35	6,58	186,71	0	0,167	-5,84	-7,09	24,50	0,00
Тр-р	44	45	Чара 35 - Чара 10	0,12	2,74	118,9	0,285	-0,02	-4,21	69,16	0,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима, разработанных вариантов

2 Вариант

Продолжение таблицы - Ветви

Тр-р	44	45	Чара 35 - Чара 10	0,12	2,74	118,9	0,285	-0,02	-4,21	69,16	0,00
ЛЭП	40	46	Чара ВН - Удоканский ГМК	1,53	8,82	-56,7	0	-25,36	9,87	71,45	10,06
ЛЭП	40	46	Чара ВН - Удоканский ГМК	1,53	8,82	-56,7	0	-25,36	9,87	71,45	10,06
Тр-р	46	47	Удоканский ГМК - Удоканский ГМК Н1	1,68	87,56	1,5	1	-25,34	-11,57	73,08	0,00
Тр-р	46	48	Удоканский ГМК - Удоканский ГМК Н2	1,68	87,56	1,5	1	-25,34	-11,57	73,08	0,00
Тр-р	47	49	Удоканский ГМК Н1 - Удоканский ГМК СН	0,99	0	0	0,164	-25,02	-10,00	72,16	0,00
Тр-р	48	49	Удоканский ГМК Н2 - Удоканский ГМК СН	0,99	0	0	0,164	-25,02	-10,00	72,16	0,00
Тр-р	47	50	Удоканский ГМК Н1 - Удоканский ГМК НН	1,28	58,91	0	0,048	-0,25	-0,10	0,72	0,00
Тр-р	48	50	Удоканский ГМК Н2 - Удоканский ГМК НН	1,28	58,91	0	0,048	-0,25	-0,10	0,72	0,00
ЛЭП	40	51	Чара ВН - Блуждающий ВН	2,88	12,87	-79,4	0	-70,66	19,47	192,44	27,10
ЛЭП	40	51	Чара ВН - Блуждающий ВН	2,88	12,87	-79,4	0	-70,66	19,47	192,44	27,10
Тр-р	51	52	Блуждающий ВН - Блуждающий НН	2,9	80,5	8,1	0,045	-46,90	-17,88	131,69	0,00
Тр-р	51	52	Блуждающий ВН - Блуждающий НН	2,9	80,5	8,1	0,045	-46,90	-17,88	131,69	0,00
Тр-р	51	52	Блуждающий ВН - Блуждающий НН	2,9	80,5	8,1	0,045	-46,90	-17,88	131,69	0,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима, разработанных вариантов

2 Вариант

Продолжение таблицы - Ветви

Выкл	51	53	Блуждающий ВН - Блуждающий УШР	0	0	0	0	0,00	-106,05	278,25	0,00
Выкл	51	54	Блуждающий ВН - Блуждающий БСК	0	0	0	0	0,00	193,76	508,37	0,00
Выкл	24	55	Лопча ВН - Лопча УШР	0	0	0	0	0,00	-62,65	164,39	0,00
Выкл	24	56	Лопча ВН - Лопча БСК	0	0	0	0	0,00	193,72	508,33	0,00
Выкл	46	57	Удоканский ГМК - Удоканский УШР	0	0	0	0	0,00	-156,15	409,67	0,00
Выкл	46	58	Удоканский ГМК - Удоканский БСК	0	0	0	0	0,00	193,80	508,42	0,00

Таблица - Токовая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_расч_ДЦТН	I/I_dop_ДЦТН
1	4	ЗГЭС 220 - Призейская ВН	325,8	348,3	ВН	801	43,49
4	9	Призейская ВН - Тутаул ВН	506,1	505,0	ВН	801	63,19
9	10	Тутаул ВН - Дипкун ВН	502,8	500,6	ВН	801	62,77
10	11	Дипкун ВН - Тында ВН	499,2	487,4	ВН	710	70,31
11	16	Тында ВН - ПП Нагорный	199,2	199,8	ВН	801	24,95
16	17	ПП Нагорный - НГРЭС ВН	199,9	203,0	ВН	788	25,76
11	17	Тында ВН - НГРЭС ВН	216,7	220,0	ВН	801	27,47

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима, разработанных вариантов

2 Вариант

Продолжение таблицы - Токовая нагрузка ЛЭП

11	19	Тында ВН - Хорогочи ВН	401,3	389,2	ВН	801	50,10
19	24	Хорогочи ВН - Лопча ВН	386,2	369,2	ВН	801	48,21
11	24	Тында ВН - Лопча ВН	413,7	386,4	ВН	908	45,56
24	29	Лопча ВН - Юктали ВН	309,1	300,4	ВН	801	38,59
29	34	Юктали ВН - Отпайка на Олекму	292,8	286,3	ВН	801	36,56
34	35	Отпайка на Олекму - Хани ВН	282,2	278,2	ВН	801	35,23
24	35	Лопча ВН - Хани ВН	309,7	294,7	ВН	914	33,88
35	40	Хани ВН - Чара ВН	281,5	272,5	ВН	710	39,65
35	40	Хани ВН - Чара ВН	285,3	275,0	ВН	914	31,22
40	46	Чара ВН - Удоканский ГМК	71,5	69,2	ВН	710	10,06
40	46	Чара ВН - Удоканский ГМК	71,5	69,2	ВН	710	10,06
40	51	Чара ВН - Блуждающий ВН	192,4	189,9	ВН	710	27,10
40	51	Чара ВН - Блуждающий ВН	192,4	189,9	ВН	710	27,10

Таблица - Потери

№-н	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр- р	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима, разработанных вариантов

