

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

« ____ » _____ 2023 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Разработка концепции построения интеллектуальной электрической сети с распределённой генерацией на примере энергокластера «Волково»

Исполнитель

студент группы

подпись, дата

Д.Е. Тищенко

Руководитель

канд.техн.наук, профессор

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Руководитель

магистерской программы

докт.техн.наук, профессор

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

старший преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Рецензент

подпись, дата

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 202__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Тищенко Данил Евгеньевич

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Разработка концепции построения интеллектуальной электрической сети с распределённой генерацией на примере энергокластера «Волково»

(утверждено приказом от 21.02.2023 № 442-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 19.06.23

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема электрической сети Амурской области, схемы потокораспределения Амурской области, контрольные замеры летнего и зимнего периода Филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ

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

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 2 листа графической части, 37 таблиц, 21 рисунок, 3 приложения, программные продукты RastrWin

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

7. Дата выдачи задания 22.02.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, декан энерг. факультета, профессор, канд. технических наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 22.02.2023

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 102 с., 21 рисунок, 37 таблиц, 3 приложения, 50 источников.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ, КОНТРОЛЬНЫЙ ЗАМЕР, КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ, СОЛНЕЧНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ТОКОВЫЕ ИНТЕРВАЛЫ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА, ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД

Магистерская диссертация посвящена реализации запланированного проекта построения Волоковской СЭС. Данный проект реализуется в целях развития электроэнергетики Амурской области с поддержкой правительства Амурской области.

Целью работы является создание интеллектуальной электрической сети с распределенной генерацией.

В магистерской диссертации произведён подробный структурный анализ существующей сети, анализ нормального и послеаварийных режимов рассматриваемого участка электрических сетей Амурской области. Произведён анализ загрузки линий электропередачи 110 кВ по результатам зимнего контрольного замера. Приведена характеристика электропотребления энергосистемы Амурской области. Разработаны технические решения по подключению СЭС к существующей сети. Произведен экономический расчет для выбора варианта подключения СЭС. Проведен расчет токов КЗ и выбор основного оборудования проектируемой ПС.

Практическая ценность работы заключается в разработке способов подключения, проектируемых СЭС, выборе наиболее экономичного варианта и выборе основного оборудования ПС, к которой будет подключены СЭС.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	8
1. Анализ состояния электрических сетей Центрального энергорайона Амурской области	12
1.1 Климатическая характеристика района проектирования	12
1.2 Характеристика природных условий	13
1.3 Структурный анализ электроэнергетической системы района	15
1.3.1 Характеристика источников питания	15
1.3.2 Структурный анализ линий электропередач	20
1.3.3 Структурный анализ подстанций	22
1.3.4 Структурный анализ средств компенсации реактивной мощности	29
1.4 Характеристика потребителей	29
1.5 Фактический баланс мощности	30
1.6 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	31
1.6.1 Моделирование существующего участка электрической сети	34
1.6.2 Анализ режимов существующей сети	35
2 Характеристика современного состояния и применения интеллектуальной электрической сети с распределенной генерацией	39
2.1 Анализ литературы посвященной развитию распределенной генерации	39
2.2 Классификация объектов распределенной генерации	40
2.3 Ключевые направления концепции ИЭС ААС	42
3 Разработка вариантов подключения СЭС к существующей ЭЭС	44
3.1 Вариант 1. На напряжении 35 кВ.	46
3.2 Вариант 2. На напряжении 110 кВ.	52

3.3 Вариант 3. На напряжении 220 кВ.	54
4 Расчет установившихся режимов разработанных вариантов	57
4.1 Вариант 1. На напряжении 35 кВ.	57
4.2 Вариант 2. На напряжении 110 кВ.	63
4.3 Вариант 3. На напряжении 220 кВ.	69
5 Расчет экономической части проекта	75
5.1 Капиталовложения	75
5.2 Расчет эксплуатационных издержек	77
5.3 Определение приведенных затрат	79
5.4 Оценка экономической эффективности проекта.	79
6 Выбор основного оборудования проектируемой ПС	82
6.1 Выбор комплектных распределительных устройств	82
6.2 Выбор и проверка выключателей	83
6.3 Выбор и проверка разъединителей	86
6.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	87
6.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	91
6.6 Выбор и проверка ОПН	92
Заключение	98
Библиографический список	97
Приложение А	103
Приложение Б	121
Приложение В	174

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования

АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения

АЭС – атомная электростанция

ВЛ – воздушная линия

ВН – высокое напряжение

ГО – генерирующее оборудование

ГОСТ – государственный стандарт

ГРЭС – государственная районная электростанция

ГЭС – гидроэлектростанция

ИЭС ААС – интеллектуальная электроэнергетическая система с активно-адаптивной сетью

КЗ – короткое замыкание

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией

ЛЭП – линия электропередачи

НДС – налог на добавленную стоимость

НН – низкое напряжение

ОЗ – операционная зона

ОПН – ограничитель перенапряжения

ПА – противоаварийная автоматика

ПБВ – переключение без возбуждения

ПВК – программно-вычислительный комплекс

ПС – подстанция

ПУЭ – правила устройства электроустановок

РГ – распределенная генерация

РДУ – региональное диспетчерское управление

РПН – регулирование под нагрузкой

РУ – распределительное устройство

СКРМ – средство компенсации реактивной мощности

СН – среднее напряжение
СТ – силовой трансформатор
СЭС – солнечная электростанция
ТГ – турбогенератор
ТН – трансформатор напряжения
ТТ – трансформатор тока
ТЭС – тепловая электростанция
ТЭЦ – тепловая электроцентраль
ЧДД – чистый дисконтированный доход
ЭС - энергосистема
ЭЭС – электроэнергетическая система

ВВЕДЕНИЕ

Современные реалии говорят о все большем увеличении потребления электрической энергии и потребности в ней. Классические способы добычи электроэнергии пока покрывают возрастающий спрос на электроэнергию, но стоит учитывать, что почти все из них используют ископаемое топливо, запасы которого ограничены. По прогнозам некоторых специалистов, запасы нефти и газа иссякнут менее чем через 100 лет.

В связи с этим возникает необходимость в новых способах добычи электроэнергии. Способом справиться с приближающимся энергетическим кризисом может стать переход на возобновляемые источники энергии.

Возобновляемая энергия – это энергия, получаемая из природных источников, которые пополняются со скоростью, превышающей скорость ее потребления. Примерами таких постоянно пополняемых источников являются солнечный свет и ветер. Возобновляемые источники могут обеспечить огромное количество энергии и окружают нас повсюду.

Получение энергии из возобновляемых источников сопряжено с гораздо меньшими выбросами, чем сжигание ископаемого топлива. Переход от ископаемых видов топлива, на которые в настоящее время приходится львиная доля выбросов, к возобновляемым источникам энергии имеет ключевое значение для преодоления климатического кризиса.

На сегодняшний день возобновляемые источники энергии являются более дешевой альтернативой в большинстве стран и создают в три раза больше рабочих мест, чем ископаемые виды топлива.

Электрическая сеть с применением возобновляемых источников энергии, а также формированием активных и адаптивных свойств распределительных сетей (например, самодиагностика и самовосстановление) называется Smart Grid или интеллектуальная сеть.

Интеллектуальная сеть — это качественно новое состояние электрической сети, которое предполагает объединение на технологическом уровне электрических сетей, потребителей и производителей электроэнергии в единую автоматизированную систему. Она будет в реальном времени самостоятельно отслеживать режимы работы всех участников процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии.

Исходя из вышесказанного можно сделать вывод о высокой рентабельности проекта построения интеллектуальной сети с распределенной генерацией, а также о необходимости перехода на возобновляемые источники энергии.

Отсюда и возникает главная цель магистерского исследования: Разработка концепции построения интеллектуальной электрической сети с распределенной генерацией.

Объект исследования – электрические сети Центрального района Амурской области.

Предмет исследования – применение распределенной генерации в сетях 110 кВ.

Цель – создание интеллектуальной электрической сети с распределенной генерацией.

Задачи исследования:

- 1) Обзор и анализ электрических сетей рассматриваемого района;
- 2) Обзор современного состояния проблемы магистерского исследования;
- 3) Разработка вариантов подключения проектируемых СЭС;
- 4) Расчет установившихся режимов электрической сети;
- 5) Оценка экономической составляющей разработанных вариантов и выбор наиболее привлекательного;
- 6) Расчет токов КЗ и выбор основного электрического оборудования.

Задачи, поставленных 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.

Актуальность заключается в применении концепции распределенной генерации в Центральном районе Амурской области.

Научная новизна работы заключается в создании интеллектуальной электрической сети с распределенной генерацией.

Практическая ценность работы заключается в разработке способов подключения, проектируемых СЭС, выборе наиболее экономичного варианта и выборе основного оборудования ПС, к которой будет подключены СЭС.

В состав магистерской диссертации входит: 6 глав, заключения, библиографического списка 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.

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

В третьей главе разработаны варианты подключения СЭС.

В четвёртой главе расчет режимов вариантов подключения.

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 ПС.

В заключении приводятся основные результаты работы.

Участие в конференциях.

Название конференции	Название доклада
X Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов»	Современный подход к строительству подстанций различного класса напряжения
«День науки» в ФГБОУ во «АмГУ» на секции «Современные аспекты электроэнергетики»	Построение интеллектуальной электрической сети с распределённой генерацией на примере энергокластера «Волково»

Подготовка публикаций.

Название публикаций	Издательство, журнал, номер, год, страницы
Современный подход к строительству подстанций различного класса напряжения	Сборник трудов X Всероссийской научно-технической конференции с международным участием. – Благовещенск: Амурский гос.унт, 2023. -292с. 195-197с.
Активно-адаптивные сети при наличии распределенной генерации	Молодёжь XXI века: шаг в будущее - 2023

1. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЦЕНТРАЛЬНОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Цель данного раздела – показать современное состояние электроэнергетической системы района. Граф рассматриваемого эквивалента сети представлен на рисунке 1.

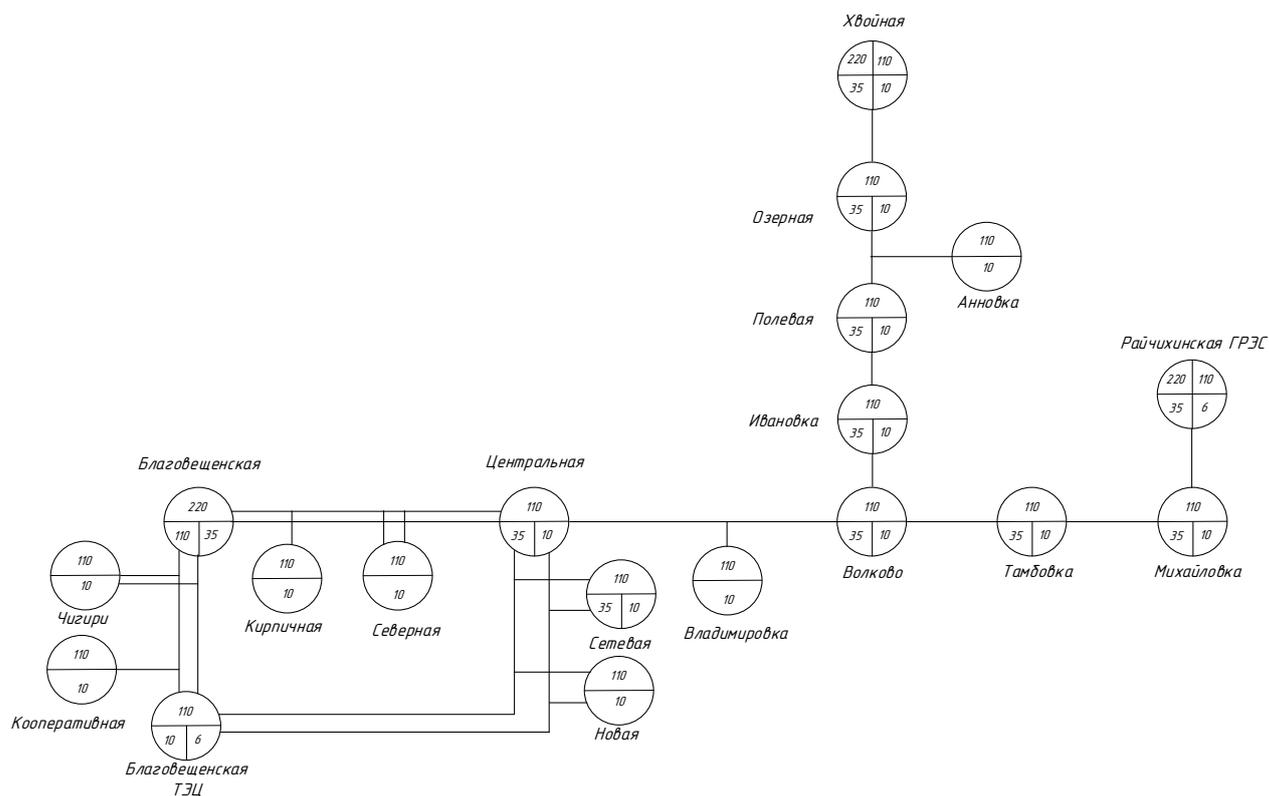


Рисунок 1 – Граф электрической сети

1.1. Климатическая характеристика района проектирования

Участок электрических сетей, рассматриваемых в магистерской диссертации, расположен в центральной части Амурской области, вблизи границы с Китайской Народной Республикой.

Климат резко континентальный. Зима 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
Район по гололеду	III
Район по ветру	II
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 20 до 40
Степень загрязнения атмосфера	I
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	-4,4
Минимальная, °С	-52,4
Максимальная, °С	+ 35
Наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, °С	-37
При гололедно-изморозевых отложениях, °С	-10
При ветре	-10

1.2 Характеристика природных условий

Амурская область имеет сложное геологическое строение, поскольку расположена в месте сочленения Сибирской и Китайской платформ. Горы и возвышенности занимают 60 % её современной территории. Горные массивы покрывают северную и восточную часть области. Всего в области более 20 горных

хребтов. Преобладают сравнительно невысокие возвышенности со сглаженными округлыми вершинами.

Наибольшая высота их зафиксирована в восточной части Станового хребта - 2312 м., который пролегает на 800 км. с запада на восток, на севере, на приграничных с Якутией территориях. Здесь находится самый древний участок земной коры Приамурья. Этот район является частью Алданского щита Сибирской платформы. Возраст горных пород достигает здесь более трёх миллиардов лет, в течение которых они бесконечно подвергались воздействию внешних факторов. Отсюда особенности рельефа.

В пределах хребта Ям-Алинь распространены альпийские формы рельефа, с крутыми скалистыми пиками и глубокими ущельями, как на Кавказе. Это относительно короткий, всего 140 км. хребет со средней высотой около 1600 м. Высшая его точка в пределах области - гора Город-Макит (2298 м.). Сходный тип рельефа имеют хребты Джугдыр, Эзоп, Селемджинский.

Южнее Станового хребта с запада на восток протянулся хребет Янкан-Тукурингра-Соктахан-Джагды, он гораздо моложе и более приземист, его наивысшая отметка достигает лишь 1604 м.

На крайний юго-восток области заходят отроги Буреинского хребта. Западная часть гор состоит из хребтов: Янкан, Чернышева, Чельбаус, Желтулинский Становик, Северный и Южный Дырындинский.

Что касается равнин и низменностей в Амурской области их выделяется четыре. Верхнезейская равнина находится на севере, окружённая цепью гор Станового хребта, хребтов Джугдыра, Джагды, Соктахана, Тукурингра и их отрогов. Равнина сильно заболочена, а её значительная часть и вовсе залита водами Зейского водохранилища.

В междуречье Амура и Зеи с Селемджой в окружении хребтов Тукурингра, Сокта-хана и Джагды лежит Амурско-Зейская равнина. В северо-восточной её части местами возвышаются холмы, средние высоты равнины от 500 м на севере до 250 м на юге. Равнина сильно расчленена долинами рек и оврагами.

Западной располагается Зейско-Буреинская равнина, которая, начинаясь в междуречье Амура и Зеи с Селемджей, тянется на юг, туда, где протекают Амур и Бурей и затем на восток к хребту Турана. Высота равнины - от 300 м. в предгорьях Турана и до 100 м. в долине Амура, куда она спускается широкими ступенями-террасами. Ярко выражены, по крайней мере, 4-5 подобных террас. Их склоны круты и разрезаются долинами рек, а равнина пересечена обширными падами, в которых несут своё течение узкие речные потоки.

