

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 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы – «Электроэнергетика»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Разработка схемы выдачи мощности Зоринской ветряной электростанции в Октябрьском районе Амурской области

Исполнитель

студент группы 142-об2

подпись, дата

М.А. Попов

Руководитель

профессор,

доктор техн.наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента: Попова Михаила Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Разработка схемы выдачи мощности Зоринской ветряной электростанции в Октябрьском районе Амурской области.

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы производственной преддипломной практики, схема потокораспределения в день контрольных замеров.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика Октябрьского района; структурная схема ВЭС; разработка вариантов реконструкции электрической сети; выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети; расчёт ТКЗ; выбор и проверка электрического оборудования; разработка молниезащиты и заземления; конструктивное исполнение ЛЭП; релейная защита и автоматика; расчёт и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети; инвестиционная привлекательность реконструкции электрической сети; экологичность и безопасность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части формата А1.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Экологичность и безопасность А.Б. Булгаков, доцент, канд. техн. наук.

7. Дата выдачи задания _____

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

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 132 с., 9 рисунков, 43 таблицы, 102 формулы, 26 источников, 1 приложение.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ, АНАЛИЗ СЕТИ, АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ, ВЫБОР ВАРИАНТА, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В бакалаврской работе разработаны варианты схем выдачи мощности Зоринской ВЭС. Из двух технически осуществимых вариантов выбран наиболее оптимальный по дисконтированным затратам.

В ходе выполнения работы выполнен анализ энергетической системы Октябрьского района Амурской области, произведен расчет режимов части существующей сети. Разработаны варианты выдачи мощности Зоринской ВЭС, выполнен технико-экономический расчет, а также расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования; выполнен расчет и разработка заземления и молниезащиты распределительного устройства 220 кВ Зоринской ВЭС. Рассмотрен вопрос релейной защиты и охраны труда на станции, выполнен расчет защиты повышающего трансформатора, рассмотрен вопрос пожарной безопасности на объекте.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика Октябрьского района Амурской области	9
1.1 Климатическая характеристика Октябрьского района	9
1.2 Характеристика электрической сети Октябрьского района	11
1.3 Анализ существующего режима и выявление проблемных мест	11
2 Структурная схема ветряных электростанций	30
3 Разработка и технический анализ вариантов реконструкции электрической сети	34
3.1 Выбор номинального напряжения	36
3.2 Выбор сечения новых линий электропередачи	39
3.3 Выбор числа мощности трансформаторов	42
4 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети	44
5 Расчет токов короткого замыкания	50
6 Выбор электрического оборудования	59
6.1 Разработка конструктивного исполнения распределительного устройства	59
6.2 Выбор и проверка выключателей	60
6.3 Выбор и проверка разъединителей	65
6.4 Выбор и проверка ошиновки	65
6.5 Выбор и проверка трансформаторов тока	68
6.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	72
6.7 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд	74
6.8 Выбор и проверка изоляторов	76
6.9 Выбор и проверка системы оперативного тока	78
7 Разработка молниезащиты и заземления проектируемого распределительного устройства	81

7.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчёт	81
7.2 Защита от прямых ударов молнии	86
8 Конструктивное исполнение линии электропередач	89
9 Релейная защита и автоматика	81
9.1 Релейная защита силового трансформатора	81
9.2 Релейная защита линии электропередач	100
9.3 Автоматика	101
10 Расчёт и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети	103
10.1 Выбор эквивалента сети для расчёта режима	103
10.2 Выбор и характеристика программно-вычислительного комплекса для расчёта режимов	103
10.3 Расчёт максимального режима и его анализ	104
10.4 Расчёт минимального режима и его анализ	109
10.5 Расчёт послеаварийных режимов и их анализ	114
11 Инвестиционная привлекательность реконструкции электрической сети	115
12 Безопасность и экологичность	117
10.1 Безопасность	117
10.2 Экологичность	121
10.3 Чрезвычайные ситуации	126
Заключение	129
Библиографический список	130
ПРИЛОЖЕНИЕ А (расчет послеаварийных режимов)	133

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

БТЭЦ – Благовещенская теплоэлектроцентраль;
ВКР – выпускная квалификационная работа;
ВЛ – воздушная линия;
ВДЭС – ветряная дизельная электростанция;
ВЭС – ветряная электростанция;
ВЭУ – ветряная электроустановка;
ВН – высокое напряжение;
ЕЭС – единая энергосистема;
КЗ – короткое замыкание;
КРУ – комплектное распределительное устройство;
ЛЭП – линия электропередачи;
МТЗ – максимальная токовая защита;
НН – низкое напряжение;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ПП – переключательный пункт;
ПС – подстанция;
ПУЭ – правило устройств электроустановок;
РУ – распределительное устройство;
СВМ – схема выдачи мощности;
ТН – трансформатор напряжения;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ТТ – трансформатор тока

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с программой развития Единой энергетической системы России на 2025 – 2030 годы, разработанной в 2024 году, важное место занимает развитие электроэнергетики Дальнего Востока, что связано с увеличением потребляемой электроэнергии в этом регионе.

Актуальность темы обусловлена нехваткой генерирующих мощностей в Амурской области, в связи с чем планируется строительство ветряной электростанции в Октябрьском районе Амурской области. Разработка вариантов конфигурации электрической сети для выдачи мощности Зоринской ветряной электростанции заключается в анализе существующей энергетической системы Октябрьского района Амурской области, разработке и проведении сравнительного анализа разработанных вариантов включения Зоринской ВЭС и выборе оптимального варианта конфигурации электрической сети. Схема подключения должна обеспечивать необходимый уровень надежности электроснабжения, требуемое качество электроэнергии, безопасность эксплуатации сети, а также учитывать дальнейшее развитие электрической сети и подключение новых потребителей.

Целью бакалаврской работы является разработка оптимальной схемы включения Зоринской ВЭС в электрическую сеть Амурской области.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Выявить основные климатические и географические особенности местности в районе строительства Зоринской ВЭС;
2. Произвести анализ электрических сетей Октябрьского района Амурской области;
3. Разработать и спроектировать варианты включения Зоринской ВЭС в энергосистему Амурской области;

4. Провести технический анализ и выбрать оптимальный вариант схемы выдачи мощности Зоринской.

Тема выпускной квалификационной работа взята из перечня рекомендованных тем АО «СО ЕЭС».

Бакалаврская работа выполнена с использованием следующих офисных приложений: Microsoft Office Word 2021 г., Microsoft Office Visio 2021 г., Microsoft Office Excel 2021 г., а также специализированного ПВК для расчета электрических нагрузок – RastrWin 3.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОКТЯБРЬСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Октябрьского района

Октябрьский район расположен в юго-восточной части Амурской области, имея границы на севере с Ромненским районом, на востоке с Завитинским районом, на юге с Михайловским районом и на западе с Тамбовским и Ивановским районами.

Рельеф района представляет собой увалисто-холмистую равнину со слабым понижением на запад. Высоты холмов достигают 200–250 метров над уровнем моря. Территория района расположена в пределах Зейско-Бурейской низменности, характеризующейся слабым расчленением рельефа. Основные запасы леса находятся в северной части района. В районе две крупных реки: Ивановка и Завитинка. Река Ивановка постоянно заболочена, имеет массу старых русел, не имеет весеннего половодья, разливается во вторую половину лета в период максимального количества атмосферных осадков. Почвенный покров разнообразен: луговые темноцветные почвы, луговые глееватые, бурые лесные и болотистые почвы.

Административный центр района – село Екатеринославка. В районе 35 населённых пунктов, объединённых в 13 муниципальных образований – сельсоветы. Население на 01.10.2021 составляет 19291 человек.

В районе умеренный муссонный климат, средняя температура января составляет -30 °С, однако абсолютный минимум может достигать -44 °С, что является характерным для этого региона. Зимний период в районе характеризуется сильными морозами и малым количеством осадков. Снежный покров обычно не превышает 30 см, а в отдельные годы может быть ещё менее значительным. В зимний период также возможны явления гололёда, что следует учитывать при проектировании энергетических объектов. При гололёде толщина

льда на проводах и других объектах может достигать 20 мм. Средняя температура июля составляет +20-21 °С, а абсолютный максимум температуры может достигать +38 °С. Лето характеризуется переменной погодой с частыми дождями, особенно в июне и июле, когда выпадает основная часть годового объёма осадков.

Октябрьский район Амурской области обладает умеренным ветровым режимом, средняя скорость ветра на высоте 10 метров составляет около 4,2 м/с. Ветры чаще всего имеют северо-западное или юго-западное направление. При этом в летний период возможны порывистые ветры.

Возможное расположение ветряной электростанции – около села Зорино. Недалеко от села находится множество холмов с высотой около 275 метров над уровнем моря. Само село находится на уровне 210 метров над уровнем моря.

Таблица 1 – Климатические параметры.

Характеристика	Значение
Преобладающее направление ветра	Северо-западное
Нормативная скорость ветра на высоте 10 м	32 м/с
Скорость ветра при гололёде	16 м/с
Нормативная толщина стенки льда	20 мм
Температура воздуха при гололёде	-5 °С
Абсолютный минимум температуры воздуха	-44 °С
Абсолютный максимум температуры воздуха	+38 °С
Глубина промерзания грунта	2,2 м
Среднегодовая продолжительность гроз	40 часов
Среднегодовое количество осадков	550 мм

Для Октябрьского района Амурской области оптимально подходят ветрогенераторы рассчитанные на работу в низковетренных зонах и адаптированные к холодному климату. Также возможна установка морских ветрогенераторов с их адаптацией для установки на сушу.

1.2 Характеристика электрических сетей Октябрьского района

Октябрьский РЭС входит в операционную зону «СО ЕЭС» Амурское РДУ. Географически в районе находятся три подстанции с номинальным напряжением более 110 кВ.

Подстанция «Варваровка» выполнена с номинальным напряжением 220 кВ, находится недалеко от одноименного села Варваровка. Схема ОРУ 220 кВ ПС «Варваровка» выполнена мостиком с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН). На подстанции установлено два трансформатора мощностью 40 МВА. Имеет две отходящих линии: ВЛ 220 кВ ПС Благовещенская – ПС Варваровка, выполненная проводами АС-300 длиной 107,6 км и ААCSR2 647 длиной 0,9 км; ВЛ 220 кВ ПС Завитая – ПС Варваровка, выполненная проводом АС-300 длиной 79,2 км. На момент контрольных замеров 18.12.2024 в 18.00 ВЛ ПС Завитая – ПС Варваровка отключена.

Подстанция «Хвойная» выполнена с номинальным напряжением 220 кВ, находится недалеко от села Екатеринославка. Схема ОРУ 220 кВ выполнена нетиповым вариантом. На подстанции установлено два автотрансформатора с мощностью 32 и 30 МВА. Подстанция является отпайчной и соединена проводами АС-240 длиной 0,54 км в линию ПС Завитая – ПС Короли/Т и АС-300 длиной 0,9 км в линию ПС Завитая – ПС Белогорск/Т.

Подстанция «Озёрная» выполнена с номинальным напряжением 110 кВ, находится недалеко от села Песчаноозерка. Схема ОРУ 110 кВ выполнена нетиповым вариантом. На подстанции установлено два трансформатора с мощностью 10 и 6,3 МВА. От подстанции отходят две линии: ВЛ 110 кВ ПС Хвойная – ПС Озёрная длиной 36,7 км, выполненная проводом АС-120; ВЛ 110 кВ ПС Озёрная – ПС Полевая с отпайкой на ПС Анновка, выполненная проводом АС-120 длиной 44,8 км.

1.3 Анализ существующих режимов и выявление проблемных мест

В данном разделе выпускной квалификационной работы, мы осуществим анализ показателей тока и напряжения, с целью оценки их нахождения в

допустимых пределах. Для анализа существующего режима подготовим исходные данные для расчёта существующих режимов.

Таблица 2 – Параметры узлов схемы замещения максимального режима

Тип	Название	U _{ном}	P _н	Q _н	P _г	Q _г
1	2	3	4	5	6	7
База	Амурская	220,00	117,40	-19,00	330,11	-6,80
База	Завитая	220,00	52,70	8,70	181,41	18,44
Ген	БТЭЦ ТГ 1	6,00	17,10	14,10	62,00	15,32
Ген	БТЭЦ ТГ 2	10,00	18,10	16,00	103,30	21,19
Ген	БТЭЦ ТГ 3	10,00	11,20	9,20	110,80	15,07
Ген	БТЭЦ ТГ 4	10,00	8,90	7,20	110,10	33,15
Ген	РГРЭС ТГ 6	6,00	2,40	1,00	50,90	15,46
Ген	РГРЭС ТГ 7	6,00	3,40	2,74	32,90	16,08
Нагр	Благовещенская ТЭЦ	110,00	36,30	9,60	0,00	0,00
Нагр	Отпайка Кооперативная	110,00	6,50	1,50	0,00	0,00
Нагр	Чигири 1	110,00	12,60	1,70	0,00	0,00
Нагр	Благовещенская СН	110,00	92,80	13,30	0,00	0,00
Нагр	Благовещенская ВН	220,00	50,70	-8,70	0,00	0,00
Нагр	Новая 1	110,00	8,40	2,50	0,00	0,00
Нагр	Сетевая 1	110,00	15,50	2,60	0,00	0,00
Нагр	Центральная	110,00	43,50	17,80	0,00	0,00
Нагр	Северная 1	110,00	11,80	1,60	0,00	0,00
Нагр	Отпайка Кирпичная	110,00	6,40	0,90	0,00	0,00
Нагр	Волково	110,00	20,80	3,40	0,00	0,00
Нагр	Ивановка	110,00	10,00	3,90	0,00	0,00
Нагр	Полевая	110,00	1,70	0,39	0,00	0,00
Нагр	Отпайка Анновка	110,00	0,20	0,08	0,00	0,00
Нагр	Озерная	110,00	1,80	0,60	0,00	0,00
Нагр	Тамбовка	110,00	25,00	3,90	0,00	0,00
Нагр	Михайловка	110,00	10,40	1,30	0,00	0,00
Нагр	Райчихинская ГРЭС	110,00	29,20	21,60	0,00	0,00
Нагр	Райчихинская ГРЭС	220,00	90,60	-2,60	0,00	0,00
Нагр	Чигири 2	110,00	8,30	1,90	0,00	0,00
Нагр	Новая 2	110,00	8,10	1,60	0,00	0,00

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
Нагр	Сетевая 2	110,00	32,80	4,60	0,00	0,00
Нагр	Северная 2	110,00	7,00	2,50	0,00	0,00
Нагр	РГРЭС СН 6	35,00	25,50	5,90	0,00	0,00
Нагр	РГРЭС СН 7	35,00	5,00	5,60	0,00	0,00
Нагр	Хвойная НН 1	35,00	7,80	5,00	0,00	0,00
Нагр	Хвойная НН 2	35,00	6,00	5,30	0,00	0,00
Нагр	Белогорск/Т	220,00	21,30	21,60	0,00	0,00
Нагр	Короли/Т	220,00	11,60	13,40	0,00	0,00
Нагр	НПС-26	220,00	9,40	0,40	0,00	0,00
Нагр	Отпайка Белогорск 1	220,00	37,60	8,40	0,00	0,00
Нагр	Отпайка Белогорск 2	220,00	80,90	23,00	0,00	0,00
Нагр	Варваровка	220,00	6,60	0,70	0,00	0,00
Нагр	Сетевая 2	110,00	32,80	4,60	0,00	0,00
Нагр	Северная 2	110,00	7,00	2,50	0,00	0,00
Нагр	Хвойная СТ 1	220,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	Хвойная СТ 2	220,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	РГРЭС СН 6	35,00	25,50	5,90	0,00	0,00
Нагр	РГРЭС СН 7	35,00	5,00	5,60	0,00	0,00
Нагр	Хвойная НН 1	35,00	7,80	5,00	0,00	0,00
Нагр	Хвойная НН 2	35,00	6,00	5,30	0,00	0,00
Нагр	Белогорск/Т	220,00	21,30	21,60	0,00	0,00

В таблице 3 подготовим исходные данные для ветвей.

Таблица 3 – Параметры ветвей схемы замещения

Тип	Название	R	X	B	Кт/г
1	2	3	4	5	6
ЛЭП	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	0,10	0,43	-2,64	0,00
ЛЭП	Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	0,37	1,63	-10,03	0,00
ЛЭП	Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	0,05	0,12	-0,83	0,00
ЛЭП	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	0,43	1,87	-11,54	0,00
ЛЭП	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	0,47	2,06	-12,67	0,00
ЛЭП	Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	0,05	0,12	-0,83	0,00
ЛЭП	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	0,43	1,87	-11,54	0,00
ЛЭП	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	0,17	0,73	-4,49	0,00
ЛЭП	Отпайка Новая 1 - Новая 1	0,43	0,10	-2,64	0,00
ЛЭП	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	0,53	1,35	-9,08	0,00
ЛЭП	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	0,49	0,86	-5,32	0,00
ЛЭП	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	0,16	0,41	-2,75	0,00
ЛЭП	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	0,17	0,73	-4,49	0,00

1	2	3	4	5	6
ЛЭП	Отпайка Новая 2 - Новая 2	0,43	0,10	-2,64	0,00
ЛЭП	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	0,53	1,35	-9,08	0,00
ЛЭП	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	0,49	0,86	-5,32	0,00
ЛЭП	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	0,16	0,41	-2,75	0,00
ЛЭП	Центральная - Отпайка Северная 1	1,12	0,31	-6,76	0,00
ЛЭП	Центральная - Отпайка Северная 2	1,24	0,35	-7,54	0,00
ЛЭП	Отпайка Северная 1 - Отпайка Кирпичная	0,42	1,07	-7,15	0,00
ЛЭП	Отпайка Кирпичная - Благовещенская СН	0,16	0,41	-2,75	0,00
ЛЭП	Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	1,07	2,75	-18,43	0,00
ЛЭП	Волково - Ивановка	5,54	9,76	-60,38	0,00
ЛЭП	Ивановка - Полевая	8,05	14,19	-87,78	0,00
ЛЭП	Полевая - Отпайка Анновка	5,32	9,37	-57,99	0,00
ЛЭП	Отпайка Анновка - Озерная	5,51	9,72	-60,12	0,00
ЛЭП	Озерная - Хвойная	8,95	15,78	-97,62	0,00
ЛЭП	Волково - Тамбовка	6,59	11,61	-71,82	0,00
ЛЭП	Тамбовка - Михайловка	10,49	26,30	-175,73	0,00
ЛЭП	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	14,71	30,28	-194,58	0,00
ЛЭП	Отпайка Северная 1 - Северная 1	1,84	0,52	-11,18	0,00
ЛЭП	Отпайка Северная 2 - Северная 2	0,43	0,12	-2,60	0,00
Тр-р	Благовещенская ВН - Благовещенская СТ 1	0,49	48,67	0,00	1,00
Тр-р	Благовещенская ВН - Благовещенская СТ 2	0,49	48,67	0,00	1,00
Тр-р	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ТГ 1	0,66	17,97	0,00	0,05
Тр-р	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ТГ 2	0,37	12,29	0,00	0,09
Тр-р	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ТГ 3	0,37	12,29	0,00	0,09
Тр-р	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ТГ 4	0,20	7,68	0,00	0,09
Тр-р	Благовещенская СТ 1 - Благовещенская СН	0,49	-2,06	0,00	0,53
Тр-р	Благовещенская СТ 2 - Благовещенская СН	0,49	-2,06	0,00	0,53
Тр-р	Райчихинская ГРЭС - РГРЭС СТ 6	0,51	23,52	0,00	1,00
Тр-р	РГРЭС СТ 6 - РГРЭС СН 6	0,51	-0,12	0,00	0,30
Тр-р	РГРЭС СТ 6 - РГРЭС ТГ 6	0,51	15,15	0,00	0,05
Тр-р	Райчихинская ГРЭС - РГРЭС СТ 7	0,51	23,52	0,00	1,00
Тр-р	РГРЭС СТ 7 - РГРЭС СН 7	0,51	-0,12	0,00	0,30
Тр-р	РГРЭС СТ 7 - РГРЭС ТГ 7	0,51	15,15	0,00	0,05
Тр-р	Райчихинская ГРЭС - РГРЭС АТ	0,52	59,16	0,00	1,00
Тр-р	РГРЭС АТ - Райчихинская ГРЭС	0,52	-12,77	0,00	0,52
Тр-р	Хвойная СТ 1 - Хвойная	6,14	6,18	0,00	0,51
Тр-р	Хвойная СТ 2 - Хвойная	7,34	28,77	0,00	0,50
Тр-р	Хвойная - Хвойная СТ 1	4,72	187,99	1,04	1,00
Тр-р	Хвойная СТ 1 - Хвойная НН 1	0,36	358,69	0,00	0,16
Тр-р	Хвойная - Хвойная СТ 2	5,65	177,31	1,72	1,00
Тр-р	Хвойная СТ 2 - Хвойная НН 2	0,43	351,28	0,00	0,16
ЛЭП	Благовещенская ВН - Амурская	13,00	55,86	-343,70	0,00
ЛЭП	Благовещенская ВН - Амурская	9,73	54,47	-350,19	0,00
ЛЭП	Отпайка Хвойная 1 - Хвойная	0,07	0,24	-1,57	0,00
ЛЭП	Отпайка Хвойная 2 - Хвойная	0,10	0,38	-2,44	0,00
ЛЭП	Завитая - Райчихинская ГРЭС	4,36	19,09	-117,48	0,00
ЛЭП	Завитая - Райчихинская ГРЭС	4,44	19,09	-118,01	0,00

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
ЛЭП	Амурская - НПС-26	6,16	22,34	-143,81	0,00
ЛЭП	НПС-26 - Отпайка Белогорск 1	2,01	8,65	-53,09	0,00
ЛЭП	Отпайка Белогорск 1 - Короли/Т	6,89	29,61	-181,82	0,00
ЛЭП	Короли/Т - Отпайка Хвойная 2	1,21	5,28	-32,47	0,00
ЛЭП	Отпайка Хвойная 2 - Завитая	3,86	16,90	-104,02	0,00
ЛЭП	Амурская - Отпайка Белогорск 2	8,40	30,45	-196,00	0,00
ЛЭП	Отпайка Белогорск 2 - Белогорск/Т	0,88	3,84	-23,65	0,00
ЛЭП	Белогорск/Т - Отпайка Хвойная 1	6,83	29,90	-184,01	0,00
ЛЭП	Отпайка Хвойная 1 - Завитая	4,87	21,32	-131,21	0,00
ЛЭП	Волково - Центральная	3,20	8,20	-55,00	0,00
ЛЭП	Благовещенская ВН - Варваровка	7,90	33,97	-208,56	0,00

После занесения исходных данных в ПВК Rastrwin и запуска режима, необходимо проверить сходство режима со схемой потокораспределения. Напряжения узлов не должны отличаться более чем на 10%.

Занесём данные для сравнения в таблицу 4

Таблица 4 – Расчётные значения напряжений

Название	Расчётное напряжение в ПВК, кВ	Расчётное напряжение на момент контрольных замеров, кВ	Разница между напряжением в ПВК и контрольными замерами, %	Отклонение напряжение в ПВК, %
1	2	3	4	5
БТЭЦ ТГ 1	6,5	6,5	0	8,3333
БТЭЦ ТГ 2	10,5	6,5	-0,615	5
БТЭЦ ТГ 3	10,5	10,5	0	5
БТЭЦ ТГ 4	10,6	10,6	0	6
РГРЭС ТГ 6	6,3	6,29	-0,002	5
РГРЭС ТГ 7	6,3	6,3	0	5
Амурская	238,06	238,06	0	8,2091
Завитая	236,76	236,76	0	7,6182
Благовещенская ТЭЦ	120,52	120,61	0,0007	9,563
Чигири 1	120,32	120,50	0,0015	9,3817
Благовещенская СН	120,23	120,49	0,0022	9,2963
Благовещенская ВН	234,13	231,48	-0,011	6,424

Продолжение таблицы 4.