2 Вариант

Продолжение таблицы - Потери

1	220	67,06	66	63,74	2,26	1,06		1,06	
4	16	0,05				0,05		0,05	

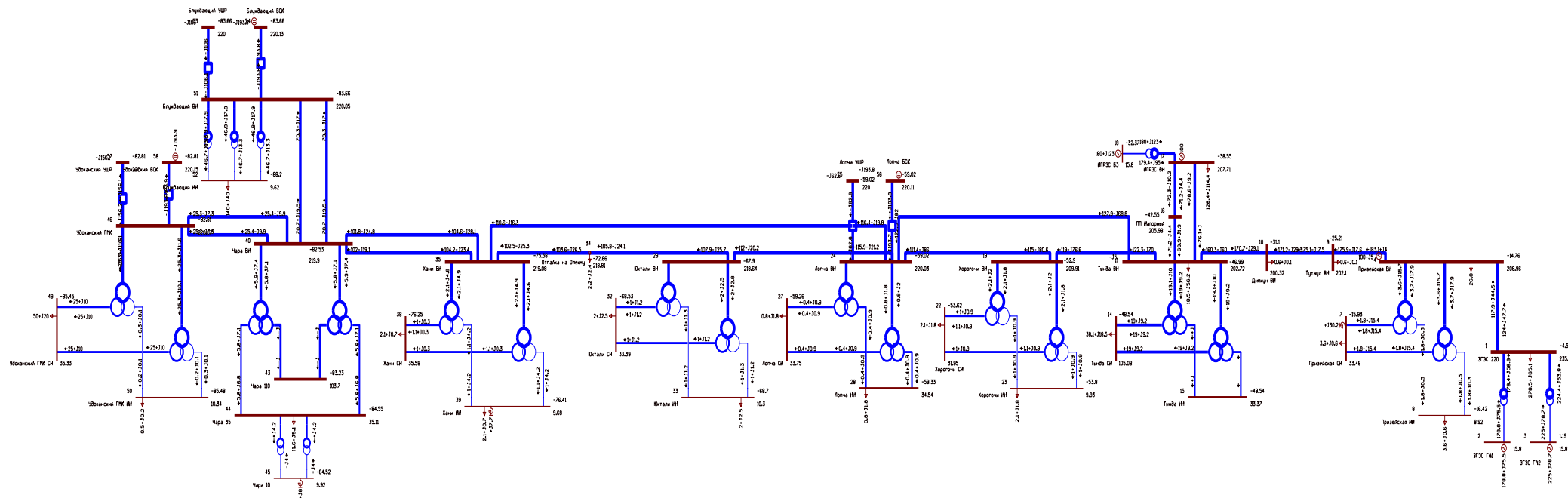


Рисунок – Граф расчета установившегося режима 2 варианта

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет послеаварийного режима, разработанных вариантов

2 Вариант

Таблица - Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
Нагр	1	ЗГЭС 220	220	1	278,5	65,1	0	0	0	0	0	0	236,8	-3,2
База	2	ЗГЭС ГА1	15,75	4	0	0	128,2848	60,67892	15,8	-250	250	0	15,8	0,0
Ген	3	ЗГЭС ГА2	15,75	4	0	0	225	66,26135	15,8	-250	250	0	15,8	2,5
Ген+	4	Призейская ВН	220	1	26,8	0	100	-5	230	-100	-5	0	218,2	-8,9
Нагр	5	Призейская Н1	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	194,4	-10,1
Нагр	6	Призейская Н2	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	194,4	-10,1
Нагр	7	Призейская СН	35	3	3,6	0,6	0	0	0	0	0	26986	35,0	-10,0
Нагр	8	Призейская НН	10	5	3,6	0,6	0	0	0	0	0	0	9,3	-10,4
Нагр	9	Тутаул ВН	220	1	0,6	0,1	0	0	0	0	0	0	212,8	-16,0
Нагр	10	Дипкун ВН	220	1	0,6	0,1	0	0	0	0	0	0	210,2	-20,0
Ген+	11	Тында ВН	220	1	18,5	56,2	0	-5	230	-100	-5	0	205,0	-31,0
Нагр	12	Тында Н1	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	202,2	-32,6
Нагр	13	Тында Н2	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	202,2	-32,6
Нагр	14	Тында СН	110	2	38,1	18,5	0	0	0	0	0	0	106,3	-32,6
Нагр	15	Тында НН	35	3	0	0	0	0	0	0	0	0	33,8	-32,6
Нагр	16	ПП Нагорный	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	207,1	-24,5
Нагр	17	НГРЭС ВН	220	1	128,4	114,4	170	0	0	0	0	0	208,9	-18,7
Ген	18	НГРЭС БЗ	15,75	4	0	0	180	113,3826	15,8	-250	250	0	15,8	-12,6
Нагр	19	Хорогочи ВН	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	210,9	-37,4
Нагр	20	Хорогочи Н1	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	208,5	-38,1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет послеаварийного режима, разработанных вариантов

2 Вариант

Продолжение таблицы - Узлы

Нарп	21	Хорогочи Н2	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	208,5	-38,1
Нарп	22	Хорогочи СН	35	3	2,1	1,8	0	0	0	0	0	0	32,1	-38,1
Нарп	23	Хорогочи НН	10	5	2,1	1,8	0	0	0	0	0	0	10,0	-38,3
Нарп	24	Лопча ВН	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,0	-44,1
Нарп	25	Лопча Н1	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	217,8	-44,3
Нарп	26	Лопча Н2	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	217,8	-44,3
Нарп	27	Лопча СН	35	3	0,8	1,8	0	0	0	0	0	0	33,8	-44,3
Нарп	28	Лопча НН	35	3	0,8	1,8	0	0	0	0	0	0	34,5	-44,4
Нарп	29	Юктали ВН	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	203,1	-64,5
Нарп	30	Юктали Н1	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	199,6	-65,2
Нарп	31	Юктали Н2	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	199,6	-65,2
Нарп	32	Юктали СН	35	3	2	2,5	0	0	0	0	0	0	30,9	-65,2
Нарп	33	Юктали НН	10	5	2	2,5	0	0	0	0	0	0	9,5	-65,4
Нарп	34	Отпайка на Олекму	220	1	2,2	2,4	0	0	0	0	0	0	204,8	-76,8
Нарп	35	Хани ВН	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	209,5	-83,6
Нарп	36	Хани Н1	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	203,6	-84,3
Нарп	37	Хани Н2	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	203,6	-84,3
Нарп	38	Хани СН	35	3	2,1	0,7	0	0	0	0	0	0	34,0	-84,3
Нарп	39	Хани НН	10	5	2,1	0,7	0	0	0	0	0	81819	9,2	-84,5
Нарп	40	Чара ВН	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	219,0	-91,3
Нарп	41	Чара Н1	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	215,6	-92,1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет послеаварийного режима, разработанных вариантов