В южных границах области расположена Архаринская низменность, которая протянулась вдоль Амура от низовой реки Бурей до отрогов Малого Хингана. Она является частью обширной Среднеамурской низменности. На ней расположилось множество протоков и стариц.

Формирование рельефа области продолжается по сию пору, о чем свидетельствуют частые землетрясения в бассейне Амура. Наиболее подвержен им и бассейн рек Олекмы и Нюкжи в их среднем течении. Основная причина часто повторяющихся здесь землетрясений лежит в разнородности геотектонических областей территории. В местах сочленения разнородных геологических структур толчки наиболее часты. Так что во многих горных областях Приамурья наблюдаются последствия обвалов, вызванных сейсмической активностью. Значение в формировании рельефов области имеют обвально-осыпные процессы, но главным фактором современного рельефообразования остаётся вода.

1.3 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Для проведения структурного анализа необходимо подробно рассмотреть электрические сети данного района. Для этого проведем:

- характеристику источников питания;
- структурный анализ линий электропередач;
- структурный анализ подстанций;
- структурный анализ СКРМ

1.3.1 Характеристика источников питания

В рассматриваемом районе расположены 2 станции: Благовещенская ТЭЦ и Райчихинская ГРЭС.

Благовещенская ТЭЦ

Тепловая электростанция на окраине города Благовещенск. Имеет линии связи 110 кВ с ПС 220 кВ Благовещенская, ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Западная. На всех линиях связи установлены устройства АОПО.

РУ ВН 110 кВ представлено схемой: «Две рабочие секционированные и обходная система шин». Имеет три стороны напряжения 110/10/6 кВ.

Станция включает: три турбоагрегата ст. №1 типа ПТ-60-130/13 и ст. №2, 3 типа Т-110/120-130; четыре энергетических котла типа БКЗ-420-140-7; два водогрейных котла типа КВГМ-100. Основное топливо – бурый уголь Райчихинского, Ерковецкого и Харанорского месторождений.

Установленные электрическая мощность станции — 404 МВт, тепловая — 1005 Гкал/ч. Благовещенская ТЭЦ построена в 1976 году, строительство второй очереди завершено в 2016 году. Благовещенская ТЭЦ снабжает энергией промышленные предприятия и жителей города, а также является базовым предприятием для амурских учебных заведений, выпускающих энергетиков.

В связи с началом строительства в Благовещенске Северного микрорайона в 2009 году было принято решение о начале сооружения второй очереди Благовещенской ТЭЦ. К этому времени непокрываемый дефицит тепла составлял около 110 Гкал/час, что серьезно тормозило возведение новых жилых и социальных объектов.

Основное оборудование ТГ-1, ТГ-2 и ТГ-3 морально устарело, так как находится в эксплуатации более 20 лет.

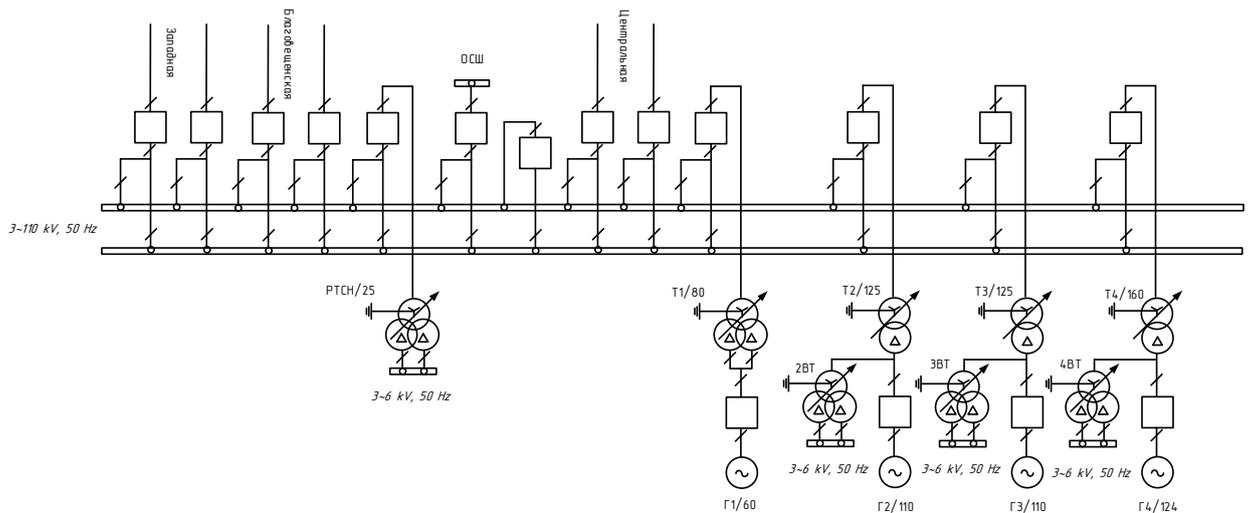


Рисунок 2 – Схема Благовещенской ТЭЦ

Таблица 2 – Характеристики трансформаторов

Тип	$S_{НОМ}$, МВА	ПБВ	$U_{НОМ}$, КВ		u_K , % (ВН-СН, ВН-НН, СН-НН)
1	2	3	4		5
2хТДЦ- 125000/110	125	$\pm 2*2,5\%$	115		10,5
	ΔP_K , КВТ	ΔP_X , КВТ	I_X , %		ΔQ_X , кВАр
	400	120	0,55		687,5
ТДЦ- 160000/110	$S_{НОМ}$, МВА	ПБВ	$U_{НОМ}$, КВ		u_K , % (ВН-СН, ВН-НН, СН-НН)
	160	$\pm 2*2,5\%$	115	10,5	10,5
	ΔP_K , КВТ	ΔP_X , КВТ	I_X , %		ΔQ_X , кВАр
	550	170	0,5		1000
ТРДН- 80000/110	$S_{НОМ}$, МВА	ПБВ	$U_{НОМ}$, КВ		u_K , % (ВН-СН, ВН-НН, СН-НН)
	80	$\pm 2*2,5\%$	121		6,3
	ΔP_K , КВТ	ΔP_X , КВТ	I_X , %		ΔQ_X , кВАр
	310	70	0,6		480

Таблица 3 – Системообразующие линии Благовещенской ТЭЦ

Диспетчерское наименование	Сечение провода	Длина, км
1	2	3
ВЛ 110 кВ		
ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская № 1 с отпайками	АСО-300/39	1,434
	АС-240/32	0,072
	АСО-300/39	3,542
	АС-185/29	0,29
	АСО-300/39	4,212
ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская № 2 с отпайкой на ПС Чигири	АСО-300/39	4,454
	АС-185/29	0,2
	АСО-300/39	4,716
ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная № 1	АСО-300/39	0,998
	АС-240/32	1,002
ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная № 2	АСО-300/39	0,998
	АС-240/32	1,002
ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 1 и № 2 с отпайками	АСО-300/39	1,7
	АС-184/24	3,262
	АС-184/24	0,931
	АС-184/24	0,2
	АС-120/19	2

Райчихинская ГРЭС

Тепловая электростанция в поселке Прогресс, построенная в 1953 году. Имеет линии связи 220 кВ с ПС 220 кВ Завитая, ПС 220 кВ Архара и линии связи 110 кВ с ПС 110 кВ Михайловка. На линиях связи 220 кВ установлены устройства АОПО.

РУ ВН 220 кВ и РУ СН 110 кВ открытого типа представлено схемой: «Две рабочие секционированные и обходная система шин».

Имеет четыре стороны напряжения 220/110/35/6 кВ.

На станции установлены один автотрансформатор: АТДЦТН-125000/220/110, а также два трехобмоточных трансформатора: 2хТДТН-80000/110.

Также на станции установлены устройства АОСН на шинах 110 кВ.

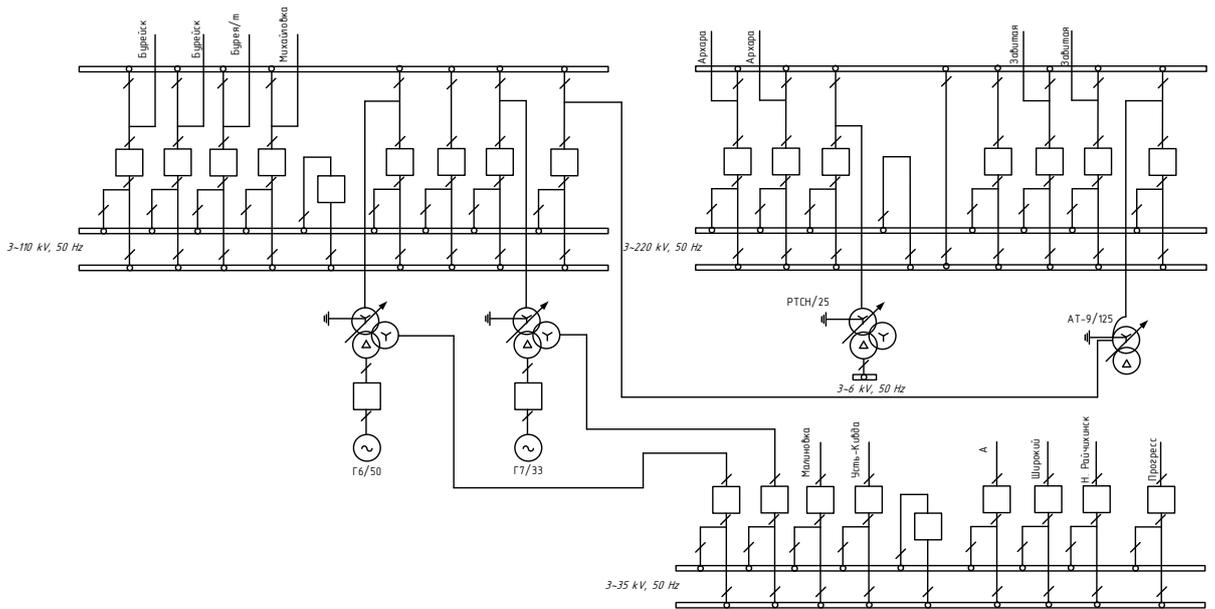


Рисунок 3 – Схема Райчихинской ГРЭС

Таблица 4 – Характеристики трансформаторов

Тип	$S_{НОМ}$, МВА	РПН	$U_{НОМ}$, КВ			u_K , % (ВН-СН, ВН-НН, СН-НН)		
			1	2	3	1	2	3
АТДЦТН- 125000/220/110	125	$\pm 6 * 2,5 \%$	230	121	11	11	31	19
	ΔP_K , КВТ	ΔP_X , КВТ	I_X , %			ΔQ_X , кВАр		
	290	85	0,5			625		
	$S_{НОМ}$, МВА	РПН	$U_{НОМ}$, КВ			u_K , % (ВН-СН, ВН-НН, СН-НН)		
2хТДТЦ- 80000/110	80	$\pm 9 * 1,78 \%$	115	38,5	11	11		
	ΔP_K , КВТ	ΔP_X , КВТ	I_X , %			ΔQ_X , кВАр		
	390	82	0,6			480		

Таблица 5 – Системообразующие линии Райчихинской ГРЭС

Диспетчерское наименование	Сечение провода	Длина, км
1	2	3
ВЛ 220 кВ		
ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС – Завитая № 1	АСО-300	44,5

Продолжение таблицы 5

1	2	3
ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС – Завитая № 2	АСО-300	44,7
ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС – Архара № 1 ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС – Архара № 2	АСО-300	55,65
	АСО-300	53
ВЛ 110 кВ		
ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС - Михайловка	АС-185/24	33,3
	АС-120/19	38,6
ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Бурей/т	АС-185/29	12
ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Бурейск № 1	АС-95/16	16,4
ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Бурейск № 2	АС-95/16	16,4

Основное оборудование станции морально устарело, так как находится в эксплуатации более 20 лет.

1.3.2 Структурный анализ ЛЭП

Общая протяженность линий электропередач в рассматриваемом эквиваленте сети классом напряжения 110 кВ – 498,1 км. Все ВЛ 110 кВ находятся в управлении Филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети», кроме ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Бурей/т, которая находится в управлении Забайкальской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД».

АО «Дальневосточная распределительная компания».

В Амурской области электрические сети напряжением 6-110 кВ (за исключением сетей, принадлежащих территориальным сетевым организациям) обслуживаются филиалом «Амурские электрические сети» АО «ДРСК». Основной вид деятельности компании состоит в передаче и распределении электрической энергии, обслуживании и ремонте электрических сетей. Суммарная протяжен-

ность воздушных и кабельных линий электропередачи, находящихся на обслуживании компании, составляет 8528,4 км. Информацию по ЛЭП 110 кВ рассматриваемого района представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Перечень ВЛ рассматриваемого района

Диспетчерское наименование	Сечение провода	Длина, км
1	2	3
КВЛ 110 кВ Благовещенская – Центральная № 1 с отпайками	АС-185/29	1,11
	АС-185/29	2,64
	ПвПу2г 1×185/70-110	4,33
	АС-185/29	2,94
	АС-150/24	0,14
КВЛ 110 кВ Благовещенская – Центральная № 2 с отпайкой на ПС Северная	АС-185/29	3,75
	АС-185/29	2,94
	ПвПу2г 1×185/70-110	1,043
ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимирова	АСК-185/24	6,3198
	АС-120/19	0,148
	АСК-185/24	13,563
ВЛ 110 кВ Волково – Ивановка	АС-120/19	22,7
ВЛ 110 кВ Ивановка – Полевая	АС-120/19	33
ВЛ 110 кВ Озерная – Полевая с отпайкой на ПС Анновка	АС-120/19	19,067
	АС-120/19	0,672
	АС-120/19	11,061
ВЛ 110 кВ Волково – Тамбовка	АС-120/19	0,233
	АС-185/24	26,867
ВЛ 110 кВ Тамбовка – Михайловка	АС-120/19	3,021
	АС-185/24	59,729
ВЛ 110 кВ Центральная – Портовая № 1 и № 2	АС-150/24	5,176
ВЛ 110 кВ Тамбовка – Узловая	АС-120/19	36,6
ВЛ 110 кВ Тамбовка – Дим	АЖ-120	10,34
	АС-95/16	10,3
ВЛ 110 кВ Тамбовка – Раздольное	АС-120/19	17
ВЛ 110 кВ Михайловка – Поярково	АС-185/24	12,329
	АС-120/19	37,97
	АС-95/16	5,4

Таблица 7 – Интервальная оценка сечений

U _{ном} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
110	АС-300	18,512
	АС-240	2,076
	АС-185	177,49
	АС-150	5,316
	АС-120	232,07
	АС-95	48,5

Анализ линий передач показал, что на территории центрального района Амурской области отсутствуют ВЛ с номинальным напряжением 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением АС-120.