1	2	3	4	5
Новая 1	120,34	120,48	0,0012	9,3976
Сетевая 1	119,94	120,06	0,001	9,0407
Центральная	119,95	120,08	0,0011	9,0446
Северная 1	119,75	120,18	0,0036	8,868
Отпайка Кирпичная	120,14	120,57	0,0036	9,2174
Волково	118,12	119,39	0,0106	7,3802
Ивановка	117,32	117,40	0,0007	6,6562
Полевая	117,2	117,12	-0,0007	6,5476
Отпайка Анновка	117,15	116,99	-0,001	6,5017
Озерная	117,05	116,76	-0,002	6,4076
Хвойная СН	116,95	116,49	-0,004	6,3222
Хвойная ВН	234,63	235,76	0,0048	6,6481
Тамбовка	117,03	115,55	-0,013	6,3894
Михайловка	118,08	118,52	0,0037	7,3411
Райчихинская ГРЭС	120,44	120,79	0,0029	9,4909
Райчихинская ГРЭС	235,82	236,27	0,0019	7,19
Чигири 2	120,32	120,50	0,0015	9,3844
Новая 2	120,35	120,46	0,0009	9,4094
Сетевая 2	119,83	119,96	0,0011	8,94
Северная 2	119,9	120,22	0,0027	8,9984
РГРЭС ТГ 6 СН	36,175	36,29	0,0032	3,356
РГРЭС ТГ 7 СН	36,237	36,29	0,0015	3,5355
Хвойная НН 1	35,831	37,57	0,0463	2,3748
Хвойная НН 2	35,785	37,63	0,049	2,2441
Белогорск/Т	232,26	233,93	0,0071	5,5714
Короли/Т	236,23	235,63	-0,003	7,3783
НПС-26	236,89	236,72	-0,0007	7,676
Отпайка Белогорск 1	236,43	236,12	-0,001	7,4704
Отпайка Белогорск 2	232,3	234	0,0073	5,5896

При сравнении напряжение рассчитанного в ПВК Rastrwin и напряжения данного в схеме потокораспределения на момент контрольных замеров 18.12.2024 в 18.00 видно, что напряжения почти не отличается. Также в соответствии с нормами, установленными в [16], величина отклонения напряжения в узловых точках сети не должна превышать $\pm 10\%$. Дополнительно, согласно [17], на подстанциях допустимые колебания напряжения ограничиваются $\pm 10\%$ при кратковременных изменениях и $\pm 5\%$ при длительных отклонениях, при этом напряжение не должно выходить за пределы максимально допустимого рабочего значения. Данное условие соблюдается

Далее для расчёта послеаварийного режима заданного района проектирования необходимо отключить саму загруженную линию. Для это в таблице 5 приведены токовые загрузки ЛЭП в нормально режиме.

Таблица 5 – Токовые нагрузки ЛЭП в нормальном режиме.

Наименование ВЛ	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А		Процент загрузки ЛЭП.
		При +25	При -5	
1	2	3	4	5
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	300,65	710	915,9	32,826
Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	269,65	710	915,9	29,444
Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	40,856	510	657,9	6,2101
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	230,39	710	915,9	25,162
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	282,86	710	915,9	30,887
Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	61,008	510	657,9	9,2731
Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	222,91	710	915,9	24,346
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	420,37	710	915,9	45,897

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
Отпайка Новая 1 - Новая 1	42,048	510	657,9	6,3913
Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	379,63	510	657,9	57,703
Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	159,57	390	503,1	31,718
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	230,39	710	915,9	25,162
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	282,86	710	915,9	30,887
Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	61,008	510	657,9	9,2731
Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	222,91	710	915,9	24,346
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	420,37	710	915,9	45,897
Отпайка Новая 1 - Новая 1	42,048	510	657,9	6,3913
Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	379,63	510	657,9	57,703
Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	159,57	390	503,1	31,718
Отпайка Сетевая 1 - Центральная	221,98	510	657,9	33,742
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	405,39	710	915,9	44,262
Отпайка Новая 2 - Новая 2	39,608	510	657,9	6,0204
Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	366,31	510	657,9	55,679
Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	75,65	390	503,1	15,037
Отпайка Сетевая 2 - Центральная	291,67	510	657,9	44,334
Центральная - Отпайка Северная 1	92,357	610	786,9	11,794
Центральная - Отпайка Северная 2	54,024	610	786,9	6,9247
Отпайка Северная 1 - Отпайка Кирпичная	98,938	510	657,9	15,11

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
Отпайка Кирпичная - Благовещенская СН	115,46	510	657,9	17,575
Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	59,53	510	657,9	9,2402
Волково - Ивановка	57,59	390	503,1	11,447
Ивановка - Полевая	7,2432	390	503,1	1,4397
Полевая - Отпайка Анновка	7,285	390	503,1	1,448
Отпайка Анновка - Озерная	11,059	390	503,1	2,1982
Озерная - Хвойная	18,918	390	503,1	3,7602
Волково - Тамбовка	96,185	390	503,1	19,122
Тамбовка - Михайловка	27,775	390	503,1	6,4745
Михайловка - Райчихинская ГРЭС	77,689	390	503,1	15,688
Отпайка Северная 1 - Северная 1	57,409	510	657,9	8,7261
Отпайка Северная 2 - Северная 2	35,792	510	657,9	5,4404
Благовещенская ВН - Амурская	86,423	710	915,9	10,48
Благовещенская ВН - Амурская	88,146	825	1064,3	9,4486
Отпайка Хвойная 1 - Хвойная	46,645	610	786,9	5,9277
Завитая - Райчихинская ГРЭС	109,15	710	915,9	11,918
Завитая - Райчихинская ГРЭС	109,03	710	915,9	11,904
Амурская - НПС- 26	127,16	610	786,9	16,309
НПС-26 - Отпайка Белогорск 1	104,51	710	915,9	11,411
Отпайка Белогорск 1 - Короли/Т	17,967	710	915,9	1,9617

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
Короли/Т - Отпайка Хвойная 2	22,243	710	915,9	2,7677
Отпайка Хвойная 2 - Завитая	16,885	710	915,9	2,4286
Амурская - Отпайка Белогорск 2	223,19	610	786,9	28,363
Отпайка Белогорск 2 - Белогорск/Т	14,947	710	915,9	1,6319
Белогорск/Т - Отпайка Хвойная 1	46,131	710	915,9	6,8449
Отпайка Хвойная 1 - Завитая	85,073	710	915,9	10,115
Волково - Центральная	253,64	510	657,9	38,622
Благовещенская ВН - Варваровка	16,331	710	915,9	3,4204

Так как максимальные нагрузки характерны для зимнего периода, значит берём значения допустимых токов при температуре -5.

Из таблицы 5 видно, что самая загруженная линия ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – ПС Центральная, значит в послеаварийном режиме будем её отключать.

Сделаем расчёты в послеаварийном режиме

Таблицы 6 – Расчётные значения напряжений в узлах после отключения ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – ПС Центральная

Название	U _{ном}	U _{расч}	Отклонение напряжения
1	2	3	4
БТЭЦ ТГ 1	6	6,5	8,3333
БТЭЦ ТГ 2	10	10,5	5
БТЭЦ ТГ 3	10	10,5	5
БТЭЦ ТГ 4	10	10,6	6
РГРЭС ТГ 6	6	6,3	5
РГРЭС ТГ 7	6	6,3	5
Амурская	220	238,06	8,2091
Завитая	220	236,76	7,6182

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
Благовещенская ТЭЦ	110	120,77	9,7908
Отпайка Кооперативная	110	120,71	9,7337
Отпайка Чигири 1	110	120,51	9,5578
Отпайка Чигири 2	110	120,51	9,5565
Чигири 1	110	120,51	9,5503
Благовещенская СН	110	120,36	9,4167
Благовещенская ВН	110	234,65	6,6572
Отпайка Новая 1	110	0	0
Отпайка Новая 2	110	120,59	9,6313
Новая 1	110	0	0
Отпайка Сетевая 1	110	0	0
Отпайка Сетевая 2	110	120,1	9,1855
Сетевая 1	110	120,02	9,1114
Центральная	220	119,99	9,0793
Отпайка Северная 1	110	120,05	9,1358
Отпайка Северная 2	110	120,01	9,1038
Северная 1	110	119,86	8,9647
Отпайка Кирпичная	110	120,26	9,3312
Волково	110	118,14	7,3979
Ивановка	110	117,29	6,627
Полевая	110	117,1	6,4558
Отпайка Анновка	110	117,01	6,3697
Озерная	110	116,86	6,2345
Хвойная СН	110	116,69	6,082
Хвойная ВН	110	234,6	6,6346
Тамбовка	110	116,99	6,3577
Михайловка	110	118,07	7,3391
Райчихинская ГРЭС	110	120,36	9,4148
Райчихинская ГРЭС	220	235,82	7,1902
РГРЭС СТ 6	110	121,59	10,533
РГРЭС СТ 7	110	121,71	10,647
РГРЭС АТ	110	232,77	5,8061
Чигири 2	110	120,51	9,553
Новая 2	110	120,56	9,6039
Сетевая 2	110	0	0
Северная 2	110	119,99	9,0788
Благовещенская СТ 1	220	228,5	3,8629
Благовещенская СТ 2	220	228,5	3,8629
Хвойная СТ 1	220	227,67	3,4886
Хвойная СТ 2	220	233,01	5,9121
РГРЭС ТГ 6 СН	110	113,165	3,3279
РГРЭС ТГ 7 СН	110	36,228	3,5074
Хвойная НН 1	35	35,739	2,1103
Хвойная НН 2	35	35,703	2,0096
Белогорск/Т	220	232,25	5,5662
Короли/Т	220	236,23	7,3783
Отпайка Хвойная 1	220	234,61	6,6413

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
Отпайка Хвойная 2	220	236,42	7,4647
НПС-26	220	236,89	7,676
Отпайка Белогорск 1	220	236,43	7,4704
Отпайка Белогорск 2	220	232,29	5,5856
Варваровка	220	235,15	6,8862

Проверим нагрузки линий в послеаварийном режиме с допустимым током при -5.

Таблица 7 – Токовые нагрузки в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – ПС Центральная

Наименование ВЛ	Токовая нагрузка, А	Допустимы ток, А	Загрузка линий, %
1	2	3	4
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	410,29	915,9	44,796
Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	379,4	915,9	41,428
Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	40,793	657,9	6,2005
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	340,22	915,9	37,153
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	392,59	915,9	42,868
Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	60,914	657,9	9,2588
Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	332,76	915,9	36,339
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	602,61	915,9	65,794
Отпайка Новая 2 - Новая 2	39,538	657,9	6,0097
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	410,29	915,9	44,796
Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	379,4	915,9	41,428
Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	40,793	657,9	6,2005
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	340,22	915,9	37,153
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	392,59	915,9	42,868
Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	60,914	657,9	9,2588
Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	332,76	915,9	36,339
Отпайка Новая 2 - Новая 2	39,538	657,9	6,0097
Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	563,84	657,9	85,705
Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	75,601	503,1	15,027
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	602,61	915,9	65,794
Отпайка Сетевая 2 - Центральная	489,78	657,9	74,448
Центральная - Отпайка Северная 1	84,627	786,9	10,814
Центральная - Отпайка Северная 2	48,43	786,9	6,2209
Отпайка Северная 1 - Отпайка Кирпичная	111,8	657,9	17,055
Отпайка Кирпичная - Благовещенская СН	135,03	657,9	20,544
Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	67,394	657,9	10,414
Волково - Ивановка	72,515	503,1	14,414
Ивановка - Полевая	22,492	503,1	4,7284
Полевая - Отпайка Анновка	14,006	503,1	2,8995

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4
Отпайка Анновка - Озерная	13,475	503,1	2,6784
Озерная - Хвойная	8,1973	503,1	1,6294
Волково - Тамбовка	114,6	503,1	22,848
Тамбовка - Михайловка	16,736	503,1	5,4773
Михайловка - Райчихинская ГРЭС	60,082	503,1	12,568
Отпайка Северная 1 - Северная 1	57,358	657,9	8,7184
Отпайка Северная 2 - Северная 2	35,766	657,9	5,4364
Благовещенская ВН - Амурская	46,354	915,9	7,2028
Благовещенская ВН - Амурская	46,639	1064,3	6,4884
Отпайка Хвойная 1 - Хвойная	41,444	786,9	5,2668
Отпайка Хвойная 2 - Хвойная	0	786,9	0
Завитая - Райчихинская ГРЭС	104,64	915,9	11,425
Завитая - Райчихинская ГРЭС	104,52	915,9	11,412
Амурская - НПС-26	127,16	786,9	16,309
НПС-26 - Отпайка Белогорск 1	104,51	915,9	11,411
Отпайка Белогорск 1 - Короли/Т	17,967	915,9	1,9617
Короли/Т - Отпайка Хвойная 2	22,243	915,9	2,7677
Отпайка Хвойная 2 - Завитая	16,885	915,9	2,4286
Амурская - Отпайка Белогорск 2	221,42	786,9	28,138
Отпайка Белогорск 2 - Белогорск/Т	13,279	915,9	1,4499
Белогорск/Т - Отпайка Хвойная 1	47,472	915,9	6,9165
Отпайка Хвойная 1 - Завитая	80,055	915,9	9,6665
Волково - Центральная	287,92	657,9	43,799

В послеаварийном режиме наиболее нагруженная линия - это вторая цепь линии ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – ПС Центральная.

Сделаем аналогичные расчёты для минимального режима.

Таблица 8 – Параметры узлов в минимальном режиме

Тип	Название	Uном	Pн	Qн	Pг	Qг
1	2	3	4	5	6	7
Ген	БТЭЦ ТГ 1	6	20,9	16,1	59,6	15,24
Ген	БТЭЦ ТГ 2	10	14,2	13,2	103,4	15,64
Ген	БТЭЦ ТГ 3	10	11,5	9,6	110	12,491
Ген	БТЭЦ ТГ 4	10	8,7	6,7	110	27,941
Ген	РГРЭС ТГ 6	6	2,7	2,7	50	14,805
Ген	РГРЭС ТГ 7	6	3,2	3,8	33	14,785
База	Амурская	220	110,9	-18,8	305,28	-12,88
База	Завитая	220	55,8	17,8	131,88	21,464

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7
Нагр	Благовещенская ТЭЦ	110	28	4,6	0	0
Нагр	Отпайка Кооперативная	110	6,9	1,5	0	0
Нагр	Чигири 1	110	15,7	5,4	0	0
Нагр	Благовещенская СН	110	96,4	11,4	0	0
Нагр	Благовещенская ВН	220	46,7	-5,5	0	0
Нагр	Новая 1	110	5,6	1,7	0	0
Нагр	Сетевая 1	110	10,9	2,3	0	0
Нагр	Центральная	110	38,6	9,2	0	0
Нагр	Сетевая 1	110	10,9	2,3	0	0
Нагр	Центральная	110	38,6	9,2	0	0
Нагр	Отпайка Кирпичная	110	6,9	1,5	0	0
Нагр	Волково	110	23,9	3,5	0	0
Нагр	Ивановка	110	9,4	4,6	0	0
Нагр	Полевая	110	1,3	0,39	0	0
Нагр	Отпайка Анновка	110	0,2	0,08	0	0
Нагр	Озерная	110	1,1	0,4	0	0
Нагр	Михайловка	110	8,9	0,8	0	0
Нагр	Райчихинская ГРЭС	110	30,2	20,5	0	0
Нагр	Райчихинская ГРЭС	220	40,9	-2,9	0	0
Нагр	Чигири 2	110	11,4	1,5	0	0
Нагр	Новая 2	110	4,9	2,2	0	0
Нагр	Сетевая 2	110	32,8	4,6	0	0
Нагр	Северная 2	110	4,7	1,1	0	0
Нагр	РГРЭС ТГ 6 СН	35	9,8	3,7	0	0
Нагр	РГРЭС ТГ 7 СН	35	9,8	3,7	0	0
Нагр	Хвойная НН 1	35	1,4	0,2	0	0
Нагр	Хвойная НН 2	35	1,4	0,6	0	0
Нагр	Белогорск/Т	220	29,4	18,2	0	0
Нагр	Короли/Т	220	32,6	23	0	0
Нагр	НПС-26	220	10,6	0,2	0	0
Нагр	Отпайка Белогорск 1	220	37,6	8,4	0	0
Нагр	Отпайка Белогорск 2	220	66,7	14,1	0	0
Нагр	Варваровка	220	6	3,3	0	0

Исходные данные для ветвей в минимально режиме такие же, что и в максимальном режиме.

Проводим расчёт режима с минимальными нагрузками.

Результаты расчёта представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Нагрузка линий в минимальном режиме

Наименование ВЛ	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А		Процент загрузки ЛЭП.
		При +25	При -5	
1	2	3	4	5
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	326,665	710	915,9	46,009
Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	293,847	710	915,9	41,387
Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	55,038	510	657,9	10,793
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	239,741	710	915,9	33,766
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	307,003	710	915,9	43,240
Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	79,490	510	657,9	15,590
Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	233,508	710	915,9	32,888
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	407,646	710	915,9	57,415
Отпайка Новая 1 - Новая 1	27,946	510	657,9	5,490
Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	380,958	510	657,9	74,698
Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	159,023	390	503,1	40,788
Отпайка Сетевая 1 - Центральная	225,783	510	657,9	44,271
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	387,720	710	915,9	54,608
Отпайка Новая 2 - Новая 2	25,620	510	657,9	5,038
Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	364,487	510	657,9	71,468
Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	53,368	390	503,1	13,703
Отпайка Сетевая 2 - Центральная	312,913	510	657,9	61,355
Центральная - Отпайка Северная 1	103,470	610	786,9	16,962
Центральная - Отпайка Северная 2	59,174	610	786,9	9,701
Отпайка Северная 1 - Отпайка Кирпичная	89,500	510	657,9	17,549
Отпайка Кирпичная - Благовещенская СН	98,595	510	657,9	19,332
Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	52,502	510	657,9	10,295
Волково - Ивановка	39,503	390	503,1	10,301
Ивановка - Полевая	15,524	390	503,1	3,981
Полевая - Отпайка Анновка	16,351	390	503,1	4,193
Отпайка Анновка - Озерная	15,336	390	503,1	3,932
Озерная - Хвойная	19,740	390	503,1	5,061
Волково - Тамбовка	94,958	390	503,1	24,363
Тамбовка - Михайловка	37,077	390	503,1	9,507
Михайловка - Райчихинская ГРЭС	76,548	390	503,1	19,628
Отпайка Северная 1 - Северная 1	53,336	510	657,9	10,479
Отпайка Северная 2 - Северная 2	23,132	510	657,9	4,544
Благовещенская ВЛ - Амурская	79,454	710	915,9	11,191

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5
Благовещенская ВН - Амурская	83,248	825	1064,3	10,091
Отпайка Хвойная 1 - Хвойная	16,823	610	786,9	2,760
Отпайка Хвойная 2 - Хвойная	0,000	610	786,9	0,000
Завитая - Райчихинская ГРЭС	36,984	710	915,9	5,293
Завитая - Райчихинская ГРЭС	36,990	710	915,9	5,285
Амурская - НПС-26	143,739	610	786,9	23,564
НПС-26 - Отпайка Белогорск 1	117,670	710	915,9	16,661
Отпайка Белогорск 1 - Короли/Т	25,730	710	915,9	4,450
Короли/Т - Отпайка Хвойная 2	66,406	710	915,9	9,353
Отпайка Хвойная 2 - Завитая	64,131	710	915,9	9,033
Амурская - Отпайка Белогорск 2	197,592	610	786,9	32,842
Отпайка Белогорск 2 - Белогорск/Т	32,829	710	915,9	4,624
Белогорск/Т - Отпайка Хвойная 1	58,453	710	915,9	8,233
Отпайка Хвойная 1 - Завитая	60,121	710	915,9	8,468
Волково - Центральная	251,389	510	657,9	49,292
Благовещенская ВН - Варваровка	25,229	710	915,9	3,553

Для проверки послеаварийного режима отключаем самую загруженную линию Благовещенская ТЭЦ – ПС Центральная.

Таблица 10 Расчётное напряжение в узлах в послеаварийном режиме

Название	Уном	Урасч	Отклонение напряжения
1	2	3	4
БТЭЦ ТГ 1	6	6,5	8,3333
БТЭЦ ТГ 2	10	10,5	5
БТЭЦ ТГ 3	10	10,5	5
БТЭЦ ТГ 4	10	10,6	6
РГРЭС ТГ 6	6	6,3	5
РГРЭС ТГ 7	6	6,3	5
Амурская	220	238,06	8,2091
Завитая	220	236,76	7,6182
Благовещенская ТЭЦ	110	121,028	10,026
Отпайка Кооперативная	110	120,964	9,968
Отпайка Чигири 1	110	120,769	9,790
Отпайка Чигири 2	110	120,735	9,759
Чигири 1	110	120,723	9,748
Благовещенская СН	110	120,617	9,652
Благовещенская ВН	110	234,764	6,711
Отпайка Новая 1	110	0,000	0,000
Отпайка Новая 2	110	120,895	9,904
Отпайка Сетевая 2	110	120,483	9,530
Сетевая 1	110	120,422	9,475
Центральная	220	239,382	9,438

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4
Отпайка Северная 1	110	120,374	9,431
Отпайка Северная 2	110	120,380	9,436
Северная 1	110	120,198	9,271
Отпайка Кирпичная	110	120,540	9,581
Волково	110	118,657	7,870
Ивановка	110	118,122	7,384
Полевая	110	118,421	7,655
Отпайка Анновка	110	118,627	7,843
Озерная	110	118,789	7,990
Хвойная СН	110	119,040	8,218
Хвойная ВН	110	235,848	7,204
Тамбовка	110	117,501	6,819
Михайловка	110	118,649	7,863
Райчихинская ГРЭС	110	120,721	9,746
Райчихинская ГРЭС	220	236,414	7,461
РГРЭС СТ 6	110	118,875	9,795
РГРЭС СТ 7	110	119,002	9,911
РГРЭС АТ	110	233,486	6,130
Чигири 2	110	120,763	9,785
Новая 2	110	120,876	9,887
Северная 2	110	120,362	9,420
Благовещенская СТ 1	220	228,995	4,089
Благовещенская СТ 2	220	228,995	4,089
Хвойная СТ 1	220	232,348	5,613
Хвойная СТ 2	220	237,788	8,086
РГРЭС ТГ 6 СН	110	36,270	3,628
РГРЭС ТГ 7 СН	110	36,308	3,736
Хвойная НН 1	35	37,844	8,125
Хвойная НН 2	35	37,671	7,631
Белогорск/Т	220	233,816	6,280
Короли/Т	220	235,206	6,912
Отпайка Хвойная 1	220	235,851	7,205
Отпайка Хвойная 2	220	235,639	7,108
НПС-26	220	236,472	7,487
Отпайка Белогорск 1	220	235,878	7,217
Отпайка Белогорск 2	220	233,872	6,306
Варваровка	220	234,912	6,778

Представим результаты расчёта длительно допустимых токовых нагрузок минимального послеаварийного режима в таблице 11.

Таблица 11 – Токовые загрузки линий при отключении ВЛ 110 кВ
Благовещенская ТЭЦ – ПС Центральная

Наименование ВЛ	Токовая нагрузка, А	Допустимы ток, А	Загрузка линий, %
1	2	3	4
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	432,171	710,000	60,870
Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	399,507	710,000	56,274
Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	54,971	510,000	10,779
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	345,556	710,000	48,680
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	412,453	710,000	58,096
Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	79,401	510,000	15,569
Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	339,327	710,000	47,806
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	0,000	710,000	0,000
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	432,171	710,000	60,870
Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	399,507	710,000	56,274
Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	54,971	510,000	10,779
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	345,556	710,000	48,680
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	412,453	710,000	58,096
Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	79,401	510,000	15,569
Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	339,327	710,000	47,806
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	582,702	710,000	82,073
Отпайка Новая 2 - Новая 2	25,655	510,000	5,030
Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	505,893	510,000	99,195
Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	53,409	390,000	13,695
Отпайка Сетевая 2 - Центральная	508,847	510,000	99,778
Центральная - Отпайка Северная 1	76,237	610,000	12,571
Центральная - Отпайка Северная 2	43,683	610,000	7,243
Отпайка Северная 1 - Отпайка Кирпичная	83,466	510,000	16,458
Отпайка Кирпичная - Благовещенская СН	105,228	510,000	20,663
Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	46,544	510,000	9,372
Волково - Ивановка	55,114	390,000	14,132
Ивановка - Полевая	16,945	390,000	5,702
Полевая - Отпайка Анновка	12,552	390,000	4,218
Отпайка Анновка - Озерная	8,699	390,000	3,273
Озерная - Хвойная	5,235	390,000	2,842
Волково - Тамбовка	111,884	390,000	28,755
Тамбовка - Михайловка	20,455	390,000	7,561
Михайловка - Райчихинская ГРЭС	59,145	390,000	15,779
Отпайка Северная 1 - Северная 1	53,392	510,000	10,469
Отпайка Северная 2 - Северная 2	23,154	510,000	4,540
Благовещенская ВН - Амурская	28,154	710,000	8,118
Благовещенская ВН - Амурская	27,847	825,000	7,278
Отпайка Хвойная 1 - Хвойная	9,956	610,000	1,632
Отпайка Хвойная 2 - Хвойная	0,000	610,000	0,000
Завитая - Райчихинская ГРЭС	33,777	710,000	4,757

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4
Завитая - Райчихинская ГРЭС	33,731	710,000	4,751
Амурская - НПС-26	143,518	610,000	23,564
НПС-26 - Отпайка Белогорск 1	118,291	710,000	16,661
Отпайка Белогорск 1 - Короли/Т	31,594	710,000	4,450
Короли/Т - Отпайка Хвойная 2	64,131	710,000	9,353
Отпайка Хвойная 2 - Завитая	58,446	710,000	9,033
Амурская - Отпайка Белогорск 2	198,562	610,000	32,551
Отпайка Белогорск 2 - Белогорск/Т	30,945	710,000	4,358
Белогорск/Т - Отпайка Хвойная 1	45,490	710,000	8,342
Отпайка Хвойная 1 - Завитая	51,326	710,000	7,794
Волково - Центральная	283,229	510,000	55,564
Благовещенская ВН - Варваровка	16,830	710,000	3,559

В послеаварийном минимальном режиме мы можем заметить, что самая загруженная – вторая цепь ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – ПС Центральная.

2 СТРУКТУРНАЯ СХЕМА ВЕТРОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Ветряные электростанции - это энергетические комплексы, преобразующие кинетическую энергию ветра в электричество с помощью ветротурбин.

