

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 Благовещенской ветряной электростанции в Амурской области

Исполнитель

студент группы 142-об2

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.И. Карпенюк

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

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

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 Карпенко Александра Ильича

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

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 11.06.2025 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Контрольные замеры нагрузок по подстанциям в Амурской области, схема электрических сетей Амурской области, материалы преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): обоснование актуальности строительства Благовещенской ВЭС, разработка вариантов схем выдачи мощности Благовещенской ВЭС, выбор номинального напряжения, выбор силовых трансформаторов Благовещенской ВЭС, выбор марок и сечений проводов для схемы выдачи мощности Благовещенской ВЭС, выбор оптимального варианта схемы выдачи мощности, расчет токов короткого замыкания, выбор основного оборудования Благовещенской ВЭС, молниезащита и заземление, расчет релейной защиты, безопасность и экологичность.

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

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – Андрей Борисович Булгаков, доцент, канд. техн. наук.

7. Дата выдачи задания 05.03.2025 г.

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

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

Задание принял к исполнению (дата): 05.03.2025 \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 137 с., 17 рисунков, 44 таблицы, 146 формул, 28 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 Благовещенской ВЭС. Из двух технически осуществимых вариантов выбран наиболее оптимальный по дисконтированным затратам.

В ходе выполнения работы выполнен анализ энергетической системы Центрального района Амурской области, произведен расчет режимов части существующей сети. Разработаны варианты выдачи мощности Благовещенской 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 Благовещенской ВЭС. Рассмотрен вопрос релейной защиты и охраны труда на станции, выполнен расчет защиты повышающего трансформатора, рассмотрен вопрос пожарной безопасности на объекте.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Общая характеристика Центрального района Амурской области	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Центрального района Амурской области	10
1.2 Характеристика электрических сетей Центрального района Амурской области	11
1.3 Характеристика источников питания	13
1.4 Анализ существующих режимов	14
1.5 Обоснование целесообразности включения Благовещенской ВЭС в электрическую сеть	19
2 Разработка структурной схемы ветряной электростанции	22
3 Разработка и технический анализ вариантов включения Благовещенской ВЭС	24
3.1 Выбор номинального напряжения сети	29
3.2 Выбор марок и сечений проводов	29
3.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	32
4 Выбор оптимального варианта выдачи мощности Благовещенской ВЭС	35
4.1 Расчет капиталовложений	35
4.2 Расчет капиталовложений на строительство ВЛЭП	35
4.3 Расчет ежегодных эксплуатационных издержек	38
5 Расчет токов короткого замыкания	40
5.1 Определение параметров элементов схем замещения	41
6 Выбор и проверка высоковольтного оборудования	47
6.1 Выбор и проверка выключателей	47
6.2 Выбор и проверка разъединителей	50
6.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	52
6.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	55

6.5	Выбор и проверка токоведущих частей	57
6.6	Выбор и проверка изоляторов	59
6.7	Выбор ОПН	61
6.8	Выбор и проверка СН	64
6.9	Выбор и проверка системы оперативного тока и аккумуляторных батарей	65
7	Разработка молниезащиты и заземления Благовещенской ВЭС	67
7.1	Грозоупорность воздушных линий	67
7.2	Защита от прямых ударов молнии	78
7.3	Расчет заземления	81
8	Релейная защита и автоматика	86
8.1	Защита трансформатора	86
8.2	Защита воздушных линий	94
8.3	Автоматика	94
9	Расчет и анализ установившихся режимов схемы выдачи мощности	97
9.1	Выбор эквивалента сети для расчета режимов	97
9.2	Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов	97
9.3	Подготовка исходных данных для расчета	98
9.4	Расчет максимального режима и его анализ	99
9.5	Расчет минимального режима и его анализ	103
9.6	Расчет послеаварийных режимов и их анализ	107
10	Инвестиционная привлекательность принятого варианта схемы выдачи мощности	116
11	Безопасность и экологичность	119
11.1	Безопасность	119
11.2	Экологичность	123
11.3	Пожаробезопасность	128
	Заключение	132
	Библиографический список	134



## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АТ – автотрансформатор;

ВЭС – ветряная электростанция;

ГРЭС – государственная районная электростанция;

КЗ – короткое замыкание;

ЛЭП – линии электропередачи;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПБВ – переключение без возбуждения;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РПН – регулирование под нагрузкой;

РУ – распределительное устройство;

СВМ – схема выдачи мощности;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль.

## 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 Центральном районе Амурской области. Разработка вариантов конфигурации электрической сети для выдачи мощности Благовещенской ветряной электростанции заключается в анализе существующей энергетической системы Центрального района Амурской области, разработке и проведении сравнительного анализа разработанных вариантов включения Благовещенской 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 Благовещенской 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 Благовещенской ВЭС;
2. Произвести анализ электрических сетей Центрального района Амурской области;
3. Разработать и спроектировать варианты включения Благовещенской ВЭС в энергосистему Амурской области;
4. Провести технический анализ и выбрать оптимальный вариант схемы выдачи мощности Благовещенской ВЭС.

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 ПК для расчета электрических нагрузок – RastrWin 3.

# 1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЦЕНТРАЛЬНОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

## 1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Центрального района Амурской области

Планируемое расположение Благовещенской ветряной электростанции в Центральном районе Амурской области обусловило выбор именно этого района для дальнейшей характеристики. Амурская область располагается на юго-востоке Российской Федерации в азиатской ее части, между Становым хребтом на севере и рекой Амур на юге, где проходит государственная граница с Китаем. На западе область граничит с Забайкальским краем, на севере - с Республикой Саха (Якутия) и на востоке - с Хабаровским краем и Еврейской автономной областью. Почти вся территория области расположена в бассейне реки Амур.

Центральный район расположен в юго-западной части Амурской области, в средней части Амурско-Зейской равнины, в пригороде города Благовещенск. Площадь района 3,1 тыс. км<sup>2</sup>, расположен в пределах обширной Зейско-Бурейской аккумулятивной равнины и представляет собой левостороннюю часть долины р. Зей. Граничит на севере со Свободненским районом, на юго-востоке с Тамбовским районом. Восточная граница проходит по реке Зее с Белогорским, Серышевским, Ивановским районами, западная граница совпадает с международной границей России и проходит по реке Амур. Климат резко континентальный. Самый холодный месяц – январь. Самый теплый месяц – июль [10]. Направление ветра в Центральном районе Амурской области меняется в течении года, чаще всего в восточном направлении, реже – в северном [11].

Таблица 1 – Климатическая характеристика района

Наименования	Показатели
1	2
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/с	2,6
Район по гололеду	IV

1	2
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	25
Наименьшая температура воздуха, °С	-45,4
Среднегодовая температура воздуха, °С	1,3
Наибольшая температура воздуха, °С	39,4
Годовое количество осадков, мм	480
Число грозových часов в году	60
Среднегодовая скорость ветра (на высоте 10 м), м/с	1,9
Направление ветра	В, СВ
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	3
Сейсмичность района, балл.	7

Дальнейшие расчеты и выбор электрооборудования произведены на основе климато-географической характеристики Центрального района Амурской области.

## **1.2 Характеристика электрических сетей Центрального района Амурской области**

В Центральном районе Амурской области электроснабжение осуществляется через разветвленную сеть магистральных и распределительных ЛЭП разного напряжения. На территории Центрального района Амурской области системообразующая сеть энергосистемы сформирована на напряжении 500-220 кВ, распределительная – на напряжении 110-35 кВ. Преимущественно радиальный, частично кольцевой тип сети.

В состав выбранного участка эквивалента сети будут входить следующие электрические станции и подстанции:

- Благовещенская ТЭЦ;
- Райчихинская ГРЭС;
- ПС Благовещенская;

- ПС Чигири;
- ПС Новая;
- ПС Сетевая;
- ПС Центральная;
- ПС Волково;
- ПС Ивановка;
- ПС Тамбовка;
- ПС Полевая;
- ПС Варваровка;
- ПС Озерная;
- ПС Хвойная;
- ПС Михайловка;
- ПС Завитая.

Ниже представлена карта-схема эквивалента выбранного участка существующей электрической сети Центрального района Амурской области.