1.3.3 Структурный анализ ПС

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

Таблица 8 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети
ПС 220 кВ Благовещенская	Узловая
ПС 220 кВ Хвойная	Отпаечная
ПС 110 кВ Центральная	Узловая
ПС 110 кВ Кооперативная	Отпаечная
ПС 110 кВ Чигири	Отпаечная
ПС 110 кВ Сетевая	Отпаечная
ПС 110 кВ Новая	Отпаечная
ПС 110 кВ Северная	Отпаечная
ПС 110 кВ Кирпичная	Отпаечная
ПС 110 кВ Владимировка	Отпаечная
ПС 110 кВ Волково	Узловая
ПС 110 кВ Ивановка	Проходная

Наименование ПС	Способ присоединения к сети
ПС 110 кВ Полевая	Проходная
ПС 110 кВ Анновка	Отпаечная
ПС 110 кВ Озерная	Проходная
ПС 110 кВ Тамбовка	Узловая
ПС 110 кВ Михайловка	Узловая
ПС 110 кВ Поярково	Тупиковая
ПС 110 кВ Дим	Тупиковая
ПС 110 кВ Раздольное	Тупиковая
ПС 110 кВ Узловая	Тупиковая
ПС 110 кВ Портовая	Тупиковая
ПС 110 кВ Западная	Тупиковая
ПС 110 кВ Бурейск	Тупиковая
ПС 110 кВ Бурейск/т	Тупиковая

Таблица 9 – ПС по схемам распределительных устройств

Наименование ПС	Класс напряжения РУ	Схема РУ
ПС 220 кВ Хвойная	220 кВ	Не типовое РУ
	110 кВ	Не типовое РУ
ПС 220 кВ Благовещенская	220 кВ	13 – Две рабочие системы шин
	110 кВ	13Н – Две рабочие и обходная система шин
ПС 110 кВ Центральная	110 кВ	9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 110 кВ Волково	110 кВ	Не типовое РУ
ПС 110 кВ Ивановка	110 кВ	Не типовое РУ

Наименование ПС	Класс напряжения РУ	Схема РУ
ПС 110 кВ Полевая	110 кВ	9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 110 кВ Озерная	110 кВ	Не типовое РУ
ПС 110 кВ Анновка	110 кВ	Не типовое РУ
ПС 110 кВ Кирпичная	110 кВ	Не типовое РУ
ПС 110 кВ Кооперативная	110 кВ	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
ПС 110 кВ Чигири	110 кВ	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
ПС 110 кВ Северная	110 кВ	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов
ПС 110 кВ Новая	110 кВ	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
ПС 110 кВ Сетевая	110 кВ	5А – Мостик с выключателями в цепях линий
ПС 110 кВ Тамбовка	110 кВ	Не типовое РУ
ПС 110 кВ Михайловка	110 кВ	Не типовое РУ
ПС 110 кВ Владимировка	110 кВ	Не типовое РУ
ПС 110 кВ Поярково	110 кВ	Не типовое РУ
ПС 110 кВ Дим	110 кВ	Не типовое РУ

Наименование ПС	Класс напряжения РУ	Схема РУ
ПС 110 кВ Раздольное	110 кВ	Не типовое РУ
ПС 110 кВ Узловая	110 кВ	Не типовое РУ
ПС 110 кВ Портовая	110 кВ	9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 110 кВ Западная	110 кВ	9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 110 кВ Бурейск	110 кВ	12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин
ПС 110 кВ Бурей/т	110 кВ	Не типовое РУ

Таблица 10 – Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов

Наименование подстанции	Силовые трансформаторы			Год ввода
	Марка трансформаторов	Мощность, МВА	Кол-во	
ПС 220 кВ Благовещенская	АТДЦТН-125000/220/110	125	2	2011 1980
ПС 220 кВ Хвойная	АТДТГН 32000/220	32	1	1976
	АТДТГН 30000/220	30	1	1980
ПС 110 кВ Центральная	ТДТН-25000/110/35/10	25	2	2004 1971
ПС 110 кВ Волково	ТДТН-10000/110/35/10	10	2	1972 1975
ПС 110 кВ Ивановка	ТДТН-16000/110/35/10	16	1	1988
	ТДТН-10000/110/35/10	10	1	1971

Продолжение таблицы 10

Наименование подстанции	Силовые трансформаторы			Год ввода
	Марка трансформаторов	Мощность, МВА	Кол-во	
ПС 110 кВ Полевая	ТДТН-10000/110/35/10	10	2	1972
ПС 110 кВ Анновка	ТМН-2500/110/10	2,5	2	1993
ПС 110 кВ Озерная	ТДТН-10000/110/35/10	10	2	1993
ПС 110 кВ Тамбовка	ТДТН-10000/110/35/10	10	1	1991
	ТДТН-25000/110/35/10	25	1	1998
ПС 110 кВ Михайловка	ТМТ-6300/110/35/10	6,3	1	1965
	ТДТН-10000/110/35/10	10	1	1978
ПС 110 кВ Кирпичная	ТДН-16000/110/10	16	2	1992
ПС 110 кВ Кооперативная	ТМН-6300/110	6,3	2	1992
ПС 110 кВ Чигири	ТРДН-40000/110/10/10	40	2	1985 2018
ПС 110 кВ Сетевая	ТДТН-40000/110/35/10	40	2	2009 2004
ПС 110 кВ Новая	ТРДН-40000/110/10/10	40	1	1982
	ТРДН-25000/110/10/10	25	1	1993
ПС 110 кВ Северная	ТДН-25000/110	25	2	2011
ПС 110 кВ Поярково	ТДТН-10000/110/35/10	10	2	1983 1982

Продолжение таблицы 10

Наименование подстанции	Силовые трансформаторы			Год ввода
	Марка трансформаторов	Мощность, МВА	Кол-во	
ПС 110 кВ Владимировка	ТДН-10000/110/10	10	2	2011
ПС 110 кВ Узловая	ТДТН-25000/110/35/10	25	2	1985 1990
ПС 110 кВ Дим	ТДТН-10000/110/35/10	10	2	1983
ПС 110 кВ Раздольное	ТДТН-10000/110/35/10	10	2	1990
ПС 110 кВ Западная	ТДТН-40000/110/35/10	40	2	1974
ПС 110 кВ Портовая	ТДН-16000/110/10	16	2	2016
ПС 110 кВ Бурейск	ТДТН-16000/110/35/6	16	2	1976
ПС 110 кВ Бурей/т	ТДТНЖ-40000/110-115/27,5/11	40	2	1983

Распределение ПС по способу присоединения к сети и диаграмма сроков службы трансформаторов расположены на рисунках 4 и 5 соответственно.



Рисунок 4 – Распределение ПС по способу присоединения к сети

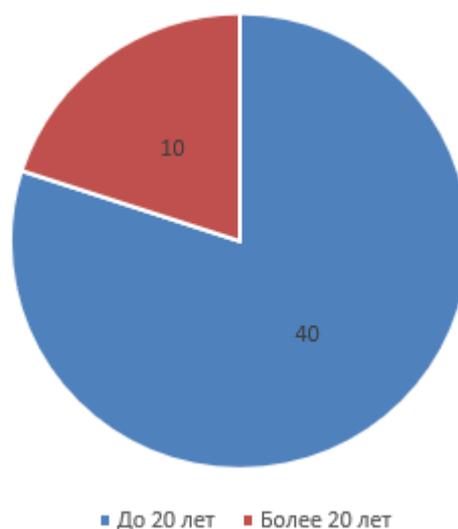


Рисунок 5 – Диаграмма сроков службы трансформаторов

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру в связи с высокой плотностью населения и выполняет функцию питания электроэнергией города Благовещенска и ближайших населенных пунктов. Слабыми связями обладают транзиты 110 кВ Волково – Хвойная и Волково – Райчихинская ГРЭС, поскольку связность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети. Сильными связями обладают узловые ПС 220 кВ Благовещенская и ПС 110 кВ Центральная, которые имеют не менее четырех связных элементов.

Суммарное число подстанций в рассматриваемом эквиваленте – 25 все из них являются двухтрансформаторными.

В ходе анализа трансформаторного оборудования выявлено, что трансформаторы классом напряжения 110 кВ, эксплуатируемые в пределах рассматриваемого района, имеют большой процент морального и физического износа и нуждаются в глубокой модернизации.

1.3.4 Структурный анализ СКРМ

В рассматриваемом районе отсутствуют какие-либо СКРМ. Для поддержания напряжения в узлах используется:

1. Изменение генерации реактивной мощности ГО Райчихинской ГРЭС и Благовещенской ТЭЦ;
2. РПН АТ-9 Райчихинской ГРЭС, АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Благовещенская.

Для ограничения аварийного снижения напряжения используются устройства АОСН установленные на Райчихинской ГРЭС, ПС 220 кВ Благовещенская, ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Михайловка, ПС 110 кВ Портовая, ПС 110 кВ Тамбовка, ПС 110 кВ Волково, ПС 110 кВ Ивановка.

1.4 Характеристика потребителей

Потребители данного района относятся ко всем категориям надёжности, основу потребителей составляет городская и сельская нагрузка.

Также одним из основных потребителей является электрифицированный железнодорожный транспорт (около 30%). Дорога с электрической тягой является потребителем первой категории. Также велико влияние собственных и производственных нужд электростанций (около 9%) и предприятий добывающей промышленности (около 9%). Предприятия добывающей промышленности и судостроительных предприятий (около 3% от потребления) имеют 1,2,3 категории надёжности [1]. Крупные потребители Амурской области представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Крупные потребители Амурской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление активной мощности за 2022 год, МВт
Более 100 МВт	
ОАО «РЖД»	504,7
ТС ВСТО (ООО «Транснефтьэнерго», ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС» (НПС-20, НПС-21, НПС-23, НПС-24, НПС-26, НПС-27, НПС-29))	118,4
Более 50 МВт	
ООО «ГЭХ Инжиниринг»	42,4
ООО «Атлас Майнинг» (Албынский и Маломырский рудники)	51,5
ООО «Атлас Майнинг» (Покровский рудник)	59,7
Более 10 МВт	
ООО «Березитовый рудник»	15,4
АО «Амуруголь» (Ерковецкий разрез)	11,0
АО «ЦЭНКИ» – КЦ «Восточный»	11,9
АО «КРДВ» (МЭЗ «Амурский»)	15,9
ООО «Амурский газохимический комплекс» (АГХК)	11,8

1.5 Фактический баланс мощности

Энергосистема Амурской области на час максимума потребления мощности в текущем году и за предшествующий пятилетний период была избыточной по мощности. Для сохранения баланса генерируемой и потребляемой энергии осуществляется переток электроэнергии в Хабаровскую ЭС.

Фактический баланс мощности энергосистемы Амурской области на час прохождения максимума потребления мощности энергосистемы в текущем году и за предшествующий пятилетний период. Баланс мощности показан в таблице 12.

Таблица 12 – Баланс мощности

Мощность	Год					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Дата, час максимума	18.12.	27.12.	22.01.	23.12.	22.12.	23.01.
	11-00	19-00	11-00	18-00	10-00	12-00
Установленная мощность, МВт	4166,0	4166,0	4166,0	4307,0	4307,0	4307,0
ГЭС	3660,0	3660,0	3660,0	3660,0	3660,0	3660,0
ТЭС	506,0	506,0	506,0	647,0	647,0	647,0

1.6 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 [12].

С целью проведения расчета режимов воспользуемся ПВК «RastrWin». 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 08.03.2022 г;
- Схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 20.12.2022 г.

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118.-2003 для проведения анализа необходимо руководствоваться следующими принципами [2]:

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.

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок. Прогнозируемые нагрузки будут использоваться для выбора различного оборудования электрической сети (линий электропередачи, силовых трансформаторов и др.), а также при определении экономической эффективности разработанных вариантов.

В рассматриваемом эквиваленте ЭЭС для расчета режимов использовались максимальные нагрузки, полученный по результатам зимнего и летнего контрольного замера 2019 года. 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 – относительный прирост нагрузки (определяется из руководящих документов Минэнерго РФ);

N – срок прогнозирования (5 лет).

В данном случае на примере ПС 110 кВ Владимировка прогноз активной нагрузки составит:

$$P = 14,8 \cdot (1 + 0,0323)^{2026-2021} = 16,6 \text{ МВт.}$$

Таблица 13 – Результаты прогнозирования нагрузки

Подстанция	Активная нагрузка, МВт	Прогнозируемая активная нагрузка через 5 лет, МВт	Реактивная нагрузка, МВт	Прогнозируемая реактивная нагрузка через 5 лет, МВт
Благовещенская ТЭЦ (включая нагрузку ПС 110 кВ Западная)	36,6	42,9	10,6	12,4
ПС 110 кВ Новая	16,9	19,8	4,5	5,3

Продолжение таблицы 13

Подстанция	Активная нагрузка, МВт	Прогнозируемая активная нагрузка через 5 лет, МВт	Реактивная нагрузка, МВт	Прогнозируемая реактивная нагрузка через 5 лет, МВт
ПС 110 кВ Сетевая	51,3	60,1	10,0	11,7
ПС 110 кВ Кооперативная	6,2	7,3	1,5	1,8
ПС 110 кВ Чигири	18,2	21,3	3,1	3,6
ПС 110 кВ Северная	16,0	18,8	5,7	6,7
ПС 110 кВ Кирпичная	4,2	4,9	0,8	0,9
ПС 110 кВ Центральная (включая нагрузку ПС 110 кВ Портовая)	45,0	52,8	13,6	15,9
ПС 110 кВ Владимировка	6,2	7,3	0,8	0,9
ПС 110 кВ Волково	12,0	14,1	3,4	4,0
ПС 110 кВ Ивановка	7,9	9,3	2,2	2,6
ПС 110 кВ Полевая	0,8	0,9	0,4	0,5
ПС 110 кВ Анновка	0,1	0,1	0,1	0,1
ПС 110 кВ Озерная	1,2	1,4	0,6	0,7
ПС 110 кВ Тамбовка (включая нагрузку ПС 110 кВ Раздольное, ПС 110 кВ Дим, ПС 110 кВ Узловая)	24,8	29,1	8,6	10,1
ПС 110 кВ Михайловка (включая нагрузку ПС 110 кВ Поярково)	8,3	9,7	3,5	4,1
Шины 110 кВ ПС 220 кВ Благовещенская (включая нагрузку ПС 110 кВ Птицефабрика, ПС 110 кВ Силикатная, ПС 110 кВ Игнатьево, ПС 110 кВ Дачная, ПС 110 кВ Сергеевка)	35,0	41,0	5,3	6,2
Шины 6 кВ Райчихинской ГРЭС	5,4	6,3	3,0	3,5
Шины 35 кВ Райчихинской ГРЭС	37,1	43,5	15,5	18,2
Шины 110 кВ Райчихинской ГРЭС (включая нагрузку ПС 110 кВ Бурей/г, ПС 110 кВ Бурейск)	35,9	42,1	20,6	24,1
Шины 35 кВ ПС 220 кВ Хвойная	5,8	6,8	4,5	5,3

Значения прогнозных характеристик нагрузок по величине лишь незначительно больше базовых на 2023 год. Данное явление объясняется тем, что крупные реализуемые проекты в области, обеспечивающие существенный рост электропотребления в перспективе, являются длительными в плане реализации. Также, в последнее время наблюдается существенный отток населения из Дальнего Востока, что ведет к снижению уровня потребления электроэнергии.

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

1.6.1 Моделирование существующего участка электрической сети

Моделирование участка действующей электрической сети производится в ПВК RastrWin 3. В нём линии электропередач вводятся параметрами, описываемыми П – образную схему замещения. Трансформаторы, а также автотранс-

форматоры задаются параметрами, соответствующими Г-образной схеме замещения, так же имеется возможность задания устройств регулирования напряжения (РПН, ПБВ, ВДТ). Все характеристические параметры элементов задаются вручную.

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

1.6.2 Анализ режимов существующей сети

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

Зимний максимум. В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах $\pm 10\%$. На шинах НН потребителей соблюдается закон встречного регулирования (напряжение не ниже $1,05 \cdot U_{НОМ}$).

Напряжение на шинах Благовещенской ТЭЦ и Райчихинской ГРЭС задано согласно схеме потокораспределения, которая использовалась в качестве исходных данных. Напряжение в остальных узлах отрегулировано с помощью устройств РПН.

Ток, протекающий по ЛЭП, не выходит за рамки длительно допустимого. Исходя из условия $30 \leq I_{\max}/I_{\text{доп}} \leq 70\%$ практически все ЛЭП оптимально.

Трансформаторы на ПС 220 кВ Благовещенская загружены на 80 %, что соответствует существующим нормативам: мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70—80%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток [2].

В нормальном режиме потери активной мощности в районе составили 10,15 МВт, что составляет менее 5 % от суммарной мощности нагрузки в рассматриваемом районе.

Схема нормального режима сети показана на рисунке 7.

Расчёт послеаварийных режимов приведён в приложении А. Схема послеаварийного режима сети показана на рисунке 8. Для расчета послеаварийного

режима рассмотрим отключение наиболее загруженной ЛЭП: ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 1 (№ 2)

По результатам расчета режима видно, что отклонение напряжения в некоторых узлах превышает 10 %, а также не соблюдается закон встречного регулирования.

Токовые загрузки трансформаторов так же находятся в допустимых пределах. Однако стоит отметить, что при отключении ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 1, вторая линия загружена на 117 %. Это связано с транзитом электрической мощности от Благовещенской ТЭЦ в район Центральной - Хвойной - Райчихинской ГРЭС. Планируемое строительство источника генерации в районе ПС 110 кВ Волково позволит решить эту проблему.