2 Вариант

Продолжение таблицы - Узлы

Нагр	42	Чара Н2	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	215,6	-92,1
Нагр	43	Чара 110	110	2	0	0	0	0	0	0	0	0	103,3	-92,1
Нагр	44	Чара 35	35	4	11,6	5,1	0	0	0	0	0	0	35,0	-93,4
Нагр	45	Чара 10	10	5	0	0	0	0	0	0	0	81819	9,9	-93,4
Нагр	46	Удоканский ГМК	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,0	-91,7
Нагр	47	Удоканский ГМК Н1	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	215,5	-94,3
Нагр	48	Удоканский ГМК Н2	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	215,5	-94,3
Нагр	49	Удоканский ГМК СН	35	3	50	20	0	0	0	0	0	0	35,3	-94,3
Нагр	50	Удоканский ГМК НН	10	5	0,5	0,2	0	0	0	0	0	0	10,3	-94,3
Нагр	51	Блуждающий ВН	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,0	-92,5
Нагр	52	Блуждающий НН	10	5	140	40	0	0	0	0	0	0	9,6	-97,1
Ген	53	Блуждающий УШР	220	1	0	0	0	-75,6848	220	-200	0	0	220,0	-92,5
Нагр	54	Блуждающий БСК	220	1	0	0	0	0	0	0	0	-4000	220,1	-92,5
Ген	55	Лопча УШР	220	1	0	0	0	-26,3605	220	-100	0	0	220,0	-44,1
Нагр	56	Лопча БСК	220	1	0	0	0	0	0	0	0	-4000	220,1	-44,1
Ген	57	Удоканский УШР	220	0	0	0	0	-112,301	220	-200	0	0	220,0	-91,7
Нагр	58	Удоканский БСК	220	0	0	0	0	0	0	0	0	-4000	220,1	-91,7
Нагр	59	В на Хани	220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	230,3	-44,6

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет послеаварийного режима, разработанных вариантов

2 Вариант

Таблица - Ветви

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
0	Тр-р	1	3	ЗГЭС 220 - ЗГЭС ГА2	0,53	25,67	4,6	0,065	224,4	42,1	556,7	0,0
0	Тр-р	1	2	ЗГЭС 220 - ЗГЭС ГА1	0,53	25,67	4,6	0,065	128,0	51,7	336,6	0,0
0	ЛЭП	1	4	ЗГЭС 220 - Призейская ВН	17,65	78,95	-486,2	0	-73,9	-28,7	221,9	27,7
0	Тр-р	4	5	Призейская ВН - Призейская Н1	6,83	268,94	4,2	1	-3,7	-19,5	52,5	0,0
0	Тр-р	4	6	Призейская ВН - Призейская Н2	6,83	268,94	4,2	1	-3,7	-19,5	52,5	0,0
0	Тр-р	5	8	Призейская Н1 - Призейская НН	3,58	130,98	0	0,048	-1,8	-0,3	5,4	0,0
0	Тр-р	6	8	Призейская Н2 - Призейская НН	3,58	130,98	0	0,048	-1,8	-0,3	5,4	0,0
0	Тр-р	5	7	Призейская Н1 - Призейская СН	4,25	0	0	0,18	-1,8	-16,8	50,2	0,0
0	Тр-р	6	7	Призейская Н2 - Призейская СН	4,25	0	0	0,18	-1,8	-16,8	50,2	0,0
0	ЛЭП	4	9	Призейская ВН - Тутаул ВН	9,41	42,32	-261,3	0	-137,4	0,3	363,4	45,4
0	ЛЭП	9	10	Тутаул ВН - Дипкун ВН	5,21	23,29	-143,6	0	-133,0	5,1	361,2	45,1
0	ЛЭП	10	11	Дипкун ВН - Тында ВН	14,18	63,36	-390,6	0	-130,4	7,9	358,7	50,5
0	Тр-р	11	12	Тында ВН - Тында Н1	1,15	58,36	2,1	1	-19,1	-10,0	60,7	0,0
0	Тр-р	11	13	Тында ВН - Тында Н2	1,15	58,36	2,1	1	-19,1	-10,0	60,7	0,0
0	Тр-р	12	14	Тында Н1 - Тында СН	0,68	0	0	0,526	-19,1	-9,2	60,5	0,0
0	Тр-р	13	14	Тында Н2 - Тында СН	0,68	0	0	0,526	-19,1	-9,2	60,5	0,0
0	Тр-р	12	15	Тында Н1 - Тында НН	6	229,65	0	0,167	0,0	0,0	0,0	0,0
0	Тр-р	13	15	Тында Н2 - Тында НН	6	229,65	0	0,167	0,0	0,0	0,0	0,0
0	ЛЭП	11	16	Тында ВН - ПП Нагорный	10,22	45,65	-281,5	0	100,9	-13,4	291,2	36,4
0	ЛЭП	16	17	ПП Нагорный - НГРЭС ВН	9,11	40,71	-251	0	103,5	-13,9	295,2	37,5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет послеаварийного режима, разработанных вариантов