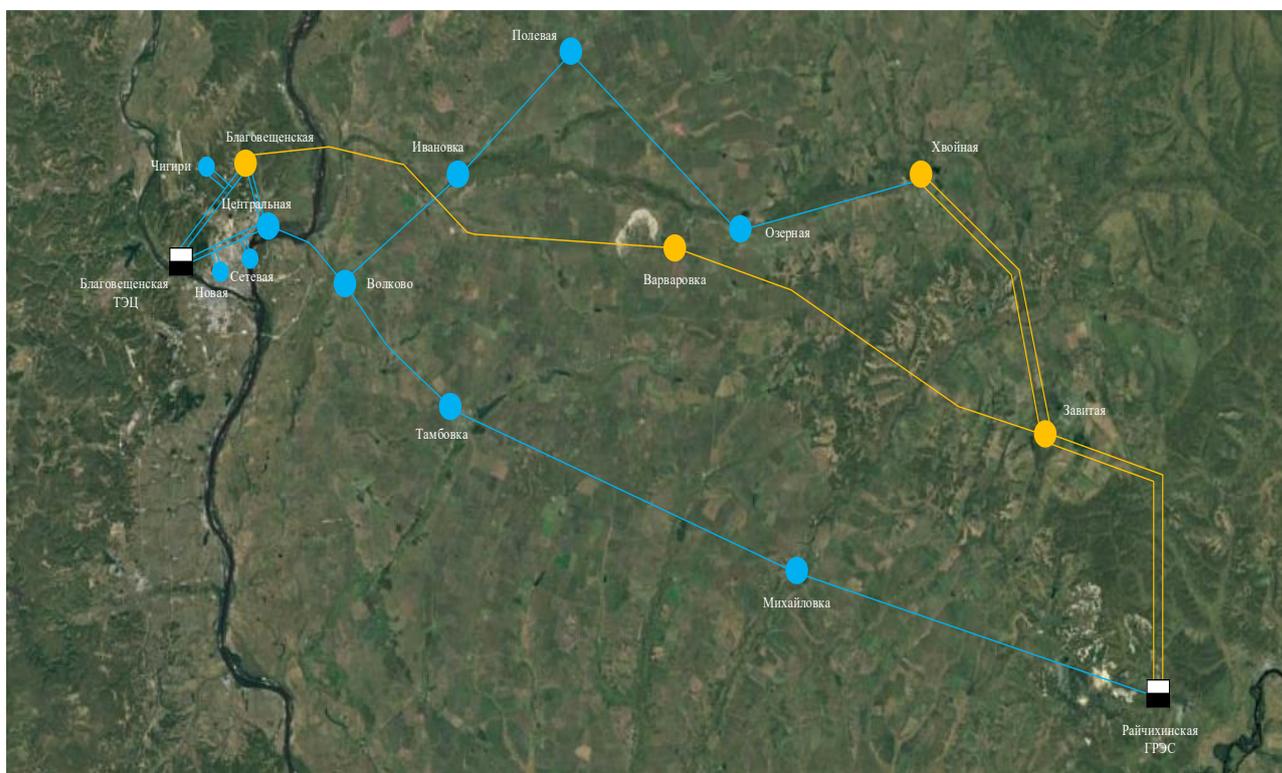


Рисунок 1 – Карта-схема эквивалента электросети Центрального района

### 1.3 Характеристика источников питания

Источниками питания Центрального района Амурской области являются Благовещенская ТЭЦ и Райчихинская ГРЭС.

#### 1. Благовещенская ТЭЦ

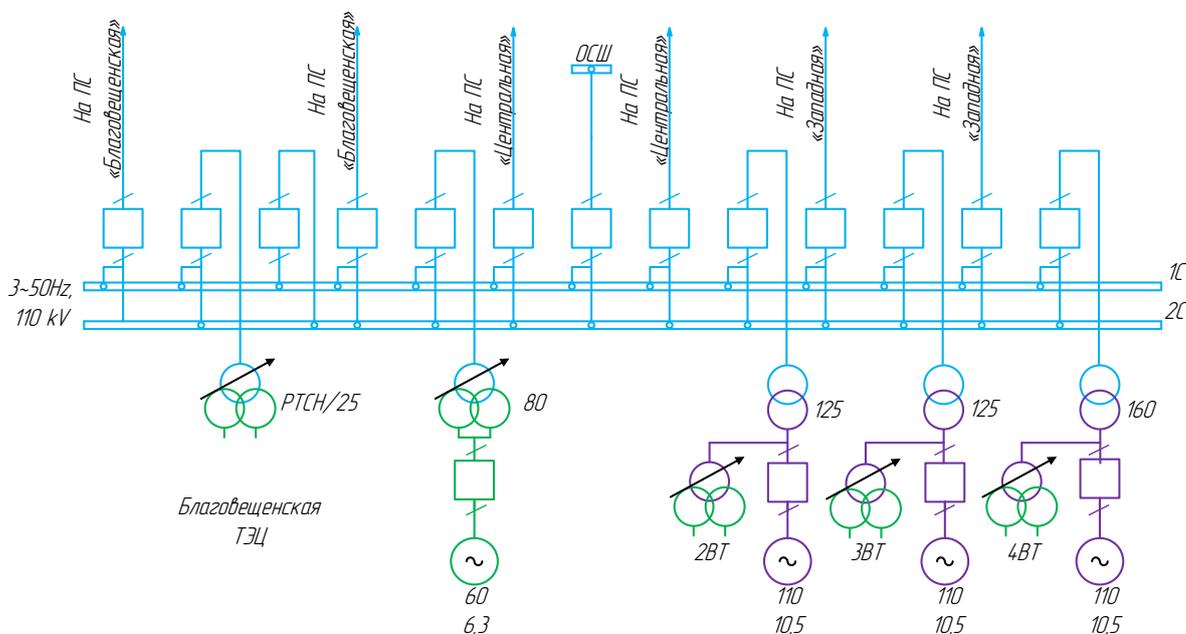


Рисунок 2 – Однолинейная электрическая схема Благовещенской ТЭЦ

Количество турбогенераторов – 4.

Установленная мощность – 404 МВт.

Месторасположение – г. Благовещенск.

Принципиальная схема РУ – ОРУ 110 кВ, «Две рабочие и обходная системы шин» (13Н).

Класс напряжения, на котором осуществляется выдача мощности – 110 кВ.

#### 2. Райчихинская ГРЭС

Количество турбогенераторов – 2.

Установленная мощность – 83 МВт.

Месторасположение – пгт. Прогресс.

Принципиальная схема РУ – ОРУ 220 кВ «Две рабочие и обходная системы шин» (13Н), ОРУ 110 кВ «Две рабочие и обходная системы шин» (13Н).

Класс напряжения, на котором осуществляется выдача мощности – 220, 110 кВ.

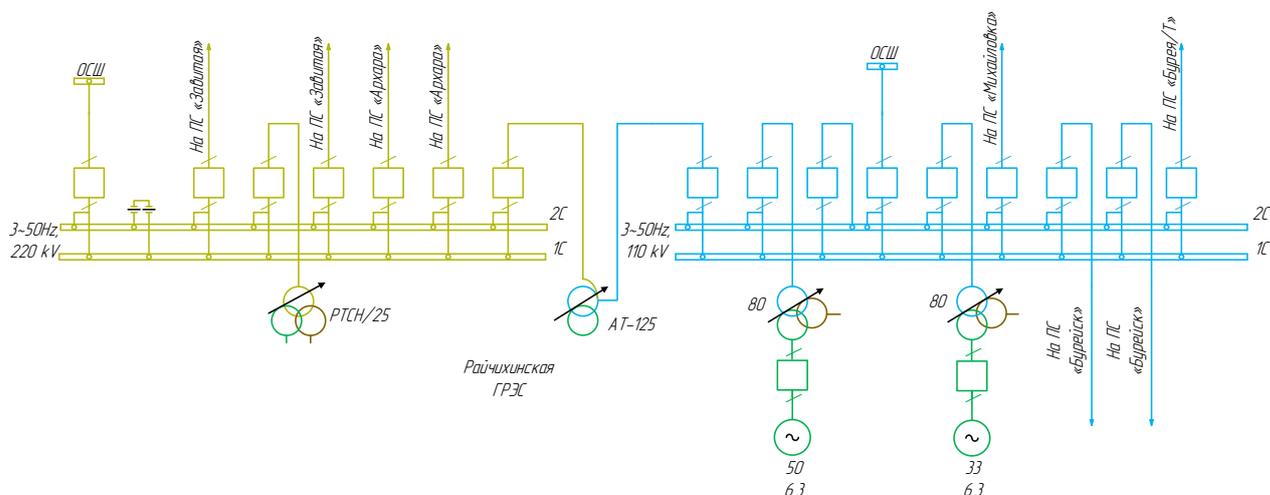


Рисунок 3 – Однолинейная электрическая схема Райчихинской ГРЭС

#### 1.4 Анализ существующих режимов

Расчет режима электрических сетей выполняется для определения:

- загрузки элементов электрической сети, соответствия пропускной способности сети предполагаемым потокам мощности [3];
- сечений проводов и кабелей, мощностей трансформаторов и АТ [1];
- уровня напряжений в узлах и элементах сети, мероприятий, обеспечивающих поддержание в допустимых пределах потерь мощности и электроэнергии для оценки экономичности работы сети и эффективности способов снижения потерь [1];
- уровня токов КЗ, соответствия существующей или намечаемой к установке аппаратуры ожидаемым токам КЗ, мероприятий по ограничению токов КЗ [1];
- пропускной способности сети по условиям устойчивости [1].

При анализе контрольных замеров за последние четыре года, было выявлено, что разница показателей несущественна, поэтому в качестве исходных данных взяты контрольные замеры за 18 декабря 2024 года.

Расчет режима производится в программно-вычислительном комплексе RastrWin 3. Программный комплекс RastrWin 3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем [6].