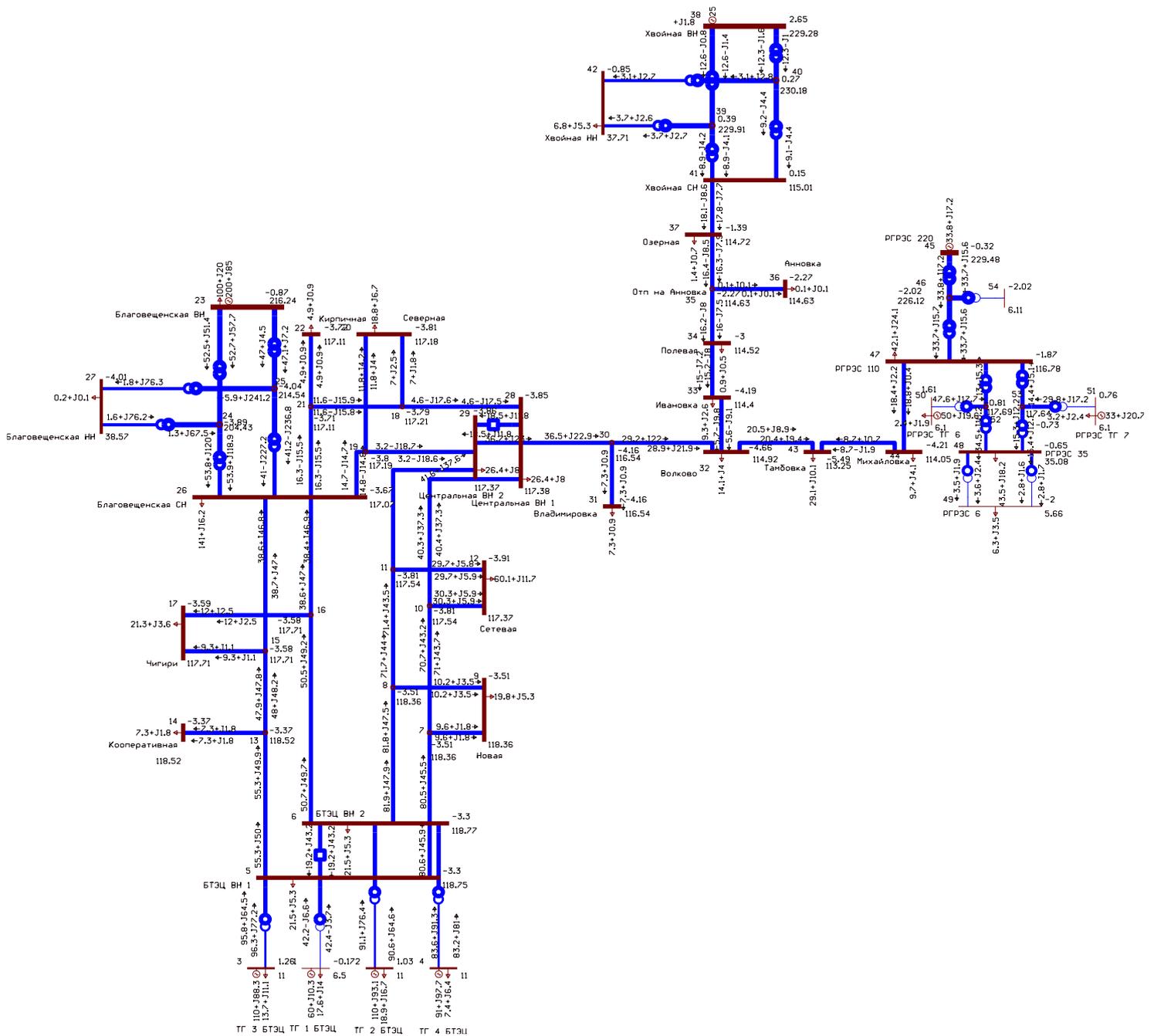


Рисунок 6 – Схема нормального режима зимний максимум

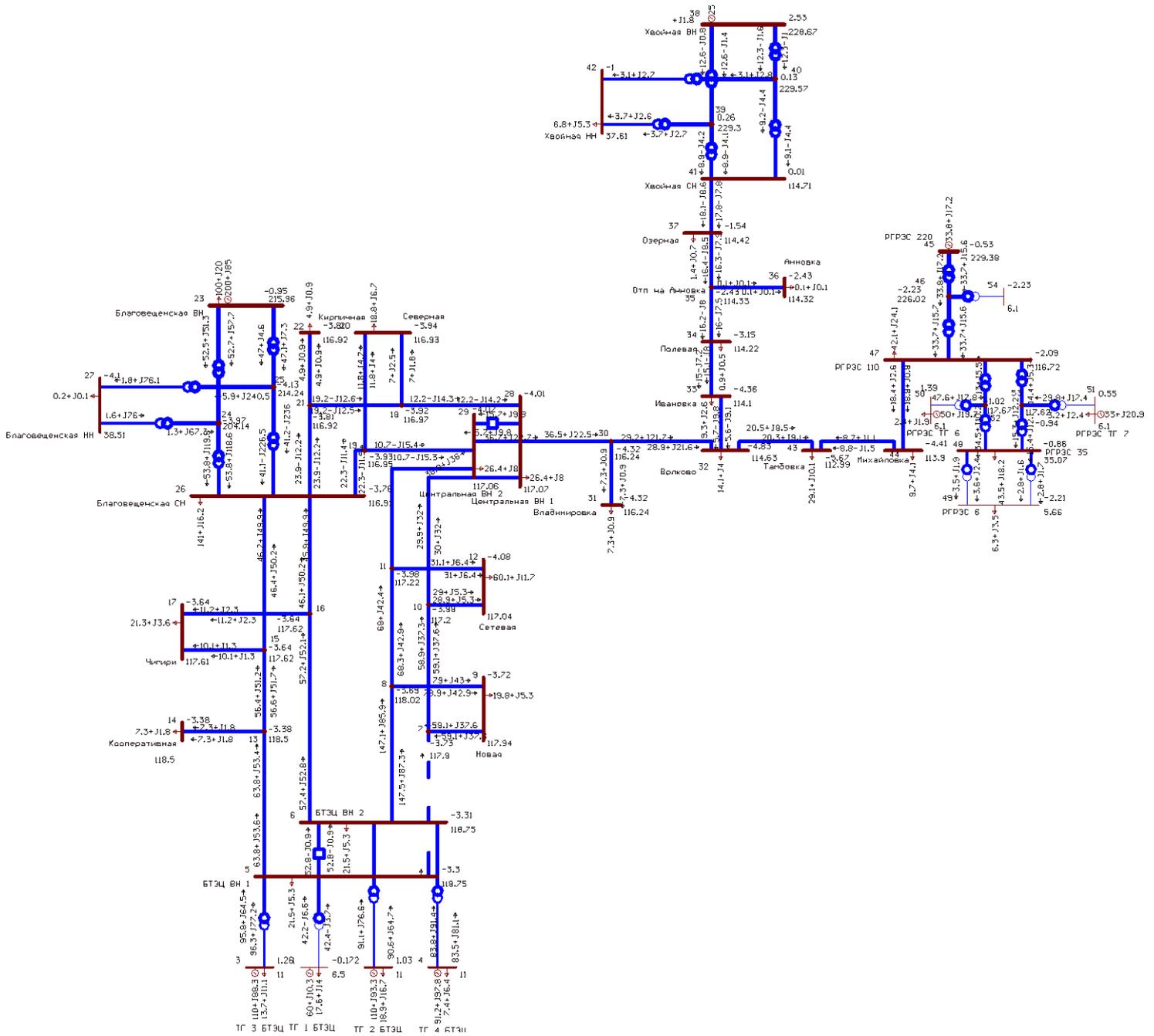


Рисунок 7 – Схема послеаварийного режима зимний максимум

2 ХАРАКТЕРИСТИКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

В первую очередь для создания интеллектуальной сети с распределенной генерацией и построения ее системы управления необходимо понять современные методы ее применения. Для этого необходимо осуществить анализ литературных источников по выбранной тематике и на основе его выбрать способы подключения планируемой СЭС.

2.1 Анализ литературы посвященной развитию распределенной генерации

Вопросам показателей качества электрической энергии посвящено множество исследований и научных публикаций сотрудников АО «ФСК ЕЭС», ОАО «НТЦ электроэнергетики», НИИПТ, ИНЭИ РАН, ГИ ИЭС, СибНИИЭ, МГТУ и ряда других организаций. Значительный вклад в изучение и решение проблем качества электроэнергии внесли множество преподавателей технических университетов по всей стране.

Рассмотрим некоторые работы, посвящённые теме магистерского исследования:

1. Работа [1], в которой авторы изложили основные преимущества и недостатки распределенной генерации, основные перспективы развития энергосистемы с распределенной генерации.

2. Работа [2], в которой приведены основные положения и концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью. Показаны технологии мониторинга и диагностики электрических сетей, а также основные технологии интеллектуальной сети.

3. В работе [3] представлен качественный анализ влияния источников распределенной генерации на работу электрических сетей с большим проникновением распределенной генерации. Обсуждается влияние распределенной генера-

ции на потери электрической энергии и напряжения, а также на показатели качества электроэнергии. Анализ указанной проблемы позволяет сделать вывод, что влияние распределенной генерации в значительной степени зависит от степени проникновения распределенной генерации в распределительную сеть.

4. Работа [4] рассматривает понятие распределенной генерации на примере зарубежных стран и их методологии данного вопроса. Приводится классификации устройств распределенной генерации.

5. В работе [5] рассматривается влияние распределенной генерации на устойчивость режимов электроэнергетических систем.

6. Работа [6], в которой рассмотрены причины строительства промышленными предприятиями объектов распределенной генерации в России, а также возникающие проблемы.

Тем не менее, несмотря на значительные достижения в области распределенной генерации это явление остается принципиально новым в электроэнергетике. Вследствие этого, как показал анализ литературы по данной теме для распределенной генерации отсутствует общепринятое определение.

В части изученной литературы в качестве примеров по улучшению работы сети предлагается строительство малых источников генерации в районах с возможными дефицитами активной мощности.

В работах некоторых работ указывается на недостаточную теоретическую обоснованность методов анализа влияния распределенной генерации. Предлагалось множество альтернативных вариантов решения задачи, однако ни один из них не нашел отражения в нормативно-правовых документах. По этой причине, несмотря на множество работ в этом направлении, создание адекватной методики для оценки влияния потребителей на искажение напряжения также остается одной из актуальных задач современной электроэнергетики.

2.2 Классификация объектов распределенной генерации

Существует ряд наиболее важных классификации РГ:

1. По номинальной мощности:

- микро (до 5 кВт);

- малые (до 5 МВт);
- средние (до 50 МВт);
- крупные (до 300 МВт).

2. По технологии выработки электрической энергии:

- ВИЭ (рассматриваются как наиболее безвредные, из-за низкого воздействия на экологическую среду);
 - блочные (модульные электростанции, которые можно возвести и запустить в эксплуатацию за короткий срок);
 - когенерация (электрические станции, предоставляющие потребителю достаточные объем тепла и ЭЭ).

Обратим внимание на технологии, которые зачастую встречаются при исследовании объектов РГ:

1. Микротурбины и газотурбинные установки;
2. Поршневые двигатели;
3. Ветряные станции;
4. Солнечные станции;
5. Топливные элементы;
6. Мини-ГЭС;
7. Геотермальные электростанции;
8. Атомные станции малой мощности;
9. Мусороперерабатывающие станции.

Использование РГ возможно для выполнения большого количества задач. Во-первых, это эксплуатация РГ изолировано, как альтернатива ЕЭС. Также это возможность использования в роли запасного источника энергоснабжения. Электроэнергия, генерируемая РГ способна покрыть пиковые нагрузки, при совместной эксплуатации с ЕЭС, существует возможность осуществления выдачи ЭЭ в распределительную сеть, стабилизация напряжения, с помощью вспомогательной генерации реактивной мощности.

2.3 Ключевые направления концепции ИЭС ААС

В концепции интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС) представлены три основных направления развития электроэнергетики:

1. Создание и применение улучшающей, новой и прорывной техники, обеспечивающей экономичность и управляемость электрической сети, разработка и использование технологий мониторинга и диагностики сетей.

2. Развитие современных и создание новых систем управления электроэнергетикой; проработка новых принципов информационного взаимодействия энергообъектов, включая и «информационное облако»; обеспечение их кибербезопасности.

3. Разработка принципов вовлечения в управление энергопотреблением как отдельных активных потребителей, так и коллективных интеллектуальных микросетей. На базе этих трех направлений образуются технические, экономические и социальные эффекты, обосновывающие необходимость развития ИЭС ААС. Для реализации концепции предусматривается создание пилотных проектов, строится дорожная карта.

Технологии ИЭС ААС позволяют воплотить радикально новые концепции, к которым, в частности, относятся микросети. Микросети в общем виде определяются как сети низкого напряжения с источниками распределенной генерации, накопителями энергии и контролируемой нагрузкой (напр., обогревателями и кондиционерами).

Важным свойством микросетей является то, что, несмотря на функционирование в рамках распределительной системы, они могут автоматически переводиться в изолированное состояние в случае аварий в сети и восстанавливать синхронизацию с сетью после устранения аварии с поддержанием требуемого качества электрической энергии. В будущем предполагается, что функционирование энергосистемы будет осуществляться путем тесного взаимодействия между централизованными и распределенными децентрализованными генерирующими мощностями. Управление распределенными генераторами может

быть собрано в единое целое, образуя микросети (microgrid) или «виртуальные» электростанции, интегрированные как в сеть, так и в рынок электроэнергии и мощности, что будет способствовать повышению роли потребителя в управлении энергосистемой.

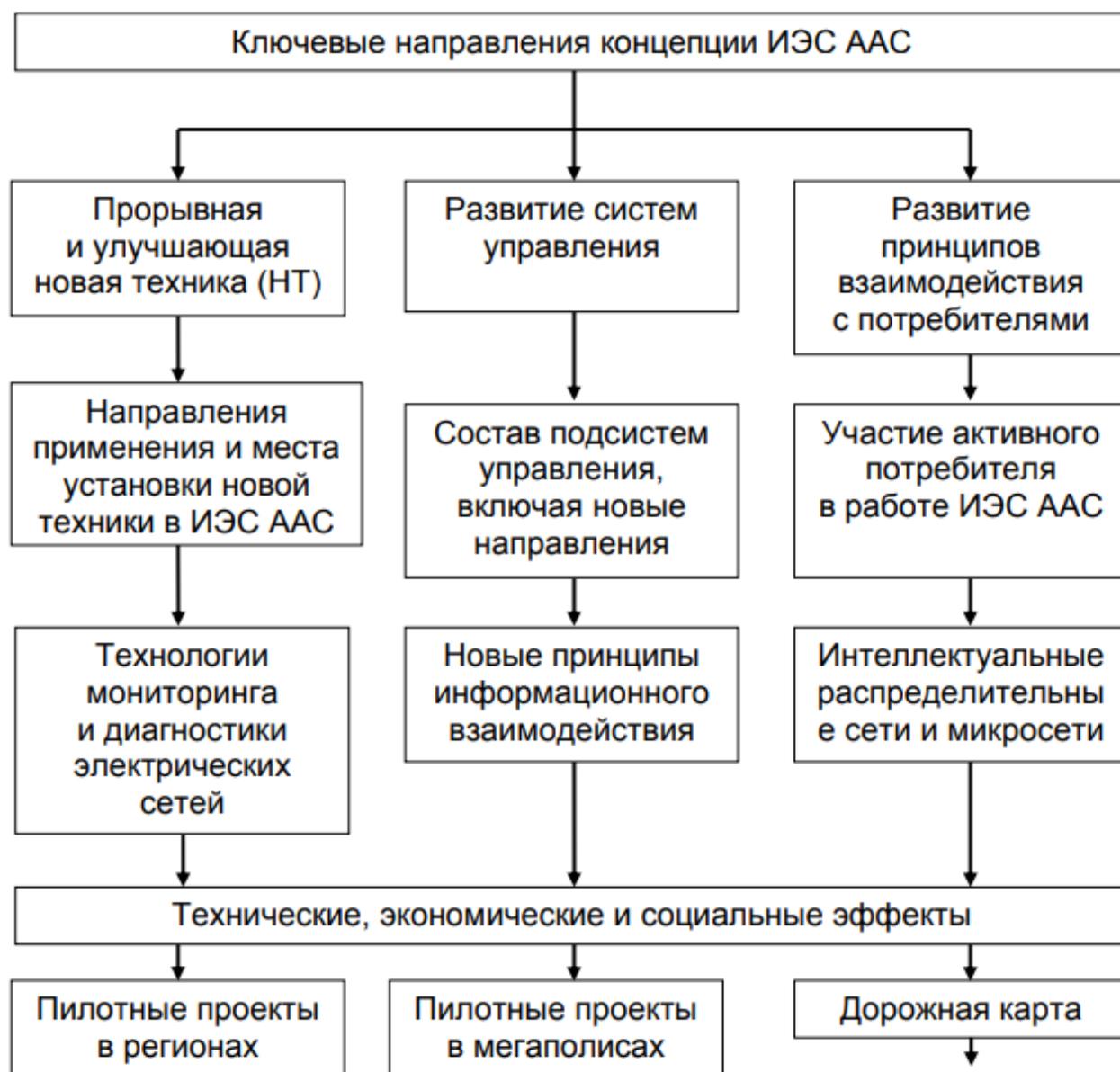


Рисунок 8 – Ключевые направления концепции ИЭС ААС

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ СЭС К СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ЭЭС

В данном разделе определим варианты подключения Алимской и Ровненской СЭС к существующей ЭЭС.