2 Вариант

Продолжение таблицы - Ветви

0	ЛЭП	11	17	Тында ВН - НГРЭС ВН	17,66	78,94	-486,7	0	109,8	-16,7	320,4	40,0
0	Тр-р	17	18	НГРЭС ВН - НГРЭС БЗ	0,65	28,06	24,8	0,071	179,4	86,7	550,6	0,0
0	ЛЭП	11	19	Тында ВН - Хорогочи ВН	7,15	31,94	-196,9	0	-136,6	64,4	425,3	53,1
0	Тр-р	19	20	Хорогочи ВН - Хорогочи Н1	6,9	269,47	2,8	1	-2,1	-2,0	8,0	0,0
0	Тр-р	19	21	Хорогочи ВН - Хорогочи Н2	6,9	269,47	2,8	1	-2,1	-2,0	8,0	0,0
0	Тр-р	20	22	Хорогочи Н1 - Хорогочи СН	4,53	0	0	0,154	-1,1	-0,9	3,8	0,0
0	Тр-р	21	22	Хорогочи Н2 - Хорогочи СН	4,53	0	0	0,154	-1,1	-0,9	3,8	0,0
0	Тр-р	20	23	Хорогочи Н1 - Хорогочи НН	4,36	130,45	0	0,048	-1,1	-0,9	3,8	0,0
0	Тр-р	21	23	Хорогочи Н2 - Хорогочи НН	4,36	130,45	0	0,048	-1,1	-0,9	3,8	0,0
0	ЛЭП	19	24	Хорогочи ВН - Лопча ВН	8,36	37,37	-230,4	0	-128,6	76,7	409,9	51,2
0	ЛЭП	11	24	Тында ВН - Лопча ВН	11,68	67,2	-432,2	0	-142,3	62,3	437,5	48,2
0	Тр-р	24	25	Лопча ВН - Лопча Н1	6,83	269,68	4,2	1	-0,8	-2,0	5,8	0,0
0	Тр-р	24	26	Лопча ВН - Лопча Н2	6,83	269,68	4,2	1	-0,8	-2,0	5,8	0,0
0	Тр-р	25	27	Лопча Н1 - Лопча СН	4,25	0	0	0,155	-0,4	-0,9	2,6	0,0
0	Тр-р	26	27	Лопча Н2 - Лопча СН	4,25	0	0	0,155	-0,4	-0,9	2,6	0,0
0	Тр-р	25	28	Лопча Н1 - Лопча НН	3,58	134,47	0	0,159	-0,4	-0,9	2,6	0,0
0	Тр-р	26	28	Лопча Н2 - Лопча НН	3,58	134,47	0	0,159	-0,4	-0,9	2,6	0,0
0	ЛЭП	24	29	Лопча ВН - Юктали ВН	14,02	62,66	-386,3	0	-258,6	-36,9	685,7	85,6
0	Тр-р	29	30	Юктали ВН - Юктали Н1	6,75	270,53	4,2	1	-2,0	-2,8	9,7	0,0
0	Тр-р	29	31	Юктали ВН - Юктали Н2	6,75	270,53	4,2	1	-2,0	-2,8	9,7	0,0
0	Тр-р	30	32	Юктали Н1 - Юктали СН	4,25	0	0	0,155	-1,0	-1,2	4,6	0,0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет послеаварийного режима, разработанных вариантов

2 Вариант

Продолжение таблицы - Ветви

0	Тр-р	31	32	Юктали Н2 - Юктали СН	4,25	0	0	0,155	-1,0	-1,2	4,6	0,0
0	Тр-р	30	33	Юктали Н1 - Юктали НН	3,58	131,51	0	0,048	-1,0	-1,3	4,7	0,0
0	Тр-р	31	33	Юктали Н2 - Юктали НН	3,58	131,51	0	0,048	-1,0	-1,3	4,7	0,0
0	ЛЭП	29	34	Юктали ВН - Отпайка на Олекму	8,22	36,75	-226,6	0	-234,5	40,6	676,7	84,5
0	ЛЭП	34	35	Отпайка на Олекму - Хани ВН	4,69	20,96	-129,2	0	-221,1	83,7	666,4	83,2
0	ЛЭП	24	59	Лопча ВН - В на Хани	20,48	117,84	-757,8	0	-0,2	37,5	98,5	10,8
0	Тр-р	35	36	Хани ВН - Хани Н1	6,83	275,08	4,2	1	-2,1	-4,6	14,0	0,0
0	Тр-р	35	37	Хани ВН - Хани Н2	6,83	275,08	4,2	1	-2,1	-4,6	14,0	0,0
0	Тр-р	36	38	Хани Н1 - Хани СН	4,25	0	0	0,167	-1,1	-0,3	3,1	0,0
0	Тр-р	37	38	Хани Н2 - Хани СН	4,25	0	0	0,167	-1,1	-0,3	3,1	0,0
0	Тр-р	36	39	Хани Н1 - Хани НН	3,58	133,31	0	0,046	-1,1	-3,9	11,5	0,0
0	Тр-р	37	39	Хани Н2 - Хани НН	3,58	133,31	0	0,046	-1,1	-3,9	11,5	0,0
0	ЛЭП	35	40	Хани ВН - Чара ВН	9,48	54,52	-350,6	0	-105,9	54,9	328,8	46,3
0	ЛЭП	35	40	Хани ВН - Чара ВН	11,95	53,39	-329,2	0	-104,7	60,1	332,7	36,4
0	Тр-р	40	41	Чара ВН - Чара Н1	1,55	102,43	2,5	1	-5,9	-7,4	24,8	0,0
0	Тр-р	40	42	Чара ВН - Чара Н2	1,55	102,43	2,5	1	-5,9	-7,4	24,8	0,0
0	Тр-р	41	43	Чара Н1 - Чара 110	1,12	0	0	0,479	0,0	0,0	0,0	0,0
0	Тр-р	42	43	Чара Н2 - Чара 110	1,12	0	0	0,479	0,0	0,0	0,0	0,0
0	Тр-р	41	44	Чара Н1 - Чара 35	6,58	186,71	0	0,167	-5,8	-7,1	24,5	0,0
0	Тр-р	42	44	Чара Н2 - Чара 35	6,58	186,71	0	0,167	-5,8	-7,1	24,5	0,0
0	Тр-р	44	45	Чара 35 - Чара 10	0,12	2,74	118,9	0,285	0,0	-4,2	68,9	0,0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет послеаварийного режима, разработанных вариантов