Нагрузка линий представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Нагрузка линий

Линия	Уном, кВ	04:00			8:00		
		P, МВт	Q, МВар	I, А	P, МВт	Q, МВар	I, А
1	2	3	4	5	6	7	8
Отпайка Чигири 1 - Чигири 1	110	-12,61	-3,49	62,87	-9,55	-1,82	46,61
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	110	-44,71	10,48	220,51	-46,66	4,97	225,02
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	110	-59,33	6,90	286,51	-58,14	3,01	278,77
Отпайка Чигири 2 - Чигири 2	110	-14,49	-3,31	71,37	-11,37	-1,67	55,09
Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	110	-44,80	10,52	220,96	-46,76	4,96	225,46
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	110	-79,16	5,023	380,491	-86,61	-3,94	415,15
Отпайка Новая 1 - Новая 1	110	-5,24	-1,63	26,41	-8,23	-1,75	40,38
Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	110	-74,11	7,16	357,36	-78,57	-1,6	376,72
Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 2	110	-16,81	-1,85	81,42	-24,11	-3,57	117,26
Отпайка Сетевая 2 - Центральная	110	-57,13	9,42	278,48	-54,18	2,38	260,76
Волково - Ивановка	110	-17,80	-0,24	86,93	-10,37	-2,7	53,52
Ивановка - Полевая	110	-8,27	3,71	44,55	-0,32	0,44	4,1
Озерная - Хвойная	110	-5,78	1,82	29,89	3,39	-1,29	21,09

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Волково - Тамбовка	110	-24,38	2,95	119,72	-19,8	0,35	96,71
Тамбовка - Михайловка	110	1,87	6,55	33,54	5,37	3,59	31,85
Михайловка - Райчихинская ГРЭС	110	10,79	4,96	57,76	15,79	2,53	78,16
Отпайка хвойная 1 - Хвойная	220	6,42	-1,26	16,09	2,22	0,06	5,44
Отпайка хвойная 2 - Хвойная	220	-14,72	-10,89	45,06	-19,68	-9,33	53,51
Завитая - Райчихинская ГРЭС	220	-17,27	-5,89	51,65	-44,58	1,53	108,97
Завитая - Райчихинская ГРЭС	220	-17,29	-5,80	51,60	-44,55	1,73	108,84
Отпайка хвойная 2 - Завитая	220	18,50	14,77	58,02	22,46	13,56	64,28
Отпайка хвойная 1 - Завитая	220	14,97	13,25	49,01	18,15	12,28	53,7
Центральная - Волково	110	-57,45	-0,57	276,43	-51,6	-6,5	250,64
Озерная - Полевая	110	6,88	-1,43	37,07	-1,59	1,89	12,13
Благовещенская ВН - Варваровка 1	220	-6,31	12,49	34,48	-6,92	15,12	40,93
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская ТЭЦ	110	57,26	-7,011	277,11	56,13	-3,17	269,64

Для нахождения максимальной нагрузочной плотности тока необходимо поделить максимальный ток нагрузки линии на сечение этой линии. Значение плотности тока берем согласно ПУЭ [2]. Для воздушных линий 110 и 220 кВ, при числе часов использования максимума нагрузки в год более 500 равно 1 [2]. Нормированное значение плотности тока и длительно допустимый ток при температуре 25 С°, взяты согласно [2]. Результаты приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Нагрузочная плотность тока

Линия	Уном, кВ	Нагрузочная плотность тока, А/мм <sup>2</sup>	Ток в день контрольного замера, А	Нормированное значение плотности тока, А/мм <sup>2</sup>	Длительно допустимый ток, А
1	2	3	4	5	6
Отпайка Чигири 1 - Чигири 1	110	0,1	46,61	1	510
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	110	0,32	225,02	1	710
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	110	0,39	278,77	1	710
Отпайка Чигири 2 - Чигири 2	110	0,11	55,09	1	510
Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	110	0,32	225,46	1	710
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	110	0,58	415,15	1	710
Отпайка Новая 1 - Новая 1	110	0,08	40,38	1	510
Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	110	0,74	376,72	1	510
Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 1	110	0,3	118,58	1	390
Отпайка Сетевая 1 - Центральная	110	0,51	259,59	1	510
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	110	0,58	415,01	1	710
Отпайка Новая 2 - Новая 2	110	0,08	40,4	1	510
Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	110	0,74	376,45	1	510

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 2	110	0,23	117,26	1	510
Отпайка Сетевая 2 - Центральная	110	0,51	260,76	1	510
Волково - Ивановка	110	0,14	53,52	1	390
Ивановка - Полевая	110	0,01	4,1	1	390
Озерная - Хвойная	110	0,05	21,09	1	390
Волково - Тамбовка	110	0,19	96,71	1	510
Тамбовка - Михай- ловка	110	0,06	31,85	1	510
Михайловка - Райчи- хинская ГРЭС	110	0,2	78,16	1	390
Отпайка хвойная 1 - Хвойная	220	0,01	5,44	1	610
Отпайка хвойная 2 - Хвойная	220	0,09	53,51	1	610
Завитая - Райчихин- ская ГРЭС	220	0,15	108,97	1	710
Завитая - Райчихин- ская ГРЭС	220	0,15	108,84	1	710
Отпайка хвойная 2 - Завитая	220	0,09	64,28	1	710
Отпайка хвойная 1 - Завитая	220	0,08	53,7	1	710
Центральная - Вол- ково	110	0,49	250,64	1	510
Озерная - Полевая	110	0,03	12,13	1	390
Благовещенская ВН - Варваровка 1	220	0,06	40,93	1	710
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская ТЭЦ	110	0,38	269,64	1	710

В таблице 4 приведены напряжения на подстанциях.

Таблица 4 – Напряжения на подстанциях

Подстанции	Uном, кВ	Напряжение контрольных замеров, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения от контрольных замеров, %
1	2	3	4	5
Благовещенская	220	231,48	234,51	1,3
	110	120,49	120,32	0,14
Чигири	110	120,50	120,40	0,08
Центральная	110	120,08	120,01	0,06
Сетевая	110	120,06	119,95	0,09
Новая	110	120,46	120,41	0,04
Волково	110	119,30	118,21	0,92
Тамбовка	110	117,55	117,11	0,38
Михайловка	110	118,52	118,13	0,52
Завитая	220	236,76	236,76	0
Хвойная	220	235,76	235,60	0,07
	110	116,49	117,40	0,78
Варваровка	220	232,60	235,64	1,3
Озерная	110	116,76	117,40	0,55
Полевая	110	117,12	117,43	0,26
Ивановка	110	117,02	117,47	0,38

Результаты контрольных замеров показывают, что напряжение на шинах подстанций находится в рамках допустимых и не превышает 10%.

### **1.5 Обоснование целесообразности включения Благовещенской ВЭС в электрическую сеть**

Амурская область является регионом с динамично развивающейся промышленностью, включая газохимию, золотодобычу, сельское хозяйство и другие отрасли. Эти отрасли характеризуются высоким уровнем энергопотребления,

которое будет только расти. Это создает потребность в увеличении генерирующих мощностей и диверсификации источников питания.

В таблице 5 представлены показатели производства и потребления электроэнергии в Амурской области за 2019 – 2023 годы.

Таблица 5 – Производство и потребление энергии Амурской области за 2019 – 2023 годы, млн кВт·ч

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023
Выработка	15607	16405	18998	19871	18063
Электропотребление	8863	9124	9602	10069	10564

Таблица 6 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Амурской области за 2025 – 2030 годы, млн кВт·ч

Показатель	2024 оценка	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Электропотребление	11445	12176	13787	15231	15912	15900	15913

Центральный район Амурской области обладает значительным потенциалом для развития ветроэнергетики. Благовещенская ветряная электростанция станет первой электростанцией такого типа и самой крупнейшей по мощности в России. Установленная мощность ветряной электростанции составляет 1000 МВт. Расположение электростанции планируется вблизи села Волково.