Учитывая, что Алимская и Ровненская СЭС расположены на одной площадке в рамках разработки вариантов рассматривается совместное строительство схемы выдачи мощности для вышеуказанных СЭС со строительством ПС 35, 110, 220 кВ СЭС.

В связи с тем, что солнечные панели производят только постоянный ток, общим для всех вариантов подключения будет наличие на СЭС инвертора для солнечных панелей.

Инвертор для солнечных панелей — это тип электрического преобразователя, который преобразует исходный постоянный ток в переменный ток определенной частоты и напряжения, который может подаваться в общую электрическую сеть.

Примем к установке инвертор сетевой трехфазный Sofar 8.8 KTL-X (2-MPPT), который производится китайской компанией Sofar Solar [48].

Так же на проектируемых СЭС необходима установка аккумуляторных батарей для накопления электроэнергии в случае ремонта отходящей ВЛ, а также для хранения в ночное время.

Примем к установке группу из свинцово-кислотных тяговых аккумуляторов SunStone Power ML 26Ач 12В AGM, который производится китайской компанией SunStone Power Industry CO. Это тяговый аккумулятор глубокого разряда, используемый в качестве источника питания в системах как автономного, так и резервного электроснабжения. Данные аккумуляторы изготовлены по технологии с абсорбированным электролитом (AGM). В батареях серии ML применена более совершенная конструкция решеток из особо чистого

сплава свинца, что увеличивает срок службы и улучшает разрядные характеристики [49].

Разработка вариантов СВМ выполнена с учетом следующих требований:

– Схема выдачи мощности электростанции (СВМ) должна обеспечивать в нормальной схеме выдачу всей установленной мощности электростанции на год ввода каждой очереди электростанции и перспективный период.

– Допускается выдача мощности электростанции по одной отходящей от шин электростанции линии электропередачи классом напряжения 220 кВ и ниже (в случае отсутствия нарушений допустимых параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы при отключении данной линии электропередачи).

– Допускается выдача мощности электростанции по отходящим от шин электростанции линиям электропередачи, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от линий электропередачи классом напряжения 220 кВ с односторонним питанием.

– Выдача мощности электростанции по отходящим от шин электростанции линиям электропередачи, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от транзитных линий электропередачи классом напряжения 220 кВ, допускается при наличии специального обоснования технической невозможности реализации выдачи мощности по схеме «заход-выход» или непосредственно на шины подстанций 220 кВ.

– Не допускается выдача мощности электростанции по отходящим от шин электростанции линиям электропередачи, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от линий электропередачи классом напряжения 220 кВ и выше, к которым на момент технологического присоединения электростанции уже присоединены отпайками (ответвлениями) другие генерирующие или электросетевые объекты.

– В нормальной схеме электрической сети допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение генераторов электростанции или

снижение выработки активной мощности электростанции при возникновении одного нормативного возмущения в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем, утвержденных приказом Министерства энергетики РФ от 28.12.2020 № 1195 (в актуальной редакции).

– При разработке схемы выдачи мощности должен быть учтен регулировочный диапазон по реактивной мощности электростанции. В случае недостаточности регулировочного диапазона по реактивной мощности электростанции для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется рассматривать необходимость установки дополнительных средств компенсации реактивной мощности.

В данной работе разработаны следующие варианты схемы выдачи мощности СЭС:

Вариант 1. На напряжении 35 кВ предусматривает строительство двухцепной ВЛ 35 кВ Волково – СЭС протяженностью 7 км и ПС 35 кВ СЭС;

Вариант 2. На напряжении 110 кВ предусматривает строительство однопроводной отпаечной ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Волково – Ивановка на ПС 110 кВ СЭС протяженностью 0,4 км и ПС 110 кВ СЭС;

Вариант 3. На напряжении 220 кВ – предусматривает строительство двухцепного захода ВЛ 220 кВ Благовещенская – Варваровка на ПС 220 кВ СЭС протяженностью 3,5 км и ПС 220 кВ СЭС.

Варианты с расширением прилегающих ПС 110 кВ и выше не рассматриваются ввиду большей протяженностью ВЛ по сравнению с рассмотренными вариантами с подключением от прилегающих существующих ВЛ 110 кВ и выше.

3.1 Вариант 1. На напряжении 35 кВ.

Для реализации варианта 1 предусмотрено выполнение следующего комплекса мероприятий:

– Строительство ПС 35 кВ СЭС с установкой двух трансформаторов 35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый;

– Строительство двухцепной ВЛ 35 кВ Волково – СЭС с проводом АС-185/29 протяженностью 7 км;

– Реконструкция ПС 110 кВ Волково: замена трансформаторов Т-1 (2) мощность 10 МВА каждый на трансформаторы мощностью по 32 МВт каждый, реконструкция РУ 35 кВ со строительством СШ-2, секционного выключателя и выключателей 35 кВ для подключения ВЛ 35 кВ Волково – СЭС цепь 1,2).

Карта-схема электрических сетей и принципиальная схема электрических соединений сетей для варианта 1 приведена на рисунках 9-10.



Рисунок 9 – Карта-схема электрических сетей, вариант 1

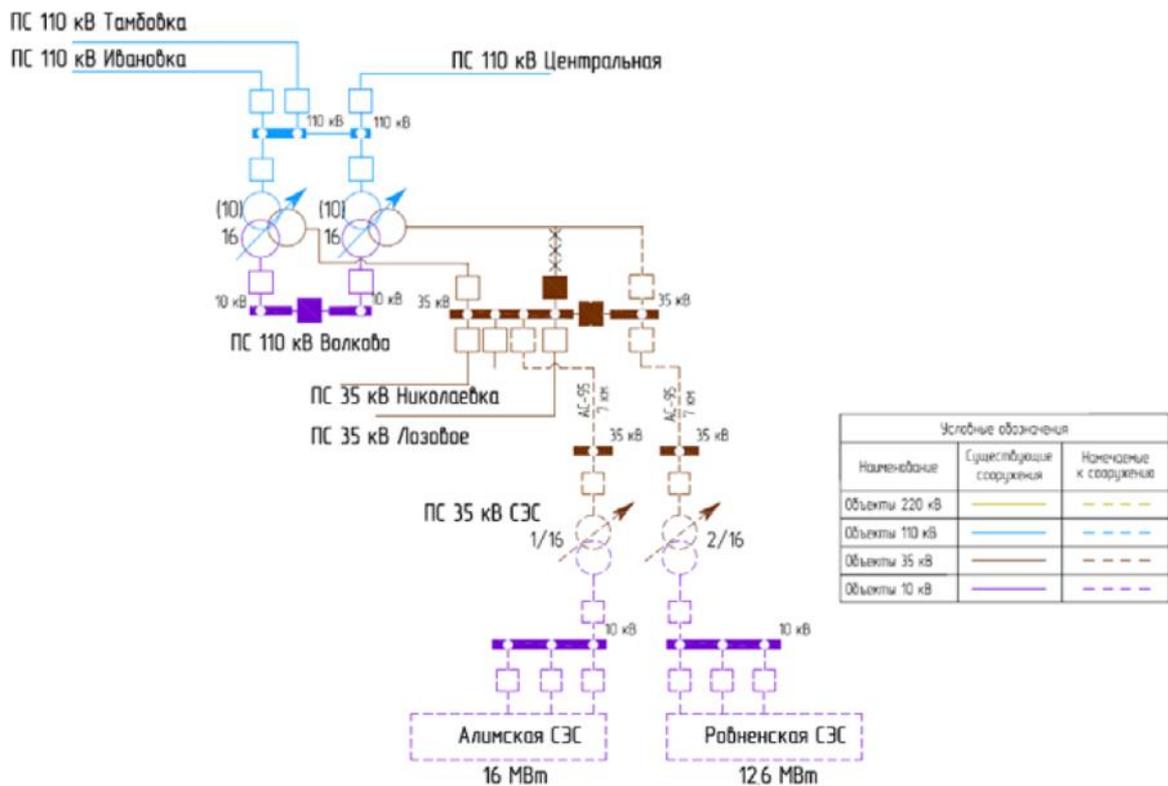


Рисунок 10. Принципиальная схема электрических соединений сетей, вариант

1

Произведем проверку заменяемого и нового оборудования.

Трансформаторы.

В соответствии с существующими нормативами мощность СТ на ПС рекомендуется выбирать по перегрузке в послеаварийных режимах до 70 – 80 %, на время максимума общей суточной продолжительностью не более шести часов в течении не более чем на пять суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители первой категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух. Мощность СТ определяется по формуле:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P_{МАКС}^2 + Q_{МАКС}^2}}{N \cdot K_3}, \quad (2)$$

где $P_{МАКС}$ – максимальная активная мощность в осенне-зимний период, МВт;

$Q_{МАКС}$ – максимальная реактивная мощность в осенне-зимний период, МВар;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора, для трансформаторной ПС равен $K_3 = 0,7$;

N – число трансформаторов.

Трансформаторы на ПС 35 кВ СЭС.

Необходимо учесть максимальную генерацию от СЭС.

$$S_{СЭС} = \frac{\sqrt{28,6^2 + 11,4^2}}{2 \cdot 0,7} = 22 \text{ MВт.}$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов. Значение $S_{СЭС}$ должно быть больше, чем расчётная величина полученная по формуле 1. Исходя из расчета принимаем к установке трансформаторы ТДНС-25000/35.

Для проверки выбранного трансформатора произведем расчет коэффициента загрузки по формуле:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P_{МАКС}^2 + Q_{МАКС}^2}}{N \cdot S_{НОМ}}, \quad (3)$$

$$K_3 = \frac{\sqrt{28,6^2 + 11,4^2}}{2 \cdot 25} = 0,62.$$

Расчитанное значение K_3 в нормальном режиме должно быть в пределах от 0,5 до 0,75. Делаем вывод, что условие выполняется.

Далее необходимо проверить выбранных СТ по коэффициенту загрузки в послеаварийном режиме.

$$K_3 = \frac{\sqrt{28,6^2 + 11,4^2}}{1 \cdot 25} = 1,24.$$

Значение коэффициента загрузки в послеаварийном режиме должно находиться в пределах от 1 до 1,4. Условие выполняется.

Отсюда делаем вывод, что выбор СТ произведен верно. Дальнейшие расчеты выбора СТ производятся аналогично.

Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Волково.

Необходимо учесть максимальную генерацию от СЭС, а также нагрузку ПС 110 кВ Волково.

$$S_{СЭС} = \frac{\sqrt{(28,6 + 14,1)^2 + (11,4 + 4)^2}}{2 \cdot 0,7} = 32,1 \text{ МВт.}$$

Исходя из расчета принимаем к установке ТДТН – 32000/110.

Произведем проверку в нормальном и послеаварийных режимах.

$$K_3 = \frac{\sqrt{(28,6 + 14,1)^2 + (11,4 + 4)^2}}{2 \cdot 32} = 0,7.$$

$$K_3 = \frac{\sqrt{(28,6 + 14,1)^2 + (11,4 + 4)^2}}{1 \cdot 32} = 1,4.$$

Исходя из полученных коэффициентов делаем вывод о том, что трансформатор выбран верно.

Строительство двухцепной ВЛ 35 кВ Волково – СЭС.

Необходимо учесть максимальную генерацию от СЭС.

Выбор марки и сечения проводов производим согласно экономическим токовым интервалам.

Для выбора марки провода необходимо найти максимальное значение тока по формуле:

$$I_{МАКС} = \frac{\sqrt{P_{МАКС}^2 + Q_{МАКС}^2}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U}, \quad (4)$$

где N – количество цепей, штук;

U – номинальное напряжение, кВ.

Следующее, что необходимо сделать это определить расчетный ток в зависимости от которого согласно экономическим токовым интервалам и произведем выбор сечения провода ВЛ. Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_P = I_{МАКС} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_{it}, \quad (5)$$

где α_i – коэффициент, который учитывает изменение нагрузки в годы эксплуатации ВЛ, принимаем равным 1,05;

α_{it} – коэффициент, который отражает число часов использования максимальной нагрузки, принимаем равным 1.

$$I_{МАКС} = \frac{\sqrt{28,6^2 + 11,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 248 \text{ А.}$$

$$I_P = 248 \cdot 1,05 \cdot 1 = 260 \text{ А.}$$

Согласно экономическим токовым интервалам и учитывая район по гололеду принимаем провод марки АС-185/29.

Для проверки провода необходимо провести проверку при работе одной линии.

$$I_{МАКС} = \frac{\sqrt{28,6^2 + 11,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 35} = 496 \text{ А.}$$

$$I_P = 496 \cdot 1,5 \cdot 1 = 520 \text{ А.}$$

Производим проверку по длительно допустимому току. Длительно допустимы ток АС-185/24 540 А, что говорит, о том, что марка провода выбрана верно.

Дальнейшие расчеты по выбору провода производятся аналогично.

3.2 Вариант 2. На напряжении 110 кВ.

Для реализации варианта 2 предусмотрено выполнение следующего комплекса мероприятий:

- Строительство ПС 110 кВ СЭС с установкой трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 32 МВА;
- Строительство одноцепной отпаечной ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Волково – Ивановка на ПС 110 кВ СЭС с проводом АС-120 (соответствует сечению для Л 110 кВ Волково – Ивановка) протяженностью 0,4 км.

Карта-схема электрических сетей и принципиальная схема электрических соединений сетей для варианта 2 приведена на рисунках 11-12.