2 Вариант

Продолжение таблицы - Ветви

0	Тр-р	44	45	Чара 35 - Чара 10	0,12	2,74	118,9	0,285	0,0	-4,2	68,9	0,0
0	ЛЭП	40	46	Чара ВН - Удоканский ГМК	1,53	8,82	-56,7	0	-25,4	31,6	106,9	15,0
0	ЛЭП	40	46	Чара ВН - Удоканский ГМК	1,53	8,82	-56,7	0	-25,4	31,6	106,9	15,0
0	Тр-р	46	47	Удоканский ГМК - Удоканский ГМК Н1	1,68	87,56	1,5	1	-25,3	-11,6	73,1	0,0
0	Тр-р	46	48	Удоканский ГМК - Удоканский ГМК Н2	1,68	87,56	1,5	1	-25,3	-11,6	73,1	0,0
0	Тр-р	47	49	Удоканский ГМК Н1 - Удоканский ГМК СН	0,99	0	0	0,164	-25,0	-10,0	72,2	0,0
0	Тр-р	48	49	Удоканский ГМК Н2 - Удоканский ГМК СН	0,99	0	0	0,164	-25,0	-10,0	72,2	0,0
0	Тр-р	47	50	Удоканский ГМК Н1 - Удоканский ГМК НН	1,28	58,91	0	0,048	-0,3	-0,1	0,7	0,0
0	Тр-р	48	50	Удоканский ГМК Н2 - Удоканский ГМК НН	1,28	58,91	0	0,048	-0,3	-0,1	0,7	0,0
0	ЛЭП	40	51	Чара ВН - Блуждающий ВН	2,88	12,87	-79,4	0	-70,7	34,4	207,3	29,2
0	ЛЭП	40	51	Чара ВН - Блуждающий ВН	2,88	12,87	-79,4	0	-70,7	34,4	207,3	29,2
0	Тр-р	51	52	Блуждающий ВН - Блуждающий НН	2,9	80,5	8,1	0,045	-46,9	-17,9	131,7	0,0
0	Тр-р	51	52	Блуждающий ВН - Блуждающий НН	2,9	80,5	8,1	0,045	-46,9	-17,9	131,7	0,0
0	Тр-р	51	52	Блуждающий ВН - Блуждающий НН	2,9	80,5	8,1	0,045	-46,9	-17,9	131,7	0,0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет послеаварийного режима, разработанных вариантов

2 Вариант

Продолжение таблицы - Ветви

0	Выкл	51	53	Блуждающий ВН - Блуждающий УШР	0	0	0	0	0,0	-75,7	198,6	0,0
0	Выкл	51	54	Блуждающий ВН - Блуждающий БСК	0	0	0	0	0,0	193,7	508,3	0,0
0	Выкл	24	55	Лопча ВН - Лопча УШР	0	0	0	0	0,0	-26,4	69,2	0,0
0	Выкл	24	56	Лопча ВН - Лопча БСК	0	0	0	0	0,0	193,7	508,3	0,0
0	Выкл	46	57	Удоканский ГМК - Удоканский УШР	0	0	0	0	0,0	-112,3	294,7	0,0
0	Выкл	46	58	Удоканский ГМК - Удоканский БСК	0	0	0	0	0,0	193,8	508,4	0,0
1	Выкл	35	59	Хани ВН - В на Хани	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица - Токовая загрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	I _{доп_расч_ДДТН}	I/I _{доп_ДДТН}
24	29	Лопча ВН - Юктали ВН	685,4	685,7	ВН	801	85,60
29	34	Юктали ВН - Отпайка на Олекму	676,7	669,9	ВН	801	84,48
34	35	Отпайка на Олекму - Хани ВН	666,4	660,2	ВН	801	83,20
11	19	Тында ВН - Хорогочи ВН	425,3	414,6	ВН	801	53,10
19	24	Хорогочи ВН - Лопча ВН	409,9	394,5	ВН	801	51,17

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет послеаварийного режима, разработанных вариантов

2 Вариант

Продолжение таблицы – Токовая нагрузка ЛЭП

10	11	Дипкун ВН - Тында ВН	358,7	354,5	ВН	710	50,52
11	24	Тында ВН - Лопча ВН	437,5	413,4	ВН	908	48,19
35	40	Хани ВН - Чара ВН	328,8	308,5	ВН	710	46,31
4	9	Призейская ВН - Тутаул ВН	363,4	362,8	ВН	801	45,37
9	10	Тутаул ВН - Дипкун ВН	361,2	360,3	ВН	801	45,09
11	17	Тында ВН - НГРЭС ВН	312,7	320,4	ВН	801	40,00
16	17	ПП Нагорный - НГРЭС ВН	291,2	295,2	ВН	788	37,46
35	40	Хани ВН - Чара ВН	332,7	311,9	ВН	914	36,40
11	16	Тында ВН - ПП Нагорный	286,8	291,2	ВН	801	36,35
40	51	Чара ВН - Блуждающий ВН	207,3	203,0	ВН	710	29,20
40	51	Чара ВН - Блуждающий ВН	207,3	203,0	ВН	710	29,20
1	4	ЗГЭС 220 - Призейская ВН	193,3	221,9	ВН	801	27,71
40	46	Чара ВН - Удоканский ГМК	106,9	101,3	ВН	710	15,05
40	46	Чара ВН - Удоканский ГМК	106,9	101,3	ВН	710	15,05
24	59	Лопча ВН - В на Хани	98,5	0,0	ВН	914	10,78

Таблица - Потери

№-н	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр- р	

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет капиталовложений

в период с 2000 по 2023 год

$$K_{\text{инфл}} := 7.5$$

$$K_{\text{зон}} := 1.4$$

$$T_3 := 4800 \text{ ч}$$

$$T_{\text{д}} := 3960 \text{ ч}$$

$$P_{\text{МСЭС}} := 190 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{МСЭС}} := 76 \text{ МВар}$$