Важнейшим фактором строительства любой электростанции является её энергетический потенциал. Ветряные электростанции неспособны работать без ветра поэтому их необходимо строить в районе с большой нормативной скоростью ветра, а также на равнинной или холмистой местности, так как горы будут влиять на количество ветра.

Главным элементом ветряной электростанции является ветротурбина. Она предназначена для преобразования кинетической энергии ветра в электрическую энергию с таким принципом работы и устройством:

1. Лопасти ветротурбины улавливают поток ветра и создают подъёмную силу, заставляющую ротор вращаться;
2. Ступица жёстко соединяет лопасти и передаёт крутящий момент на вал;
3. Вал связывает ступицу с редуктором или напрямую с генератором;
4. Редуктор повышает скорость вращения вала для оптимальной работы генератора;
5. Генератор преобразует механическую энергию в электрическую;
6. Все перечисленные элементы ветротурбины размещаются в защитном корпусе – гондоле;
7. Поворотный механизм меняет направление гондолы в направление ветра для максимальной выработки энергии;
8. Башня поддерживает гондолу на определённой высоте для достижения оптимальных ветровых условий.



Рисунок 1 – Установка возобновляемой энергетики

Преобразователь энергии необходим в ВЭС, чтобы преобразовать переменный ток, выработанный в ветротурбине, в постоянный ток. Это нужно чтобы устранить нестабильность частоты и амплитуды тока, связанных с нестабильной работой возобновляемых источников энергии. Потом автономный инвертор преобразует обратно в переменный, но уже с нужной частотой 50 Гц и стабильным напряжением для подачи в электрическую сеть.

Аккумуляторные батареи используются в ВЭС: чтобы накапливать избыток энергии при сильном ветре и отдать её в сеть при снижении выработки, обеспечивая более ровный и предсказуемый уровень нагрузки; в случае остановки при технической неисправности или при слишком сильном ветре, батареи могут обеспечивать питание оборудования ветряной электростанции.

Преобразованный электрический ток, после прохождения автономного инвертора, идёт по кабельным линиям на распределительное устройство. На подстанции повышающие трансформаторы повышают класс напряжения для выдачи в электрическую сеть с наименьшими потерями. Также на подстанции установлены выключатели для отключения линий в случае аварии, а также системы учёта электроэнергии.

Также строят гибридные электростанции, совмещая ветряные и дизельные электростанции. Это сочетание имеет хорошие технико-экономические характеристики. Возможна параллельная работа, раздельная работа или отключение дизельной электростанции в период высокого ветряного потенциала. Третий случай позволяет увеличить срок службы дизельной электростанции, а также сэкономить за счёт уменьшения расхода топлива.



Рисунок 2 – Установка ВЭС с дизельной электростанцией

Также строят гибридные электростанции, совмещаая ветряные и дизельные электростанции. Это сочетание имеет хорошие технико-экономические характеристики. Возможна параллельная работа, раздельная работа или отключение дизельной электростанции в период высокого ветряного потенциала. Третий случай позволяет увеличить срок службы дизельной электростанции, а также сэкономить за счёт уменьшения расхода топлива.

Больше ветроустановок вырабатывают электрическую энергию напряжением около 1 кВ. Поэтому после каждого ветрогенератора стоит повышающий трансформатор, который доведёт напряжение до значения необходимого работе РУ. На РУ электрический ток снова проходит через повышающий трансформатор, который доведёт напряжение до нужного для выдачи в сеть значения.

В данной ВКР рассматривается схема введения Зоринской ВЭС в электрическую сеть Амурской области. Установленная мощность ВЭС 1000 МВА. Для дальнейших расчётов примем что на ВЭС установлены ветрогенераторы мощностью 10 МВт и трансформаторы ТС-10000/20.

Для расчётов необходимо определить активную и реактивную мощность ВЭС:

Найдём активную мощность электрической станции:

$$P_2 = S \cdot \cos \varphi; \quad (1)$$

где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности;

S – полная мощность.

Так как на ветряных электростанциях устанавливают преобразователи напряжения, то примем коэффициент мощности по преобразователю, у которого возможно регулировка 0,95-1,0. Примем равным 0,95.

$$P_2 = 1000 \cdot 0,95 = 950 \text{ МВт};$$

Определим реактивную мощность электрической станции:

$$Q_2 = P_2 \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент мощности, примем равным 0,329

$$Q_2 = 950 \cdot 0,329 = 312,6 \text{ МВАр}.$$

3 РАЗРАБОТКА И ТЕХНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Схема выдачи мощности должна быть спроектирована таким образом, чтобы при минимальных затратах капитала обеспечивались надёжность электроснабжения, соответствующее качество подаваемой электроэнергии, безопасность эксплуатации, а также предусматривалось будущее расширение сети и возможность подключения новых потребителей.

При выборе оптимального варианта подключения электростанции необходимо учитывать следующие инженерные и проектные условия:

1) Конфигурация выдачи мощности должна быть организована так, чтобы в случае аварийной ситуации в сети не происходила полная остановка генерации или потеря питания на собственные нужды;

2) Как правило, на электростанциях предусматривается наличие не более двух распределительных устройств высокого напряжения;

3) Электротехническое оборудование, соединяющее генератор с распределительным устройством, должно обладать достаточной пропускной способностью для передачи всей номинальной мощности генератора;

4) Уровень напряжения распределительных устройств и линий электропередачи должен соответствовать принятой шкале номиналов в российской энергосистеме: 6, 10, 20, 35, 110 (или 157), 220, 330, 500 и 750 кВ.

Рассмотрим варианты конфигурации электрической сети при вводе Зоринской ВЭС с установленной мощностью 1000 МВт.

Первый вариант реконструкции электрической сети с подключением Зоринской ВЭС:

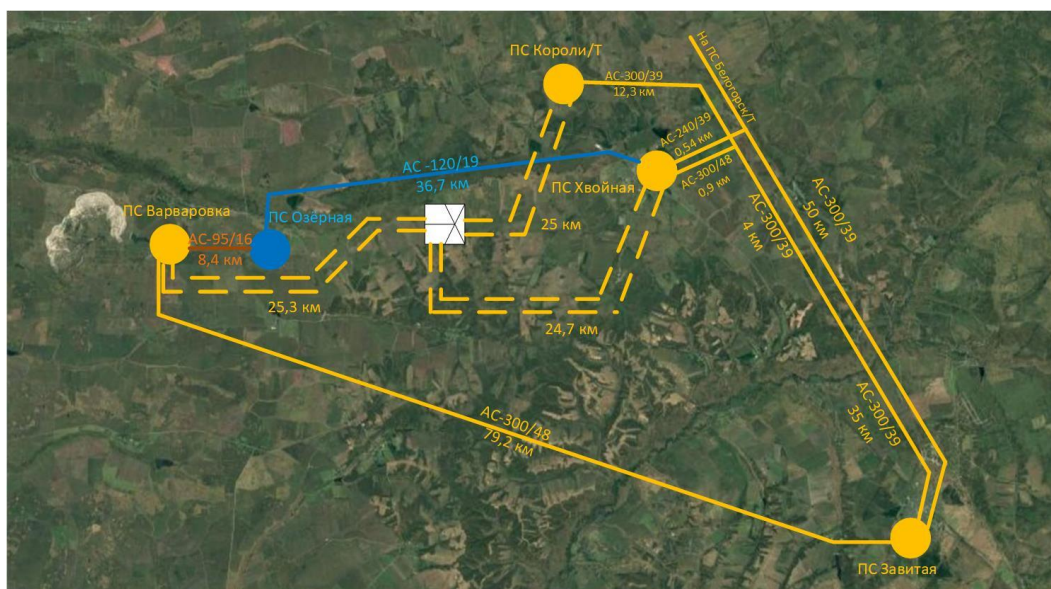


Рисунок 3 – Первый вариант ввода Зоринской ВЭС

Первый вариант предполагает строительство трёх двухцепных линий, Зоринская ВЭС – ПС Варваровка длиной 25,3 км, Зоринская ВЭС - ПС Хвойная длиной 24,7 км и Зоринская – ВЭС – ПС Короли/Т длиной 25 км. Само распределительное устройство станции будет выполнено по схеме №13 Две системы шин.

Второй вариант реконструкции электрической сети с подключением Зоринской ВЭС:

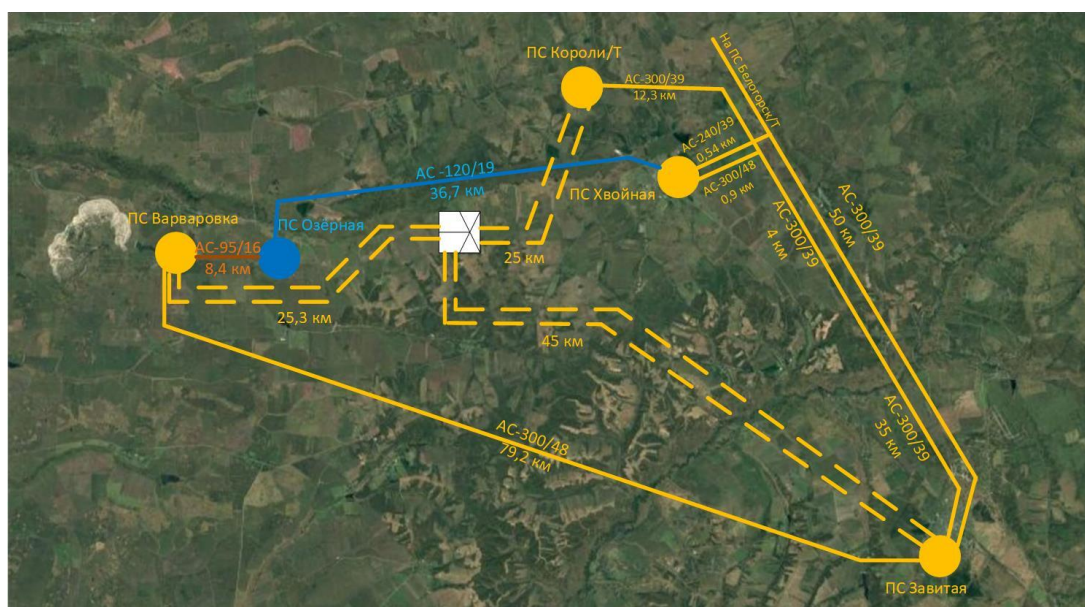


Рисунок 4 – Второй вариант ввода Зоринской ВЭС

Второй вариант предполагает строительство трёх двухцепных линий, Зоринская ВЭС – ПС Завитая длиной 45 км, Зоринская ВЭС – ПС Варваровка длиной 25,3 км и Зоринская – ВЭС – ПС Короли/Т длиной 25 км.

Третий вариант реконструкции электрической сети с подключением Зоринской ВЭС:

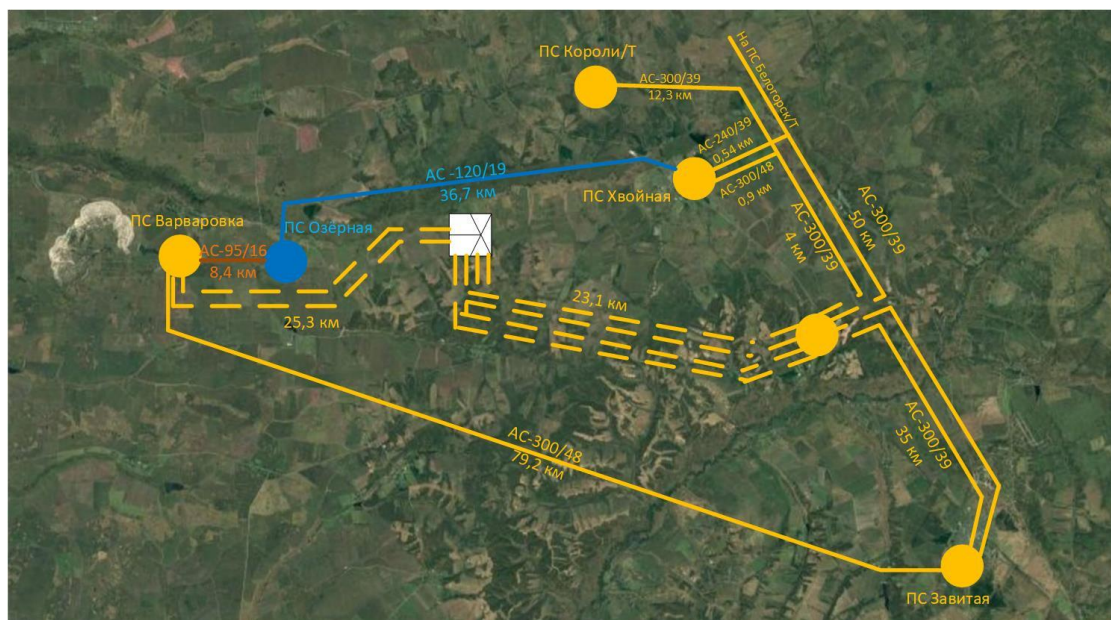


Рисунок 5 – Третий вариант ввода Зоринской ВЭС

Третий вариант предполагает строительство четырёх линий длиной 23,1 км со строительством переключательного пункта в расщелку линии ПС Завитая – ПС Короли/Т и линии ПС Завитая – ПС Белогорск/Т, а также двухцепной линии Зоринская ВЭС – ПС Варваровка длиной 25,3 км.

3.1 Выбор номинального напряжения

Важным техническим этапом является выбор номинального напряжения выдаваемой электроэнергии в электрическую сеть Октябрьского района. Номинальное напряжение очень сильно влияет на техническую и экономическую часть проекта, так как растут капитальные затраты на сооружение электрической сети, но при этом уменьшаются годовые эксплуатационные расходы за счёт снижения электрических потерь.

Выбор напряжения осуществляется из шкалы установленных номинальных напряжений, по расчётам эмпирическим методом по формуле Илларионова:

$$U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}; \quad (3)$$

где L – длина участка, на котором определяется напряжение;

P – поток мощности, передаваемый по этому участку.

В первом варианте подключения Зоринской ВЭС необходимо построить две ВЛ до Короли/Т длиной 25 км и до ПС Варваровка длиной 25,3 км. Выполним расчёт для первого варианта:

ВЛ Зоринская ВЭС – ПС Варваровка:

$$U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{25,3} + \frac{2500}{1000 / 6}}} = 169,606 \text{ кВ};$$

ВЛ Зоринская ВЭС – ПС Короли/Т

$$U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{25} + \frac{2500}{1000 / 6}}} = 169,031 \text{ кВ};$$

ВЛ Зоринская ВЭС – ПС Хвойная

$$U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{24,7} + \frac{2500}{1000 / 6}}} = 168,447 \text{ кВ};$$

При первом варианте подключения Зоринской ВЭС РУ ВН, ВЛ Зоринская ВЭС – ПС 220 кВ Короли/Т, ВЛ Зоринская ВЭС – ПС 220 кВ Хвойная и ВЛ

Зоринская ВЭС – ПС 220 кВ Варваровка необходимо выполнить с номинальным напряжением 220 кВ

Во втором варианте подключения Зоринской ВЭС необходимо построить три двухцепные линии до ПС Варваровка длиной 25,3 км, до ПС Короли/Т длиной 25 км и до ПС Завитая длиной 45 км. Выполним расчёт для второго варианта:

ВЛ Зоринская ВЭС – ПС Варваровка:

$$U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{25,3} + \frac{2500}{1000/6}}} = 169,606 \text{ кВ};$$

ВЛ Зоринская ВЭС – ПС Короли/Т

$$U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{25} + \frac{2500}{1000/6}}} = 169,031 \text{ кВ};$$

ВЛ Зоринская ВЭС – ПС Завитая

$$U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{45} + \frac{2500}{1000/6}}} = 195,698 \text{ кВ};$$

При втором варианте подключения Зоринской ВЭС РУ ВН, ВЛ Зоринская ВЭС – ПС Варваровка, ВЛ Зоринская ВЭС – ПС Короли/Т и ВЛ Зоринская ВЭС – ПС Завитая необходимо выполнить с номинальным напряжением 220 кВ.

В третьем варианте подключения Зоринской ВЭС необходимо построить четыре линии до ПП длиной 23,1 км и две линии до ПС Варваровка длиной 25,3 км. Выполним расчёт для третьего варианта:

ВЛ Зоринская ВЭС – ПС Варваровка:

$$U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{25,3} + \frac{2500}{1000/6}}} = 169,606 \text{ кВ};$$

ВЛ Зоринская ВЭС – ПП

$$U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{23,1} + \frac{2500}{1000/6}}} = 166,193 \text{ кВ};$$

При третьем варианте подключения Зоринской ВЭС РУ ВН, ВЛ Зоринская ВЭС – ПС Варваровка и ВЛ Зоринская ВЭС – ПП необходимо выполнить с номинальным напряжением 220 кВ.

3.2 Выбор сечений новых линий электропередач и проверка существующих

Одним из ключевых факторов при проектировании линии электропередачи является площадь поперечного сечения проводника. Увеличение сечения приводит к росту капитальных вложений в строительство ЛЭП, а также повышает эксплуатационные и амортизационные расходы.

Оптимальное сечение проводов определяется с использованием метода экономически целесообразных токовых интервалов. После выбора сечения проводится расчёт поведения сети в послеаварийных условиях для подтверждения его допустимости.

Расчётное значение тока:

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T; \quad (4)$$

где I_p – расчётный ток, кА;

$I_{\max}$ – максимальный ток, кА;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки, равный 1.

Максимальный ток в воздушных линиях:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}; \quad (5)$$

где n – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ;

$\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}$ – мощность передаваемая по линии.

Выполним расчёт для первого варианта реконструкции электрической сети и занесём результаты расчёта, с выбранной маркой провода, в таблицу 8.

Таблица 12 – Результаты расчёта методом токовых интервалов первого варианта.

Наименование ВЛ	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВАр	Максимальный ток, кА	Расчётный ток, кА	Марка провода
Двухцепная ПС Варваровка	247,8	12,4	0,297	0,311	АС-240/32
Двухцепная ПС Короли/Т	339,2	8,4	0,406	0,426	АС-240/32
Двухцепная ПС Хвойная	361,6	5	0,433	0,455	АС-240/32

Выполним расчёт для второго варианта реконструкции электрической сети и занесём результаты расчёта, с выбранной маркой провода, в таблицу 9.

Таблица 13 – Результаты расчёта методом токовых интервалов второго варианта.

Наименование ВЛ	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВАр	Максимальный ток, кА	Расчётный ток, кА	Марка провода
Двухцепная ПС Варваровка	182,6	2,8	0,219	0,329	АС-240/32
Двухцепная ПС Короли/Т	246	2,6	0,295	0,309	АС-240/32
Двухцепная ПС Завитая	520,2	23,6	0,624	0,655	АС-300/39

Выполним расчёт для третьего варианта реконструкции электрической сети и занесём результаты расчёта, с выбранной маркой провода, в таблицу 10.

Таблица 14 – Результаты расчёта третьего варианта.

Наименование ВЛ	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВАр	Максимальный ток, кА	Расчётный ток, кА	Марка провода
Двухцепная ПС Варваровка	233,6	4,6	0,279	0,292	АС-240/32
4 линии до ПП	768,4	22,8	0,460	0,483	АС-240/32

Проведём сравнение вариантов по общей длине линии и количеству выключателей в таблице 15.

Таблица 15 – Сравнение вариантов реконструкции электрической сети.

Вариант	Общая длина линий, км	Марки проводов	Количество выключателей
Первый	150	АС-240/32	11
Второй	100,6	АС-240/32	11
	90	АС-300/39	
Третий	143	АС-240/32	15

Далее будем выбирать из первого и третьего вариантов, так как во втором варианте гораздо больше длина линий.

3.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов при реконструкции электрической сети

Для выбора повышающего трансформатора необходимо определить активную и реактивную мощность, вырабатываемую на станции. Так как на ветряных электростанциях устанавливают преобразователи напряжения, то примем коэффициент мощности по преобразователю, у которого возможно регулировка 0,95-1,0.

Расчётная мощность необходим для выбора трансформатора.

Расчётная мощность:

$$S_P = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{n \cdot k_3}; \quad (6)$$

где n – количество трансформаторов;

k_3 – коэффициент загрузки, равный 0,7;

$$S_P = \frac{\sqrt{950^2 + 312,6^2}}{n \cdot 0,7} = \frac{1000}{n} \text{ МВА};$$

Для рассчитанной мощности подходят два варианта установки силовых трансформаторов: 4 трансформатора ТДЦ-400000/220 или 6 трансформаторов ТДЦ – 250000/220.

Сделаем сравнение трансформаторов выполнив их проверку:

$$K_3^{np} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{n \cdot S_{Tном}}; \quad (7)$$

$$K_3^{n/a} = \frac{\sqrt{P_{\varepsilon}^2 + Q_{\varepsilon}^2}}{(n-1) \cdot S_{\text{ТНОМ}}}; \quad (8)$$

Первый вариант установки силовых трансформаторов:

$$K_3^{np} = \frac{\sqrt{950^2 + 312,6^2}}{4 \cdot 400} = 0,6;$$

$$K_3^{n/a} = \frac{\sqrt{950^2 + 312,6^2}}{3 \cdot 400} = 0,8;$$

Второй вариант установки силовых трансформаторов:

$$K_3^{np} = \frac{\sqrt{950^2 + 312,6^2}}{6 \cdot 250} = 0,7;$$

$$K_3^{n/a} = \frac{\sqrt{950^2 + 312,6^2}}{5 \cdot 250} = 0,8;$$

В послеаварийной режиме, при отключении одного из трансформаторов, значение этого коэффициента не должно превышать пороговое значение 1,2.

Выбираем первый вариант установки, с 4 трансформаторами ТДЦ-400000/220, так как у первого варианта получились лучшие значения коэффициента.

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В процессе проектирования схемы выдачи мощности оптимальный вариант конфигурации электрической сети должен определяться на основе технико-экономического анализа, с приоритетом на минимизацию совокупных дисконтированных расходов[1].

$$З = И + E_H \cdot K; \quad (9)$$

где $И$ – суммарные издержки производства;

E_H – нормативный коэффициент экономической эффективности, принимаем равным 0,1;

K – капиталовложение в реконструкцию электрической сети.

Инвестиционные затраты, связанные с созданием электрической сети, охватывают расходы строительство подстанций и прокладку линий электропередачи:

$$K = K_{ПС} + K_{Л}; \quad (10)$$

В состав капитальных затрат на строительство подстанций включаются расходы на закупку трансформаторного оборудования и компенсирующих устройств, обустройство открытых распределительных устройств (ОРУ), а также постоянные затраты, связанные с приобретением земельных участков, подведением инженерных коммуникаций и проведением работ по благоустройству прилегающей территории.

Капитальные вложения на сооружение подстанций, тыс.руб.:

$$K_{ПС} = (K_{ОТ.З} + K_{ПОСТ} + K_{РУ} + K_{ТР}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_3; \quad (11)$$

где $K_{ОТ.З}$ – стоимость отвода земли для строительства ПС;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат,

$K_{РУ}$ – стоимость распределительных устройств,

$K_{ТР}$ – затраты на установку трансформатора;

$K_{ИНФ}$ – коэффициент инфляции, примем равным 13,63;

K_3 – зональный повышающий коэффициент.

Расчитаем для двух вариантов:

$$K_{ПС1} = (210 + 40500 + 137500 + 4 \cdot 3500) \cdot 13,63 \cdot 1,5 = 3929733,450 \text{ тыс.руб};$$

$$K_{ПС3} = (434 + 110500 + 137500 + 4 \cdot 3500) \cdot 13,63 \cdot 1,5 = 4537440,630$$

Капиталовложения на строительство ВЛ рассчитываются по формуле, тыс. руб.:

$$K_{Л} = (K_{ОТ.З} + K_{ЛЭП}) \cdot K_{П} \cdot K_3; \quad (12)$$

где $K_{ОТ.З}$ – затраты на отведение земли и вырубку просеки;

$K_{ЛЭП}$ – стоимость строительства ЛЭП;

$K_{ИНФ}$ – коэффициент инфляции;

K_3 – зональный коэффициент.

Сделаем расчёт для каждого варианта и приведём их в таблицу.

Таблица 16 – Капитальные затраты на строительство ВЛ

Вариант	Участок	Базисная стоимость ВЛ, тыс. руб	Стоимость отвода земли и вырубки просеки, тыс. руб.	Итоговая стоимость линии без учёта инфляции и зонального коэффициента, тыс. руб.	Итоговая стоимость, тыс. руб.
1	Двухцепная ВЛ до ПС Варваровка	76680	35358	112038	6559982,700
	Двухцепная ВЛ до ПС Короли/Т	68400	31540	99940	
	Двухцепная ВЛ до ПС Хвойная	74520	34362	108882	
3	Двухцепная ВЛ до ПС Варваровка	76680	35358	112038	5904475,110
	Четыре ВЛ до ПП	129600	47160	176760	

Капиталовложения в реконструкции электрической сети двух вариантов.