Рисунок 11 – Карта-схема электрических сетей, вариант 2

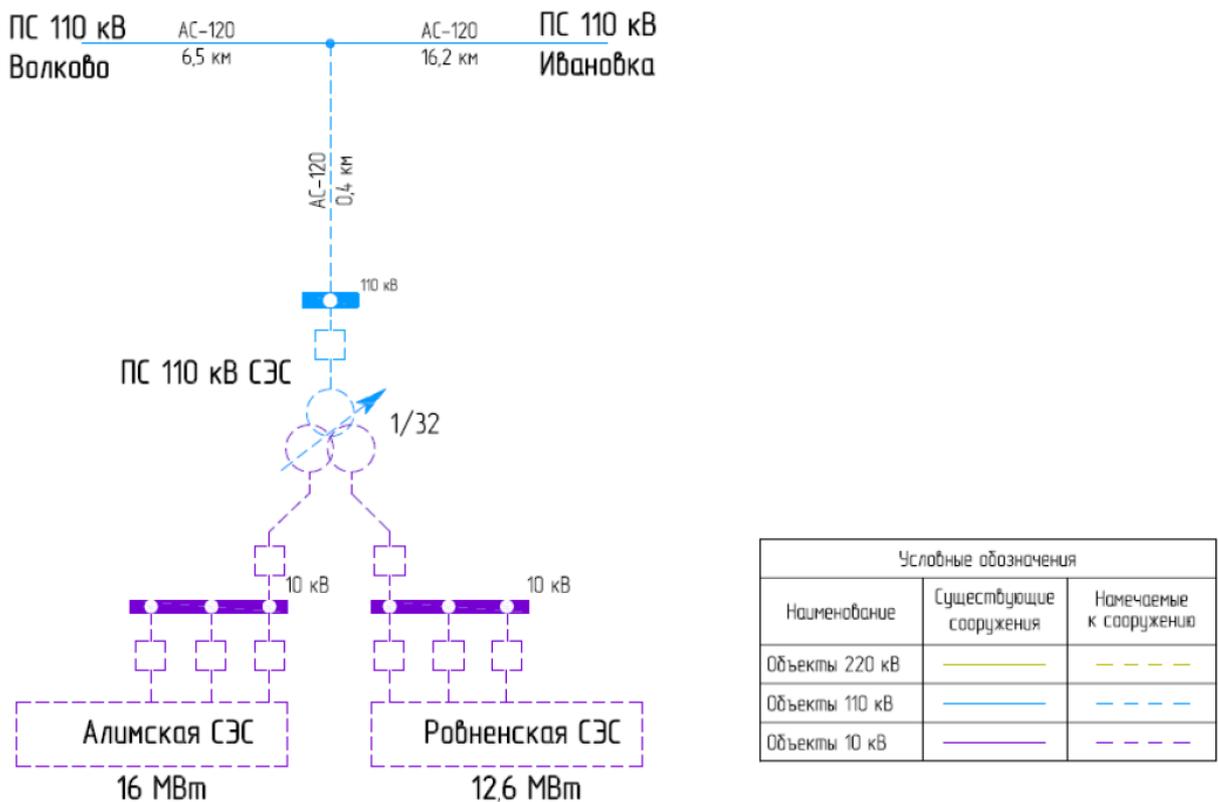


Рисунок 12 – Принципиальная схема электрических соединений сетей, вариант 2

Произведем проверку нового оборудования.

Трансформаторы.

Трансформаторы на ПС 110 кВ СЭС.

Необходимо учесть максимальную генерацию от СЭС.

$$S_{СЭС} = \frac{\sqrt{28,6^2 + 11,4^2}}{2 \cdot 0,7} = 22 \text{ МВт.}$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов. Значение $S_{СЭС}$ должно быть больше, чем расчётная величина полученная по формуле 1. Исходя из расчета принимаем к установке трансформаторы ТРДТН-32000/110.

$$K_3 = \frac{\sqrt{28,6^2 + 11,4^2}}{2 \cdot 32} = 0,5.$$

$$K_3 = \frac{\sqrt{28,6^2 + 11,4^2}}{1 \cdot 32} = 1.$$

Строительство отпайки 110 кВ до ПС 110 кВ СЭС.

Необходимо учесть максимальную генерацию от СЭС.

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{\sqrt{28,6^2 + 11,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 164 \text{ А.}$$

$$I_P = 164 \cdot 1,05 \cdot 1 = 172 \text{ А.}$$

Согласно экономическим токовым интервалам и учитывая район по гололеду принимаем провод марки АС-120/19 с длительно допустимым током 390 А.

3.3 Вариант 3. На напряжении 220 кВ.

Для реализации варианта 3 предусмотрено выполнение следующего комплекса мероприятий:

– Строительство ПС 220 кВ СЭС с установкой трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 32 МВА;

– Строительство двухцепного захода ВЛ 220 кВ Благовещенская – Варваровка на ПС 220 кВ СЭС с проводом АС-300 (соответствует сечению ВЛ 220 кВ Благовещенская – Варваровка) протяженностью 3,5 км.

Карта-схема электрических сетей и принципиальная схема электрических соединений сетей для варианта 3 приведена на рисунках 13-14.



Рисунок 13 – Карта-схема электрических сетей, вариант 3

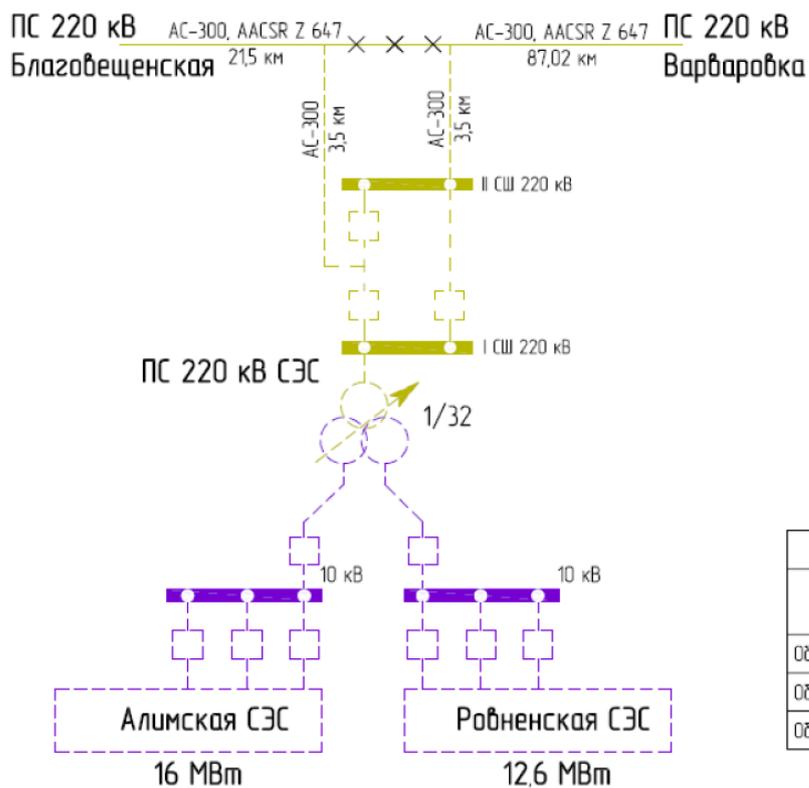


Рисунок 14 – Принципиальная схема электрических соединений сетей, вариант 3

Произведем проверку нового оборудования.

Трансформаторы.

Трансформаторы на ПС 220 кВ СЭС.

Необходимо учесть максимальную генерацию от СЭС.

$$S_{СЭС} = \frac{\sqrt{28,6^2 + 11,4^2}}{2 \cdot 0,7} = 22 \text{ MВт.}$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов. Значение $S_{СЭС}$ должно быть больше, чем расчётная величина полученная по формуле 1. Исходя из расчета принимаем к установке трансформаторы ТРДТН-32000/220.

$$K_3 = \frac{\sqrt{28,6^2 + 11,4^2}}{2 \cdot 32} = 0,5.$$

$$K_3 = \frac{\sqrt{28,6^2 + 11,4^2}}{1 \cdot 32} = 1.$$

Строительство заходов до ПС 220 кВ СЭС.

Необходимо учесть максимальную генерацию от СЭС.

$$I_{МАКС} = \frac{\sqrt{28,6^2 + 11,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 82 \text{ А.}$$

$$I_P = 82 \cdot 1,05 \cdot 1 = 86 \text{ А.}$$

Согласно экономическим токовым интервалам и учитывая район по гололеду принимаем провод марки АС-300/39 с длительно допустимым током 710 А.

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.

Расчет режима разработанных вариантов приведён в приложении Б.

4.1 Вариант 1. На напряжении 35 кВ.

Из расчета режимов можно сделать следующие выводы:

Нормальный режим. В нормальном режиме уровни напряжения на шинах НН потребителей соответствует закону встречного регулирования.

Однако напряжение на шинах ПС 110 кВ находящихся близко к Благовещенской ТЭЦ напряжение выше номинального более чем на 10 %, это связано с необходимостью поддержки высокого напряжения в контрольном пункте по напряжению, который находится на шинах 110 кВ Благовещенской ТЭЦ. Отклонения по напряжению более 10 % представлено в таблице 14.

Таблица 14 – Отклонения напряжения в узлах сети

Название	U _{ном}	V	dV
1	2	3	4
БТЭЦ ВН 2	110	122,6	11,5
БТЭЦ ВН 1	110	122,6	11,5
Отп на Кооперативную	110	122,6	11,4
Кооперативная	110	122,6	11,4
Отп на Чигири 1	110	122,4	11,3
Отп на Чигири 2	110	122,4	11,3
Чигири	110	122,4	11,3
Отп на Новая 2	110	122,4	11,3
Отп на Новая 1	110	122,4	11,2
Новая	110	122,4	11,2
Благовещенская СН	110	122,3	11,1
Отп на Кирпичную	110	122,2	11,0
Кирпичная	110	122,2	11,0
Хвойная НН	35	38,8	10,9
Отп на Северная 1	110	122,0	10,9
Отп на Северная 2	110	121,9	10,8

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4
Северная	110	121,9	10,8
Отп на Сетевая 1	110	121,9	10,8
Отп на Сетевая 2	110	121,9	10,8
Центральная ВН 1	110	121,8	10,7
Центральная ВН 2	110	121,8	10,7
Сетевая	110	121,7	10,6

Токовая нагрузка наиболее загруженных ЛЭП представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I нач	I кон	Место	Iдоп расч ДДТН	I/I доп ДДТН
Отп на Новая 2 - Отп на Сетевая 2	306,2	306,5	ВН	520	58,9
Отп на Новая 1 - Отп на Сетевая 1	303,0	303,2	ВН	520	58,3
Волково СН - ПС СЭС	290,9	290,9	ВН	540	53,9
Волково СН - ПС СЭС	290,9	290,9	ВН	540	53,9

Исходя из таблицы наиболее загруженными линиями являются новые ВЛ 35 кВ Волкова – СЭС, а также линии, отходящие от БТЭЦ. Загрузка этих линий менее 100 % говорит, о правильности выбора проводника.

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 10 МВт, что при суммарной генерации 620 МВт, составляет 2 %.

Схема потокораспределения нормального режима сети показана на рисунке 15.

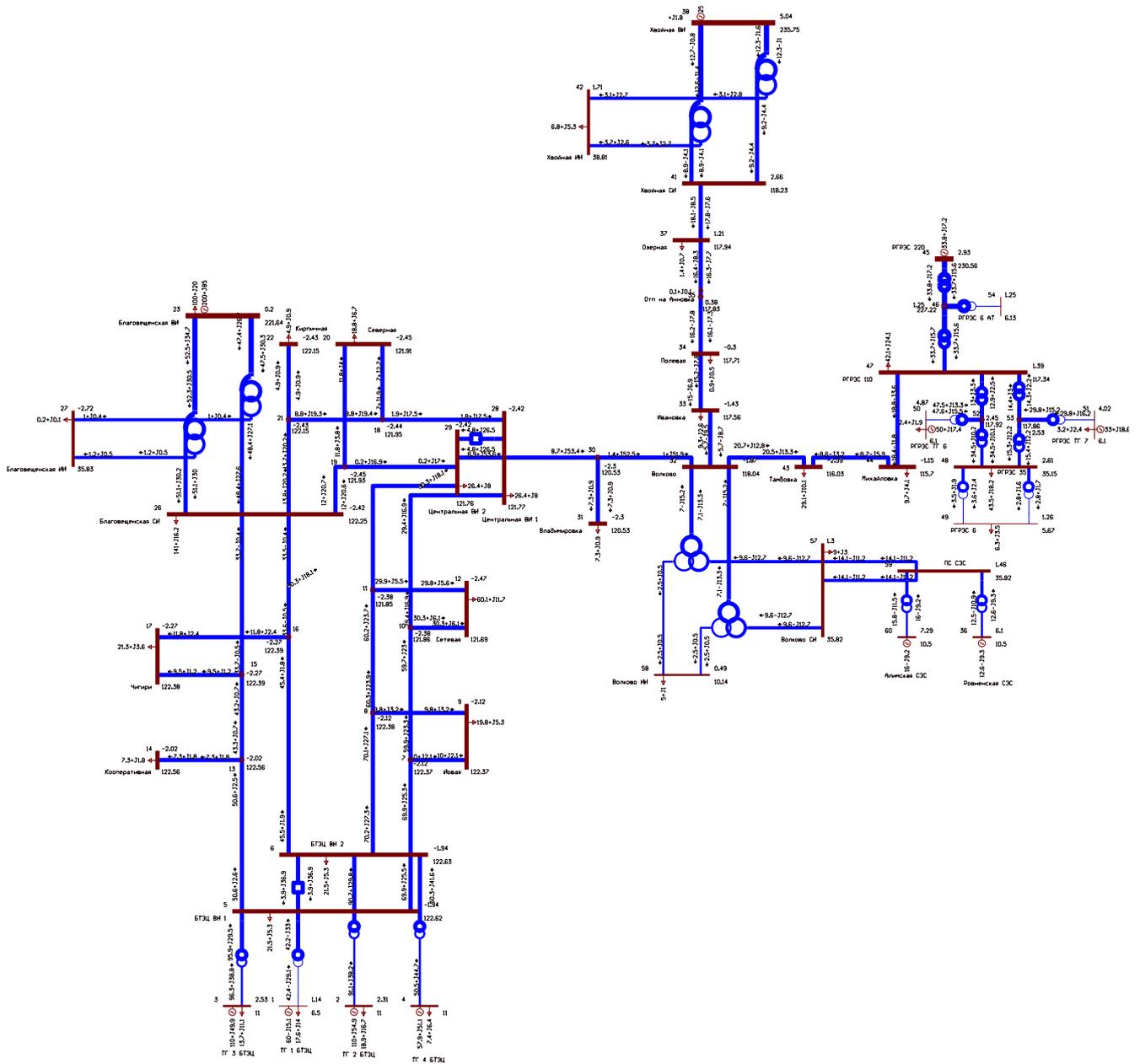


Рисунок 15 – Схема нормального режима

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

Послеаварийный режим. В качестве аварийной ситуации рассмотрим отключение ВЛ 35 кВ Волково – СЭС № 2. Данный режим рассматривается для проверки токовой загрузки проектируемой ВЛ, а также оценки пропускной способности оставшейся в работе линии.

В данном режиме напряжения на ПС изменяются на незначительную величину. Закон встречного регулирования так же соблюдается. Узлы с отклонением напряжения более 10 % представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Отклонения напряжения в узлах сети

Название	U_ном	V	dV
БТЭЦ ВН 2	110	122,6	11,5
БТЭЦ ВН 1	110	122,6	11,5
Отп на Кооперативную	110	122,6	11,4
Кооперативная	110	122,6	11,4
Отп на Чигири 1	110	122,4	11,3
Отп на Чигири 2	110	122,4	11,3
Чигири	110	122,4	11,3
Отп на Новая 2	110	122,4	11,3
Отп на Новая 1	110	122,4	11,3
Новая	110	122,4	11,3
Благовещенская СН	110	122,3	11,1
Отп на Кирпичную	110	122,2	11,1
Кирпичная	110	122,2	11,1
Отп на Северная 1	110	122,0	10,9
Хвойная НН	35	38,8	10,9
Отп на Северная 2	110	121,9	10,9
Северная	110	121,9	10,8
Отп на Сетевая 1	110	121,9	10,8
Отп на Сетевая 2	110	121,9	10,8
Центральная ВН 1	110	121,8	10,7
Центральная ВН 2	110	121,8	10,7
Сетевая	110	121,7	10,6

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

Токовая нагрузка наиболее загруженных ЛЭП приведена в таблице 17.

Таблица 17 – Токовая загрузка ЛЭП

Название	I нач	I кон	Место	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_доп_ДДТН
Волково СН - ПС СЭС	535,0	535,0	ВН	540	99,1
Отп на Новая 2 - Отп на Сетевая 2	311,2	311,5	ВН	520	59,9
Отп на Новая 1 - Отп на Сетевая 1	307,9	308,1	ВН	520	59,2

Из таблицы видно, что загрузка составляет 99 %, что не выходит за пределы допустимых значений.

В свою очередь потери возросли незначительно и составили 10,2 МВт, что при суммарной генерации 536 МВт, так же составляет 2 %.

Схема потокораспределения нормального режима сети показана на рисунке 16.

4.2 Вариант 2. На напряжении 110 кВ.

Из расчета режимов можно сделать следующие выводы:

Нормальный режим. В нормальном режиме уровни напряжения на шинах НН потребителей соответствует закону встречного регулирования.

Присутствует та же тенденция, что и в 1 варианте напряжение на шинах ПС 110 кВ находящихся близко к Благовещенской ТЭЦ напряжение выше номинального более чем на 10 %, это связано с необходимостью поддержки высокого напряжения в контрольном пункте по напряжению, который находится на шинах 110 кВ Благовещенской ТЭЦ. Отклонения по напряжению более 10 % представлено в таблице 18.