Капиталовложения

1 ВАРИАНТ

Капиталовложения в строительство линий

$$K_{1\text{ВЛ}} := 0 = 0 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения ячейки выключателей

$$K_{\text{ору.1}} := 8 \cdot 12500 \cdot K_{\text{инфл}} = 7.5 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{\text{ТР1}} := 0 = 0 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения СКРМ

$$K_{\text{скрм.1}} := 4 \cdot 354000 = 1.416 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.1}} := (K_{1\text{ВЛ}} + K_{\text{ору.1}} + K_{\text{ТР1}} + K_{\text{скрм.1}}) \cdot 0.23 = 4.982 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Общие капиталовложения

$$K_{1\varepsilon} := K_{1\text{ВЛ}} + K_{\text{ору.1}} + K_{\text{ТР1}} + K_{\text{пост.1}} = 1.248 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

2 ВАРИАНТ

Капиталовложения в строительство линий

$$K_{2\text{ВЛ}} := 0 = 0 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения ячейки выключателей

$$K_{\text{ору.2}} := 6 \cdot 12500 \cdot K_{\text{инфл}} = 5.625 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{\text{ТР2}} := 0 = 0 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения СКРМ

$$K_{\text{скрм.2}} := K_{\text{инфл}} \cdot (30000 \cdot 3 + 15000 \cdot 3) = 1.012 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.2}} := (K_{2\text{ВЛ}} + K_{\text{ТР2}} + K_{\text{скрм.2}}) \cdot 0.23 = 2.329 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Общие капиталовложения

$$K_{2\varepsilon} := K_{2\text{ВЛ}} + K_{\text{ТР2}} + K_{\text{пост.2}} = 2.329 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет капиталовложений

Издержки

1 ВАРИАНТ

Потери в КУ

$$\Delta P_{\text{бк}} := 0.003 \quad T_{\text{max}} := 3000 \quad Q_{\text{статком}} := 100 \quad \Delta P_{\text{ушр}} := 0.006$$

$$\Delta W_{\text{ку}\Sigma 1} := 4 \cdot T_{\text{max}} \cdot Q_{\text{статком}} \cdot \Delta P_{\text{бк}} = 3.6 \times 10^3$$

$$\Delta W_1 := \Delta P_{\text{бк}} = 3 \times 10^{-3} \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_1 = 3 \times 10^{-3} \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

Издержки

$$c_0 := 1.5$$

издержки на потери электро энергии

$$I_{\Delta W_1} := c_0 \cdot \Delta W_1 = 4.5 \times 10^{-3} \text{ тыс.руб}$$

$$\alpha_{\text{рээвл}} := 0.008 \quad \alpha_{\text{рээпс}} := 0.049$$

$$I_{\text{рээ1}} := \alpha_{\text{рээвл}} \cdot K_{1\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{рээпс}} \cdot K_{1\text{Е}} = 6.116 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$T_{\text{сл}} := 20$$

$$I_{1\text{ам}} := \frac{K_{1\text{Е}}}{T_{\text{сл}}} = 6.241 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Общие издержки

$$I_1 := I_{1\text{ам}} + I_{\text{рээ1}} + I_{\Delta W_1} = 123569.825 \text{ тыс.руб}$$

2 ВАРИАНТ

$$Q_{\text{бск.2}} := 200 \quad Q_{\text{ушр}} := 150$$

$$\Delta W_{\text{ку}\Sigma} := 3 \cdot T_{\text{max}} \cdot Q_{\text{бск.2}} \cdot \Delta P_{\text{бк}} + 3 \cdot (T_{\text{max}} \cdot Q_{\text{ушр}} \cdot \Delta P_{\text{ушр}}) = 1.35 \times 10^4$$

$$\Delta W_2 := \Delta W_{\text{ку}\Sigma}$$

$$\Delta W_2 = 1.35 \times 10^4 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

Издержки

издержки на потери электро энергии

$$I_{\Delta W_2} := c_0 \cdot \Delta W_2 = 2.025 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{\text{рээ2}} := \alpha_{\text{рээвл}} \cdot K_{2\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{рээпс}} \cdot K_{2\text{Е}} = 1.141 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{2\text{ам}} := \frac{K_{2\text{Е}}}{T_{\text{сл}}} = 1.164 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет капиталовложений

Общие издержки

$$I_2 := I_{2ам} + I_{рээ2} + I_{\Delta W2} = 43304.625 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты $E := 0.1$

$$Z_1 := E \cdot K_{1e} + I_1 = 248387.824 \quad \text{тыс.руб}$$

$$Z_2 := E \cdot K_{2e} + I_2 = 66592.125 \quad \text{тыс.руб}$$

Выбираем вариант 2

Себестоимость передачи электроэнергии

$$W_{\text{сум2}} := \frac{(P_{\text{МСЭС}}) \cdot T_{\text{л}} \dots}{+ Q_{\text{МСЭС}} \cdot T_3} = 1.117 \times 10^6 \quad \text{МВт*ч}$$

$$C := \frac{I_2}{W_{\text{сум2}}} = 0.039$$

Простой срок окупаемости

$$T_{\text{тариф}} := 2450 \quad \text{руб/МВт*ч}$$

$$O := W_{\text{сум2}} \cdot T_{\text{тариф}} = 2.737 \times 10^9 \quad \text{руб}$$

$$W_{\text{сум2}} = 1.117 \times 10^6$$

$$H := 0.2 \cdot (O - I_2 \cdot 10^3) = 5.388 \times 10^8$$

$$П_{\text{ч}} := O - I_2 - H = 2.198 \times 10^9 \quad \text{руб}$$

$$T_{\text{ок}} := \frac{K_{2e} \cdot 1000}{П_{\text{ч}} + I_{1ам}} = 0.106 \quad \text{года}$$