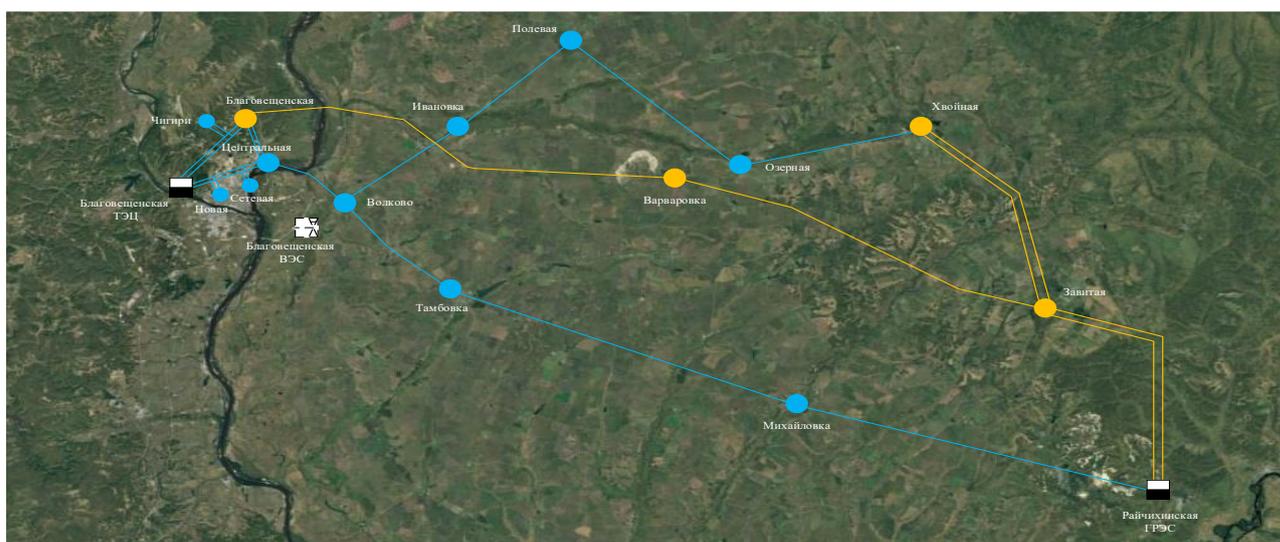


Рисунок 6 – Месторасположение Благовещенской ВЭС

Строительство Благовещенской ВЭС может рассматриваться с различных перспектив, даже если текущее потребление энергии меньше существующей выработки. Вот несколько ключевых причин:

1. Долгосрочная энергетическая безопасность: ветер является возобновляемым ресурсом, который может обеспечить устойчивый источник энергии для региона. Это снижает зависимость от ископаемых источников и может защитить от колебаний цен на топливо.

2. Экологические преимущества: ветряная энергия является чистым источником энергии, который не производит выбросов углекислого газа в атмосферу. Это важный шаг в направлении достижения экологических целей и снижения углеродного следа.

3. Диверсификация энергетического микса: добавление ветряной энергии в энергетический микс региона способствует диверсификации источников энергии, что делает систему более устойчивой к внешним и внутренним факторам риска, таким как перебои в поставках топлива или износ инфраструктуры.

4. Экономические стимулы: развитие новых инфраструктурных проектов, таких как ветряные электростанции, может стимулировать местную экономику. Это включает создание рабочих мест в области строительства и эксплуатации, а также продвижение новых технологий и инноваций.

5. Региональное развитие и привлечение инвестиций: успешная реализация проекта может привлечь дополнительные инвестиции в регион, включая развитие связанной инфраструктуры и исследовательских инициатив. Это может повысить привлекательность региона для других проектов в области устойчивой энергетики.

Таким образом, строительство Благовещенской ВЭС может предоставить значительные преимущества как в экологическом, так и в экономическом плане, даже при текущем уровне потребления энергии.

## 2 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ БЛАГОВЕЩЕНСКОЙ ВЭС

При проектировании ветроустановок надо учитывать их следующие особенности:

- для обеспечения максимально эффективной работы ветроколеса следует изменять частоту его вращения при изменении скорости ветра, сохраняя постоянным коэффициент быстроходности, в то же время для максимально эффективной работы ветрогенератора необходима практически постоянная частота вращения [13];

- механические системы управления частотой вращения ветроколеса достаточно сложны и дороги, поэтому гораздо эффективнее и дешевле управлять частотой его вращения, изменяя электрическую нагрузку ветрогенератора [13];

- оптимальная частота вращения ветроколеса тем меньше, чем больше его радиус, поэтому только очень маленькие ветроколеса удается соединять с генератором напрямую. При больших размерах ветроколеса приходится использовать мультипликаторы, удорожающие ветроустановку и ее обслуживание. Альтернативой могут стать многополюсные ветрогенераторы, работающие при меньших частотах вращения [13];

- в конструкции ветроустановки предусматривается возможность отключения генератора от ветроколеса и вращения его от химического или механического аккумулятора энергии, поэтому систему управления ветрогенератором не связывают с работой ветроколеса. При отсутствии такой связи даже при мягком соединении генератора с ветроколесом необходимы специальные демпфирующие устройства для исключения механических ударов, перегрузок и бросков напряжений на выходе ветрогенератора [13]. На рисунке 7 представлена структурная схема подключения ветрогенератора.

Дизельная электростанция как гарантированный источник энергии в комбинации с возобновляемым источником энергии позволяет создать универсальный энергетический комплекс с удовлетворительными технико-экономическими параметрами, который обеспечивает надежное электроснабжение объектов

электроэнергетики. Энергетический комплекс, состоящий из двух источников энергии каждый из которых может покрывать электрическую нагрузку в определенный временной интервал. При высоких значениях потенциала ветряной электроустановки предусматривается отключение дизельной электростанции, с целью экономии дизельного топлива и продления срока службы дизельной электростанции. На рисунке 8 представлена обобщенная схема гибридной системы электроснабжения.

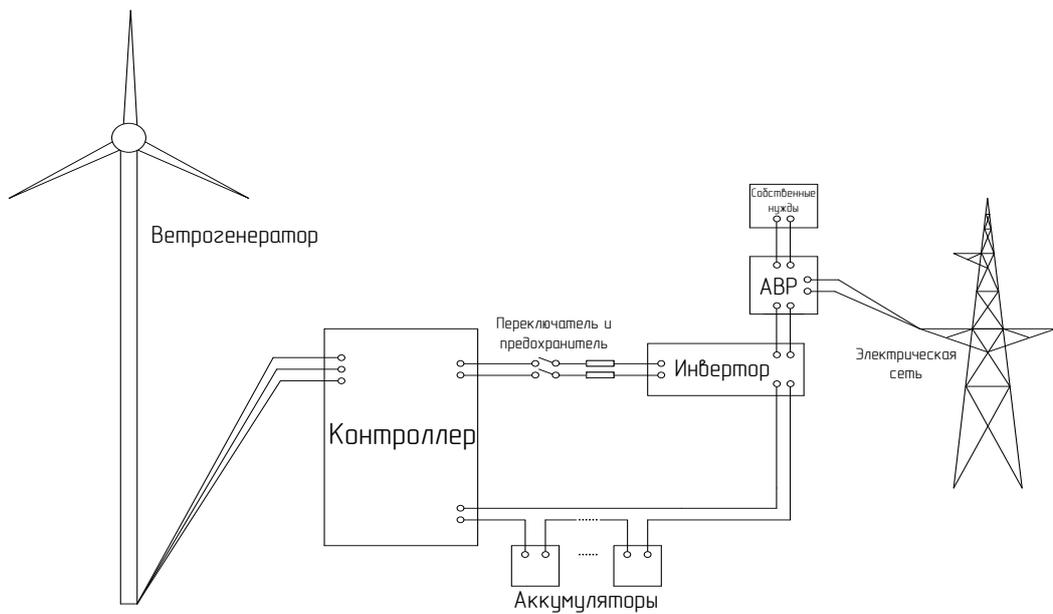


Рисунок 7 – Структура подключения ветрогенератора

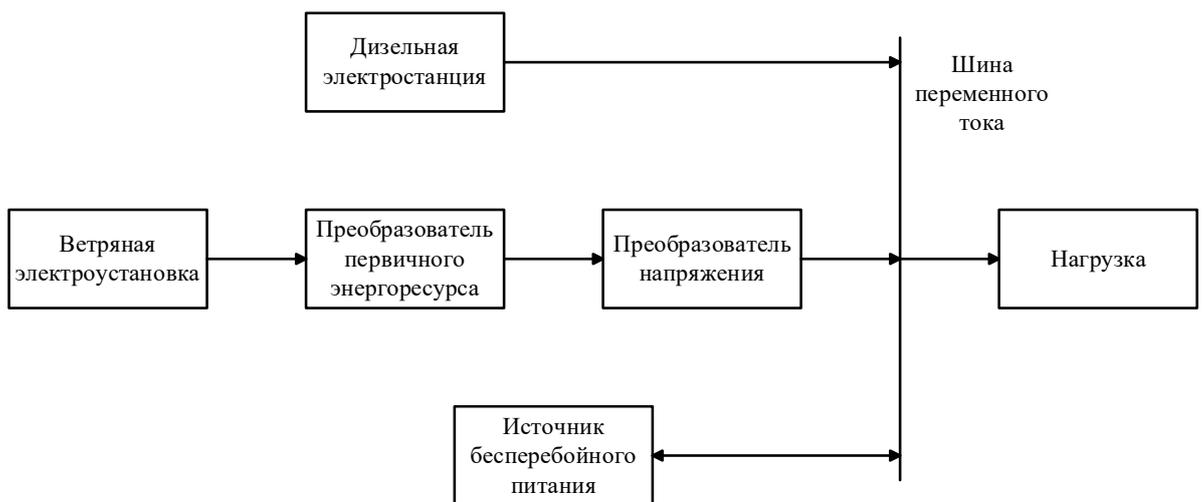


Рисунок 8 – Обобщенная схема гибридной системы электроснабжения

### 3 РАЗРАБОТКА И ТЕХНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ ВКЛЮЧЕНИЯ БЛАГОВЕЩЕНСКОЙ ВЭС

Схема подключения должна с минимальными капиталовложениями обеспечивать необходимый уровень надежности электроснабжения, требуемое качество электроэнергии, безопасность эксплуатации сети, а также должна учитывать дальнейшее развитие сети и подключения новых потребителей [1].