Первый вариант электрической схемы выдачи мощности:

$$K_1 = 3929733,450 + 6559982,7 = 10489716,150 \text{ тыс. руб./км;}$$

Третий вариант электрической схемы выдачи мощности:

$$K_3 = 4537440,630 + 5904475,11 = 10441915,740 \text{ тыс. руб./км};$$

Годовые эксплуатационные затраты представляют собой совокупность расходов, связанных с функционированием объектов энергетической инфраструктуры. К данным расходам относятся затраты на обслуживание линий электропередачи, содержание подстанционного оборудования, а также стоимость электроэнергии, потерянной в процессе передачи.

$$I = I_{\text{ЭлР}} + I_{\text{АМ}} + I_{\text{ΔW}}; \quad (13)$$

где $I_{\text{ЭлР}}$ – издержки на эксплуатацию и ремонт;

$I_{\text{АМ}}$ – издержки на амортизацию

$I_{\text{ΔW}}$ – затраты на компенсацию потерь электроэнергии, возникающих в электросетевом комплексе.

$$I_{\text{ЭлР}} = d_{\text{НОвл}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + d_{\text{НОнс}} \cdot K_{\text{ПС}}; \quad (14)$$

где $d_{\text{НОвл}}$ – нормированные отчисления на ремонт и эксплуатацию линий, примем;

$d_{\text{НОнс}}$ – нормированные отчисления на ремонт и эксплуатацию ПС.

Первый вариант электрической схемы выдачи мощности:

$$I_{1\text{ЭлР}} = 0,008 \cdot 6559982,7 + 0,048 \cdot 3929733,45 = 241107,067 \text{ тыс.руб};$$

Третий вариант электрической схемы выдачи мощности:

$$I_{3ЭП} = 0,008 \cdot 5904475,11 + 0,048 \cdot 4537440,63 = 220094,882 \text{ тыс.руб};$$

Издержки на амортизацию:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{CP}}; \quad (16)$$

где T_{CP} – жизненный цикл оборудования, принимаем 20 годам.

Первый вариант электрической схемы выдачи мощности:

$$I_{1AM} = \frac{10489716,150}{20} = 524485,808 \text{ тыс. руб.};$$

Третий вариант электрической схемы выдачи мощности:

$$I_{3AM} = \frac{10441915,740}{20} = 522095,79 \text{ тыс. руб.};$$

Расходы, связанные с возмещением потерь электроэнергии, возникающих при передаче по элементам электросетевой инфраструктуры:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot T_{nom};$$

где ΔW – потери в элементах сети, определим из расчёта режимов в ПВК RastrWin3.

Первый вариант электрической схемы выдачи мощности:

$$I_{I\Delta W} = 76387,2 \cdot 1,5 = 114580,8 \text{ тыс.руб.};$$

Третий вариант электрической схемы выдачи мощности:

$$I_{3\Delta W} = 80592 \cdot 1,5 = 120888 \text{ тыс.руб.};$$

Суммарные издержки двух вариантов:

Первый вариант электрической схемы выдачи мощности:

$$I_1 = 241107,067 + 524485,808 + 114580,8 = 880172,875 \text{ тыс.руб.};$$

Третий вариант электрической схемы выдачи мощности:

$$I_3 = 220094,882 + 522095,79 + 120888 = 863078,669 \text{ тыс.руб.};$$

Итоговые затраты на строительство двух вариантов электрической сети:

$$З_1 = 880172,875 + 0,1 \cdot 10489716,150 = 1499436,986 \text{ тыс.руб.};$$

Третий вариант электрической схемы выдачи мощности:

$$З_2 = 863078,669 + 0,1 \cdot 10441915,740 = 1907270,24 \text{ тыс.руб.};$$

На основании проведённого анализа можно заключить, что к реализации выбран вариант реконструкции №3, так как он представляется наиболее обоснованным и эффективным по технико-экономическим показателям для последующего развития электрической сети.

5 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткое замыкание — это любое непредусмотренное нормальными условиями работы соединение между фазами, а в сетях с заземлённой нейтралью также и замыкание одной или нескольких фаз на землю.

При возникновении КЗ происходит резкое уменьшение сопротивления цепи, что ведёт к значительному увеличению токов в отдельных участках системы по сравнению с номинальными режимами. Вследствие этого наблюдается существенное падение напряжения в узлах сети, особенно вблизи точки замыкания. В этом разделе расчет выполняется методом симметричных составляющих. Будет произведен расчет трехфазных и двухфазных ТКЗ, рассчитанные значения будут использоваться для выбора и проверки основного электротехнического оборудования на РУ Зоринская ВЭС.

Расчёт будет производиться в ПВК RastrKZ для повышения точности расчётов.

Для проведения расчёта требуется сформировать шаблон «динамика.rst». Исходные данные задаются через вкладку «Несимметрия», доступ к которой осуществляется через меню: Открыть – Несимметрия. Процесс ввода данных аналогичен процедуре, используемой в программном комплексе RastrWin.

Для задания параметров узлов используется вкладка «Узлы/Несим/ИД», а для задания параметров линий — «Ветви/Несим/ИД». Из характеристик ветвей достаточно указать значение индуктивного сопротивления прямой последовательности. Для выполнения расчёта короткого замыкания необходимо также ввести параметры генераторных установок и/или эквивалентной системы. Это выполняется во вкладке «Генератор/Несим», где задаются значения индуктивного сопротивления прямой последовательности и электродвижущей силы (ЭДС) генератора.

Расчетные параметры определяются по формулам:

Реактивное сопротивление прямой последовательности генератора:

$$X_{\varepsilon} = \frac{X_d'' \cdot U_{ном}^2}{S_H}; \quad (17)$$

где X_d'' - переходное сопротивление генератора;

$U_{ном}^2$ - номинальное напряжение;

S_H - номинальная мощность генератора.

Реактивное сопротивление обратной последовательности генератора:

$$X_{o.n.} = 1,22 \cdot X_{\varepsilon}; \quad (18)$$

Рассчитаем генераторы установленные на станциях Благовещенская ТЭЦ, Райчихинская ГРЭС и Зоринской ВЭС. Для расчётов ветрогенераторов будем использовать сопротивление преобразователя частоты и трансформатора, идущих после него.

На Благовещенской ТЭЦ установлено 4 генератора: ТВФ-63-2УЗ, 2 генератора ТВФ-120-2УЗ, ТЗФП-130-2УЗ.

На Райчихинской ГРЭС установлено 2 генератора ТВ-60-2.

Реактивное сопротивление генератора ТВФ-63-2УЗ:

$$X_{\varepsilon} = \frac{0,15 \cdot 6,3^2}{78,75} = 0,076 \text{ Ом};$$

$$X_{o.n.} = 1,22 \cdot 0,076 = 0,092 \text{ Ом};$$

Реактивное сопротивление генератора ТВФ-120-2УЗ:

$$X_{\varepsilon} = \frac{0,192 \cdot 10,5^2}{125} = 0,169 \text{ Ом};$$

$$X_{o.n.} = 1,22 \cdot 0,169 = 0,206 \text{ Ом};$$

Реактивное сопротивление генератора ТЗФП-130-2УЗ:

$$X_{\varepsilon} = \frac{0,2 \cdot 10,5^2}{162,5} = 0,136 \text{ Ом};$$

$$X_{o.n.} = 1,22 \cdot 0,136 = 0,166 \text{ Ом};$$

Реактивное сопротивление генератора ТВ-60-2УЗ:

$$X_{\varepsilon} = \frac{0,16 \cdot 6,3^2}{75} = 0,085 \text{ Ом};$$

$$X_{o.n.} = 1,22 \cdot 0,085 = 0,103 \text{ Ом};$$

Определим реактивную мощность трансформатора и преобразователя частоты установленных на ВЭС:

$$X_{TP} = \frac{u_k \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}}; \quad (19)$$

$$X_{ПЧ} = 0,35 \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}; \quad (20)$$

$$X_{\varepsilon} = X_{TP} + X_{ПЧ}; \quad (21)$$

$$X_{TP} = \frac{8,5 \cdot 20^2}{100 \cdot 10} = 3,4 \text{ Ом};$$

$$X_{ПЧ} = 0,35 \cdot \frac{20^2}{10} = 14 \text{ Ом};$$

$$X_{\Sigma} = 3,4 + 14 = 17,4 \text{ Ом};$$

Сопротивление линий возьмём из раздела 3.

Приведём исходные данные для узлов, ветвей и генераторов в таблицы 13, 14 и 15.

Таблица 17 - Узлы для расчёта токов КЗ

Название	U _{ном} , кВ
1	2
БТЭЦ ТГ 1	6
БТЭЦ ТГ 2	10
БТЭЦ ТГ 3	10
БТЭЦ ТГ 4	10
РГРЭС ТГ 6	6
РГРЭС ТГ 7	6
Амурская	220
Завитая	220
Благовещенская ТЭЦ	110
Отпайка Кооперативная	110
Отпайка Чигири 1	110
Отпайка Чигири 2	110
Чигири 1	110
Благовещенская СН	110
Благовещенская ВН	220
Отпайка Новая 1	110
Отпайка Новая 2	110
Новая 1	110
Отпайка Сетевая 1	110
Отпайка Сетевая 2	110
Сетевая 1	110
Центральная	110
Отпайка Северная 1	110
Отпайка Северная 2	110
Северная 1	110

1	2
Отпайка Кирпичная	110
Волково	110
Ивановка	110
Полевая	110
Отпайка Анновка	110
Озерная	110
Хвойная СН	110
Хвойная ВН	220
Тамбовка	110
Михайловка	110
Райчихинская ГРЭС	110
Райчихинская ГРЭС	220
РГРЭС СТ 6	110
РГРЭС СТ 7	110
РГРЭС АТ	220
Чигири 2	110
Новая 2	110
Сетевая 2	110
Северная 2	110
Благовещенская СТ 1	220
Благовещенская СТ 2	220
Хвойная СТ 1	220
Хвойная СТ 2	220
РГРЭС ТГ 6 СН	35
РГРЭС ТГ 7 СН	35
Хвойная НН 1	35
Хвойная НН 2	35
Белогорск/Т	220
Короли/Т	220
Отпайка Хвойная 1	220
Отпайка Хвойная 2	220
НПС-26	220
Отпайка Белогорск 1	220
Отпайка Белогорск 2	220
Варваровка	220
Зоринская ВЭС 1	20
Зоринская ВЭС 2	20
Зоринская ВЭС 3	20
Зоринская ВЭС 4	20
ЗВЭС НН 1	20
ЗВЭС НН 2	20
ЗВЭС НН 3	20
ЗВЭС НН 4	20
ЗВЭС СТ 1	220
ЗВЭС СТ 2	220
ЗВЭС СТ 3	220
ЗВЭС СТ 4	220

1	2
ЗВЭС ВН 1	220
ЗВЭС ВН 2	220
ЗВЭС ОСШ	220
ЗВЭС ПП 1	220
ЗВЭС ПП 2	220
ЗВЭС Л1	220
ЗВЭС Л2	220
ЗВЭС Л3	220
ЗВЭС Л4	220
ЗВЭС Л5	220
ЗВЭС Л6	220

Таблица 18 – Ветви для расчёта токов КЗ

Название	X	X0
1	2	3
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	0,429	1,287
Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	1,6302	4,8906
Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	0,123	0,369
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	1,87473	5,62419
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	2,0592	6,1776
Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	0,123	0,369
Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	1,87473	5,62419
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	0,7293	2,1879
Отпайка Новая 1 - Новая 1	0,098	0,294
Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	1,353	4,059
Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	0,86	2,58
Отпайка Сетевая 1 - Центральная	0,41	1,23
Отпайка Сетевая 1 - Центральная	0,729	2,188
Отпайка Новая 2 - Новая 2	0,098	0,294
Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	1,353	4,059
Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	0,860	2,580
Отпайка Сетевая 2 - Центральная	0,410	1,230
Центральная - Отпайка Северная 1	0,312	0,936
Центральная - Отпайка Северная 2	0,348	1,044
Отпайка Северная 1 - Отпайка Кирпичная	1,066	3,198
Отпайка Кирпичная - Благовещенская СН	0,410	1,230
Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	2,747	8,241
Волково - Ивановка	9,761	29,283
Ивановка - Полевая	14,190	42,570
Полевая - Отпайка Анновка	9,374	28,122
Отпайка Анновка - Озерная	9,718	29,154
Озерная - Хвойная	15,781	47,343
Волково - Тамбовка	11,610	34,830

1	2	3
Тамбовка - Михайловка	26,300	78,900
Михайловка - Райчихинская ГРЭС	30,280	90,840
Чигири 1 - Чигири 2	0,000	0,000
Новая 1 - Новая 2	0,000	0,000
Сетевая 1 - Сетевая 2	0,000	0,000
Северная 1 - Северная 2	0,000	0,000
Отпайка Северная 1 - Северная 1	0,516	1,548
Отпайка Северная 2 - Северная 2	0,120	0,360
Благовещенская ВН - Благовещенская СТ 1	48,666	145,997
Благовещенская ВН - Благовещенская СТ 2	48,666	145,997
Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ТГ 1	17,969	53,907
Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ТГ 2	12,293	36,878
Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ТГ 3	12,293	36,878
Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ТГ 4	7,684	23,052
Благовещенская СТ 1 - Благовещенская СН	-2,058	-6,175
Благовещенская СТ 2 - Благовещенская СН	-2,058	-6,175
Райчихинская ГРЭС - РГРЭС СТ 6	23,515	70,546
РГРЭС СТ 6 - РГРЭС СН 6	-0,116	-0,348
РГРЭС СТ 6 - РГРЭС ТГ 6	15,149	45,448
Райчихинская ГРЭС - РГРЭС СТ 7	0,098	0,294
РГРЭС СТ 7 - РГРЭС СН 7	1,353	4,059
РГРЭС СТ 7 - РГРЭС ТГ 7	0,860	2,580
Райчихинская ГРЭС - РГРЭС АТ	23,515	70,546
РГРЭС АТ - Райчихинская ГРЭС	-0,116	-0,348
Хвойная СТ 1 - Хвойная	15,149	45,448
Хвойная СТ 2 - Хвойная	59,161	177,483
Хвойная НН 1 - Хвойная НН 2	-12,770	-38,311
Хвойная - Хвойная СТ 1	6,177	18,532
Хвойная СТ 1 - Хвойная НН 1	28,775	86,325
Хвойная - Хвойная СТ 2	0,000	0,000
Хвойная СТ 2 - Хвойная НН 2	187,994	563,983
Благовещенская ВН - Амурская	358,695	1076,084
Благовещенская ВН - Амурская	177,310	531,931
Отпайка Хвойная 1 - Хвойная	351,283	1053,850
Отпайка Хвойная 2 - Хвойная	55,860	167,580
Завитая - Райчихинская ГРЭС	54,474	163,422
Завитая - Райчихинская ГРЭС	0,244	0,732
Амурская - НПС-26	0,378	1,134
НПС-26 - Отпайка Белогорск 1	19,091	57,272
Отпайка Белогорск 1 - Короли/Т	19,090	57,270
Короли/Т - Отпайка Хвойная 2	22,342	67,025
Отпайка Хвойная 2 - Завитая	8,647	25,942
Амурская - Отпайка Белогорск 2	29,614	88,842
Отпайка Белогорск 2 - Белогорск/Т	5,277	15,830
Белогорск/Т - Отпайка Хвойная 1	16,903	50,708
Отпайка Хвойная 1 - Завитая	30,450	91,350
Волково - Центральная	3,844	11,532

1	2	3
Благовещенская ВН - Варваровка	29,901	89,704
Зоринская ВЭС 1 - ЗВЭС НН 1	21,321	63,964
Зоринская ВЭС 2 - ЗВЭС НН 2	8,200	24,600
Зоринская ВЭС 3 - ЗВЭС НН 3	33,970	101,910
Зоринская ВЭС 4 - ЗВЭС НН 4	0,000	0,000
ЗВЭС СТ 1 - ЗВЭС ВН 1	0,000	0,000
ЗВЭС СТ 1 - ЗВЭС ВН 2	0,000	0,000
ЗВЭС СТ 3 - ЗВЭС ВН 1	0,000	0,000
ЗВЭС СТ 3 - ЗВЭС ВН 2	15,149	45,448
ЗВЭС СТ 2 - ЗВЭС ВН 1	59,161	177,483
ЗВЭС СТ 2 - ЗВЭС ВН 2	-12,770	-38,311
ЗВЭС СТ 4 - ЗВЭС ВН 1	6,177	18,532
ЗВЭС СТ 4 - ЗВЭС ВН 2	28,775	86,325
ЗВЭС НН 1 - ЗВЭС НН 2	0,000	0,000
ЗВЭС НН 2 - ЗВЭС НН 3	187,994	563,983
ЗВЭС НН 3 - ЗВЭС НН 4	358,695	1076,084
ЗВЭС ПП 1 - Отпайка Хвойная 2	9,135	27,405
ЗВЭС ПП 2 - Отпайка Хвойная 1	9,135	27,405
ЗВЭС ВН 1 - ЗВЭС Л1	8,265	24,795
ЗВЭС ВН 2 - ЗВЭС Л1	8,265	24,795
ЗВЭС ВН 1 - ЗВЭС Л2	7,830	23,490
ЗВЭС ВН 2 - ЗВЭС Л2	7,830	23,490
ЗВЭС ВН 1 - ЗВЭС Л3	33,970	101,910
ЗВЭС ВН 2 - ЗВЭС Л3	16,102	48,306
ЗВЭС ВН 1 - ЗВЭС Л4	16,102	48,306
ЗВЭС ВН 2 - ЗВЭС Л4	16,102	48,306
ЗВЭС ВН 1 - ЗВЭС Л5	16,102	48,306
ЗВЭС ВН 2 - ЗВЭС Л5	19,305	57,915
ЗВЭС ВН 1 - ЗВЭС Л6	19,305	57,915

Таблица 19 – Генераторы для расчётов токов КЗ

Название	X	X2	E
БТЭЦ 1	0,076	0,092	6,3
БТЭЦ 2	0,169	0,206	10,5
БТЭЦ 3	0,169	0,206	10,5
БТЭЦ 4	0,136	0,166	10,5
РГРЭС 6	0,085	0,103	6,3
ЗВЭС 1	17,4	21,228	20
ЗВЭС 2	17,4	21,228	20
ЗВЭС 3	17,4	21,228	20
ЗВЭС 4	17,4	21,228	20

Рассчитаем ударный ток:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}; \quad (22)$$

где $K_{y\partial}$ - ударный коэффициент.

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}}; \quad (23)$$

где T_a - постоянная времени.

В результате расчёта мы получили следующие результаты, представленные в таблице 20.

Таблица 20 – Результаты расчётов токов КЗ

Точка КЗ	$I_{\text{ПО}}^{(2)}$, кА	$I_{\text{ПО}}^{(3)}$, кА	T_a	$I_{\text{уд}}$, кА
Зоринская ВЭС ВН 1	1,259	2,626	0,03	8,913
Зоринская ВЭС ВН 2	1,259	2,626	0,03	8,913
Зоринская ВЭС НН 1	11,971	24,948	0,02	93,497
Зоринская ВЭС НН 2	11,971	24,948	0,02	93,497
Зоринская ВЭС НН 2	11,971	24,948	0,03	93,497
Зоринская ВЭС НН 3	11,971	24,948	0,03	93,497

Результаты расчётов токов короткого замыкания применяются при подборе и проверке оборудования, устанавливаемого на РУ Зоринской ВЭС.

6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА ВЕТРЯНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Данный раздел посвящён подбору электротехнического оборудования, установленного на подстанции. В нём рассматриваются вопросы выбора и проверки выключателей, разъединителей, трансформаторов напряжения и тока, сборных шин, опорных изоляторов, а также аккумуляторных батарей.

6.1 Разработка конструктивного исполнения распределительного устройства

Рассмотрим выбор РУ ВН и РУ НН. Выбранная схема ОРУ №13 – Две рабочие системы шин, она позволяет проводить ремонт одной системы шин, не нарушая работу остальных присоединений. Это повышает надёжность энергоснабжения и снижает время простоев при выполнении ремонтных работ. Кроме того, эта схема упрощает оперативное управление энергосистемой, поскольку позволяет переключать присоединения между системами шин в случае аварий или при необходимости перевода нагрузки. Для НН выберем установку КРУ РТН-20. Подробная однолинейная схема приведена на листе №4.

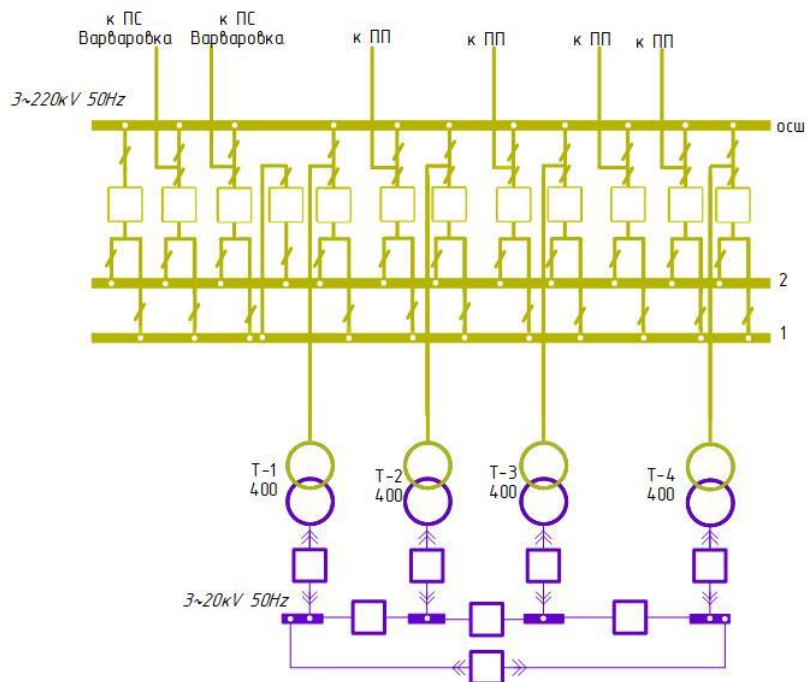


Рисунок 6 – Схема ОРУ 220 кВ Зоринская ВЭС

6.2 Выбор и проверка выключателей.

Основным элементом оборудования подстанции является автоматический выключатель, основная функция которого заключается в прекращении тока в цепях как в нормальных, так и в аварийных условиях. При выборе автоматических выключателей учитываются такие параметры, как допустимое рабочее напряжение и номинальный ток. Кроме того, проводится проверка отключающей способности устройства, его устойчивости к кратковременным термическим воздействиям и электродинамическим нагрузкам, возникающим при коротких замыканиях. При выборе выключателя необходимо соблюдать следующие технические требования:

- по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (24)$$

- по рабочему максимальному ток:

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad (25)$$

Максимально возможный ток на стороне 220 кВ равен:

$$I_{max BH \Sigma} = I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (26)$$

Необходимые условия при проверке выключателей:

- проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{откл.ном} \geq I_{п}^{(3)}; \quad (27)$$

где $I_{откл.ном}$ - ток предельно коммутационной способности выключателя;

$I_{\Pi}^{(3)}$ - ток в момент расхождения контактов.

- проверка по выключающей способности по условию:

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (28)$$

$$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\Pi}^{(3)}; \quad (29)$$

где $i_{\text{вкл.ном}}$ - наибольший пик тока включения, кА;

$i_{\text{уд}}$ - ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$I_{\text{вкл.ном}}$ - номинальный ток включения, кА.

- проверка возможности отключения апериодической составляющей отключаемого тока короткого замыкания;

$$i_{\text{аном}} \geq i_{\text{ат}}; \quad (30)$$

где $i_{\text{аном}}$ - номинальное допустимое значение апериодической составляющей отключаемого тока, кА;

$i_{\text{ат}}$ - апериодическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов, кА.

Значения этих величин определяются по формулам:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \frac{\beta}{100}; \quad (31)$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}}; \quad (32)$$

где β - номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %;

τ - наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения контактов, с;

$$\tau = t_{сз, \min} + t_{св}; \quad (33)$$

где $t_{сз, \min}$ - минимальное время срабатывания релейной защиты, принимаем 0,01 с;

$t_{св}$ - собственное время отключения выключателя.

Если соблюдается условие $I_{откл.ном} \geq I_{П}^{(3)}$, но $i_{аном} \geq i_{ат}$ не соблюдается, то допускается производить проверку по отключающей способности по величине полного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} \cdot i_{ат}; \quad (34)$$

- проверка на электродинамическую стойкость по предельным токам КЗ:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{по}^{(3)}; \quad (35)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad (36)$$

где $I_{пр.сквоз}$ - действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$ - наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА;

- проверка на термическую стойкость по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot i_{тер}; \quad (37)$$

где B_k - тепловой импульс тока по расчету, кА² с;

$I_{тер}$ - среднеквадратичное значение тока за время его протекания;

$i_{тер}$ - длительность протекания тока термической стойкости, с.

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_k = I_{ПО}^{(3)2} \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (38)$$

где $t_{откл}$ - время отключения, с.

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.выкл}; \quad (39)$$

где $t_{рз}$ - время действия основной релейной защиты данной цепи, с;

$t_{откл.выкл}$ - полное время отключения выключателя, с.

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем выключатели РУ 220 кВ, а также на выходе трансформаторов 220 кВ.

$$B_k = I_{T.C.}^2 \cdot t_{T.C.}; \quad (40)$$

$$B_k \leq B_{k.ном}; \quad (41)$$

На шинах напряжением 220 кВ выбираем элегазовые выключатели марки ВГТ-УЭТМ-220-40/3150у1.