Расчет ЧДД

$$K_{\text{год}} := \frac{K_{2e}}{4} = 5.822 \times 10^4 \quad \text{тысруб}$$

$$I_{\text{год}} := \frac{I_2}{20} = 2.165 \times 10^3 \quad \text{тысруб}$$

$$P_{\text{max}} := 146000 \quad \text{кВт}$$

$$P_{\text{min}} := 120000 \quad \text{кВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет капиталовложений

$$T_{\max} := 4800 \quad \text{ч}$$

$$T_{\min} := 3960 \quad \text{ч}$$

$$\Theta_{\text{получ}} := P_{\max} \cdot T_{\max} + P_{\min} \cdot T_{\min} = 1.176 \times 10^9 \quad \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

$$D := \Theta_{\text{получ}} \cdot 2.655 = 3.122 \times 10^9 \quad \text{руб}$$

$$Z_1 := (-K_{\text{год}} - I_{\text{лам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-1} = -120627.75 \quad Z_{11} := (D - I_1) \cdot (1 + 0.1)^{1-11} = 1203726460$$

$$Z_2 := (-K_{\text{год}} - I_{\text{лам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-2} = -109661.591 \quad Z_{12} := (D - I_1) \cdot (1 + 0.1)^{1-12} = 1094296782$$

$$Z_3 := (-K_{\text{год}} - I_{\text{лам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-3} = -99692 \quad Z_{13} := (D - I_1) \cdot (1 + 0.1)^{1-13} = 994815256$$

$$Z_4 := (-K_{\text{год}} - I_{\text{лам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-4} = -90629 \quad Z_{14} := (D - I_1) \cdot (1 + 0.1)^{1-14} = 904377506$$

$$Z_5 := (D - I_1) \cdot (1 + 0.1)^{1-5} = 2132474852 \quad Z_{15} := (D - I_1) \cdot (1 + 0.1)^{1-15} = 822161369$$

$$Z_6 := (D - I_1) \cdot (1 + 0.1)^{1-6} = 1938613501 \quad Z_{16} := (D - I_1) \cdot (1 + 0.1)^{1-16} = 747419426$$

$$Z_7 := (D - I_1) \cdot (1 + 0.1)^{1-7} = 1762375910 \quad Z_{17} := (D - I_1) \cdot (1 + 0.1)^{1-17} = 679472206$$

$$Z_8 := (D - I_1) \cdot (1 + 0.1)^{1-8} = 1602159919 \quad Z_{18} := (D - I_1) \cdot (1 + 0.1)^{1-18} = 617702005$$

$$Z_9 := (D - I_1) \cdot (1 + 0.1)^{1-9} = 1456509017 \quad Z_{19} := (D - I_1) \cdot (1 + 0.1)^{1-19} = 561547277$$

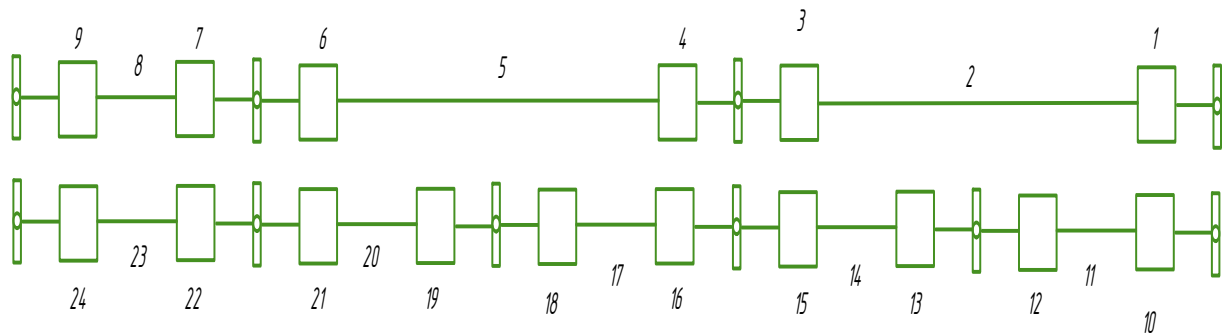
$$Z_{10} := (D - I_1) \cdot (1 + 0.1)^{1-10} = 1324099106 \quad Z_{20} := (D - I_1) \cdot (1 + 0.1)^{1-20} = 510497525$$

$$\text{ЧДД} := Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5 + Z_6 + Z_7 + Z_8 + Z_9 + Z_{10} + Z_{11} \dots = 1.835 \times 10^{10} \\ + Z_{12} + Z_{13} + Z_{14} + Z_{15} + Z_{16} + Z_{17} + Z_{18} + Z_{19} + Z_{20}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет капиталовложений

Расчет надежности

Рассматриваемая схема



Длины ВЛ

$$L_2 := 160 \quad L_{11} := 74.4$$

$$L_5 := 280.6 \quad L_{14} := 68$$

$$L_8 := 26.9 \quad L_{17} := 87.1$$

$$L_{20} := 134$$

$$L_{23} := 27.3$$

Средняя частота устойчивых отказов ЛЭП 220 кВ

$$\omega_{\text{ВЛ220}} := \frac{0.5}{100}$$

Среднее время восстановления линии 220 кВ

$$t_{\text{Влвост}} := 11$$

$$\omega_{11} := \omega_{\text{ВЛ220}} \cdot L_{11} = 0.372$$

$$\omega_2 := \omega_{\text{ВЛ220}} \cdot L_2 = 0.8 \quad \omega_{14} := \omega_{\text{ВЛ220}} \cdot L_{14} = 0.34$$

$$\omega_5 := \omega_{\text{ВЛ220}} \cdot L_5 = 1.403 \quad \omega_{17} := \omega_{\text{ВЛ220}} \cdot L_{17} = 0.436$$

$$\omega_8 := \omega_{\text{ВЛ220}} \cdot L_8 = 0.135 \quad \omega_{20} := \omega_{\text{ВЛ220}} \cdot L_{20} = 0.67$$

$$\omega_{23} := \omega_{\text{ВЛ220}} \cdot L_{23} = 0.137$$

Средняя частота устойчивых отказов выключателей 220 кВ

$$\omega_{\text{В220}} := 0.004 \quad \omega_{\text{В220Разрыв}} := 0.016$$

Среднее время восстановления выключателей 220 кВ

$$t_{\text{Ввост}} := 55$$

Вероятность отказа при отключении на коммутационную операцию и КЗ выключателей 220 кВ

$$\omega_{\text{ВОТК}} := 0.003 \quad \omega_{\text{ВКЗ}} := 0.2$$

Частота и время капитальных ремонтов для выключателей 220 кВ

$$\omega_{\text{ВР}} := 0.2 \quad t_{\text{р}} := 96$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчет капиталовложений