При выборе варианта выдачи мощности необходимо учесть следующие требования к проектированию станции:

- Схема выдачи мощности должна быть построена так, чтобы повреждение в сети не приводило к полной остановке электростанции или потере собственных нужд [2];

- Применение, как правило, на электростанции не более двух РУ повышенных напряжений [2];

- Пропускная способность всего комплекса электротехнического оборудования, посредством которого генератор присоединяется к РУ электростанции, должна обеспечивать выдачу полной номинальной мощности генератора до шин указанного РУ [2];

- Класс напряжения РУ и ЛЭП схемы выдачи мощности выбраны в соответствии со шкалой номинальных напряжений, принятых в энергосистемах России: 6-10-20-35-110(157)-220-330-500-750 кВ [2];

- Предполагаемые к строительству ЛЭП присоединяются к узловым подстанциям [2];

- Блочные повышающие трансформаторы (автотрансформаторы) должны, как правило, иметь ПБВ или РПН. Трансформаторы и автотрансформаторы связи должны иметь регулирование напряжения под нагрузкой [2];

- В цепи каждого генератора на генераторном напряжении устанавливается выключатель и разъединитель [2];

- Для обоснования основных технических решений по сооружению межсистемной электрической связи должны быть рассмотрены не менее двух вариантов сооружения линий электропередачи с различными точками (подстанциями) их присоединения к электрическим сетям [3].

Предложено 4 варианта схем выдачи мощности, из них в следствии обоснованного отбора должна остаться одна схема.

## Вариант схемы выдачи мощности № 1.

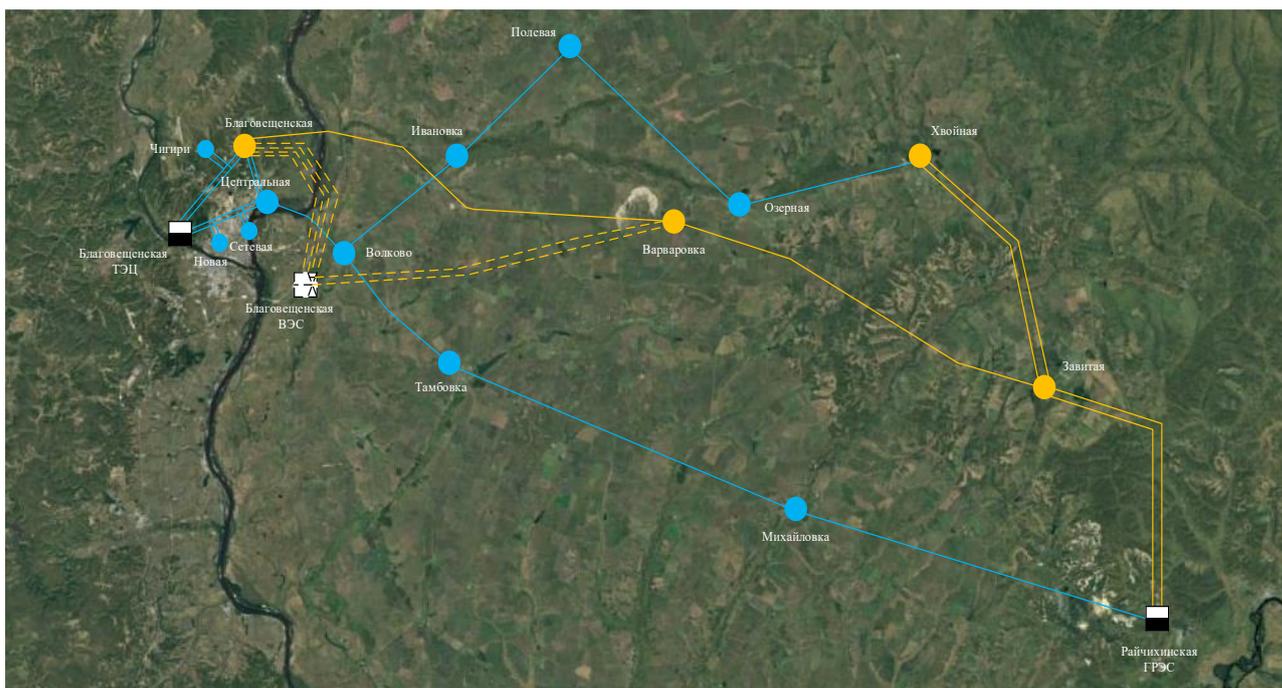


Рисунок 9 – Карта-схема варианта № 1

По данному варианту предусматривается выполнение следующих мероприятий:

1. Строительство ОРУ 220 кВ по схеме №220-13Н «Две рабочие и обходная системы шин»;
2. Замена схемы РУ на ПС Варваровка на схему №220-13Н «Две рабочие и обходная системы шин»;
3. Строительство двух ВЛ 220 кВ Благовещенская ВЭС – ПС Благовещенская протяженностью приблизительно 18,9 км;
4. Строительство ВЛ 220 кВ Благовещенская ВЭС – ПС Варваровка протяженностью приблизительно 60 км.

Суммарная протяженность сооружаемых линий электропередачи составляет приблизительно 80 км.

Общее число выключателей на 220 кВ – 16.

## Вариант схемы выдачи мощности № 2.

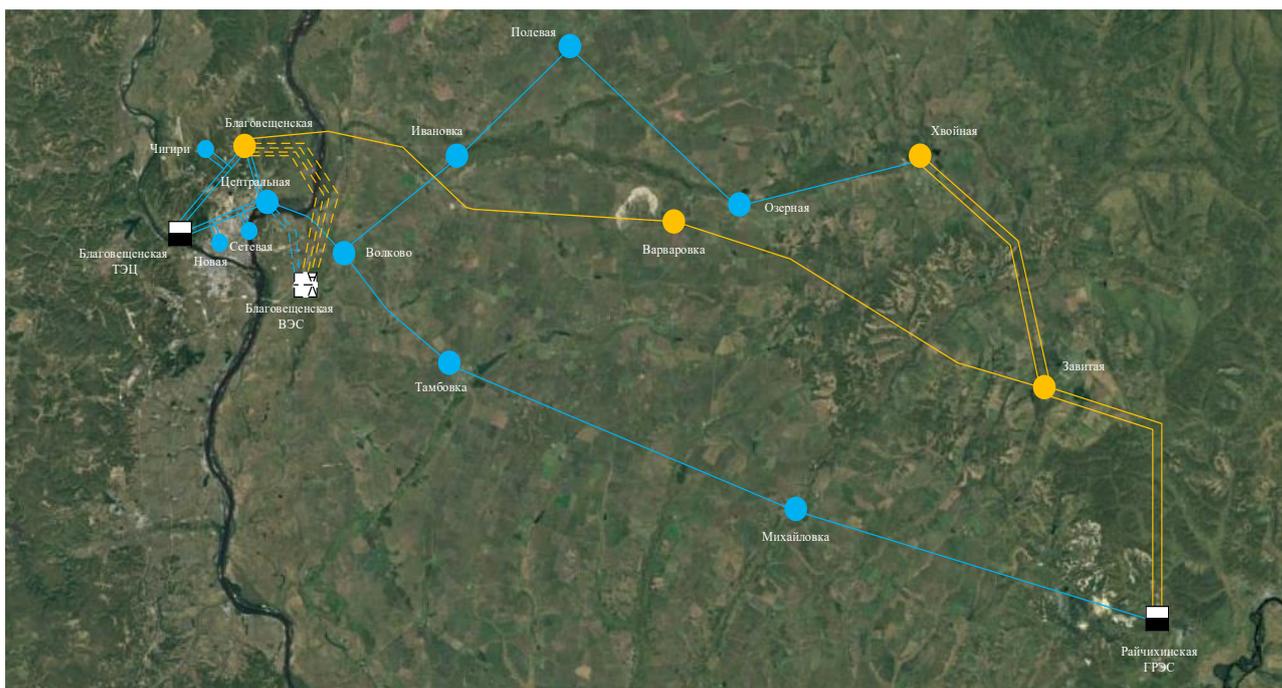


Рисунок 10 – Карта-схема варианта № 2

По данному варианту предусматривается выполнение следующих мероприятий:

1. Строительство ОРУ 220 кВ по схеме №220-13Н «Две рабочие и обходная системы шин»;
2. Строительство ОРУ 110 кВ по схеме №110-7 «Четырехугольник»;
3. Строительство двух ВЛ 220 кВ Благовещенская ВЭС – ПС Благовещенская протяженностью приблизительно 18,9 км;
4. Установка трансформатора связи АТ 220/110 кВ;
5. Строительство ВЛ 110 кВ Благовещенская ВЭС – ПС Центральная протяженностью приблизительно 14,11 км.

Суммарная протяженность сооружаемых линий электропередач составляет приблизительно 34 км.

Общее количество выключателей на 220 кВ – 10.

Общее количество выключателей на 110 кВ – 6.