Аналогичным образом подбираем остальные выключатели и сведём результаты в таблицу 17.

Таблица 21 – Проверка соответствия требованиям выключателя ВГТ-УЭТМ-220-40/3150У1

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{\max BH \Sigma} = 668 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{ном}$
$I_{вкл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 2,626 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} \geq I_{\Pi}^{(3)}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 2,626 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{\Pi}^{(3)}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 8,913 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ $\text{кА}^2/\text{с}$	$B_k = 2,626^2 \cdot (2,535 + 0,03) = 17,691$ $\text{кА}^2/\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot i_{тер}$

Элегазовый выключатель ВГТ-УЭТМ-220-40/3150У1 соответствует всем требованиям.

Таблица 22 – Проверка соответствия требованиям КРУ РТН-20

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 20 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{\max HH \Sigma} = 2406 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{ном}$
$I_{вкл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 24,948 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} \geq I_{\Pi}^{(3)}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 24,948 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{\Pi}^{(3)}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 93,497 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ $\text{кА}^2/\text{с}$	$B_k = 24,948^2 \cdot (2,535 + 0,03) = 1539,389$ $\text{кА}^2/\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot i_{тер}$

Установленный в КРУ РТН-20 выключатель соответствует всем требованиям.

6.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединители представляют собой коммутационные устройства, обеспечивающие видимый разрыв цепи. Эти аппараты не оснащаются механизмом свободного расцепления и предназначены для работы с цепями, находящимися без нагрузки или под незначительной нагрузкой. Процесс выбора разъединителя во многом схож с подбором автоматического выключателя, однако в отличие от него, разъединители не подвергаются проверке отключающей способности, так как не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой.

Для РУ ВН 220 кВ выбираем разъединитель марки РГ-220/1000 УХЛ1 с двигателем электроприводом типа ПД-14УХЛ1.

Выполним проверку и занесём результаты в таблицу 18

Таблица 23 – Проверка соответствия требованиям разъединителя РГ-220/2000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{max BH \Sigma} = 668 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 8,913 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
Главные ножи		
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² /с	$B_k = 17,691 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot i_{тер}$
Заземляющие ножи		
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 1 = 1600$ кА ² /с	$B_k = 17,691 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot i_{тер}$

Разъединитель РГ-220/2000 УХЛ1 соответствует всем требованиям

6.4 Выбор и проверка ошиновки

На открытых распределительных устройствах (ОРУ) с уровнем напряжения 220 кВ и выше в качестве сборных шин используют гибкие конструкции, выполненные из проводов типа АС. Эти токопроводящие элементы крепятся на подвесных изоляторах, при этом между фазами выдерживаются значительные расстояния: 10 метров — для систем 500 кВ, 4 метра — для 220 кВ и 3 метра — для 110 кВ. Благодаря таким расстояниям электродинамическое воздействие между фазами минимально, и необходимость в расчётах этого воздействия для гибких шин, как правило, отсутствует.

Выбор сечения по длительно допустимому току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{дон}}; \quad (42)$$

Принимаем провод АС-400/51 по допустимому току.

Выполняем проверку на термическое действие тока короткого замыкания:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}; \quad (43)$$

где C — термический коэффициент, для гибких шин из проводов АС принимаем равным $90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{17,691 \cdot 10^6}}{90} = 47,089 \text{ мм}^2;$$

Выбранное сечение провода подходит по термической стойкости, $q_{\min} < q$;

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля E_0 , при которой происходит коронирование, определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{пров}}}}\right); \quad (44)$$

где m - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода, принимается равным 0,82;

$r_{\text{пров}}$ - радиус провода, для провода АС-400/52 равен 1,375 см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,375}}\right) = 31,181 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}; \quad (45)$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по формуле: (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{ном}}}{r_{\text{пров}} \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пров}}}} \frac{\text{кВ}}{\text{см}}; \quad (46)$$

где $D_{\text{ср}}$ - среднее геометрическое междуфазное расстояние.

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D; \quad (47)$$

где D – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, для 220 кВ данное расстояние равно 8 м.

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,375 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 800}{1,375}} = 19,8 \frac{\text{кВ}}{\text{см}};$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше 0,9 E_0 :

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0;$$

$$1,07 \cdot 19,8 \leq 0,9 \cdot 31,181;$$

$$20,416 \leq 28,063;$$

Условие выполняется, это значит коронный разряд возникать не будет, выбранное сечение подходит по всем условиям и может использоваться для ошиновки РУ 220 кВ.

Произведём выбор ошиновки для КРУ 20 кВ.

По допустимому току выбираем жёсткую ошиновку ТПО-20-2500 УХЛ1

$$I_{\text{дон}} = 2500 \text{ А};$$

Выбор сечения осуществляется по допустимому току:

$$I_{\text{max HH}} \leq I_{\text{дон}};$$

$$2406 \leq 2500;$$

6.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока представляет собой устройство, которое служит для преобразования значений тока в первичной цепи до уровней, приемлемых для использования приборами измерения и устройствами релейной защиты. Кроме того, он обеспечивает гальваническую развязку между измерительными и силовыми цепями, работающими под высоким напряжением.

Такие трансформаторы устанавливаются во всех участках, где применяются выключатели — как минимум по одному комплекту. В цепи генератора установка трансформатора тока обязательна, даже если отсутствует генераторный выключатель, а количество таких комплектов определяется мощностью генератора. При выборе трансформатора тока учитываются его первичный и вторичный токи, номинальное напряжение, тип установки (внутренний или наружный), конструктивные особенности и класс точности.

Также он должен соответствовать требованиям по стойкости к термическим и электродинамическим нагрузкам при коротких замыканиях.

Для установки выбираем трансформатор тока на стороне РУ 220 кВ ТОГФ-220 УХЛ1. Приборы, подключаемые к ТОГФ-220 УХЛ1 приведены в таблице 21.

Таблица 24 – Подключаемые приборы.

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
		А	В	С
Амперметр	ВТ-01-ТК	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Варметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Счётчик АЭ и РЭ	БИМ	2,2	2,2	2,2
Итого		10,1		

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2НОМ} = \Sigma(Z_{ПРИБ} + Z_{ПП} + Z_K); \quad (48)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{ПРИБ} + r_{ПП} + r_K; \quad (49)$$

$$r_{ПП} = Z_{2НОМ} - r_{ПРИБ} - r_K; \quad (50)$$

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

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

r_k – переходное сопротивление контактов, примем равным 0,1;

$Z_{2\text{НОМ}}$ – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока.

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2} = \frac{50}{25} = 2 \text{ Ом};$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – мощность потребляемая приборами, при классе точности 0,5 равна 50 МВА;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2} = 0,148; \quad (51)$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{3,7}{5^2} = 0,148 \text{ Ом};$$

Рассчитаем сопротивление проводов:

$$r_{\text{ПР}} = 2 - 0,148 - 0,1 = 1,752;$$

Определяем сечение провода по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{ПР}}}; \quad (52)$$

где ρ – удельное сопротивление материала, для алюминия 0,0283;

l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения, принимаем равной 100 м. для 220 кВ.

$$q = \frac{0,0283 \cdot 100}{1,752} = 1,615 \text{ мм}^2;$$

Выберем марку кабеля АКРВГ с 4-мя жилами с сечением 2,5 мм²;

Определяем действительное сопротивление провода:

$$R_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S}; \quad (53)$$

$$R_{np} = \frac{0,0283 \cdot 100}{2,5} = 1,132 \text{ Ом};$$

$$Z_2 = r_2 = 0,148 + 1,132 + 0,1 = 1,38 \text{ Ом};$$

$$Z_{2НОМ} \geq Z_2;$$

Условие соблюдается.

Представим данные расчётов в таблицы 25 и 26.

Таблица 25 Проверка соответствия требованиям трансформатора тока
ТОГФ-220 УХЛ1

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{\max BH \Sigma} = 668 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{ном}$
$Z_{2НОМ} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,38 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{yo} = 8,913 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{yo}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 8000$ кА ² /с	$B_k = 2,626^2 \cdot (2,535 + 0,03) = 17,691$ кА ² /с	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot i_{мер}$

Таблица 26 Проверка соответствия требованиям трансформатора тока ТШЛ-20

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 20 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 6000 \text{ А}$	$I_{\max BH \Sigma} = 2406 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{ном}$
$Z_{2НОМ} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,38 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{yd} = 93,497 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{yd}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 8000 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_k = 24,948^2 \cdot (2,535 + 0,03) = 1596,463 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot i_{тер}$

6.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до уровней, пригодных для измерительных приборов и устройств релейной защиты, а также для обеспечения электрической изоляции между измерительными цепями и высоковольтными участками.

В отличие от силовых трансформаторов, трансформаторы напряжения имеют значительно меньшую мощность, что позволяет им работать в режиме, близком к холостому ходу.

При выборе ТН учитываются их конструктивные особенности, схема подключения обмоток, номинальные напряжения и класс точности. Кроме того, необходимо провести проверку на соответствие допустимой вторичной нагрузке.

Рассчитаем нагрузку от приборов, которые присоединены к трансформаторам напряжения, установленные на шинах РУ 220 кВ и 20 кВ, которая приведена в таблице 27 и 28/

Таблица 27 Подключаемые приборы на шинах 220 кВ.

Приборы	Тип	$S_{\text{обм}}, \text{ВА}$	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	ВТ-01-ТК	2	1	0	2	4	-
Варметр	ВТ-01-ТК	2	0,38	0,925	6	4,56	11,1
Частотомер	ВТ-01-ТК	2	1	0	2	4	-
Ваттметр	ВТ-01-ТК	5	0,38	0,925	6	11,4	27,75
Счетчик АЭ	БИМ	2,5	0,38	0,925	6	5,7	13,875
Счетчик РЭ	БИМ	2,5	0,38	0,925	6	5,6	13,875
Итого						35,36	66,6

Таблица 28 – Подключаемые приборы на шинах 20 кВ.

Приборы	Тип	$S_{\text{обм}}, \text{ВА}$	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8
Вольтметр	ВТ-01-ТК	2	1	0	1	2	-
Варметр	ВТ-01-ТК	2	0,38	0,925	1	0,76	1,85
Частотомер	ВТ-01-ТК	2	1	0	1	2	-
Ваттметр	ВТ-01-ТК	5	0,38	0,925	1	1,9	4,625
Счетчик АЭ	БИМ	2,5	0,38	0,925	1	0,95	2,313
Счетчик РЭ	БИМ	2,5	0,38	0,925	1	0,95	2,313
Итого						8,56	11,101
Варметр	ВТ-01-ТК	2	0,38	0,925	1	0,76	1,85

Проверка выбранных трансформаторов напряжения осуществляется по напряжению установки и на допустимую мощность нагрузки вторичных обмоток.

Таблица 29 Проверка соответствия требованиям трансформатора напряжения НАМИ-220 УХЛ1

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 400 \text{ ВА}$	$S_{ПРИБ} = 74,405 \text{ ВА}$	$S_{ПРИБ} \leq S_{ном}$

Трансформатор напряжения НАМИ-220 УХЛ1 соответствует требованиям.

Таблица 30 Проверка соответствия требованиям трансформатора напряжения ЗНОЛ-СЭЩ 20

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 20 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$	$S_{ПРИБ} = 14,018 \text{ ВА}$	$S_{ПРИБ} \leq S_{ном}$

Трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ 20 соответствует требованиям.

6.7 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд

Состав электроприёмников собственных нужд подстанции определяется её типом, установленной мощностью трансформаторов, наличием синхронных компенсирующих устройств и характеристиками применяемого оборудования. К числу наиболее критически важных потребителей собственных нужд относятся оперативные цепи, системы связи и телемеханики, охлаждение трансформаторов, аварийное освещение, противопожарная система и компрессорное оборудование.

Так как суммарная мощность этих нагрузок сравнительно невелика, их подключают к сети напряжением 380/220 В, питаемой от понижающих трансформаторов. При подборе трансформаторов для собственных нужд учитываются значения нагрузок с учётом коэффициентов одновременности и загрузки. Кроме того, рассчитываются нагрузки по сезонам — отдельно для

летнего и зимнего периодов, а также с учётом специфики работы оборудования во время проведения ремонтных мероприятий.

Таблица 31 – Нагрузки собственных нужд.

Вид потребителя	Установленная мощность			
	кВт/ед	cosφ	Р _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВар
Охлаждение ТДЦ-400000/220	100,8х4	0,85	403,2	249,9
Подогрев ВГТ-220	55х11	1	605	-
Отопление и освещение ОПУ	100	1	100	-
Освещение ОРУ 220 кВ	6	1	6	-
Питание оперативных цепей	10	0,38	10	3,8
Итого			1124,2	253,7

Для выбора трансформатора необходимо найти расчётную нагрузку ТСН:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2} ; \quad (54)$$

где k_c – коэффициент одновременности загрузки трансформатора, принимаем равным 0,8.

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{1124,2^2 + 253,7^2} = 921,977 \text{ кВА};$$

Теперь определим мощность трансформатора собственных нужд:

$$S_{т.ном} = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot n_T} ; \quad (55)$$

где k_3 – коэффициент загрузки, принимаем равным 0,7;

p_T – количество трансформаторов.

$$S_{т.ном} = \frac{921,977}{0,7 \cdot 2} = 658,555 \text{ МВА};$$

Выбираем к установке два трансформатора собственных нужд ТМГ-1000/20.

6.8 Выбор и проверка изоляторов

Шины ОРУ 220 кВ крепятся к порталам с помощью гирлянд подвесных изоляторов. Выбор любых изоляционных конструкций производится по длине пути утечки, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K;$$

где λ_3 – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ;

U – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

K – коэффициент эффективности.

Число изоляторов в гирлянде определяется:

$$m = \frac{L}{L_{II}}; \tag{56}$$

где L_{II} – длина пути утечки одного изолятора, см.

Необходимо выбрать подвесные изоляторы для системы шин на ОРУ 220 кВ.

Длина пути утечки:

$$L = 1,5 \cdot 252 \cdot 1,2 = 453,6 \text{ см};$$

Выбираем стеклянные подвесные изоляторы марки ПС120Б с длиной пути утечки 320 ± 14 мм.

Число изоляторов в гирлянде:

$$m = \frac{453,6}{32} = 14,2;$$

Округляем до целого числа и получаем к установке в гирлянде на ОРУ 220 кВ 15 изоляторов ПС120Б.

Выбираем для установки КРУ 20 кВ изолятор ОСК-50-20 УХЛ2 и сделаем его проверку.

Определим максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (57)$$

$$k_h = \frac{H_{из} \cdot b \cdot \frac{h}{2}}{H_{из}}; \quad (58)$$

$$k_h = \frac{206 + 10 + \frac{120}{2}}{206} = 1,34;$$

$$F_{расч} = 8282 \cdot 1,5 \cdot 1,34 = 16646 \text{ Н};$$

Таблица 32 – Проверка соответствия требованиям изолятора ОСК-50-20 УХЛ2.

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 20 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$F_{дон} = F \cdot 0,6 = 30 \text{ кН}$	$F_{расч} = 16,646 \text{ кН}$	$F_{расч} \leq F_{дон}$

Изолятор ОСК-50-20 УХЛ2 соответствует требованиям, выбираем его к установке.

6.9 Выбор оперативного тока и аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики, сигнализации и освещения подстанции применим СОПТ с аккумуляторной батареей типа СК.

Таблица 33 – Нагрузки постоянного тока

Потребитель	Нормальный режим		Аварийный режим	
	Постоянная нагрузка, А	Толчковая нагрузка, А	Постоянная нагрузка, А	Толчковая нагрузка, А
РЗ и ПА	10	-	10	-
Аварийное освещение	-	-	6	-
Система связи	-	-	8	-
В/в выключатели	-	100	-	100
Итого	10	100	24	100

Определим число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}; \quad (59)$$

где $U_{ш}$ – напряжение на шинах, принимаем 230 В;

$U_{ПА}$ – напряжение на элементе в режиме подзаряда, принимаем 2,15 В.

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 107;$$

Определяем общее число элементов:

$$n = \frac{U_{\text{н}}}{U_A}; \quad (60)$$

$$n = \frac{230}{1,75} = 132;$$

Определяем количество добавочных элементов:

$$n_{\text{доб}} = n - n_0; \quad (61)$$

$$n_{\text{доб}} = 132 - 107;$$

Определяем типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{\phi\phi}}{j}; \quad (62)$$

где $I_{\text{ав}}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда, принимаем 124 А;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда, принимаем 25.

$$N = 1,05 \cdot \frac{124}{25} = 5,21;$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера $N = 6$.

Предварительно принимаем батарею СК – 6.

Проверим по максимальному толчковому току.

$$46 \cdot N \geq I_{T_{\max}};$$

где $I_{T_{\max}}$ – максимальный толчковый ток, равный 100 А.

$$46 \cdot 6 = 276 \geq 100;$$

Условие выполняется, следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером СК – 6.

7 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОГО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА

7.1 Расчёт заземления

Заземляющие устройства представляют собой важный элемент любой электроустановки и предназначены для обеспечения необходимого уровня электробезопасности как в пределах зоны обслуживания, так и за её границами. Они обеспечивают отвод импульсных токов, возникающих при срабатывании молниеотводов и разрядников, а также создают замкнутую цепь в случае эксплуатационных замыканий на землю.

Конструкция заземляющего устройства имеет сложную структуру. Его габариты и форма определяются схемой размещения оборудования. Как правило, устройство выполнено в виде сетки с прямоугольной конфигурацией, к которой присоединяются вертикально заглубленные заземляющие электроды, устанавливаемые для молниезащитных конструкций. Также, для достижения требуемого сопротивления заземления, по контуру сетки могут монтироваться дополнительные вертикальные заземлители.

Основные продольные проводники сетки размещаются параллельно рядам оборудования открытого распределительного устройства (ОРУ), а поперечные — с варьируемым шагом. При этом шаг между проводниками, начиная с внешнего края и далее к центру, должен соответствовать нормативным ограничениям, выраженным в метрах: 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,5; 20,0.

Заземляющее устройство распределительного устройства 220/20 кВ Зоринской ВЭС должно иметь сопротивление растеканию в любое время года не более 0,5 Ом.

Определяем площадь используемую под заземление ОРУ Зоринская ВЭС:

$$S = 29400 \text{ м}^2;$$

Принимается дли и диаметр прутка для заземлителя $d=10$ мм. Сечение данного прутка составляет $78,5 \text{ мм}^2$.

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость тока короткого замыкания по формуле:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_{\kappa}^{(1)2} \cdot t}{400 \cdot \beta}}; \quad (63)$$

где $I_{\kappa}^{(1)2}$ - ток однофазного короткого замыкания;

t - время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, с;

β - коэффициент, для стали равный 21.

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{6,98^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 24,084 \text{ мм}^2;$$

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (D_{np} + S_{cp}); \quad (64)$$

$$S_{cp} = a_k \ln^3 T + b_k \ln^2 T + c_k \ln T + a_k; \quad (65)$$

где a_k , b_k , c_k , a_k – коэффициенты зависящие от состава грунта, принимаем равными 0,0026; 0,00915; 0,014 и 0,0224;

T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев.

$$S_{cp} = 0,0026 \ln(T)^3 + 0,00915 \ln(T)^2 + 0,0104 \ln(T) + 0,0224 = 0,782 \text{ мм};$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (10 + 0,782) = 24,4 \text{ мм}^2;$$

Проверка выбранного сечения:

$$S_{np} \geq F_{т.с} + F_{кор}; \quad (66)$$

$$78,5 \geq 24,084 + 24,4 = 48,484;$$

Условие выполняется.

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

По плану расположения оборудования, зданий и сооружений ОРУ определяют расположение и длину горизонтальных заземляющих электродов с учётом того, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к точкам присоединения нейтралей, силовые трансформаторы не должны превышать 6х6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом 8 м. Шаг ячейки между поперечными магистралями заземления принимается увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2; \quad (67)$$

$$L = \left(\frac{15224}{8} \right) \cdot 2 = 3806 \text{ м};$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами a , тогда $a = \sqrt{29400} = 123,386$ м.

Число ячеек в этом случае определяется по формуле:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1; \quad (68)$$

$$m = \frac{3806}{2 \cdot 123,386} - 1 = 15,423;$$

Принимаем ближайшее значение – 15 штук.

Длина ячейки определяется по формуле:

$$a_m = \frac{a}{m}; \quad (69)$$

$$a_m = \frac{123,386}{12} = 8,226 \text{ м};$$

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1); \quad (70)$$

$$L = 2 \cdot 123,386 \cdot (15 + 1) = 3948,352;$$

Количество вертикальных электродов определяется по формуле:

$$n_a = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_\epsilon} \cdot l_\epsilon}; \quad (71)$$

где a_q – расстояние между вертикальными электродами, принимаем равным 8;

l_b – длина вертикальных электродов.

$$n_a = \frac{4 \cdot 123,386}{8} = 61,693;$$

Округляем до ближайшего значения – 62 штуки.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{cm} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_{\epsilon} + l_{\epsilon}} \right); \quad (72)$$

где ρ – эквивалентное удельное сопротивление грунта, принимаем равным 45;

A – параметр зависящий от соотношения $\frac{l_{\epsilon}}{\sqrt{S}}$, равный 0,441.

$$R_{cm} = 45 \cdot \left(\frac{0,441}{123,386} + \frac{1}{3948,352 + 62 + 5} \right) = 0,172 \text{ Ом};$$

Определяем импульсный коэффициент по формуле:

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_m + 45)}}; \quad (73)$$

где I_m – амплитуда тока молнии, характерного для рассматриваемого региона, принимаем равным 60 кА, как для не равнинной местности.

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot 123,386}{(45 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 2,198;$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя сетки по формуле:

$$R_u = a_u \cdot R; \quad (74)$$

$$R_u = 2,198 \cdot 0,172 = 0,378;$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

7.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого количества и расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зона защиты – это часть пространства возле громоотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превышает 0,05 или 0,005 относительно вероятности удара молнии при отсутствии громоотвода.

Расчет молниезащиты будем производить, ориентируясь на нормированную зону А, так как напряжение подстанции равно 220 кВ. На подстанции принимаем и устанавливаем 9 стержневых молниеотвода установленных на линейных мачтах, два дополнительных, установленных на порталах 220 кВ. Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал 220кВ, высотой 11 м. А молниеотвод 30,5 м.

Параметры внешней зоны защиты мы будем определять по следующим формулам:

$$h_{эф} = h \cdot 0,85; \quad (75)$$

где $h_{эф}$ – эффективная высота молниеотвода, м;

h – принятая высота молниеотвода.

$$h_{эф} = 30,5 \cdot 0,85 = 29,925 \text{ м};$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h; \quad (76)$$

где r_0 – радиус защиты на уровне земли, м;

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 30,5) \cdot 30,5 = 31,7 \text{ м};$$

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}; \quad (77)$$

где h_x – высота защищаемого объекта, м;

r_x – радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м;

Определим для молниеотводов 1 и 2 границы внутренней области зоны защиты:

$$h_{сз12} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{1-2} - h); \quad (78)$$

$$h_{сз12} = 29,9 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30,5) \cdot (66,4 - 30,5) = 23,494 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_x = \frac{37,5 \cdot (25,943 - 11)}{25,943} = 21,599;$$

Аналогичным образом рассчитаем зоны защиты для оставшихся молниеотводов. Результаты расчёта приведены в таблице 30.

Таблица 34 – Расчёт зон защиты молниеотводов.

Молниеотводы	L_{m-m} , м	h_x , м	h_{cx} , м	R_{cx} , м
1-2	66,4	11	23,494	16,858
2-3	44,8	11	27,363	18,956
3-4	66,4	11	23,494	16,858
4-5	108,8	11	15,898	9,766
5-6	66	11	23,565	16,903
6-7	74,4	11	22,06	15,893
7-8	87,2	11	19,767	14,059

Таким образом выбранная высота молниеотводов и их зоны защиты обеспечивают защиту оборудования от прямых ударов молнии.

План ОРУ с расставленной молниезащитой представлен на листе 5.

8 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ОДНОЙ ИЗ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

В этом разделе ВКР проводится описание конструктивного исполнения ЛЭП, которая соединяет Зоринскую ВЭС и ПС Варваровка. Данная линия является двухцепной.

Конструкция провода.

На рассматриваемом участке по всей длине трассы выбрана марка провода АС-240/32. Это неизолированный сталеалюминевый провод, сердечник которого выполнен из стального провода, а остальная токопроводящая жила из алюминиевого провода. Изготавливают его из нержавеющей стали и алюминия.

Основные технические характеристики провода приведены в таблице.

Таблица 35 – Технические характеристики провода АС-240/32

Характеристика	Значение
Максимальная разрывная нагрузка, даН	7505
Расчётная масса провода кг/км	921
Наружный диаметр мм	21,6
Площадь сечения алюминиевой части, мм ²	244,28
Площадь сечения стальной части, мм ²	31,67
Допустимый ток, А	605
Срок службы, не менее лет	45

Опоры.

На данном участке могут применяться металлические промежуточные опоры 3П220-2 и 3П220-2Т и анкерно-угловые опоры 1П220-2 и 1П220-2Т.

Изоляция.

Для крепления провода ЛЭП к опоре применяются изоляторы подвесные в поддерживающих подвесках. Выбор изоляции производится по удельной эффективности пути утечки в зависимости от степени загрязнения атмосферы.