Частота и время текущих ремонтов для выключателей 220 кВ

$$\omega_{\text{ВРТ}} := 0.8 \quad t_{\text{РТ}} := 15$$

Вероятность отказа и безотказной работы элементов сети

$$q_2 := \frac{\omega_2 \cdot t_{\text{ВЛВост}}}{8760} = 1.005 \times 10^{-3} \quad q_{11} := \frac{\omega_{11} \cdot t_{\text{ВЛВост}}}{8760} = 4.671 \times 10^{-4}$$

$$q_5 := \frac{\omega_5 \cdot t_{\text{ВЛВост}}}{8760} = 1.762 \times 10^{-3} \quad q_{17} := \frac{\omega_{17} \cdot t_{\text{ВЛВост}}}{8760} = 5.469 \times 10^{-4}$$

$$q_8 := \frac{\omega_8 \cdot t_{\text{ВЛВост}}}{8760} = 1.689 \times 10^{-4} \quad q_{20} := \frac{\omega_{20} \cdot t_{\text{ВЛВост}}}{8760} = 8.413 \times 10^{-4}$$

$$q_{23} := \frac{\omega_{23} \cdot t_{\text{ВЛВост}}}{8760} = 1.714 \times 10^{-4}$$

$$P_{\text{ВЛ2}} := 1 - q_2 = 0.999$$

$$P_{\text{ВЛ11}} := 1 - q_{11} = 1$$

$$P_{\text{ВЛ5}} := 1 - q_5 = 0.998$$

$$P_{\text{ВЛ17}} := 1 - q_{17} = 0.999$$

$$P_{\text{ВЛ8}} := 1 - q_8 = 1$$

$$P_{\text{ВЛ20}} := 1 - q_{20} = 0.999$$

$$P_{\text{ВЛ23}} := 1 - q_{23} = 1$$

$$q_{\text{В}} := \frac{\omega_{\text{В220}} \cdot t_{\text{ВВост}}}{8760} = 2.511 \times 10^{-5}$$

$$P_{\text{В}} := 1 - q_{\text{В}} = 1$$

Дополнительные параметры выключателей

$$N := 1 \quad T_{\text{оп}} := 45 \quad a := 1 \quad k := 0.8$$

$$q_{\text{ВВ}} := q_{\text{В}} + \omega_{\text{ВКЗ}} \cdot (1 + a \cdot k) \cdot (q_{\text{В}} \cdot q_2) + \omega_{\text{ВРТ}} \cdot N \cdot \frac{T_{\text{оп}}}{8760} = 4.135 \times 10^{-3}$$

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

$$q_{\text{ТР1}} := q_{\text{В}} + q_2 + q_{\text{В}} + q_{\text{В}} + q_5 + q_{\text{В}} + q_{\text{В}} + q_8 + q_{\text{В}} = 0.028$$

$$q_{\text{ТР2}} := q_{\text{В}} + q_{11} + q_{\text{В}} + q_{\text{В}} + q_{\text{В}} + q_{17} + q_{\text{В}} + q_{\text{В}} + q_{20} + q_{\text{В}} + q_{\text{В}} + q_{23} + q_{\text{В}} = 0.039$$

$$\omega_{\text{ТР1}} := (\omega_2 + \omega_5 + \omega_8 + \omega_{\text{В220}} \cdot 6) \cdot 10^{-3} = 2.362 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{\text{ТР2}} := (\omega_{11} + \omega_{17} + \omega_{20} + \omega_{23} + \omega_{\text{В220}} \cdot 6) \cdot 10^{-3} = 1.638 \times 10^{-3}$$

Определим среднее время восстановления каждой цепи

$$t_{\text{В1}} := \frac{q_{\text{ТР1}}}{\omega_{\text{ТР1}}} = 11.748$$

$$t_{\text{В2}} := \frac{q_{\text{ТР2}}}{\omega_{\text{ТР2}}} = 23.956$$

$$t_{\text{ТР}} := t_{\text{В1}}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В Расчет капиталовложений

Определяем параметр потока отказов системы

$$\omega_C := q_{TP1} + q_{TP2} + \omega_{TP1} + \omega_{TP2} + \frac{2 \cdot t_{B1}}{8760} = 0.074$$

Среднее время б/о работы

$$T_C := \frac{1}{\omega_C} = 13.575$$

Расчетное время б/о работы

$$T_O := 0.105 \cdot T_C = 1.425$$

Определяем среднюю вероятность состояния отказа или коэффициент простоя системы

$$K_{ПР1} := 1 - e^{-\frac{t_{B1}}{t_{ПР}}} = 0.632$$

$$K_{ПР2} := 1 - e^{-\frac{t_{B2}}{t_{ПР}}} = 0.87$$

$$K_{ПР} := q_{TP1} \cdot q_{TP1} + K_{ПР1} \cdot (q_B + q_2) + [q_{TP2} \cdot q_{TP2} + K_{ПР2} \cdot (q_B + q_2)] = 0.01$$

Среднее время восстановления системы

$$t_{вс} := \frac{K_{ПР}}{\omega_C} = 0.136$$

Среднегодовой ущерб от недоотпуска электроэнергии

$$P_{от} := 190000$$

$$Y := \omega_C \cdot t_{B1} \cdot P_{от} \cdot 7 = 1.151 \times 10^6$$

Вероятность передачи мощности по 2 цепям

$$P_2 := (1 - q_{TP1}) \cdot (1 - q_{TP2}) = 0.934$$

$$P_1 := (1 - q_{TP1}) \cdot q_{TP2} = 0.038$$

$$P_0 := (q_{TP1})^2 = 7.697 \times 10^{-4}$$