### Вариант схемы выдачи мощности № 3.

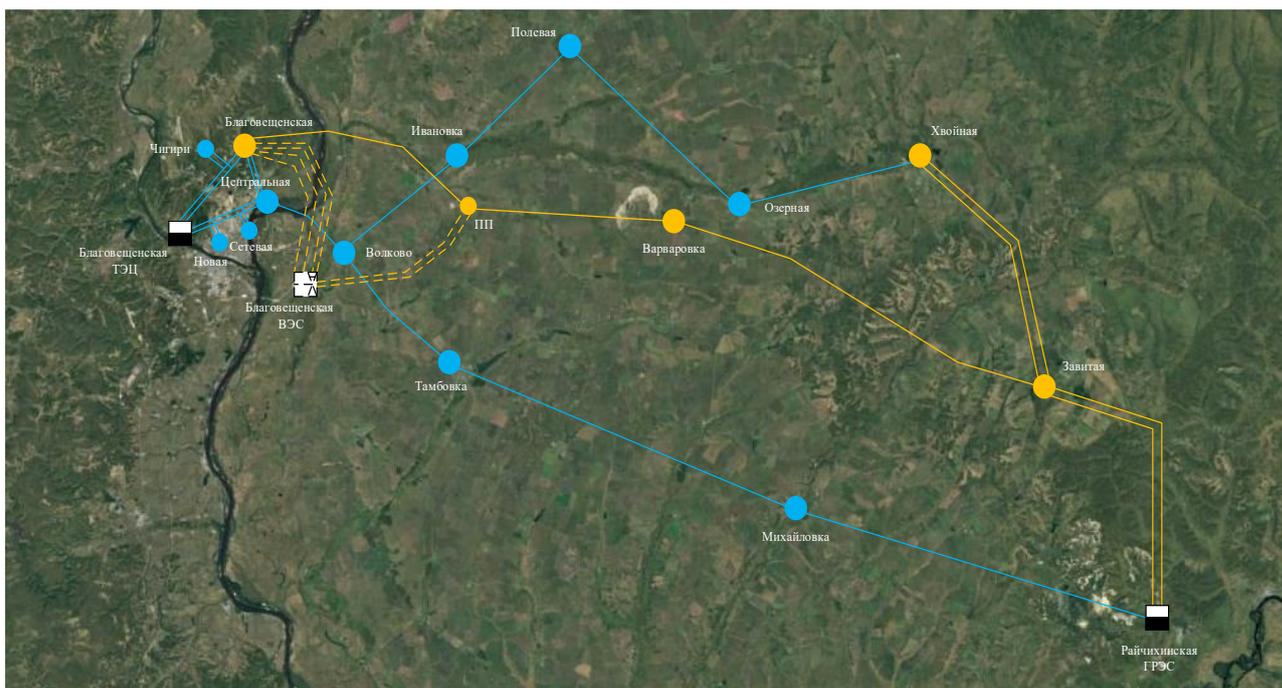


Рисунок 11 – Карта-схема варианта № 3

По данному варианту предусматривается выполнение следующих мероприятий:

1. Строительство ОРУ 220 кВ по схеме № 220-13Н «Две рабочие и обходная системы шин»;
2. Строительство двух ВЛ 220 кВ Благовещенская ВЭС – ПС Благовещенская протяженностью приблизительно 18,9 км;
3. Строительство переключательного пункта 220 кВ по схеме № 220-7 «Четырехугольник»;
4. Строительство ВЛ 220 кВ Благовещенская ВЭС – ПП 220 кВ протяженностью приблизительно 30 км.

Суммарная протяженность сооружаемых линий электропередачи составляет приблизительно 50 км.

Общее количество выключателей на 220 кВ – 18.

## Вариант схемы выдачи мощности № 4.



Рисунок 12 – Карта-схема варианта № 4

По данному варианту предусматривается выполнение следующих мероприятий:

1. Строительство ОРУ 220 кВ по схеме № 220-7 «Четырехугольник»;
2. Строительство ОРУ 110 кВ по схеме №110-13Н «Две рабочие и обходная системы шин»;
3. Установка трансформатора связи АТ 220/110 кВ;
4. Строительство ВЛ 220 кВ Благовещенская ВЭС – ПС Благовещенская протяженностью приблизительно 18,9 км;
5. Организация ВЛ 110 кВ ПС Центральная – ПС Волково за счет объединения ВЛ 110 кВ Благовещенская ВЭС – ПС Центральная и ВЛ 110 кВ Благовещенская ВЭС ПС Волково;
6. Организация ВЛ 110 кВ П С Волково – ПС Тамбовка за счет объединения ВЛ 110 кВ Благовещенская В 8ЭС – ПС Волково и ВЛ 110 кВ Благовещенская ВЭС – ПС Тамбовка.

Суммарная протяженность сооружаемых линий электропередачи составляет приблизительно 35 км.

Общее количество выключателей – 14.

Дальнейший анализ проводится для вариантов выдачи мощности № 1 и № 3, поскольку варианты выдачи мощности № 2 и № 4 являются технически неосуществимыми в исполнении, по результатам тестирования в ПК RastrWin3 [6].

### 3.1 Выбор номинального напряжения сети

Номинальное напряжение – это базисное напряжение из стандартизированного ряда напряжений, определяющих уровень изоляции сети и электрооборудования.

Номинальное напряжение оказывает большое влияние на технико-экономические показатели и технические характеристики электрической сети. При повышении номинального напряжения происходит снижение потерь мощности и энергии, снижение сечения проводов, снижение эксплуатационных издержек. Но чем выше класс номинального напряжения, тем больше капитальные затраты на сооружение линии, распределительных устройств ПС.

Мощность Благовещенской ВЭС составляет 1000 МВт, согласно такой установленной мощности передача электроэнергии может осуществляться на напряжении 220 кВ и выше, поскольку проводники для напряжения ниже 220 кВ не проходят проверку по длительно допустимому току.

### 3.2 Выбор марок и сечений проводов

Одним из важных параметров линии является размер сечения провода. Чем больше сечение, тем больше затраты на сооружение ЛЭП и амортизационные отчисления.

Выбор сечения проводов производится методом экономических токовых интервалов. Проверка пригодности выбранных сечений проводов производится расчетом послеаварийного режима.

Максимальный ток в проводе находится по формуле:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}, \quad (1)$$

где  $P_{\max}$  - максимальная активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$  - максимальная некомпенсированная реактивная мощность, МВАр;

$n$  – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение сети, кВ.

Для выбора сечения проводов ЛЭП необходимо найти расчетные токи на участках линии:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{max}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (2)$$

где  $\alpha_i$  - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, для ЛЭП 110 – 220 принимаем 1,05[8];

$\alpha_T$  - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки, принимаем 1 [8];

$I_{\text{max}}$  - максимальный ток, А.

Вариант выдачи мощности № 1:

Максимальный ток ЛЭП Благовещенская ВЭС – ПС Благовещенская:

$$I_{\text{max}} = \frac{\sqrt{171,6^2 + 134,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 0,286 \text{ кА.}$$

Расчетный ток ЛЭП Благовещенская ВЭС – ПС Благовещенская:

$$I_{\text{расч}} = 0,286 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,300 \text{ кА.}$$

Для данного варианта выдачи мощности для ВЛ Благовещенская ВЭС – ПС Благовещенская выбираем провода марки АС – 400/51. Допустимая токовая нагрузка – 825 А при 25 °С [28].

Максимальный ток ЛЭП Благовещенская ВЭС – ПС Варваровка:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{131,2^2 + 43^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 0,181 \text{ кА.}$$

Расчетный ток ЛЭП Благовещенская ВЭС – ПС Варваровка:

$$I_{\text{расч}} = 0,181 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,190 \text{ кА.}$$

Для данного варианта выдачи мощности для ВЛ Благовещенская ВЭС – ПС Варваровка выбираем провод марки АС – 240/39. Допустимая токовая нагрузка – 610 А при 25 °С [28].

Вариант выдачи мощности № 3:

Максимальный ток ЛЭП Благовещенская ВЭС – ПС Благовещенская:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{222,1^2 + 13,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 0,292 \text{ кА.}$$

Расчетный ток ЛЭП Благовещенская ВЭС – ПС Благовещенская:

$$I_{\text{расч}} = 0,292 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,307 \text{ кА.}$$

Для данного варианта выдачи мощности для ВЛ Благовещенская ВЭС – ПС Благовещенская выбираем провод АС – 400/51. Допустимая токовая нагрузка – 710 А при 25 °С [28].

Максимальный ток ЛЭП Благовещенская ВЭС – ПП:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{129,2^2 + 34,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 0,176 \text{ кА.}$$

Расчетный ток ЛЭП Благовещенская ВЭС – ПП:

$$I_{\text{расч}} = 0,176 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,185 \text{ кА.}$$

Для данного варианта выдачи мощности для ВЛ Благовещенская ВЭС – ПП выбираем провод АС – 240/39. Допустимая токовая нагрузка – 610 А при 25 °С [28].