Линейная арматура.

Для крепления проводов к изоляторам и изоляторов к опоре применяется линейная арматура. Основные виды линейной арматуры необходимые для проектируемой воздушной линии:

1. Зажимы, которые служат для закрепления проводов и тросов;
2. Сцепная арматура (скобы, серьги, ушки, коромысла), служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом;
3. Соединительная арматура, служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов и шлейфов на опорах анкерного типа;
4. Защитная арматура (кольца), предназначенная для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды и для защиты их от повреждения дугой при перекрытиях.

Крепление проводов к подвесным изоляторам и крепление тросов следует производить при помощи поддерживающих или натяжных зажимов. Из натяжных зажимов предпочтение следует отдавать зажимам, не требующим разрезания провода.

Поддерживающие зажимы для подвески проводов могут быть глухими или с заделкой ограниченной прочности. Подвеску грозозащитных тросов на опорах следует осуществлять только в глухих зажимах.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

9.1 Защита трансформатора

Защиты трансформаторов (автотрансформаторов) должны реагировать на следующие повреждения и ненормальные режимы [13]:

- многофазные замыкания в обмотках и на выводах;
- однофазные замыкания в обмотках и на выводах;
- витковые замыкания в обмотках;
- внешние короткие замыкания;
- «пожар» стали магнитопровода;
- частичный пробой изоляции вводов напряжением 500 кВ и более;
- понижение уровня масла;
- перегрузка трансформаторов.

Для защиты трансформаторов от повреждений и ненормальных режимов в соответствии с [1] должны быть предусмотрены следующие типы релейной защиты [12].

От повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа и (или) понижением уровня масла – газовая защита с действием на сигнал и отключение:

- для трансформаторов мощностью 6300 кВА и более;
- для внутрицеховых понижающих трансформаторов мощностью 630 кВА и более;
- для трансформаторов мощностью 1000-4000 кВА, если отсутствует быстродействующая защита [12].

От повреждений на выводах и внутренних повреждений – продольная дифференциальная защита или токовая отсечка [12].

Продольная дифференциальная защита ставится на трансформаторах мощностью 6300 кВА и более, на трансформаторах меньшей мощности – токовая отсечка. Если токовая отсечка не проходит по условиям чувствительности, то

дифференциальная защита может быть установлена на трансформаторах меньшей мощности, но не менее 1000 кВА [12].

От токов внешних коротких замыканий должны быть установлены следующие защиты с действием на отключение:

- максимальная токовая защита для трансформаторов мощностью до 1000 кВА [12];

- максимальная токовая защита или максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или токовая защита обратной последовательности для трансформаторов мощностью 1000 кВА и более [12];

- дистанционная защита на понижающих автотрансформаторах напряжением 220 кВ и более, если это необходимо по условиям дальнего резервирования [12].

От возможной перегрузки на трансформаторах мощностью 400 кВА и более следует предусматривать максимальную токовую защиту с действием на сигнал или на разгрузку и на отключение [12].

От токов внешних замыканий на землю при наличии заземленной нейтрали для трансформаторов мощностью 1000 кВА и более устанавливается максимальная токовая защита нулевой последовательности, если это необходимо по условиям дальнего резервирования [12].

Расчёт защиты трансформатора произведён на базе микропроцессорного терминала «Сириус-Т».

Рассчитаем защиту для трансформатора ТДЦ-400000/220 с напряжением низкой стороны равной 20 кВ. Защита подключается к трансформаторам тока, установленным на низкой и на высокой стороне трансформатора.

Таблица 36 – Расчётные данные сторон трансформатора

Величина	Значения для	
	ВН	НН
Первичный ток, А	525	2406
Коэффициент трансформации ТТ	2000/5	8000/5
Вторичный ток в плечах защиты,	1,313	1,504

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1).

Определим максимальный ток внешнего КЗ приведённый к стороне ВН по формуле:

$$I_{KЗвнеш\max} = \frac{I_{ПО}^{(3)}}{K_t}; \quad (79)$$

$$I_{KЗвнеш\max} = \frac{24948}{220 / 20} = 2268 \text{ A};$$

Относительное значение максимального тока внешнего КЗ:

$$I_{KЗвнеш\max}^* = \frac{I_{KЗвнеш\max}}{I_{ном}}; \quad (80)$$

$$I_{KЗвнеш\max}^* = \frac{2268}{525} = 4,32;$$

Уставка дифференциальной отсечки:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq k_{ОТС} \cdot k_{нб} \cdot I_{KЗвнеш\max}^* \quad (81)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$k_{нб}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, если на стороне ВН и НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать равным 0,7.

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 4,32 = 3,629;$$

Принимаем ближайшую большую величину уставки 3,7.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

$$I_{\text{диф}} = 3,7 \cdot 525 = 1942,5 \text{ A};$$

Дифференциальная защита (ДЗТ-2).

Базовая уставка $\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}}$ определяет чувствительность работы ступени.

Рекомендуется принимать равной 0,3-0,5.

Принимаем базовую уставку $\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}} = 0,3;$

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{нб.расч}} = (k_a \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{дооб}}) \cdot I_{\text{скв}}; \quad (82)$$

где k_a – коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2;

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta f_{\text{дооб}}$ - обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН - округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, принимается равным 0,04;

$\Delta U_{\text{рег}}$ - относительное регулирование напряжения от номинального.

Дифференциальный ток определяется по формуле:

$$I_{\text{ДИФ}} = k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{нб.расч}}; \quad (83)$$

где $k_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, принимаем равным 1,3.

$$I_{\text{ДИФ}} = 1,3 \cdot 0,4 I_{\text{СКВ}} = 0,52 I_{\text{СКВ}};$$

Коэффициент снижения тормозного тока определяется по формуле:

$$k_{\text{CH.T}} = \frac{I_{\text{торм}}}{I_{\text{СКВ}}} = 1 - 0,5 \cdot (k_a \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{доб}}); \quad (84)$$

$$k_{\text{CH.T}} = 1 - 0,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,8$$

Коэффициент торможения определяется по формуле:

$$k_{\text{ТОРМ}} = \frac{I_{\text{торм}}}{I_{\text{СКВ}}} = \frac{100 \cdot k_{\text{ОТС}} \cdot (k_a \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{доб}})}{k_{\text{CH.T}}}; \quad (85)$$

$$k_{\text{ТОРМ}} = \frac{100 \cdot I_{\text{торм}}}{I_{\text{СКВ}}} = \frac{100 \cdot 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04)}{0,8} = 65;$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$\frac{I_{m1}}{I_{\text{НОМ}}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{100}{k_{\text{торм}}}; \quad (86)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,3 \cdot \frac{100}{65} = 0,461;$$

Уставка блокировки от второй гармоники $\frac{I_{\partial 2}}{I_{\partial 1}}$ рекомендуется на уровне 12-15%.

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}};$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты.

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($\frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}}$), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем следующие значения уставок:

$$\frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} = 0,1;$$

$$T = 10 \text{ с.}$$

МТЗ является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от

повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах [14].

В ряде случаев не удастся выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению.

Расчёт уставок МТЗ-1.

Уставка токового органа МТЗ-1 равно:

$$I_{TO} = k_{OTC} \cdot I_{KЗвнеш\max}; \quad (87)$$

k_{OTC} - коэффициент отстройки, принимается равным 1,3;

$$I_{TO} = 1,3 \cdot 2268 = 2948,4 \text{ А};$$

Ток срабатывания реле токовой отсечки:

$$I_{CP.TO} = \frac{I_{TO} \cdot k_{cx}}{K_{TT.BH}}; \quad (88)$$

$$I_{CP.TO} = \frac{2948,4 \cdot \sqrt{3}}{400} = 12,767 \text{ А};$$

Принимаем ток срабатывания 12,77 А.

Действительный ток срабатывания отсечки:

$$I_{TO} = \frac{I_{CP.TO} \cdot K_{TT.BH}}{k_{cx}}; \quad (89)$$

$$I_{TO} = \frac{12,73 \cdot 400}{\sqrt{3}} = 2939,868;$$

Данная токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе, следовательно, время срабатывания принимается равным 0,1 с.

Расчёт уставок МТЗ-2.

Необходимо найти максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{p.макс} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (90)$$

$$I_{p.макс} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 220} = 525;$$

Ток срабатывания МТЗ-2:

$$I_{MTЗ} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап}}{k_B} \cdot I_{p.макс}; \quad (91)$$

где $k_{над}$ - коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам.зап}$ - коэффициент самозапуска, можно принять равным 1,0;

k_B - коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95.

$$I_{MTЗ} = \frac{1,2 \cdot 1,0}{0,95} \cdot 525 = 663,158 \text{ A};$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2:

$$I_{CP.MTЗ} = \frac{I_{MTЗ} \cdot k_{cx}}{K_{TT.BH}}; \quad (92)$$

$$I_{CP.MTЗ} = \frac{663,158 \cdot 1}{400} = 1,658 \text{ A};$$

Принимаем ток срабатывания 1,66 А.

Время срабатывание принимается по условию согласования с основными защитами трансформатора и согласования с временем действия нечетных гармоник (несимметрии сети).

$$t_{MTЗ} = t_{\text{макс}} + \Delta t;$$

$$t_{MTЗ} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки согласно ПУЭ устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4 МВт и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе.

Таким образом, для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного трансформатора [14].

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{ПЕР} = \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{ном2}; \quad (94)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки защиты от перегрузки, принимается равным 1,05;

k_B - коэффициент возврата токового реле;

$I_{ном2}$ - номинальный ток вторичной стороны трансформатора;

$$I_{ПЕР.ВН} = \frac{1,05}{0,92} \cdot 1,313 = 1,499;$$

$$I_{ПЕР.НН} = \frac{1,05}{0,92} \cdot 1,504 = 1,717;$$

Время срабатывания защиты от перегрузок выбирается большим чем время срабатывания остальных защит.

$$t_{ПЕР} = t_{МТЗ} + \Delta t; \quad (95)$$

$$t_{ПЕР} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

9.2 Защита ЛЭП

В соответствии с [1], для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю. На одиночных

линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения [1]. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или быстроты отключения повреждений, должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В последнем случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени [1].

От замыканий на землю должна быть предусмотрена ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности (ТЗНП) [1].

На линиях с двусторонним питанием от многофазных замыканий должна быть применена дистанционная защита (преимущественно трехступенчатая), от замыканий на землю – ТЗНП [4].

Микропроцессорная защита двухобмоточного трансформатора типа «Сириус-Т» приведена на листе №6 графической части ВКР.

9.3 Автоматика

Сетевая автоматика – совокупность устройств, реализующих функции автоматического повторного включения, автоматического ввода резерва, автоматического опережающего деления сети.

Устройства АПВ на ОРУ Зоринской ВЭС предусматриваются для быстрого восстановления питания потребителей и транзитных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

Согласно [4] устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы они не действовали при:

- 1) отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;
- 2) автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

3) отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройствами противоаварийной автоматики, а также в других случаях отключений выключателя, когда действие АПВ недопустимо.

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможностью многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства.

На ОРУ Зоринской ВЭС применяется устройство трёхфазного АПВ. Устройства ТАПВ должны осуществляться преимущественно с пуском при несоответствии между ранее поданной оперативной командой и отключенным положением выключателя; допускается также пуск устройства АПВ от защиты. Применяются устройства ТАПВ однократного или двукратного действия (если это допустимо по условиям работы выключателя).

Устройство АВР.

АВР – один из видов автоматики, направленный на повышение надежности работы сети электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к системе резервных источников питания в случае потери системой электроснабжения.

АВР должно срабатывать за минимально возможное после отключения рабочего источника энергии время.

АВР должно срабатывать всегда, в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей, независимо от причины. В случае работы схемы дуговой защиты АВР может быть заблокировано, чтобы уменьшить повреждения от короткого замыкания.

АВР должно срабатывать однократно. Это требование обусловлено недопустимостью многократного включения резервных источников в систему с не устранённым коротким замыканием.

10 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

10.1 Выбор эквивалента сети для расчёта режима

В данном пункте выпускной квалификационной работы описывается эквивалент электрической сети, принятый для расчета и анализа нормальных и послеаварийных режимов.

В эквивалент сети входит подстанция Варваровка из реконструируемого участка сети, а также добавленные в эквивалент станции и подстанции для более подробного рассмотрения и анализа режима: Амурская, Завитая, Благовещенская ТЭЦ, Райчихинская ГРЭС, Кооперативная, Чигири, Благовещенская, Новая, Сетевая, Центральная, Северная, Кирпичная, Волково, Ивановка, Полевая, Анновка, Озёрная, Хвойная, Тамбовка, Михайловка, Белогорск/Т, Белогорск, Короли/Т, Варваровка и ПП НПС-26. Источниками питания являются Благовещенская ТЭЦ и Райчихинская ГРЭС.

Эквивалент сети представлен на листе №1.

10.2 Выбор и характеристика программно-вычислительного комплекса для расчёта режимов

Для выполнения расчетов режимов работы использовался программный комплекс RastrWin3, предназначенный для анализа, расчета и оптимизации параметров электрических сетей. В Российской Федерации основными пользователями RastrWin3 являются СО ЕЭС, его филиалы, ФСК ЕЭС, а также МРСК, проектные и исследовательские организации, такие как «Энергосетьпроект», ВНИИЭ, НИИПТ и др. [1].

Функциональные возможности RastrWin3 включают:

- Расчет установившихся режимов сетей любого уровня сложности и напряжения (от 0,4 до 1150 кВ) с определением токов, напряжений, потоков и потерь мощности [20];

- Оптимизацию режимов по уровням напряжения, потерям и распределению реактивной мощности;
- Проверку исходных данных на логические и физические ошибки;
- Эквивалентирование участков сети;
- Моделирование отключений ЛЭП, включая односторонние, с определением напряжения на открытом конце;
- Структурный анализ потерь по типам оборудования, зонам и напряжениям;
- Расчет положений регуляторов трансформаторов и вольтодобавочных устройств;
- Проверку токовых нагрузок линий и трансформаторов с учетом температурной зависимости;
- Расчет сетевых коэффициентов.

10.3 Расчёт максимального режима и его анализ

В этом пункте производится расчет и анализ максимального режима после реконструкции электрической сети и ввода Зоринской ВЭС.

Исходные данные для задания узлов и ветвей подстанций эквивалента электрической сети берём из таблиц 2 и 3. Также добавляем узлы и ветви для Зоринской ВЭС.

Таблица 37 – Параметры узлов Зоринской ВЭС

Тип	Номер	Название	Uном	Pн	Qн	Pг	Qг
Ген	69	Зоринская ВЭС 1	20	0	0	237,5	8,365
Ген	70	Зоринская ВЭС 2	20	0	0	237,5	8,365
Ген	71	Зоринская ВЭС 3	20	0	0	237,5	8,365
Ген	72	Зоринская ВЭС 4	20	0	0	237,5	8,365

Таблица 38 – Параметры ветвей Зоринской ВЭС

Тип	Название	R	X	B	Кт/Г
ЛЭП	ЗВЭС Л1 - Варваровка	2,520	9,135	-58,800	0,000
ЛЭП	ЗВЭС Л2 - Варваровка	2,520	9,135	-58,800	0,000
ЛЭП	ЗВЭС Л3 - ЗВЭС ПП 1	2,160	7,830	-50,400	0,000
ЛЭП	ЗВЭС Л4 - ЗВЭС ПП 2	2,160	7,830	-50,400	0,000
ЛЭП	ЗВЭС Л5 - ЗВЭС ПП 1	2,160	7,830	-50,400	0,000
ЛЭП	ЗВЭС Л6 - ЗВЭС ПП 2	2,160	7,830	-50,400	0,000
ЛЭП	Завитая - Варваровка	7,900	33,970	- 208,560	0,000
Тр-р	ЗВЭС СТ 1 - ЗВЭС НН 1	0,322	16,102	0,000	0,083
Тр-р	ЗВЭС СТ 2 - ЗВЭС НН 2	0,322	16,102	0,000	0,083
Тр-р	ЗВЭС СТ 3 - ЗВЭС НН 3	0,322	16,102	0,000	0,083
Тр-р	ЗВЭС СТ 4 - ЗВЭС НН 4	0,322	16,102	0,000	0,083
ЛЭП	ЗВЭС ПП 1 - Отпайка Хвойная 2	4,410	19,305	- 118,800	0,000
ЛЭП	ЗВЭС ПП 2 - Отпайка Хвойная 1	4,410	19,305	- 118,800	0,000

Заносим исходные данные в ПВК и запускаем режима. Занесём расчётные напряжения и отклонения напряжения в таблицу.

Таблица 39 - Расчётное напряжение в узлах.

Название узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчётное напряжение, кВ	Отклонения напряжения
1	2	3	4
БТЭЦ ТГ 1	6,000	6,500	8,333
БТЭЦ ТГ 2	10,000	10,500	5,000
БТЭЦ ТГ 3	10,000	10,500	5,000
БТЭЦ ТГ 4	10,000	10,600	6,000
РГРЭС ТГ 6	6,000	6,274	4,566
РГРЭС ТГ 7	6,000	6,300	5,000
Амурская	220,000	238,060	8,209
Завитая	220,000	236,760	7,618
Благовещенская ТЭЦ	110,000	119,892	8,993
Отпайка Кооперативная	110,000	119,854	8,958
Отпайка Чигири 1	110,000	119,752	8,866
Отпайка Чигири 2	110,000	119,751	8,864
Чигири 1	110,000	119,744	8,858
Благовещенская СН	110,000	119,697	8,816

1	2	3	4
Благовещенская ВН	220,000	234,734	6,697
Отпайка Новая 1	110,000	119,690	8,809
Отпайка Новая 2	110,000	119,701	8,819
Новая 1	110,000	119,658	8,780
Отпайка Сетевая 1	110,000	119,311	8,464
Отпайка Сетевая 2	110,000	119,336	8,488
Сетевая 1	110,000	119,254	8,413
Центральная	110,000	119,282	8,438
Отпайка Северная 1	110,000	119,327	8,479
Отпайка Северная 2	110,000	119,291	8,447
Северная 1	110,000	119,138	8,307
Отпайка Кирпичная	110,000	119,586	8,715
Волково	110,000	117,608	6,916
Ивановка	110,000	117,026	6,387
Полевая	110,000	117,219	6,563
Отпайка Анновка	110,000	117,376	6,706
Озерная	110,000	117,488	6,807
Хвойная	110,000	117,745	7,041
Хвойная	220,000	236,671	7,578
Тамбовка	110,000	116,429	5,845
Михайловка	110,000	117,694	6,994
Райчихинская ГРЭС	110,000	120,065	9,150
Райчихинская ГРЭС	220,000	235,760	7,163
РГРЭС АТ	220,000	232,054	5,479
Чигири 2	110,000	119,747	8,861
Новая 2	110,000	119,671	8,792
Сетевая 2	110,000	119,143	8,312
Северная 2	110,000	119,264	8,421
РГРЭС СН 6	35,000	36,037	2,964
РГРЭС СН 7	35,000	36,193	3,410
Хвойная НН 1	35,000	36,103	3,151
Хвойная НН 2	35,000	36,064	3,039
Белогорск/Т	220,000	233,544	6,156
Короли/Т	220,000	237,332	7,878
Отпайка Хвойная 1	220,000	236,687	7,585
Отпайка Хвойная 2	220,000	237,611	8,005
НПС-26	220,000	237,451	7,932
Отпайка Белогорск 1	220,000	237,105	7,775
Отпайка Белогорск 2	220,000	233,513	6,142
Варваровка	220,000	239,920	9,055
ЗВЭС НН 1	20	19,997	-0,017
ЗВЭС НН 2	20	19,997	-0,017
ЗВЭС НН 3	20	19,997	-0,017
ЗВЭС НН 4	20	19,997	-0,017
ЗВЭС ВН 1	220	241,687	9,858
ЗВЭС ВН 2	220	241,687	9,858

1	2	3	4
ЗВЭС ОСШ	220,000	241,687	9,858
ЗВЭС ПП 1	220,000	240,692	9,405
ЗВЭС ПП 2	220,000	240,545	9,339
ЗВЭС Л1	220,000	241,688	9,858
ЗВЭС Л2	220,000	241,688	9,858
ЗВЭС Л3	220,000	241,689	9,858
ЗВЭС Л4	220,000	241,688	9,858
ЗВЭС Л5	220,000	241,689	9,858
ЗВЭС Л6	220,000	241,688	9,858

Напряжения в узлах не выходят за пределы 10% от номинального напряжения.

Таблица 40 – Токовая нагрузка линий

Название линии	Ток в начале линии, А	Ток в конце линии, А	Допустимый ток, А	Токовая нагрузка, %
1	2	3	4	5
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	302,009	301,998	915,900	32,974
Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	271,321	271,256	915,900	29,623
Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	41,040	41,053	657,900	6,240
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	232,662	232,540	915,900	25,403
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	284,544	284,467	915,900	31,067
Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	61,294	61,302	657,900	9,318
Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	225,124	225,003	915,900	24,580
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	434,427	427,426	915,900	47,432
Отпайка Новая 1 - Новая 1	42,235	42,287	657,900	6,428
Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	385,638	382,570	657,900	58,617
Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	160,449	160,500	503,100	31,902
Отпайка Сетевая 1 - Центральная	223,736	228,373	657,900	34,712
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	418,750	411,977	915,900	45,720
Отпайка Новая 2 - Новая 2	39,798	39,833	657,900	6,055
Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	372,237	369,166	657,900	56,580
Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	76,029	76,089	503,100	15,124

Продолжение таблицы 40

1	2	3	4	5
Отпайка Сетевая 2 - Центральная	293,983	296,422	657,900	45,056
Центральная - Отпайка Северная 1	115,537	115,073	786,900	14,683
Центральная - Отпайка Северная 2	68,474	67,967	786,900	8,702
Отпайка Северная 1 - Отпайка Кирпичная	130,996	130,538	657,900	19,911
Отпайка Кирпичная - Благовещенская СН	148,516	148,356	657,900	22,574
Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	80,748	79,515	657,900	12,274
Волково - Ивановка	41,447	42,570	503,100	8,461
Ивановка - Полевая	10,650	8,953	503,100	2,117
Полевая - Отпайка Анновка	17,414	17,454	503,100	3,469
Отпайка Анновка - Озерная	18,390	19,201	503,100	3,817
Озерная - Хвойная	27,309	28,733	503,100	5,711
Волково - Тамбовка	142,812	142,085	503,100	28,386
Тамбовка - Михайловка	43,403	32,709	503,100	8,627
Михайловка - Райчихинская ГРЭС	49,236	40,850	503,100	9,786
Отпайка Северная 1 - Северная 1	57,608	57,707	657,900	8,771
Отпайка Северная 2 - Северная 2	35,923	35,983	657,900	5,469
Благовещенская ВН - Амурская	108,911	82,478	915,900	11,891
Благовещенская ВН - Амурская	111,570	86,962	1064,250	10,483
Отпайка Хвойная 1 - Хвойная	53,814	53,912	786,900	6,851
Отпайка Хвойная 2 - Хвойная	0,000	0,000	786,900	0,000
Завитая - Райчихинская ГРЭС	97,808	98,787	915,900	10,786
Завитая - Райчихинская ГРЭС	97,753	98,675	915,900	10,774
Амурская - НПС-26	9,666	28,061	786,900	3,566
НПС-26 - Отпайка Белогорск 1	39,403	44,679	915,900	4,878
Отпайка Белогорск 1 - Короли/Т	121,777	127,015	915,900	13,868
Короли/Т - Отпайка Хвойная 2	150,432	150,633	915,900	16,446
Отпайка Хвойная 2 - Завитая	516,139	513,460	915,900	56,353
Амурская - Отпайка Белогорск 2	79,724	100,397	786,900	12,759
Отпайка Белогорск 2 - Белогорск/Т	147,681	148,357	915,900	16,198
Белогорск/Т - Отпайка Хвойная 1	199,400	197,953	915,900	21,771
Отпайка Хвойная 1 - Завитая	420,381	415,964	915,900	45,898

1	2	3	4	5
Волково - Центральная	283,586	283,490	657,900	43,105
Благовещенская ВН - Варваровка	337,552	337,284	915,900	36,855
ЗВЭС Л1 - Варваровка	469,539	469,056	786,900	59,669
ЗВЭС Л2 - Варваровка	469,539	469,056	786,900	59,669
ЗВЭС Л3 - ЗВЭС ПП 1	334,445	333,905	786,900	42,502
ЗВЭС Л4 - ЗВЭС ПП 2	330,058	329,764	786,900	41,944
ЗВЭС Л5 - ЗВЭС ПП 1	334,445	333,905	786,900	42,502
ЗВЭС Л6 - ЗВЭС ПП 2	330,058	329,764	786,900	41,944
Завитая - Варваровка	581,998	586,504	915,900	64,036
ЗВЭС ПП 1 - Отпайка Хвойная 2	667,811	666,024	915,900	72,913
ЗВЭС ПП 2 - Отпайка Хвойная 1	659,528	658,339	915,900	72,009

При рассмотрении максимального режима не наблюдается линий, которые перегружены по току, протекающему по ним. Самая загруженная линия – это ПП – Отпайка Хвойная, она загружена на 72 %.