Таблица 18 – Отклонения напряжения в узлах сети

Название	U _{ном}	V	dV
БТЭЦ ВН 2	110	123,0	11,8
БТЭЦ ВН 1	110	123,0	11,8
Отп на Кооперативную	110	122,9	11,8
Кооперативная	110	122,9	11,8
Отп на Чигири 1	110	122,8	11,6
Отп на Чигири 2	110	122,8	11,6
Чигири	110	122,8	11,6
Отп на Новая 2	110	122,8	11,6
Отп на Новая 1	110	122,8	11,6
Новая	110	122,8	11,6
Благовещенская СН	110	122,7	11,5
Отп на Кирпичную	110	122,6	11,5
Кирпичная	110	122,6	11,4
Отп на Северная 1	110	122,4	11,3
Отп на Северная 2	110	122,4	11,3
Северная	110	122,4	11,3
Отп на Сетевая 1	110	122,3	11,2
Отп на Сетевая 2	110	122,3	11,2
Центральная ВН 1	110	122,3	11,1
Центральная ВН 2	110	122,2	11,1
Сетевая	110	122,2	11,1

Токовая загрузка наиболее загруженных ЛЭП представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I нач	I кон	Место	I _{доп} расч ДДТН	I/I _{доп} ДДТН
Отп на Новая 2 - Отп на Сетевая 2	296,7	296,9	ВН	520	57,1
Отп на Новая 1 - Отп на Сетевая 1	293,9	294,1	ВН	520	56,6
БТЭЦ ВН 2 - Отп на Новая 2	345,2	345,3	ВН	710	48,6
БТЭЦ ВН 1 - Отп на Новая 1	341,6	341,7	ВН	710	48,1

Исходя из таблицы наиболее загруженными линиями являются линии, отходящие от БТЭЦ. Загрузка отпайки на ПС 110 кВ СЭС составляет менее 50 %.

В соответствии с результатами расчета установившегося режима потери составляют 9,3 МВт, что при суммарной генерации 620 МВт, составляет 2 %.

Схема потокораспределения нормального режима сети показана на рисунке 17.

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

Послеаварийный режим. В качестве аварийной ситуации рассмотрим отключение линии, отходящей от Благовещенской ТЭЦ. Отключение новой ВЛ рассматривать не целесообразно ввиду погашения ПС 110 кВ СЭС. Данный режим рассматривается для проверки токовой загрузки ВЛ, отходящих от Благовещенской ТЭЦ.

В данном режиме напряжения на ПС изменяются на незначительную величину. Закон встречного регулирования так же соблюдается. Узлы с отклонением напряжения более 10 % представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Отклонения напряжения в узлах сети

Название	U_ном	V	dV
Хвойная НН	35	39,4	12,5
БТЭЦ ВН 2	110	123,0	11,8
БТЭЦ ВН 1	110	123,0	11,8
Отп на Кооперативную	110	122,9	11,8
Кооперативная	110	122,9	11,8
Отп на Чигири 1	110	122,8	11,6
Отп на Чигири 2	110	122,8	11,6
Чигири	110	122,7	11,6
Отп на Новая 2	110	122,6	11,5
Благовещенская СН	110	122,6	11,4
Новая	110	122,5	11,4
Отп на Новая 1	110	122,5	11,4
Отп на Кирпичную	110	122,5	11,4
Кирпичная	110	122,5	11,4
Отп на Северная 1	110	122,3	11,2
Отп на Северная 2	110	122,3	11,1
Северная	110	122,2	11,1
Отп на Сетевая 2	110	122,1	11,0
Отп на Сетевая 1	110	122,1	11,0
Центральная ВН 1	110	122,1	11,0
Центральная ВН 2	110	122,1	11,0
Сетевая	110	122,0	10,9

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

Токовая загрузка наиболее загруженных ЛЭП приведена в таблице 21.

Таблица 21 – Токовая загрузка ЛЭП

Название	I нач	I кон	Место	Iдоп расч ДДТН	I/I доп ДДТН
БТЭЦ ВН 2 - Отп на Новая 2	626,4	626,5	ВН	710	88,2
Отп на Новая 2 - Новая	342,1	342,1	ВН	520	65,8
Отп на Новая 2 - Отп на Сетевая 2	284,4	284,6	ВН	520	54,7
Отп на Новая 1 - Отп на Сетевая 1	245,6	245,8	ВН	520	47,3
Отп на Новая 1 - Новая	245,6	245,6	ВН	520	47,2

Из таблицы видно, что загрузка оставшихся в работе ВЛ не превышает 100 %, что не выходит за пределы допустимых значений.

В свою очередь потери возросли незначительно и составили 9,4 МВт, что при суммарной генерации 536 МВт, так же составляет 2 %.

Схема потокораспределения нормального режима сети показана на рисунке 18.

4.3 Вариант 3. На напряжении 220 кВ.

Из расчета режимов можно сделать следующие выводы:

Нормальный режим. В нормальном режиме уровни напряжения на шинах НН потребителей соответствует закону встречного регулирования.

Присутствует та же тенденция, что и в 1 и 2 вариантах: напряжение на шинах ПС 110 кВ находящихся близко к Благовещенской ТЭЦ напряжение выше номинального более чем на 10 %, это связано с необходимостью поддержки высокого напряжения в контрольном пункте по напряжению, который находится на шинах 110 кВ Благовещенской ТЭЦ. Отклонения по напряжению более 10 % представлено в таблице 22.

Таблица 22 – Отклонения напряжения в узлах сети

Название	U _{ном}	V	dV
БТЭЦ ВН 2	110	122,9	11,7
БТЭЦ ВН 1	110	122,9	11,7
Отп на Кооперативную	110	122,8	11,7
Кооперативная	110	122,8	11,7
Отп на Новая 2	110	122,7	11,5
Отп на Новая 1	110	122,7	11,5
Новая	110	122,7	11,5
Отп на Чигири 1	110	122,7	11,5
Отп на Чигири 2	110	122,7	11,5
Чигири	110	122,7	11,5
Благовещенская СН	110	122,6	11,4
Отп на Кирпичную	110	122,5	11,3
Кирпичная	110	122,5	11,3
Отп на Северная 1	110	122,3	11,2
Отп на Северная 2	110	122,3	11,2
Северная	110	122,3	11,1

Токовая загрузка наиболее загруженных ЛЭП представлена в таблице 23.

Таблица 23 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I _{нач}	I _{кон}	Место	Идоп расч ДДТН	I/I доп ДДТН
Отп на Новая 2 - Отп на Сетевая 2	322,4	322,6	ВН	520	62,0
Отп на Новая 1 - Отп на Сетевая 1	318,9	319,1	ВН	520	61,4
БТЭЦ ВН 2 - Отп на Новая 2	370,9	370,9	ВН	710	52,2
БТЭЦ ВН 1 - Отп на Новая 1	366,8	366,9	ВН	710	51,7

Исходя из таблицы наиболее загруженными линиями являются линии, отходящие от БТЭЦ. Загрузка заходов на ПС 220 кВ СЭС составляет всего 10 %. Такая малая загруженность обусловлена большим сечением провода ВЛ 220 кВ Благовещенска – Варваровка.

В соответствии с результатами расчета установившегося режима потери составляют 8,9 МВт, что при суммарной генерации 620 МВт, составляет 2 %.

Схема потокораспределения нормального режима сети показана на рисунке 19.

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

Послеаварийный режим. В качестве аварийной ситуации рассмотрим отключение линии, отходящей от Благовещенской ТЭЦ. Отключение новой ВЛ рассматривать не целесообразно ввиду отсутствия ПС 220 кВ Варваровка в модели из-за ограничения студенческой лицензии. Данный режим рассматривается для проверки токовой загрузки ВЛ, отходящих от Благовещенской ТЭЦ.

В данном режиме напряжения на ПС изменяются на незначительную величину. Закон встречного регулирования так же соблюдается. Узлы с отклонением напряжения более 10 % представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Отклонения напряжения в узлах сети

Название	U_ном	V	dV
БТЭЦ ВН 2	110	122,9	11,7
БТЭЦ ВН 1	110	122,9	11,7
Отп на Кооперативную	110	122,8	11,7
Кооперативная	110	122,8	11,7
Отп на Чигири 1	110	122,6	11,5
Отп на Чигири 2	110	122,6	11,5
Чигири	110	122,6	11,5
Отп на Новая 2	110	122,5	11,4
Благовещенская СН	110	122,5	11,3
Новая	110	122,4	11,3
Отп на Новая 1	110	122,4	11,3
Отп на Кирпичную	110	122,4	11,2
Кирпичная	110	122,4	11,2
Отп на Северная 1	110	122,2	11,0
Отп на Северная 2	110	122,1	11,0
Северная	110	122,1	11,0

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

Токовая нагрузка наиболее загруженных ЛЭП приведена в таблице 25.

Таблица 25 – Токовая нагрузка ЛЭП

Название	I нач	I кон	Место	I _{доп} расч ДДТН	I/I _{доп} ДДТН
БТЭЦ ВН 2 - Отп на Новая 2	673,2	673,3	ВН	710	94,8
Отп на Новая 2 - Новая	363,9	363,9	ВН	520	70,0
Отп на Новая 2 - Отп на Сетевая 2	309,4	309,6	ВН	520	59,5
Отп на Новая 1 - Отп на Сетевая 1	267,2	267,4	ВН	520	51,4
Отп на Новая 1 - Новая	267,2	267,2	ВН	520	51,4

Из таблицы видно, что нагрузка оставшихся в работе ВЛ не превышает 100 %, что не выходит за пределы допустимых значений.

В свою очередь потери возросли незначительно и составили 9,1 МВт, что при суммарной генерации 536 МВт, так же составляет 2 %.

Схема потокораспределения нормального режима сети показана на рисунке 20.

5 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ПРОЕКТА

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ПС СЭС и ЛЭП для ее подключения.

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.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}, \quad (6)$$

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. Трансформаторы;
3. Компенсирующие и регулирующие устройства;
4. Постоянная часть затрат;
5. ПА;

6. Затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 6 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1-5):

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.

Исходя из разработанного варианта подключения № 1 составим расчёт капиталовложений на ПС:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{ПС}^*, \quad (7)$$

где $K_{ИНФ}$ – коэффициент инфляции;

$K_{ТР}$ – стоимость трансформаторов;

$K_{ВЫКЛ}$ – стоимость ячейки выключателя;

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

Капиталовложения на строительство ЛЭП определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ}^* \cdot K_{ИНФ}, \quad (8)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии;

l – длина трасы;

$K_{ВЛ}^*$ – зональный повышающий коэффициент.

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 26.

Таблица 26 – Результаты расчета капиталовложений

Элемент сети	К, тыс.руб		
	1	2	3
	1 вариант	2 вариант	3 вариант
ЛЭП	88 200	44 100	48 124
Трансформаторы	198 000	61 500	80 250
Ячейки выключа- телей	30 000	0	0
Постоянная часть затрат	388 900	147 000	157 900

5.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{ЭР} + I_{\Delta W}, \quad (9)$$

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:

$$I_{AM} = \alpha_{ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (10)$$

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

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

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

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (11)$$

где ΔW – потери электроэнергии, МВт*ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт*ч электроэнергии, согласно данным АО «ДРСК» стоимость потерь составляет 1,5 тыс.руб/МВт.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах. Расчет издержек приведен в приложении В. Результаты расчетов сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Результаты расчета капиталовложений

Варианты	Издержки, тыс.руб			
	2	3	4	5
1				
	I_{AM}	$I_{ЭР}$	$I_{\Delta W}$	I
1 вариант	35 260	35 260	13 340	90 520
2 вариант	7 349	7 237	5 274	22 496
3 вариант	14 320	14 410	1 203	29 933

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 28.

Таблица 28 – Приведенные затраты

Варианты	Приведенные затраты, тыс.руб
1	2
1 вариант	161 033
2 вариант	37 194
3 вариант	58 565

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:

$$Пч = ПБ - Н_t = O_{OP} - И_t - Н_t, \quad (14)$$

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

$И_t$ – суммарные эксплуатационные издержки в год

Прибыль от реализации продукции определяется:

$$ПБ = O_{OP} - И_t. \quad (15)$$

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$И_t = ПБ \cdot 0,2. \quad (16)$$

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

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

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.

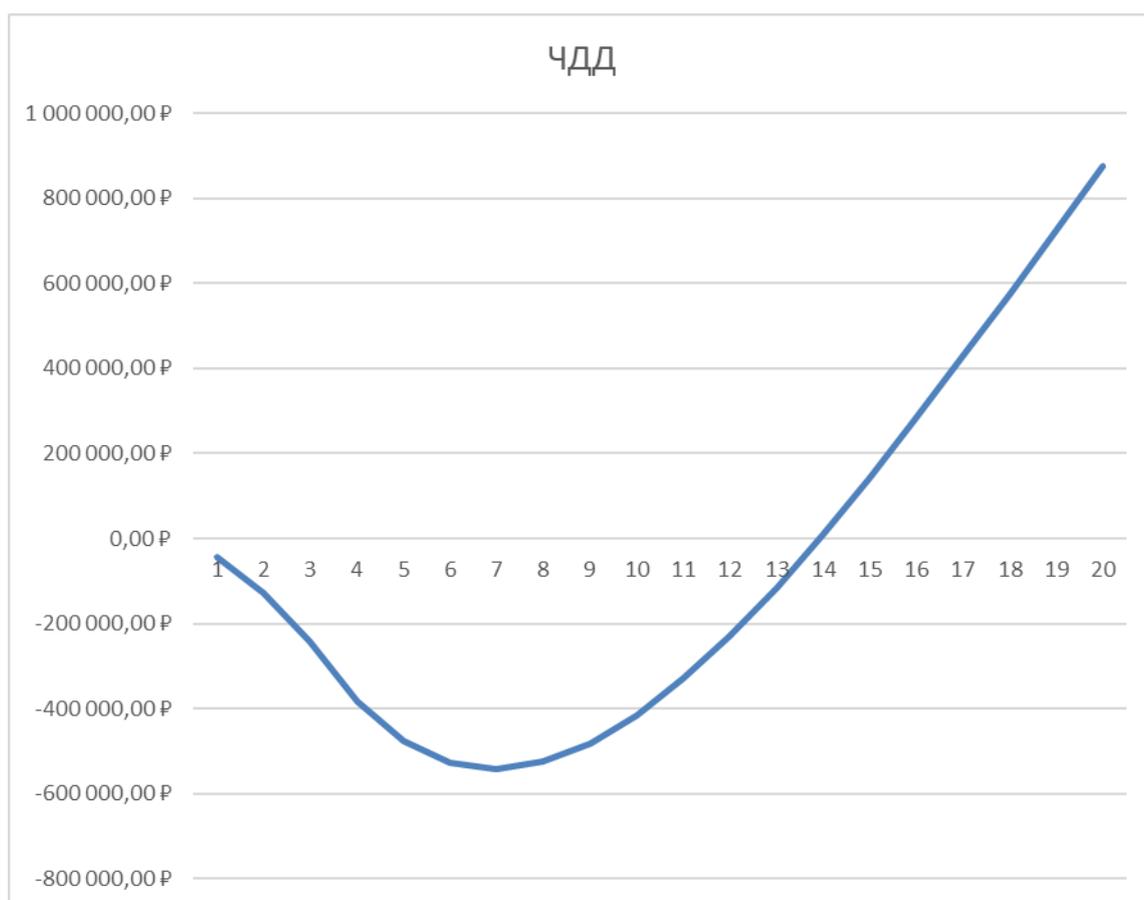


Рисунок 21 – ЧДД

Исходя из рисунка можно сделать вывод о том, что данный проект окупиться за 14 лет.

6 ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

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 110 кВ СЭС.