### 3.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Мощность силовых трансформаторов определяется из суммы средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности. Количество трансформаторов на подстанции выбирается согласно категории по надежности потребителей, в случае 1 и 2 категории на подстанции должны быть установлено минимум два трансформатора. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителя полной мощностью [9].

Расчетная мощность, необходимая для выбора трансформатора, МВА:

$$S_{тр} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot k_3}, \quad (3)$$

где  $P_{max}$  - активная мощность электростанции;

$Q_{неск}$  - реактивная мощность электростанции;

$n$  - количество трансформаторов;

$k_3$  - коэффициент загрузки, равный 0,7.

Прежде чем производить выбор трансформаторов необходимо определить активную и реактивную мощности.

Активная мощность электрической станции, МВт:

$$P_{max} = S \cdot \cos \varphi, \quad (4)$$

где  $S$  - полная мощность электростанции;

$\cos \varphi$  - коэффициент мощности, принимаем равным 0,95.

$$P_{max} = 1000 \cdot 0,95 = 950 \text{ МВт.}$$

Реактивная мощность электрической станции, МВАр:

$$Q_{неск} = P_{max} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (5)$$

где  $P_{max}$  - активная мощность электростанции;

$tg\varphi$  - коэффициент мощности, принимаем равным 0,329.

$$Q_{неск} = 950 \cdot 0,329 = 312,55 \text{ МВАр.}$$

Расчетная мощность, необходимая для выбора трансформаторов:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{950^2 + 312,55^2}}{n \cdot 0,7} = \frac{1429}{n} \text{ МВА.}$$

Выбираем 4 трансформатора марки ТДЦ – 400000/220.

Произведем проверку выбранных трансформаторов по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$K_3^{np} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{Тном}}; \quad (6)$$

$$K_3^{n/a} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{неск}^2}}{(n - 1) \cdot S_{Тном}}. \quad (7)$$

Полученное значение коэффициента загрузки в нормальном режиме не должно выходить за границы интервала 0,4 – 0,6. Значение коэффициента загрузки в послеаварийном режиме не должно выходить за границы интервала 1,2 [2].

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

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

Выбранные повышающие силовые трансформаторы, устанавливаемые на Благовещенской ВЭС приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Повышающие трансформаторы

Вариант № 1			Вариант № 3		
Количество	Марка	$S_{T.НОМ}$ , МВА	Количество	Марка	$S_{T.НОМ}$ , МВА
4	ТДЦ – 400000/220	400	4	ТДЦ – 400000/220	400

## 4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ БЛАГОВЕЩЕНСКОЙ ВЭС

При разработке схемы выдачи мощности выбор рекомендуемого варианта технических решений по выдаче мощности должен осуществляться на основании технико-экономического сравнения вариантов по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат [17]:

$$Z = \sum_{t=1}^{T_p} (K + И) \cdot (1 + d)^{-t} . \quad (8)$$

где  $K$  - суммарные капиталовложения в проектируемую сеть;

$И$  - суммарные затраты на передачу электроэнергии;

$T_p$  - длительность периода суммирования затрат;

$d$  - ставка дисконтирования, принимается равным 0,1.

### 4.1 Расчет капиталовложений

Применительно к электрическим сетям капитальные вложения состоят из капитальных вложений на сооружение станций ( $K_C$ ) и капитальных вложений на сооружение линий ( $K_L$ ):

$$K = K_{ЛЭП} + K_{ПС}, \quad (9)$$

где  $K_{ЛЭП}$  - капиталовложения на сооружение ВЛЭП;

$K_{ПС}$  - капиталовложения на строительство ПС.

### 4.2 Расчет капиталовложений на строительство ВЛЭП

Капиталовложения на строительство ЛЭП определяются следующим образом:

$$K_{ЛЭП} = \sum (K_0 \cdot L_{ЛЭП}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{П}, \quad (10)$$

где  $K_0$  - удельные капиталовложения на строительство 1 километра ВЛ;

$L_{ЛЭП}$  - длина участка ВЛ;

$K_{ИНФ}$  - коэффициент инфляции, принимаем равным 13,63;

$K_{П}$  - поправочный районный коэффициент, принимаем равным 1,3.

Для примера определим капиталовложения в ЛЭП на участке Благовещенская ВЭС – ПС Благовещенская для варианта № 1:

$$K_{ЛЭП} = 2195 \cdot 18,9 \cdot 13,63 \cdot 1,3 = 735081,57 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогичным образом определяем капиталовложения в ЛЭП на других участках сети. Результаты расчета для варианта № 1 и № 3 приведены в таблицах 8 и 9.

Таблица 8 – Капитальные вложения в ЛЭП для варианта № 1

Участок	Длина, км	Марка провода	$K_{ЛЭП}$ , тыс. руб.
1	2	3	4
Благовещенская ВЭС – ПС Благовещенская 1 линия	18,9	АС – 400/51	735081,57
Благовещенская ВЭС – ПС Благовещенская 2 линия	18,9	АС – 400/51	735081,57
Благовещенская ВЭС – ПС Варваровка	60	АС – 240/39	1190716,8
Итого			2660879,94

Таблица 9 – Капитальные вложения в ЛЭП для варианта № 3

Участок	Длина, км	Марка провода	$K_{ЛЭП}$ , тыс. руб.
1	2	3	4
Благовещенская ВЭС – ПС Благовещенская 1 линия	18,9	АС – 300/39	438704,72

1	2	3	4
Благовещенская ВЭС – ПС Благовещенская 2 линия	18,9	АС – 300/39	438704,72
Благовещенская ВЭС – ПП	30	АС – 240/39	595358,4
Итого			1472767,84

В свою очередь в капиталовложения на сооружение станций входят суммы на приобретение трансформаторов, сооружение ОРУ, постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территорий. Капитальные вложения на сооружение станций, тыс. руб:

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

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

$K_{ПОСТ}$  - постоянная часть затрат, для схемы 13Н - 220 кВ 39104 тыс. руб, а для схемы 7 – 220 кВ 25333 тыс. руб.;

$K_{РУ}$  - стоимость распределительных устройств, для одного элегазового выключателя на 220 кВ 14698 тыс. руб;

$K_{ТР}$  - затраты на установку трансформатора.

Таблица 10 – Капиталовложения на сооружение станции, тыс. руб.

Вариант	$K_{ОТ.З}$	$K_{ПОСТ}$	$K_{РУ}$	$K_{ТР}$	Итого
1	154000	39104	235168	140000	8751388,8
3	154000	64437	264564	140000	9594215,4

Капиталовложения на сооружение ЛЭП и строительство ПС:

$$K_{\text{№1}} = 8751388,8 + 2660879,94 = 11412268,74 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{\text{№3}} = 9594215,4 + 1472767,84 = 11066983,24 \text{ тыс. руб.}$$

### 4.3 Расчет ежегодных эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки – расходы, необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течении одного года. Эксплуатационные издержки включают в себя расходы на эксплуатацию ЛЭП, расходы на эксплуатацию подстанций, стоимость потерь электроэнергии.

$$I = I_{ЭиР} + I_{АМ} + I_{\Delta W}. \quad (12)$$

где  $I_{ЭиР}$  - издержки на эксплуатацию и ремонт;

$I_{АМ}$  - издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$  - затраты сетевой организации на компенсацию потерь электроэнергии, возникающих в электросетевом комплексе.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{ЭиР} = d_{НОвл} \cdot K_{ЛЭП} + d_{НОис} \cdot K_{ПС}, \quad (13)$$

где  $d_{НОвл}$  - нормированные отчисления на ремонт и эксплуатацию линий, для ВЛ 35 кВ и выше принимаем 0,008 [2].

$d_{НОис}$  - нормированные отчисления на ремонт и эксплуатацию ПС, для ПС 220 кВ принимаем 0,049 [2].

Результаты расчета приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета издержек на эксплуатацию и ремонт

Вариант	$K_{ЛЭП}$ , тыс. руб.	$K_{ПС}$ , тыс. руб.	$I_{ЭиР}$ , тыс. руб.
1	2660879,94	8751388,8	450105,09
3	1472767,84	9594215,4	481898,70

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{АМ} = \frac{K}{T_{CP}}, \quad (14)$$

где  $T_{CP}$  - срок службы оборудования, принимаем 20 лет.

Затраты сетевой организации на компенсацию потерь электроэнергии, возникающих в электросетевом комплексе, определяется по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot T_{nom}, \quad (15)$$

где  $\Delta W$  - потери в элементах сети, определяются исходя из расчетов режимов в ПВК RastrWin3;

$T_{nom}$  - стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, равен 2,5 руб/кВт·ч.

Результаты расчета эксплуатационных издержек приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Эксплуатационные издержки

Вариант	$I_{ЭУР}$ , тыс. руб	$I_{AM}$ , тыс. руб.	$I_{\Delta W}$ , тыс. руб.	$I$ , тыс. руб.
1	450105,09	570613,44	17178,08	1037896,61
3	481898,70	500349,16	20050	1002297,86

Дисконтированные затраты для двух вариантов схемы выдачи мощности:

$$Z_{\text{№1}} = \sum_{t=1}^{10} (1037896,61 + 11412268,74) \cdot (1 + 0,1)^{-t} = 11318332,14 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_{\text{№3}} = \sum_{t=1}^{10} (1002297,86 + 11066983,24) \cdot (1 + 0,1)^{-t} = 10972073,72 \text{ тыс. руб.}$$

В результате технико-экономических расчетов вариантов выдачи мощности, разница между двумя вариантами составляет 3,11 %.