Анализируя результаты расчёта, можно сделать вывод, что при отключении самой загруженной линии Зоринской ВЭС параметры электрической сети находятся в допустимых пределах.

Сделаем расчёт режима при отключении головной линии Благовещенская ТЭЦ – ПС Центральная.

10.3 Расчёт минимального режима и его анализ

В этом пункте производится расчет и анализ минимального режима после реконструкции электрической сети и ввода Зоринской ВЭС.

Исходные данные для задания узлов и ветвей подстанций эквивалента электрической сети берём из таблиц 8 и 2. Параметры узлов Зоринской ВЭС точно такие же, как и в максимальном режиме.

Заносим исходные данные в ПВК и запускаем расчёт режима. Занесём расчётные напряжения и отклонения напряжения в таблицу.

Таблица 41 - Расчётное напряжение в узлах.

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчётное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
БТЭЦ ТГ 1	6	6,5	8,3
БТЭЦ ТГ 2	10	10,5	5,0
БТЭЦ ТГ 3	10	10,5	5,0
БТЭЦ ТГ 4	10	10,6	6,0
РГРЭС ТГ 6	6	6,3	5,0
РГРЭС ТГ 7	6	6,3	5,0
Амурская	220	238,1	8,2
Завитая	220	236,8	7,6
Благовещенская ТЭЦ	110	120,2	9,3
Отпайка Кооперативная	110	120,2	9,3
Отпайка Чигири 1	110	120,1	9,2
Отпайка Чигири 2	110	120,0	9,1
Чигири 1	110	120,0	9,1
Благовещенская СН	110	120,0	9,1
Благовещенская ВН	220	235,3	7,0
Отпайка Новая 1	110	120,1	9,1
Отпайка Новая 2	110	120,1	9,2
Новая 1	110	120,0	9,1
Отпайка Сетевая 1	110	119,7	8,9
Отпайка Сетевая 2	110	119,8	8,9
Сетевая 1	110	119,7	8,8
Центральная	110	119,7	8,8
Отпайка Северная 1	110	119,7	8,8
Отпайка Северная 2	110	119,7	8,8
Северная 1	110	119,5	8,6
Отпайка Кирпичная	110	119,9	9,0
Волково	110	118,2	7,5
Ивановка	110	118,0	7,3
Полевая	110	118,8	8,0
Отпайка Анновка	110	119,3	8,5
Озерная	110	119,8	8,9
Хвойная	110	120,6	9,7
Хвойная	220	238,9	8,6
Тамбовка	110	117,1	6,5
Михайловка	110	118,4	7,6
Райчихинская ГРЭС	110	120,6	9,7
Райчихинская ГРЭС	220	236,4	7,5
РГРЭС СТ 6	110	120,8	9,8
РГРЭС СТ 7	110	120,9	9,9
РГРЭС АТ	220	233,2	6,0
Чигири 2	110	120,1	9,2
Новая 2	110	120,1	9,1
Сетевая 2	110	119,6	8,7
Северная 2	110	119,7	8,8
Благовещенская СТ 1	220	227,8	3,5
Благовещенская СТ 2	220	227,8	3,5
Хвойная СТ 1	220	235,6	7,1
Хвойная СТ 2	220	241,0	9,6
РГРЭС СН 6	35	36,3	3,6
РГРЭС СН 7	35	36,3	3,7
Хвойная НН 1	35	38,4	9,6
Хвойная НН 2	35	38,2	9,1
Белогорск/Т	220	235,6	7,1
Короли/Т	220	238,5	8,4

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4
Отпайка Хвойная 1	220	238,9	8,6
Отпайка Хвойная 2	220	239,2	8,7
НПС-26	220	237,9	8,1
Отпайка Белогорск 1	220	237,7	8,0
Отпайка Белогорск 2	220	235,5	7,1
Варваровка	220	239,9	9,1
Зоринская ВЭС 1	20	20,0	0,0
Зоринская ВЭС 2	20	20,0	0,0
Зоринская ВЭС 3	20	20,0	0,0
Зоринская ВЭС 4	20	20,0	0,0
ЗВЭС НН 1	20	20,0	0,0
ЗВЭС НН 2	20	20,0	0,0
ЗВЭС НН 3	20	20,0	0,0
ЗВЭС НН 4	20	20,0	0,0
ЗВЭС СТ 1	220	241,1	9,6
ЗВЭС СТ 2	220	241,1	9,6
ЗВЭС СТ 3	220	241,1	9,6
ЗВЭС СТ 4	220	241,1	9,6
ЗВЭС ВН 1	220	241,1	9,6
ЗВЭС ВН 2	220	241,1	9,6
ЗВЭС ОСШ	220	241,1	9,6
ЗВЭС ПП 1	220	239,5	8,9
ЗВЭС ПП 2	220	239,6	8,9
ЗВЭС Л1	220	241,1	9,6
ЗВЭС Л2	220	241,1	9,6
ЗВЭС Л3	220	241,1	9,6
ЗВЭС Л4	220	241,1	9,6
ЗВЭС Л5	220	241,1	9,6
ЗВЭС Л6	220	241,1	9,6

Отклонения напряжения не выходят за допустимые пределы. Рассмотрим загрузки линий.

Таблица 42 – Токовые загрузки линий

Название	Ток в начале линии, А	Ток в конце линии, А	Допустимый ток, А	Токовая загрузка, %
1	2	3	4	5
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	333,64	333,63	915,90	36,43
Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	301,10	301,04	915,90	32,87
Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	55,28	55,29	657,90	8,40
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	247,42	247,30	915,90	27,01
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	313,77	313,72	915,90	34,26
Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	79,84	79,86	657,90	12,14
Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	241,82	241,67	915,90	26,40
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	411,72	406,63	915,90	44,95
Отпайка Новая 1 - Новая 1	28,09	28,15	657,90	4,28

Продолжение таблицы 42

1	2	3	4	5
Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	379,11	378,08	657,90	57,62
Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	159,87	159,92	503,10	31,79
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	411,72	406,63	915,90	44,95
Отпайка Сетевая 1 - Центральная	221,97	230,16	657,90	34,98
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	391,81	386,58	915,90	42,78
Отпайка Новая 2 - Новая 2	25,76	25,83	657,90	3,93
Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	362,23	361,50	657,90	55,06
Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	53,65	53,73	503,10	10,68
Отпайка Сетевая 2 - Центральная	309,63	314,61	657,90	47,82
Центральная - Отпайка Северная 1	129,78	129,36	786,90	16,49
Центральная - Отпайка Северная 2	76,99	76,53	786,90	9,78
Отпайка Северная 1 - Отпайка Кирпичная	123,60	123,11	657,90	18,79
Отпайка Кирпичная - Благовещенская СН	133,85	133,66	657,90	20,34
Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	73,86	72,61	657,90	11,23
Волково - Ивановка	11,73	13,54	503,10	2,69
Ивановка - Полевая	37,84	35,88	503,10	7,52
Полевая - Отпайка Анновка	42,48	41,61	503,10	8,44
Отпайка Анновка - Озерная	42,63	42,08	503,10	8,47
Озерная - Хвойная	47,55	47,20	503,10	9,45
Волково - Тамбовка	122,97	122,44	503,10	24,44
Тамбовка - Михайловка	32,90	21,30	503,10	6,54
Михайловка - Райчихинская ГРЭС	55,36	50,82	503,10	11,00
Отпайка Северная 1 - Северная 1	53,60	53,70	657,90	8,16
Отпайка Северная 2 - Северная 2	23,25	23,29	657,90	3,54
Благовещенская ВН - Амурская	63,75	28,04	915,90	6,96
Благовещенская ВН - Амурская	65,10	30,54	1064,25	6,12
Отпайка Хвойная 1 - Хвойная	30,91	30,93	786,90	3,93
Отпайка Хвойная 2 - Хвойная	0,00	0,00	786,90	0,00
Завитая - Райчихинская ГРЭС	29,99	31,91	915,90	3,48
Завитая - Райчихинская ГРЭС	30,01	31,87	915,90	3,48
Амурская - НПС-26	14,68	23,86	786,90	3,03
НПС-26 - Отпайка Белогорск 1	44,60	48,12	915,90	5,25
Отпайка Белогорск 1 - Короли/Т	132,42	135,75	915,90	14,82
Короли/Т - Отпайка Хвойная 2	214,26	213,75	915,90	23,39
Амурская - Отпайка Белогорск 2	51,15	66,63	786,90	8,47
Отпайка Белогорск 2 - Белогорск/Т	118,31	118,78	915,90	12,97
Белогорск/Т - Отпайка Хвойная 1	191,75	189,69	915,90	20,94
Волково - Центральная	250,11	249,99	657,90	38,02
Благовещенская ВН - Варваровка	178,24	172,49	915,90	19,46
ЗВЭС Л1 - Варваровка	256,17	256,12	786,90	32,55
ЗВЭС Л2 - Варваровка	256,17	256,12	786,90	32,55
ЗВЭС Л3 - ЗВЭС ПП 1	438,33	438,16	786,90	55,70
ЗВЭС Л4 - ЗВЭС ПП 2	441,70	441,44	786,90	56,13
ЗВЭС Л5 - ЗВЭС ПП 1	438,33	438,16	786,90	55,70
ЗВЭС Л6 - ЗВЭС ПП 2	441,70	441,44	786,90	56,13
Завитая - Варваровка	325,65	328,14	915,90	35,83
ЗВЭС ПП 1 - Отпайка Хвойная 2	213,57	213,76	915,90	23,34
ЗВЭС ПП 2 - Отпайка Хвойная 1	220,42	220,60	915,90	24,09
ЗВЭС ПП 1 - Завитая	664,98	663,79	1219,05	54,55
ЗВЭС ПП 2 - Завитая	663,02	661,89	1219,05	54,39

Продолжение таблицы 42

1	2	3	4	5
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	333,64	333,63	915,90	36,43
Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	301,10	301,04	915,90	32,87
Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	55,28	55,29	657,90	8,40
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	247,42	247,30	915,90	27,01
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	313,77	313,72	915,90	34,26
Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	79,84	79,86	657,90	12,14
Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	241,82	241,67	915,90	26,40
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	411,72	406,63	915,90	44,95
Отпайка Новая 1 - Новая 1	28,09	28,15	657,90	4,28
Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	379,11	378,08	657,90	57,62
Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	159,87	159,92	503,10	31,79
Отпайка Сетевая 1 - Центральная	221,97	230,16	657,90	34,98
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	391,81	386,58	915,90	42,78
Отпайка Новая 2 - Новая 2	25,76	25,83	657,90	3,93
Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	362,23	361,50	657,90	55,06
Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	53,65	53,73	503,10	10,68
Отпайка Сетевая 2 - Центральная	309,63	314,61	657,90	47,82
Центральная - Отпайка Северная 1	129,78	129,36	786,90	16,49
Центральная - Отпайка Северная 2	76,99	76,53	786,90	9,78
Отпайка Северная 1 - Отпайка Кирпичная	123,60	123,11	657,90	18,79
Отпайка Кирпичная - Благовещенская СН	133,85	133,66	657,90	20,34
Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	73,86	72,61	657,90	11,23
Волково - Ивановка	11,73	13,54	503,10	2,69
Ивановка - Полевая	37,84	35,88	503,10	7,52
Полевая - Отпайка Анновка	42,48	41,61	503,10	8,44
Отпайка Анновка - Озерная	42,63	42,08	503,10	8,47
Озерная - Хвойная	47,55	47,20	503,10	9,45
Волково - Тамбовка	122,97	122,44	503,10	24,44
Тамбовка - Михайловка	32,90	21,30	503,10	6,54
Михайловка - Райчихинская ГРЭС	55,36	50,82	503,10	11,00
Отпайка Северная 1 - Северная 1	53,60	53,70	657,90	8,16
Отпайка Северная 2 - Северная 2	23,25	23,29	657,90	3,54
Благовещенская ВН - Амурская	63,75	28,04	915,90	6,96
Отпайка Хвойная 1 - Хвойная	30,91	30,93	786,90	3,93
Отпайка Хвойная 2 - Хвойная	0,00	0,00	786,90	0,00
Завитая - Райчихинская ГРЭС	29,99	31,91	915,90	3,48
Завитая - Райчихинская ГРЭС	30,01	31,87	915,90	3,48
Амурская - НПС-26	14,68	23,86	786,90	3,03
НПС-26 - Отпайка Белогорск 1	44,60	48,12	915,90	5,25
Отпайка Белогорск 1 - Короли/Т	132,42	135,75	915,90	14,82
Короли/Т - Отпайка Хвойная 2	214,26	213,75	915,90	23,39
Амурская - Отпайка Белогорск 2	51,15	66,63	786,90	8,47
Отпайка Белогорск 2 - Белогорск/Т	118,31	118,78	915,90	12,97
Белогорск/Т - Отпайка Хвойная 1	191,75	189,69	915,90	20,94
Волково - Центральная	250,11	249,99	657,90	38,02

1	2	3	4	5
Благовещенская ВН - Варваровка	178,24	172,49	915,90	19,46
ЗВЭС Л1 - Варваровка	256,17	256,12	786,90	32,55
ЗВЭС Л2 - Варваровка	256,17	256,12	786,90	32,55
ЗВЭС Л3 - ЗВЭС ПП 1	438,33	438,16	786,90	55,70
ЗВЭС Л4 - ЗВЭС ПП 2	441,70	441,44	786,90	56,13
ЗВЭС Л5 - ЗВЭС ПП 1	438,33	438,16	786,90	55,70
ЗВЭС Л6 - ЗВЭС ПП 2	441,70	441,44	786,90	56,13
Завитая - Варваровка	325,65	328,14	915,90	35,83
ЗВЭС ПП 1 - Отпайка Хвойная 2	213,57	213,76	915,90	23,34
ЗВЭС ПП 2 - Отпайка Хвойная 1	220,42	220,60	915,90	24,09
ЗВЭС ПП 1 - Завитая	499,98	663,79	915,90	54,55

При рассмотрении максимального режима не наблюдается линий, которые перегружены по току, протекающему по ним. Самая загруженная линия – Благовещенская ТЭЦ – ПС Центральная.

10.4 Расчёт послеаварийных режимов и их анализ

В этом разделе выпускной квалификационной работы будет производится расчёт послеаварийных режимов. Для анализа рассмотрим 4 ситуации:

- 1) Послеаварийный режим при наибольших нагрузках после отключения 1 цепи ВЛ ПП – Завитая;
- 2) Послеаварийный режим при наибольших нагрузках после отключения 1 цепи ВЛ Благовещенская ТЭЦ – ПС Центральная;
- 3) Послеаварийный режим при наименьших нагрузках после отключения 1 цепи ВЛ ПП – Завитая;
- 4) Послеаварийный режим при наименьших нагрузках после отключения 1 цепи ВЛ Благовещенская ТЭЦ – ПС Центральная.

Результаты расчётов послеаварийных режимов приведены в приложении А. Во всех четырёх ситуациях значения напряжений не превышают допустимые пределы. Значения токовых загрузок линий тоже находятся в допустимых пределах. При отключении ВЛ ПП – Завитая при наибольших и наименьших нагрузках наиболее загруженной линией становится вторая цепь ВЛ ПП – Завитая. При отключении ВЛ Благовещенская ТЭЦ – ПС Центральная при наибольших и наименьших нагрузках наиболее загруженной линией становится вторая цепь ВЛ Благовещенская ТЭЦ – ПС Центральная.

12 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В данном разделе ВКР требуется рассчитать основные показатели инвестиционной привлекательности выбранного варианта реконструкции, такие как чистый дисконтированный доход, который показывает какую прибыль принесет проект к концу расчетного периода с учетом временной стоимости денег. Также необходимо определить дисконтированный срок окупаемости, который показывает через какой период ЧДД станет положительным и проект начнет приносить прибыль.

Чистый дисконтированный доход определяется по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1 + E)^t};$$

где $\mathcal{E}_t$ - чистый поток платежей, выражается следующей формулой;

$$\mathcal{E}_t = D_t - K_t - I_t;$$

где D_t - суммарный доход от реализации проекта в год, тыс. руб;

K_t - величина капитальных вложений в год, тыс.руб;

I_t - суммарные эксплуатационные издержки в год, тыс. руб;

E - норма дисконта, принимаем равной 10 %;

Расчёт производился МС Excel, результат представлен на рисунке 7.

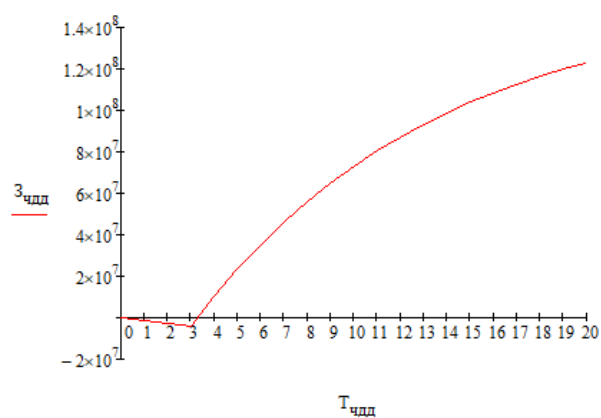


Рисунок 7 – График ЧДД по выбранному проекту

Как видно из графика ЧДД реконструкция электрической сети окупится через 4 года. Первые три года проект не будет приносить прибыль так как будет строиться. Также такая высокая окупаемость связана с тем что ВКР не учитывает стоимости самой Зоринской ВЭС.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

12.1 Безопасность

В связи с тем, что проект предполагает строительство новой ветряной электростанции и модернизацию части действующих электрических сетей, особое внимание следует уделить вопросам обеспечения безопасности как для монтажного, так и для эксплуатационного персонала, находящегося в зоне выполнения работ.

Безопасное проведение монтажных операций должно основываться на соблюдении норм и требований по охране труда, предусмотренных проектной, а также организационно-технологической документацией по строительству. Основные меры включают:

- 1) определение марки кранового оборудования, его грузо-высотных характеристик, мест установки и опасных зон при его работе, технические способы его безопасной установки, способы подъема и установки монтируемых несущих конструкций, исключающие их дисбаланс, неустойчивость или перекашивание в процессе этих операций [5];
- 2) обеспечение безопасности рабочих мест на высоте [5];
- 3) определение последовательности установки конструкций [5];
- 4) обеспечение устойчивости конструкций и частей здания в процессе сборки [5];
- 5) определение схем и способов укрупнительной сборки элементов конструкций [5];
- 6) порядок (последовательность) монтажа элементов конструкции с целью исключения их обрушения в результате потери устойчивости [5];
- 7) применение лестниц, настилов, подмостей, платформ, подъемных клеток, монтажных люлек и других аналогичных средств, ограждений, мобильных рабочих платформ [5].

Кроме того, в процессе выполнения строительно-монтажных работ следует учитывать и строго придерживаться следующих обязательных требований:

1. В процессе монтажа конструкций зданий или сооружений монтажники должны находиться на ранее установленных и закрепленных конструкциях или средствах подмащивания [6];

2. Запрещается пребывание работников на элементах конструкций и оборудования во время их подъема и перемещения [6];

3. Запрещается переход монтажников по установленным конструкциям и их элементам (фермам, ригелям и другим), на которых невозможно обеспечить требуемую ширину прохода (не менее 0,4 м) при установленных ограждениях, без применения страховочной системы [6];

4. Места, способ крепления каната и длина его участков должны быть указаны в организационно-технологической документации на строительное производство [6];

5. Не допускается нахождение работников под монтируемыми элементами конструкций и оборудования до установки их в проектное положение [6];

6. При необходимости нахождения работников под монтируемым оборудованием (конструкциями) должны осуществляться специальные мероприятия, обеспечивающие безопасность работников [6];

7. Монтируемые элементы следует поднимать плавно, без рывков, раскачивания и вращения [6];

8. Поднимать конструкции следует в два приема: сначала на высоту от 20 см до 30 см, затем после проверки надежности строповки производить дальнейший подъем [6];

9. Запрещается выполнять монтажные работы на высоте в открытых местах при скорости ветра 10 м/с и более, при гололеде, грозе или тумане, исключающих видимость в пределах фронта работ [6].

При работе с электроустановками персонал должен иметь соответствующую профессиональную подготовку. Требования, предъявляемые при монтажных работах [5]:

1. Профессиональная подготовка работников, повышение его уровня подготовленности, проверка знаний, умений, навыков и инструктажи осуществляются согласно требованиям нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работы персонала [5];

2. Проверка здоровья работника должна проводиться до его принятия на работу. Совмещаемые профессии должны указываться в направлении на медицинский осмотр [5];

3. Электротехнический персонал должен осуществлять эксплуатацию электроустановок, поэтому перед допуском к самостоятельной работе, он должен быть обучен первой помощи пострадавшим от электрического тока [5];

4. Стажеры должны быть закреплены за опытным персоналом [5];

5. Персонал, занимающийся электромонтажными работами, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты согласно условиям работы на основании отраслевых норм [5];

6. Персонал, находящийся на строительно-монтажной площадке должен носить защитные каски. Без средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются [5].

Защита от опасности поражения электрическим током.

Мерами защиты от случайного контакта с токоведущими элементами электроустановок являются: качественная изоляция, использование ограждений, наличие блокировок, применение пониженного напряжения, использование электрозащитных средств, наличие сигнализации и предупреждающих плакатов. Надёжная изоляция проводников относительно земли и корпусов оборудования обеспечивает безопасность персонала. Состояние изоляции следует контролировать: для периодических проверок используют мегаомметры, а для непрерывного контроля - специальные приборы контроля изоляции (ПКИ).

Чтобы исключить возможность прикосновения к токоведущим частям оборудования и линий электроснабжения, используются сплошные (например, кожухи, крышки, шкафы, панели) и сетчатые ограждения. Эти элементы применяются как в установках до 1000 В, так и выше [8]. В случае

высоковольтных систем соблюдаются нормативные расстояния от ограждения до токоведущих элементов, установленные Правилами устройства электроустановок (ПУЭ).

При обслуживании и ремонте электроустановок и электросетей обязательно использование электрозащитных средств, к которым относятся: изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками, диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, калоши, коврики, указатели напряжения. Для предупреждения персонала о наличии напряжения или его отсутствии в электроустановках применяется звуковая или световая сигнализация [8].

С целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности. В зависимости от назначения плакаты и знаки делятся на предупреждающие («Стой! Напряжение», «Не влезай! Убьет» и др.); запрещающие («Не включать. Работают люди» и др.); предписывающие («Работать здесь» и др.); указательные («Заземлено» и др.) [8].

С целью предотвращения поражения электрическим током при прикосновении к корпусу или другим токонепроводящим частям электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания на корпус или по другим причинам, применяется защитное заземление. При этом все металлические нетоковедущие элементы электроустановок соединяются с землей через заземляющие проводники и заземлители.

В первую очередь для заземления оборудования используют естественные заземлители, к которым относятся железобетонные фундаменты, а также находящиеся в земле металлические элементы зданий и сооружений.

Защитное заземление применяют в сетях напряжением свыше 1000 В как с изолированной, так и с заземленной нейтралью [8].

Для ветряных электростанций предъявляются дополнительные правила безопасности:

1. Подъем на ВЭУ разрешается только после ее надежного отключения в соответствии с инструкцией по эксплуатации, предоставленной производителем ВЭУ [7];

2. При подъеме по внутренним или наружным лестницам ВЭУ необходимо пользоваться страховочным ремнем с коротким тросом и страховочным устройством [7];

3. Наружные движущиеся части трансмиссий, электрооборудования, являющиеся возможным источников травматизма, должны быть оборудованы защитными кожухами [7];

4. Без необходимости запрещается приближение к ВЭУ на расстояние, меньшее, чем это разрешено в руководстве по эксплуатации, предоставленном производителем ВЭУ [7];

5. При проведении осмотра турбины с земли запрещается находиться в плоскости вращения лопастей ветроколеса и с подветренной стороны ВЭУ. Для горизонтально осевых ВЭУ наблюдать за ветроколесом разрешается с наветренной стороны [7].

12.2 Экологичность

На территории подстанции под открытым небом размещены четыре силовых трансформатора. В процессе их работы возникает электромагнитный шум, который обусловлен рядом физических факторов:

1. Магнитострикционный эффект;

2. Действием электромагнитных сил на проводники обмоток трансформатора;

3. Силами Максвелла, возникающими в местах соединений элементов сердечника (стыках, шипах и т.п.).

Основной источник шума — магнитострикционный эффект, возникающий в сердечнике трансформатора. Под действием переменного магнитного поля, сопровождающего преобразование напряжения, сердечник подвергается циклическим изменениям длины. Это приводит к механическим колебаниям ярма и стержней сердечника.

У трансформаторов большой мощности колебания передаются от сердечника к стенкам бака через трансформаторное масло и конструктивные элементы, так называемые "звуковые мостики", после чего излучаются в окружающую среду как воздушный шум. В случае трансформаторов меньшей мощности источником звуковых колебаний выступает сам сердечник.

При постройке Зоринской ВЭС планируется установка трансформатора ТДЦ-400000/220-УХЛ1. Его характеристики занесены в таблицу.

Таблица 43 – Габариты ТДЦ-400000/220-УХЛ1

Кол-во трансформаторов	Система охлаждения	S, МВА	U _{ном} , кВ	Тип территории
1	2	3	4	5
4	Трансформатор с принудительной циркуляцией масла и воздуха с ненаправленным потоком масла (ДЦ)	400	220	Территории, непосредственно прилегающие к домам отдыха, жилым домам

1. Определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов [9].

Допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к жилым домам составляет: 45 дБА.

Для ветряных электроустановок допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к жилым домам составляет: 60 дБА [7].

2. Определяем шумовые характеристики источника шума, согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля» [11]. В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора [9].

Для трансформатора с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения вида ДЦ) уровень звуковой мощности составляет ($S=400$ МВА, $U_{ном}=220$ кВ)

$$L_{PA} = 114 \text{ дБА};$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Распределительное устройство Зоринской ВЭС открытого исполнения.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТР, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума, создаваемый данным источником будет равным L_A , рисунок.

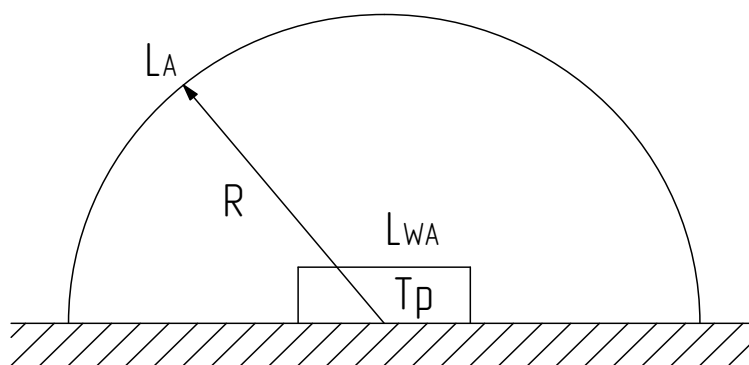


Рисунок 8 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0};$$

где S – площадь поверхности полусферы, принимает равным 1 м^2 ;

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30 \text{ м}$) можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0};$$

где $S = \pi r^2$.

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l$, $R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{PAi}};$$

где N – количество источников шума;

L_{PAi} – скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА.

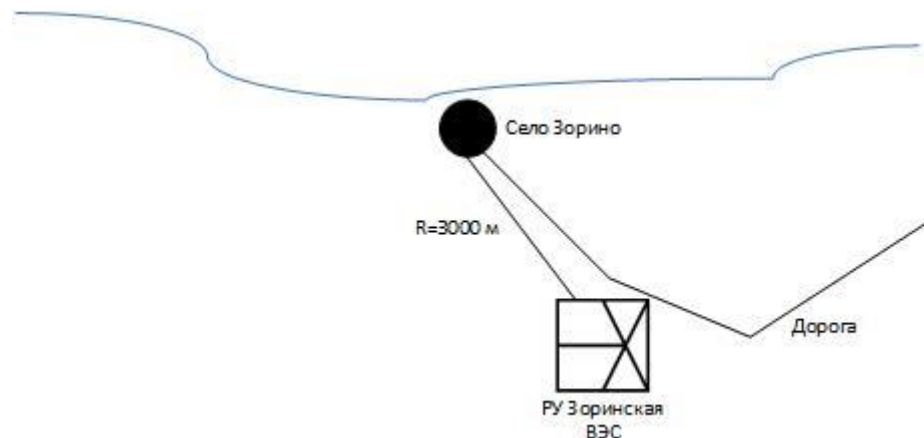


Рисунок 9 – Схема расположения относительно жилой застройки

2) на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_A(R) = \mathcal{D}Y_{L_A}$. Тогда $R=R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение можно переписать в следующем виде:

$$\mathcal{D}Y_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0};$$

Разрешив последнее уравнение, относительно $R_{\min}$ получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PAi} - \mathcal{D}Y_{L_A})}}{2\pi}};$$

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg(10^{0,1 \cdot 114} + 10^{0,1 \cdot 144}) = 117 \text{ дБА};$$

Разрешив уравнение, относительно $R_{\min}$ получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (117-45)}}{2\pi}} = 1588 \text{ м};$$

Любой $R > R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{\text{св}}$ санитарно - защитная зона (СЗЗ) по шуму.

В данном случае минимальное допустимое расстояние от трансформаторов до жилых домов составляет 1588 м. Ближайший к территории Зоринской ВЭС жилой дом расположен на расстоянии 3000 м, следовательно, на территории жилых домов уровень шума не превышает допустимого. Отсюда делаем вывод, что дополнительные меры по снижению уровня шума не требуются.

В данной ВКР не требуется делать выбор и проверку ветряных установок, поэтому проверка уровня шума ВЭС не осуществляется.

Исходя из расчетов, минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы, прилегающей территории будет равным 1588 м. Уровень шума, создаваемый трансформаторами, не превышает допустимого уровня звука, следовательно, проведение мер по понижению уровня шума не требуется.

12.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация - это состояние, возникающее на определённой территории вследствие аварии, природных процессов, катастроф либо иных стихийных бедствий, способных вызвать или уже вызвавших гибель людей, нанесение вреда здоровью, окружающей среде, а также значительный материальный ущерб и ухудшение условий нормальной жизнедеятельности населения.

Одной из разновидностей чрезвычайной ситуации является пожар. Обеспечение пожарной безопасности включает комплекс мер, направленных на защиту жизни и здоровья людей, а также сохранность имущества на всех этапах

функционирования объекта - от научных разработок и проектирования до строительства и эксплуатации.

Пожарная безопасность обеспечивается с помощью двух ключевых подсистем: предупреждения пожара и противопожарной защиты. Первая включает в себя совокупность технических решений и организационных мероприятий, целью которых является предотвращение условий, при которых может возникнуть возгорание.

Пожар может быть предотвращён за счёт целого ряда мероприятий, в том числе: исключения возможности образования горючей среды; предотвращения появления или проникновения источников воспламенения в эту среду; контроля и поддержания температуры в пределах допустимых значений; обеспечения давления в горючей среде на безопасном уровне, а также других профилактических действий.

Противопожарная защита включает совокупность технических решений и организационных мероприятий, направленных на минимизацию риска воздействия опасных факторов пожара на людей и снижение возможного материального ущерба от его последствий.

Противопожарная защита обеспечивается [9]:

- максимально возможным применением негорючих и горючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается [9]:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Особенности ветряных электростанций [7]:

- вместо пожарных щитов на территории ВЭУ, ВЭС и ВДЭС устанавливаются пожарные посты;
- в турбинных башнях обязательно аварийное освещение и эвакуационные выходы;
- на гондолах ВЭУ обязательно наличие спасательных тросов, поясов и спусковых устройств.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрены 2 технически-осуществимых варианта схемы выдачи мощности Зоринской ВЭС с реконструкцией электрической сети.

В ходе выполнения ВКР были решены следующие задачи:

- проведен анализ части существующей электроэнергетической системы;
- разработаны варианты включения Зоринской ВЭС в электрическую сеть с выбором номинального напряжения с помощью эмпирического метода, числа и мощности силовых трансформаторов, сечения проводов методом токовых интервалов;
- в ходе технико-экономического сравнения выбран оптимальный вариант выдачи мощности Зоринской ВЭС со строительством ПП;
- произведен расчет токов короткого замыкания;
- произведен выбор и проверка оборудования;
- разработана молниезащита и заземление ОРУ;
- выбор защиты и автоматики;
- выполнен расчёт нормальных и послеаварийных режимов сети в соответствии с выбранным вариантом реконструкции электрической сети;
- произведен расчет безопасности и экологичности выбранного варианта выдачи мощности Зоринской ВЭС.

В результате проведенной работы, на основании расчёта дисконтированных затрат, а также учета реконструкции части электрической сети, был выбран вариант схемы выдачи мощности на напряжении 220 кВ, со строительством ПП и 6 ВЛ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003;
2. Савина Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть вторая: учебное пособие / Н.В. Савина; Амур. гос. ун-т, Энергет. фак. – Благовещенск: АмГУ, 2022. – 248 с.;
3. Казакул А.А. Специальный курс электрических сетей: Методические указания по решению практических задач/ сост.: А.А. Казакул. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2022. – 127 с.;
4. Программный комплекс RastrWin3 [Электронный ресурс] URL: https://rastrwin.ru/download/Files/HELP_RastrWin3_29_08_12.pdf (дата обращения: 15.05.2025);
5. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 № 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 № 61957) [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264184> (дата обращения: 15.05.2025);
6. Приказ Минтруда России от 11.12.2020 №883н «Об утверждении Правил по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте» (Зарегистрировано в Минюсте России 24.12.2020 № 61787) [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264184> (дата обращения: 15.05.2025);
7. СТО 70238424.27.100.063-2009. Ветроэлектростанции (ВЭС). Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании. Нормы и требования;
8. РД 153-34.0-03.301-00 «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – вед. 01.06.2000 г. – Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. 122 с.;
9. Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к практическим занятиям – М.: АмГУ, 2014. – 91 с.;

10. Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс]: учеб. пособие / А. Б. Булгаков; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.;
11. ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля»;
12. Козлов А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учеб. пособие для направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 160с.;
13. Мясоедов Ю.В. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие/ сост.: Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013.;
14. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян – М.: НТФ «Энергосетьпроект» 2012-376 с.;
15. Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н.Шелюг. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2005;
16. ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;
17. Постановление Правительства РФ от 13 августа 2018 года № 937;
18. Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Методические указания к практическим занятиям / сост.: Н.В. Савина, П.П. Проценко - Благовещенск: Издво АмГУ, 2015. – 106 с.;
19. Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них: учеб. пособие / Н. В. Савина; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с.;

20. Савина Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть первая: учебное пособие / Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 177 с.;
21. Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2002.;
22. Октябрьский район: Общая информация. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://oktyabr.amurobl.ru/pages/rayon/obshchaya-informatsiya/> (дата обращения: 15.05.2025);
23. Мясоедов Ю.В. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: сборник учебнометодических материалов для направления подготовки 13.03.02. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2017. – 201 с.;
24. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования». – Введ. 23.03.1998 г. – М.: Московский энергетический институт;
25. Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 2022 г.;
26. Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт послеаварийного режима максимальных нагрузок при отключении
линии ПП – Отпайка Хвойная 2

Таблица А.1 – Расчётное напряжение узлов

Название узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчётное напряжение, кВ	Отклонения напряжения
БТЭЦ ТГ 1	6,000	6,500	8,333
БТЭЦ ТГ 2	10,000	10,500	5,000
БТЭЦ ТГ 3	10,000	10,500	5,000
БТЭЦ ТГ 4	10,000	10,600	6,000
РГРЭС ТГ 6	6,000	6,267	4,447
РГРЭС ТГ 7	6,000	6,300	5,000
Амурская	220,000	238,060	8,209
Завитая	220,000	236,760	7,618
Благовещенская ТЭЦ	110,000	119,785	8,895
Отпайка Кооперативная	110,000	119,743	8,857
Отпайка Чигири 1	110,000	119,626	8,751
Отпайка Чигири 2	110,000	119,625	8,750
Чигири 1	110,000	119,618	8,743
Благовещенская СН	110,000	119,554	8,686
Благовещенская ВН	220,000	233,979	6,354
Отпайка Новая 1	110,000	119,575	8,705
Отпайка Новая 2	110,000	119,587	8,715
Новая 1	110,000	119,543	8,676
Отпайка Сетевая 1	110,000	119,181	8,346
Отпайка Сетевая 2	110,000	119,207	8,370
Сетевая 1	110,000	119,125	8,295
Центральная	110,000	119,148	8,317
Отпайка Северная 1	110,000	119,198	8,362
Отпайка Северная 2	110,000	119,162	8,329
Северная 1	110,000	119,008	8,189

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт послеаварийного режима максимальных нагрузок при отключении
линии ПП – Отпайка Хвойная 2

Продолжение таблицы А.1

Отпайка Кирпичная	110,000	119,447	8,588
Волково	110,000	117,427	6,752
Ивановка	110,000	116,812	6,192
Полевая	110,000	116,959	6,326
Отпайка Анновка	110,000	117,086	6,442
Озерная	110,000	117,168	6,516
Хвойная	110,000	117,380	6,709
Хвойная	220,000	235,646	7,112
Тамбовка	110,000	116,198	5,634
Михайловка	110,000	117,532	6,848
Райчихинская ГРЭС	110,000	119,922	9,020
Завитая	220,000	236,760	7,618
Благовещенская ТЭЦ	110,000	119,785	8,895
Отпайка Кооперативная	110,000	119,743	8,857
Отпайка Чигири 1	110,000	119,626	8,751
Отпайка Чигири 2	110,000	119,625	8,750
Чигири 1	110,000	119,618	8,743
Благовещенская СН	110,000	119,554	8,686
Благовещенская ВН	220,000	233,979	6,354
Отпайка Новая 1	110,000	119,575	8,705
Отпайка Новая 2	110,000	119,587	8,715
Новая 1	110,000	119,543	8,676
Отпайка Сетевая 1	110,000	119,181	8,346
Отпайка Сетевая 2	110,000	119,207	8,370
Сетевая 1	110,000	119,125	8,295
Центральная	110,000	119,148	8,317
Отпайка Северная 1	110,000	119,198	8,362
Северная 1	110,000	119,008	8,189

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт послеаварийного режима максимальных нагрузок при отключении
линии ПП – Отпайка Хвойная 2

Продолжение таблицы А.1

Отпайка Кирпичная	110,000	119,447	8,588
Волково	110,000	117,427	6,752
Ивановка	110,000	116,812	6,192
Полевая	110,000	116,959	6,326
Отпайка Анновка	110,000	117,086	6,442
Озерная	110,000	117,168	6,516
Хвойная	110,000	117,380	6,709
Хвойная	220,000	235,646	7,112
Тамбовка	110,000	116,198	5,634
Михайловка	110,000	117,532	6,848
Райчихинская ГРЭС	110,000	119,922	9,020
Райчихинская ГРЭС	220,000	235,737	7,153
РГРЭС АТ	220,000	231,697	5,317
Чигири 2	110,000	119,621	8,746
Новая 2	110,000	119,556	8,688
Сетевая 2	110,000	119,013	8,194
Северная 2	110,000	119,134	8,304
РГРЭС СН 6	35,000	35,995	2,843
РГРЭС СН 7	35,000	36,177	3,362
Хвойная НН 1	35,000	35,982	2,805
Хвойная НН 2	35,000	35,937	2,677
Белогорск/Т	220,000	232,941	5,882
Короли/Т	220,000	236,232	7,378
Отпайка Хвойная 1	220,000	235,662	7,119
Отпайка Хвойная 2	220,000	236,422	7,465
НПС-26	220,000	35,982	2,805
Отпайка Белогорск 1	220,000	236,435	7,470
Отпайка Белогорск 2	220,000	232,991	5,905
Варваровка	220,000	239,187	8,721
ЗВЭС НН 1	20	19,996	-0,019

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт послеаварийного режима максимальных нагрузок при отключении
линии ПП – Отпайка Хвойная 2

Продолжение таблицы А.1

ЗВЭС НН 2	20	19,996	-0,019
ЗВЭС НН 3	20	19,996	-0,019
ЗВЭС НН 4	20	19,996	-0,019
ЗВЭС ВН 1	220	241,614	9,825
ЗВЭС ВН 2	220	241,614	9,825
ЗВЭС ОСШ	220,000	241,614	9,825
ЗВЭС ПП 1	220,000	241,662	9,846
ЗВЭС ПП 2	220,000	240,031	9,105
ЗВЭС Л1	220,000	241,616	9,825
ЗВЭС Л2	220,000	241,616	9,825
ЗВЭС Л3	220,000	241,615	9,825
ЗВЭС Л4	220,000	241,615	9,825
ЗВЭС Л5	220,000	241,615	9,825
ЗВЭС Л6	220,000	241,615	9,825

Таблица А.2 – Токовые загрузки линий

Название линии	Ток в начале линии, А	Ток в конце линии, А	Допустимый ток, А	Токовая загрузка, %
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	298,991	298,984	915,900	32,644
Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	268,094	268,043	915,900	29,271
Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	41,084	41,096	657,900	6,247
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	229,109	229,006	915,900	25,015
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	281,357	281,297	915,900	30,719

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт послеаварийного режима максимальных нагрузок при отключении
линии ПП – Отпайка Хвойная 2

Продолжение таблицы А.2

Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	61,359	61,366	657,900	9,328
Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	221,568	221,466	915,900	24,191
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	438,880	431,540	915,900	47,918
Отпайка Новая 1 - Новая 1	42,276	42,328	657,900	6,434
Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	389,648	386,153	657,900	59,226
Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	160,624	160,674	503,100	31,937
Отпайка Сетевая 1 - Центральная	226,789	230,585	657,900	35,049
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	423,168	416,040	915,900	46,202
Отпайка Новая 2 - Новая 2	39,837	39,872	657,900	6,060
Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	376,240	372,726	657,900	57,188
Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 1	76,112	76,172	503,100	15,140
Отпайка Сетевая 2 - Центральная	297,304	299,114	657,900	45,465
Центральная - Отпайка Северная 1	108,078	107,614	786,900	13,735

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт послеаварийного режима максимальных нагрузок при отключении
линии ПП – Отпайка Хвойная 2

Продолжение таблицы А.2

Центральная - Отпайка Северная 2	63,671	63,161	786,900	8,091
Отпайка Северная 1 - Отпайка Керпичная	126,124	125,676	657,900	19,171
Отпайка Керпичная - Благовещенская СН	145,017	144,862	657,900	22,042
Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	77,564	76,352	657,900	11,790
Волково - Ивановка	38,757	40,392	503,100	8,029
Ивановка - Полевая	13,257	13,905	503,100	2,764
Полевая - Отпайка Анновка	21,718	22,502	503,100	4,473
Отпайка Анновка - Озерная	23,346	24,690	503,100	4,908
Озерная - Хвойная	32,238	34,254	503,100	6,809
Волково - Тамбовка	161,679	160,811	503,100	32,136
Тамбовка - Михайловка	59,014	49,711	503,100	11,730
Михайловка - Райчихинская ГРЭС	47,002	35,047	503,100	9,343
Отпайка Северная 1 - Северная 1	57,671	57,770	657,900	8,781

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт послеаварийного режима максимальных нагрузок при отключении
линии ПП – Отпайка Хвойная 2

Продолжение таблицы А.2

Отпайка Северная 2 - Северная 2	35,962	36,022	657,900	5,475
Благовещенская ВН - Амурская	171,898	149,259	915,900	18,768
Благовещенская ВН - Амурская	176,763	156,176	1064,250	16,609
Отпайка Хвойная 1 - Хвойная	55,093	55,181	786,900	7,012
Отпайка Хвойная 2 - Хвойная	0,000	0,000	786,900	0,000
Завитая - Райчихинская ГРЭС	93,585	94,903	915,900	10,362
Завитая - Райчихинская ГРЭС	93,534	94,796	915,900	10,350
Амурская - НПС-26	128,335	127,164	786,900	16,309
НПС-26 - Отпайка Белогорск 1	104,236	104,515	915,900	11,411
Отпайка Белогорск 1 - Короли/Т	16,657	17,967	915,900	1,962
Короли/Т - Отпайка Хвойная 2	25,349	22,243	915,900	2,768
Отпайка Хвойная 2 - Завитая	22,243	16,885	915,900	2,429
Амурская - Отпайка Белогорск 2	84,491	111,128	786,900	14,122

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт послеаварийного режима максимальных нагрузок при отключении
линии ПП – Отпайка Хвойная 2

Продолжение таблицы А.2

Отпайка Белогорск 2 - Белогорск/Т	214,045	214,920	915,900	23,465
Белогорск/Т - Отпайка Хвойная 1	260,349	261,517	915,900	28,553
Отпайка Хвойная 1 - Завитая	622,436	617,303	915,900	67,959
Волково - Центральная	297,526	297,462	657,900	45,224
Благовещенская ВН - Варваровка	478,990	480,899	915,900	52,506
ЗВЭС Л1 - Варваровка	669,632	669,080	786,900	85,097
ЗВЭС Л2 - Варваровка	669,632	669,080	786,900	85,097
ЗВЭС Л3 - ЗВЭС ПП 1	7,033	0,000	786,900	0,894
ЗВЭС Л4 - ЗВЭС ПП 2	464,149	463,830	786,900	58,984
ЗВЭС Л5 - ЗВЭС ПП 1	7,033	0,000	786,900	0,894
ЗВЭС Л6 - ЗВЭС ПП 2	464,149	463,830	786,900	58,984
Завитая - Варваровка	836,634	842,289	915,900	91,963
ЗВЭС ПП 1 - Отпайка Хвойная 2	0,000	0,000	915,900	0,000
ЗВЭС ПП 2 - Отпайка Хвойная 1	911,661	909,933	915,900	99,537

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт послеаварийного режима максимальных нагрузок при отключении
линии Благовещенская ТЭЦ – ПС Центральная

Таблица А.3 – Расчётное напряжение узлов

Название линии	Ток в начале линии, А	Ток в конце линии, А	Допустимый ток, А	Токовая загрузка, %
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Кооперативная	414,513	414,503	915,900	45,257
Отпайка Кооперативная - Отпайка Чигири 1	383,929	383,871	915,900	41,918
Отпайка Чигири 1 - Чигири 2	40,829	40,842	657,900	6,208
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	345,229	345,127	915,900	37,693
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	397,097	397,027	915,900	43,356
Отпайка Чигири 2 - Чигири 1	60,979	60,987	657,900	9,270
Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	337,738	337,637	915,900	36,875
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	0,000	0,000	915,900	0,000
Отпайка Новая 1 - Новая 1	0,000	0,000	657,900	0,000
Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	0,000	0,000	657,900	0,000
Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 2	0,000	0,000	503,100	0,000

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт послеаварийного режима максимальных нагрузок при отключении
линии Благовещенская ТЭЦ – ПС Центральная

Продолжение таблицы А.3

Центральная - Отпайка Северная 2	63,671	63,161	786,900	8,091
Отпайка Северная 1 - Отпайка Керпичная	126,124	125,676	657,900	19,171
Отпайка Керпичная - Благовещенская СН	145,017	144,862	657,900	22,042
Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	77,564	76,352	657,900	11,790
Волково - Ивановка	38,757	40,392	503,100	8,029
Ивановка - Полевая	13,257	13,905	503,100	2,764
Полевая - Отпайка Анновка	21,718	22,502	503,100	4,473
Отпайка Анновка - Озерная	23,346	24,690	503,100	4,908
Озерная - Хвойная	32,238	34,254	503,100	6,809
Волково - Тамбовка	161,679	160,811	503,100	32,136
Тамбовка - Михайловка	59,014	49,711	503,100	11,730
Михайловка - Райчихинская ГРЭС	47,002	35,047	503,100	9,343
Отпайка Северная 1 - Северная 1	57,671	57,770	657,900	8,781

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт послеаварийного режима максимальных нагрузок при отключении
линии Благовещенская ТЭЦ – ПС Центральная

Продолжение таблицы А.3

Отпайка Северная 2 - Северная 2	80,337	79,169	657,900	12,211
Благовещенская ВН - Амурская	40,217	41,082	503,100	8,166
Благовещенская ВН - Амурская	12,741	9,740	503,100	2,533
Отпайка Хвойная 1 - Хвойная	18,276	17,698	503,100	3,633
Отпайка Хвойная 2 - Хвойная	18,694	18,903	503,100	3,757
Завитая - Райчихинская ГРЭС	27,454	28,245	503,100	5,614
Завитая - Райчихинская ГРЭС	142,943	142,328	503,100	28,412
Амурская - НПС-26	40,773	30,456	503,100	8,104
НПС-26 - Отпайка Белогорск 1	45,862	37,940	503,100	9,116
Отпайка Белогорск 1 - Короли/Т	57,334	57,433	657,900	8,730
Короли/Т - Отпайка Хвойная 2	35,755	35,815	657,900	5,444
Отпайка Хвойная 2 - Завитая	69,237	40,547	915,900	7,559
Амурская - Отпайка Белогорск 2	70,590	43,506	1064,250	6,633

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт послеаварийного режима максимальных нагрузок при отключении
линии Благовещенская ТЭЦ – ПС Центральная

Продолжение таблицы А.3

Отпайка Белогорск 2 - Белогорск/Т	54,223	54,325	786,900	6,904
Белогорск/Т - Отпайка Хвойная 1	0,000	0,000	786,900	0,000
Отпайка Хвойная 1 - Завитая	97,473	98,350	915,900	10,738
Волково - Центральная	97,419	98,239	915,900	10,726
Благовещенская ВН - Варваровка	254,642	254,468	786,900	32,360
ЗВЭС Л1 - Варваровка	429,926	429,625	786,900	54,635
ЗВЭС Л2 - Варваровка	450,710	450,568	786,900	57,277
ЗВЭС Л3 - ЗВЭС ПП 1	429,926	429,625	786,900	54,635
ЗВЭС Л4 - ЗВЭС ПП 2	450,708	450,567	786,900	57,276
ЗВЭС Л5 - ЗВЭС ПП 1	334,541	336,953	915,900	36,789
ЗВЭС Л6 - ЗВЭС ПП 2	171,194	171,221	915,900	18,694
Завитая - Варваровка	226,272	226,933	915,900	24,777
ЗВЭС ПП 1 - Отпайка Хвойная 2	688,392	687,283	915,900	75,160
ЗВЭС ПП 2 - Отпайка Хвойная 1	677,720	676,494	915,900	73,995