Таблица 29 – Токи КЗ на ВН

Тип	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1	2	3	4	5	6	7
1ф	3,122	-63,16	6,122	-63,16	6,122	-63,16
2ф	3,122	-63,16	-6,122	-63,16	0	
3ф	6,244	-63,16	0		0	

Таблица 30 – Токи КЗ на НН

Тип	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1	2	3	4	5	6	7
1ф	18,524	-72,23	18,524	-72,23	18,524	-72,23
2ф	18,524	-72,23	-18,524	-72,23	0	
3ф	34,742	-72,23	0		0	

6.1 Выбор комплектных распределительных устройств

На сегодняшний день наиболее надежным из всех представленных типов распределительных устройств на рынке высоковольтного оборудования электроэнергетики является КРУЭ – распределительное устройство с элегазовой изоляцией. Данный тип РУ выполняется для классов напряжения от 35 до 750 кВ. Одним из особенностей выполнения распределительного устройства в виде КРУЭ является экономия пространства на территории ПС, что особенно актуально для уже построенных объектов и особенностей уже сложившегося рельефа.

Таким образом, на ПС 110 кВ СЭС устройство выполняется в виде КРУЭ. К установке приемем КРУЭ фирмы 145 SR ООО «Хендэ Электросистемы». Технические данные ячеек выбранного оборудования указаны в таблице 31.

Особенности:

- одноразрывный выключатель;
- высокая способность и надежность гидравлического механизма для автоматического выключателя;
- сертифицированы по стандартам IEC и ГОСТ;
- однофазное исполнение.

Таблица 31 – Основные параметры КРУЭ HYUNDAI 145 SR

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	145
Номинальный ток сборных шин и присоединений, А	3150
Номинальный ток отключения, кА	40
Ток электродинамической стойкости, кА	81
Ток термической стойкости, кА/с	6300

6.2 Выбор и проверка выключателей

Выбор выключателей производится по значению номинального напряжения. Проверку следует производить по термической устойчивости. Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для определенного момента времени. Помимо этого, производится проверка по динамической стойкости, сравнивая значение завода со значением ударного тока КЗ.

Итак, проверку по термической стойкости производят по следующей формуле:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (19)$$

где $t_{откл}$ - время отключения выключателя;

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Время отключения равно:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{отклвыкл}, \quad (20)$$

где $t_{рз}$ - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по способности отключения апериодической составляющей тока КЗ производят по следующей формуле:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (21)$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе.

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток.

Центральным элементом распредустройства с элегазовой изоляцией является модуль силового выключателя с однополюсной изоляцией, состоящий из двух компонентов:

- дугогасительной камеры
- привода.

Благодаря современным производственным технологиям возможно размещение привода в компактном корпусе. Расположение пружин включения и

выключения в блоке привода обеспечивает простоту и надежность конструкции. За счет этого снижается количество компонентов, приводимых в движение. Использование в приводе подшипников качения и не требующего технического обслуживания механизма взвода пружины является предпосылкой для его надежной эксплуатации в течение нескольких десятилетий. Также, применяются хорошо зарекомендовавшие себя конструктивные решения, например, такие, как вибростойкие защелки и не требующее механической энергии устройство деблокировки механизма взвода пружины.

В дугогасительной камере, предназначенной для гашения дуги в силовом выключателе, используется автокомпрессионный принцип. Вследствие малой энергии привода, необходимой для коммутаций, необходимы небольшие механические усилия, что положительно сказывается на нагрузке выключателя и корпуса.

Таким образом, предварительно, выбираем элегазовый выключатель 110 кВ в составе КРУЭ марки 145 SR. Для данного выключателя ток отключения составляет 40 кА, доля апериодической составляющей – 40%, полное время отключения – 0,048 с. Выполним расчеты, согласно формулам:

$$t_{откл} = 3,0 + 0,048 = 3,048 \text{ с}$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,6 \text{ кА}$$

$$B_k = 10,86^2 (3,048 + 0,02) = 360 \text{ кА} / \text{с}^2$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 32.

Таблица 32 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 110 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	145	110
Номинальный ток, А	3150	119
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	10,86
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	22,6	15,3
Ток термической стойкости, кА	40	10,86
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	3600	360
Ток динамической стойкости, кА	81	27,3

Таким образом, выключатель 145 SR удовлетворяет произведенным проверкам и может быть принят к установке в выбранное КРУЭ 110 кВ 145 SR ООО «Хендэ Электросистемы».

6.3 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.

Что касается разъединителей и заземлителей КРУЭ, они поставляются совместно с ячейками и не подлежат проверке на электродинамическую стойкость, поскольку выключатели прошли данную проверку.

У КРУЭ фирмы 145 SR ООО «Хендэ Электросистемы» на Shandong Taikai High-voltage Switchgear Co штифтовой контакт заземлителя имеет изолированный от корпуса вывод. В таком исполнении они применяются преимущественно в комбинации с разъединителем, однако возможно и исполнение в собственном корпусе в качестве отдельного модуля. Находящийся под потенциалом земли, подвижный штифтовой контакт входит в неподвижный контакт. Если заземлитель быстродействующий, он оснащается пружинным приводом. Пружина, сохраняющая необходимую энергию, оснащена встроенным электродвигателем, а в аварийном случае взводится вручную.

Общие признаки разъединителей и заземлителей:

1. Три фазы одной ячейки имеют надежное механическое соединение через тягу привода вне корпуса, поэтому все три фазы приводятся в движение одним приводом.

2. Контакты вспомогательного переключателя и указатель коммутационного положения надежно соединены механически непосредственно с приводным валом.

3. В разъединителях и рабочих заземлителях используются отдельные, но одинаковые приводы.

4. Возможно аварийное включение/отключение вручную.

5. По желанию заказчика корпус может быть оснащен смотровыми окнами.

6.4 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:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (22)$$

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 принимаем равенство $Z_2 \approx R_2$.

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

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (23)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² для меди. Максимальные сечения, соответственно – 6 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 33.

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Линии 110 кВ					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	1	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	1	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	1	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
<i>Итого</i>	-	-	4,8	4,8	4,8

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum (Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (24)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (25)$$

$$r_{np} = z_{2ном} - r_{приб} - r_k \quad (26)$$

где $r_{ПР}$ - сопротивление проводов;

$r_{2НОМ}=20$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

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

$$r_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}, \quad (27)$$

где $S_{ПРИБ}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05$ Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}}, \quad (28)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление материала (медь).

Сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}}, \quad (29)$$

В качестве примера приведем расчет для стороны 500 кВ. Предварительно выберем для проверки трансформаторы тока 145 SR в составе одноименного КРУЭ.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2Н}^2} = \frac{4,8}{5^2} = 0,192 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{ПР}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 20 - 0,192 - 0,05 = 19,76 \text{ Ом}$$

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{19,76} = 0,1 \text{ мм}^2$$

Принимаем сечение кабеля: КВВГНг-5х2,5. Уточняем сопротивление провода:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,192 + 0,7 + 0,05 = 0,942 \text{ Ом}$$

Расчеты для остальных классов напряжения приведены в приложении А. Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов тока представлены в таблице 34.

Таблица 34 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 110 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	1345	110
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	600-400-300-250-150	119
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	10,86

Продолжение таблицы 34

1	2	3
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	81	27,3
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	0,942

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы тока 145 SR в составе КРУЭ 110 кВ

6.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 35.

Таблица 35 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка P, Вт
1	2	3	4
Шины 110 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
<i>Итого</i>	-	-	26

В КРУЭ фирмы 145 SR ООО «Хендэ Электросистемы» каждый индуктивный трансформатор напряжения с однополюсной изоляцией монтируется

в отдельном корпусе и образует тем самым отдельный газонепроницаемый модуль. Трансформатор напряжения состоит из:

- первичной;
- одной или нескольких вторичных обмоток на каркасе;
- обмотки стального сердечника.

Находящийся под давлением внутри герметично закрытого корпуса элегаз образует вместе с изоляцией обмоток высоковольтную изоляцию. Высоковольтное присоединение к распределительному устройству реализовано через первичную обмотку, закрепленную на герметичном проходном изоляторе.

Выполним расчет вторичной нагрузки ТН 110 кВ:

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (30)$$

$$S_p = \sqrt{26^2 + (26 \cdot 0,65)^2} = 31 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 36.

Таблица 36 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 110 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	145	126
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	145	110
Предельная мощность ТН, ВА	300	31

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы напряжения в составе КРУЭ 110 кВ.

6.6 Выбор и проверка ОПН

Одним из основных средств защиты изоляции электрооборудования от перенапряжений являются ограничители перенапряжений. Ограничители перенапряжений представляют собой колонку из соединённых последовательно

без искровых промежутков высоконелинейных сопротивлений (варисторов), изготавливаемых из оксидно-цинковой керамики в виде цилиндров. С целью предотвращения неблагоприятного воздействия окружающей среды на колонку варисторов последнюю размещают в герметичном корпусе.

Для проверки на ПС 110 кВ СЭС принимаем следующий тип ОПН в составе КРУЭ на стороне 110 кВ: ОПН-110/126/10/900 в герметичном корпусе.

Далее выполним расчет для проверки выбранных ОПН. Для примера представим расчет ОПН на стороне 110 кВ, подробный расчет остальных ОПН приведен в приложении В. Наибольшее рабочее напряжение сети в соответствии с ПУЭ:

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot U_{ном} , \quad (31)$$

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot 110 = 126 \text{ кВ}$$

Соответствующие минимальное длительное рабочее напряжение ОПН:

$$U_{нро} = \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}} , \quad (32)$$

С учетом максимального по ПУЭ (для сети с эффективно заземлённой нейтралью) значения коэффициента замыкания на землю (1,4).

$$U_{нро} = 1,4 \cdot 1,05 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 107 \text{ кВ}$$

Остающееся напряжение ограничителя при грозовых перенапряжениях при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой 10000 А при номинальном напряжении 110 кВ составляет 335 кВ. Остающееся напряжение ограничителя при коммутационных перенапряжениях при импульсе тока с длительностью

фронта 30 мкс и при амплитуде тока 1000 А (500 А):

$$U_{ост.к} = \frac{U_{ки}}{1,2} \quad (33)$$

$$U_{ост.к} = \frac{340}{1,2} = 284 \text{ кВ}$$

где $U_{ки}$ - уровень коммутационных перенапряжений.

$$U_{ки} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50} \quad (34)$$

$$U_{ки} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 198 = 340 \text{ кВ}$$

где $U_{исп50}$ - одноминутное испытательное напряжение [19], кВ;

k_u - коэффициент ионизации (1,35);

k_k - коэффициент кратности тока (0,9).

Значение тока взрывобезопасности:

$$I_{вб} = 1,2 \cdot I_{но} \quad (35)$$

$$I_{вб} = 1,2 \cdot 10,86 = 13,03 \text{ кА}$$

Длина пути утечки ОПН определяется по формуле:

$$L_{ут} = 1,2 \cdot L_{ут.обор} \quad (36)$$

где $L_{ут.обор}$ - длина утечки оборудования.

$$L_{\text{ут.обор}} = \lambda_3 \cdot U_{\text{нр}} \quad (37)$$

где λ_3 - 2,8 см/кВ для I степени загрязнения.

$$L_{\text{ут.обор}} = 1,2 \cdot 2,8 \cdot 126 = 425 \text{ см}$$

Технические параметры выбранных ОПН представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Технические характеристики ОПН-110/126/10/900

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	126	126
Длительное рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальное напряжения ОПН, кВ	110	110
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	900	340
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	900	440
Ток взрывобезопасности, кА	30	13
Длина пути утечки оборудования, см	1000	850
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	До 10	5,1

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации была разработана система электрической сети с распределенной генерацией на примере энергокластера «Волково».

В ходе выполнения работы был произведен системный и режимный анализ электрических сетей выбранного района: рассчитаны установившиеся и послеаварийные режимы максимальных и минимальных нагрузок, произведен анализ ЛЭП и электросетевого оборудования.

Осуществлен анализ современного состояния развития интеллектуальных электрических сетей, в ходе которого был осуществлен анализ литературы по выбранной тематике.

Для подключения СЭС было разработано 3 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 на проектируемой ПС и выбрано основное оборудование.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Абдуллазянов, Э. Ю. Учёт вклада потребителей в изменение показателей качества электроэнергии / Э. Ю. Абдуллазянов, Л. В. Ахметвалеева, С. В. Безуглый, А. И. Федотов // IX симпозиум «Электротехника 2030. Перспективные технологии электроэнергетики», 29-31 мая 2007 года. – Москва: ВЭИ, 2007.

2 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.

3 Ананичева, С. С. Качество электроэнергии, регулирование напряжения и частоты в энергосистемах / А.А. Алексеев // Екатеринбург Изд-во УрФУ. – 2012.

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 научно-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 Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 2000.

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

11 Железко, Ю. С. Применение скидок и надбавок к тарифам за качество электроэнергии / Ю. С. Железко, С. А. Живов // Промышленная энергетика. – 1990. – №11.

12 Зыкин, Ф. А. Определение степени участия нагрузок в снижении качества электроэнергии / Ф. А. Зыкин // Электричество. – 1992. – №11.

13 Зыкин, Ф. А. Энергетические процессы в системах электроснабжения с нагрузками, ухудшающими качество электроэнергии / Ф. А. Зыкин // Электричество. – 1987. – №12.

14 Карташев, И.И., Тульский, Р.Г. Управление качеством электроэнергии. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 11 с.

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

16 Коровкин, Н. В. Проблемы поиска источника помех в электросетях общего назначения / Н. В. Коровкин, Р. В. Приходченко, В. А. Тухас // Технологии электромагнитной совместимости. – 2011. – №1(36).

17 Курбацкий, В. Г. Качество электроэнергии и электромагнитная совместимость технических средств в электрических сетях: Учебное пособие / В. Г. Курбацкий. – Братск: БрГТУ, 1999.– 220 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 Мамошин Р.Р. Повышение качества энергии на тяговых подстанциях дорог переменного тока Текст. / Р.Р. Мамошин. М.: Транспорт, 1973. -224 с.

22 Мельников, Н.А. Особенности режимов работы электрических систем, снабжающих энергией электровазы переменного тока Текст. / Н.А. Мельников, Д.В. Тимофеев. Электричество. - 1961. - № 6. - С. 10-15.

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 Осика Л.К. Коммерческий и технический учет электрической энергии на оптовом и розничном рынках. – М.: Политехника, 2015.

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 Смирнов С.С. Высшие гармоники в сетях высокого напряжения. Новосибирск: Наука, 2010. 327 с.

35 Смирнов, С. С. Свойства активных мощностей гармоник искажающих нагрузок / С. С. Смирнов // Электричество. – 2010. – №9.

36 Тигунцев С.Г. О вкладе потребителя в качество электрической энергии. – М.: Вестник СФУ, 2013. – 106-120 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 Федосов Д.С. Разработка метода оценки влияния потребителей на несинусоидальность и несимметрию напряжений в электрической сети. – М.: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, 2014.

40 Федосов, Д. С. Методы уменьшения погрешностей экспериментального определения параметров схем замещения потребителей на высших гармониках / Д. С. Федосов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2013. – № 11(82).

41 Федосов, Д. С. Нормирование токов искажения участников системы электроснабжения с нелинейными и несимметричными нагрузками с учётом их мощности / Д. С. Федосов // Электроэнергетика глазами молодёжи: научные труды III международной научно-технической конференции: сборник статей. В 2 т. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. Т. 2. – С. 434-438.

42 Федосов, Д. С. Оценка влияния потребителей на искажение синусоидальности и симметрии напряжений в точке общего присоединения / Д. С. Федосов // Международный научно-исследовательский журнал. – 2012. – № 5 (5). – С. 123-125.

43 Федотов, А. И. Долевой вклад потребителей в изменение показателей качества электроэнергии / А. И. Федотов, Э. Ю. Абдуллазянов, Ю. А. Рылов, Л. В. Ахметвалеева // Проблемы энергетики. – 2006. – №3-4.

44 ФЭ №35. Об электроэнергетике.

45 Яременко В.Н., Суров В.И. Анализ мероприятий по повышению качества электрической энергии на Братском алюминиевом заводе // Промышленная энергетика. 1995. No 1. С. 45–47.

46 Akagi H. Modern active filters and traditional passive filters // Bulletin of The Polish Academy of Sciences Technical Sciences. 2006. Vol. 54. No 3. P. 255–269.

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 Fujita H., Akagi H. A practical approach to harmonic compensation in power systems series connection of passive and active filters // IEEE Transactions on Industry Applications. 1991. Vol. 27. Is. 6. P. 1020–1025.

50 Taming Harmonics in Switzerland / A. Hammad [etal.] // Transmission & Distribution World. 2008. Vol. 60. Is. 10. P. 42–47.