Исходя из расчетов выше, целесообразно выбрать вариант № 3 для дальнейшей проработки.

## 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием называется всякое не запланированное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленными нейтральными (или четырехпроводных) – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод) [22].

КЗ возникают при повреждению изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений разнообразны: старение или пробой изоляции, набросы или обрывы проводов линий электропередач с падением на землю, перекрытия токоведущих частей установок, механическое повреждение изоляции кабельных линий при земляных работах, неправильные действия обслуживающего персонала, удары молнии и т.п. [22].

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрооборудования по условиям короткого замыкания; для выбора уставок и оценки возможного действия релейной защиты и автоматики; для определения влияния токов нулевой последовательности линий электропередачи на линии связи; для выбора заземляющих устройств [22].

Для простоты расчетов и повышения точности результатов расчет токов короткого замыкания выполнен в ПВК RastrKZ.

Комплекс предназначен для расчета токов коротких замыканий 3-х, 2-ух, однофазных, двухфазных на землю, прямой, обратной и нулевой последовательности [6].

Для того, чтобы рассчитать токи коротких замыканий в ПВК RastrWin3 необходимо выполнить следующие операции:

1. Создать шаблон «динамика.rst»;
2. Ввести исходные данные в таблицы «Узлы/Несим/ИД», «Ветви/Несим/ИД»;
3. В таблице «Состав/Несим» задает точку несимметрии и тип несимметрии, выбрать необходимый вид и место короткого замыкания;

4. Выполнить расчет токов короткого замыкания в точке нажатием соответствующей кнопки.

### 5.1 Определение параметров элементов схем замещения

Для проведения расчетов ТКЗ необходимо иметь расчетную схему электрической сети рассматриваемой энергосистемы. На основе расчетной схемы составляют схему замещения электроэнергетической системы.

Схема замещения электроэнергетической системы представляет собой совокупность схем замещения ее отдельных элементов, соединенных между собой в той же последовательности, что и на расчетной схеме.

В соответствии с п. 4.2.5.7. [19] при приближенных расчетах токов несимметричных КЗ для ВЛ допускается рассчитывать сопротивления нулевой последовательности по упрощенным выражениям. А именно, по средним значениям отношений сопротивлений нулевой и прямой последовательностей воздушных линий электропередачи, приведенным в таблице 13.

Таблица 13 – Средние значения отношений  $X_0 / X_1$  для воздушным линий электропередачи

Характеристика линии	$X_0 / X_1$
Одноцепная линия без заземленных тросов	3,5
То же, со стальными заземленными тросами	3,0
То же, с заземленными тросами из хорошо проводящих материалов	2,0
Двухцепная линия без заземленных тросов	5,5
То же, со стальными заземленными тросами	4,7
То же, с заземленными тросами из хорошо проводящих материалов	3,0

Индуктивное сопротивление нулевой последовательности для линий определяется по формуле:

$$X_{Л0} = X_{Л} \cdot X_0 / X_1, \quad (16)$$

где  $X_0 / X_1$  - средние значения отношения  $X_0 / X_1$  для воздушных линий электропередачи, принимаем равным 3;

$X_{II}$  - индуктивное сопротивление линии прямой последовательности.

Таблица 14 – Индуктивное сопротивление нулевой последовательности для ВЛ

Название	X	$X_0$
1	2	3
Отпайка Чигири 1 - Чигири 1	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 2	0,123	0,369
Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	1,87473	5,92419
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 1	0,86	2,58
Отпайка Сетевая 1 - Центральная	0,41	1,23
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	0,7293	2,1879
Отпайка Новая 2 - Новая 2	0,098	0,294
Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	1,353	4,059
Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 2	0,86	2,58
Отпайка Сетевая 2 - Центральная	0,41	1,23
Волково - Ивановка	9,761	29,283
Ивановка - Полевая	14,19	42,57
Озерная - Хвойная	15,781	47,343
Волково - Тамбовка	11,61	34,83
Тамбовка - Михайловка	26,3	78,9
Михайловка - Райчихинская ГРЭС	30,28	90,84
Отпайка хвойная 1 - Хвойная	0,244	0,732
Отпайка хвойная 2 - Хвойная	0,378	1,134
Завитая - Райчихинская ГРЭС	19,0905	57,2715
Завитая - Райчихинская ГРЭС	19,09	57,27

1	2	3
Отпайка хвойная 2 - Завитая	16,90	50,7
Отпайка хвойная 1 - Завитая	21,3213	63,9639
Центральная - Волково	8,2123	24,6369
Озерная - Полевая	19,006	57,018
ПП 1 - Варваровка 1	23,65	70,95
ПП 2 - Благовещенская ВН	23,65	70,95
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская ТЭЦ	2,13213	6,3964
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	8,17	24,51
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	7,98	23,94
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	7,56	22,68
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	8,17	24,51
БВЭС ВН 1 - ПП	13,05	39,15
БВЭС ВН 1 - ПП	13,05	39,15

Для определения реактивного сопротивления прямой последовательности генераторов используется следующая формула:

$$X_G = \frac{X'_d \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (17)$$

где  $X'_d$  - продольное сверхпереходное реактивное сопротивление;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение;

$S_{ном}$  - полная мощность генератора.

Для определения реактивного сопротивления обратной последовательности генератора используется следующая формула:

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

Рассчитаем генераторы, установленные на станциях: Благовещенская ВЭС, Райчихинская ГРЭС, Благовещенская ТЭЦ. Для расчета параметров

ветрогенераторов будем использовать сопротивление преобразователя частоты и трансформатора, подключенного к преобразователю.

Генераторы, установленные на Благовещенской ТЭЦ: 2 генератора ТВФ-120-2УЗ, ТВФ-63-2УЗ, ТЗФП-130-2УЗ.

Генераторы, установленные на Райчихинской ГРЭС: 2 генератора ТВ-60-2.

В качестве примера определим реактивное сопротивление прямой и обратной последовательностей генератора ТВФ-120-2УЗ:

$$X_G = 0,192 \cdot \frac{10,5^2}{100} = 0,212 \text{ Ом},$$

$$X_{o.n} = 1,22 \cdot 0,212 = 0,259 \text{ Ом}.$$

Рассчитаем реактивную мощность трансформатора и преобразователя частоты, установленные на ветряной электростанции:

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

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

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

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

$$X_G = X_{TP} + X_{ПЧ}, \quad (21)$$

$$X_G = 14 + 3,4 = 17,4 \text{ Ом}.$$

Результаты расчета реактивных сопротивлений генераторов обратных и нулевых последовательностей для оставшихся генераторов приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Реактивные сопротивления генераторов прямой и обратной последовательностей

Название	X, Ом	X <sub>2</sub> , Ом	E, кВ
1	2	3	4
Турбоагрегат №1 БТЭЦ	0,076	0,092	6,3
Турбоагрегат №2 БТЭЦ	0,169	0,206	10,5
Турбоагрегат №3 БТЭЦ	0,169	0,206	10,5
Турбоагрегат №4 БТЭЦ	0,136	0,166	10,5
Турбоагрегат №1 РГРЭС	0,085	0,103	6,3
Турбоагрегат №2 РГРЭС	0,085	0,103	6,3
Ветрогенератор № 1 БВЭС	17,4	21,228	20
Ветрогенератор № 2 БВЭС	17,4	21,228	20
Ветрогенератор № 3 БВЭС	174	21,228	20
Ветрогенератор № 4 БВЭС	17,4	21,228	20

Результаты токов короткого замыкания приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Токи короткого замыкания на шинах Благовещенской ВЭС

Место КЗ	I <sup>3</sup> , кА	I <sup>2</sup> , кА	I <sup>1</sup> , кА
1	2	3	4
Благовещенская ВЭС ВН 1	3,096	1,481	1,179
Благовещенская ВЭС ВН 2	3,096	1,480	1,179
Благовещенская ВЭС НН 1	29,419	14,166	11,779
Благовещенская ВЭС НН 2	29,415	14,164	11,776

Ударный ток трехфазного КЗ в кА в начальный момент времени определяют по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{НО}^{(3)} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right), \quad (22)$$

где  $T_a$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ (сек), для 220 – 0,04 с, для 110 – 0,03 с;

$I_{\text{ПО}}^{(3)}$  - периодическая составляющая тока трехфазного КЗ.

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{ao} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}. \quad (23)$$

В качестве примера определим ударный и апериодический токи КЗ для ВН 1 Благовещенской ВЭС:

$$i_{\text{УДВН1}} = \sqrt{2} \cdot 3,096 \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,04}}) = 7,788 \text{ кА.}$$

$$i_{ao\text{ВН1}} = \sqrt{2} \cdot 3,096 = 4,378 \text{ кА.}$$

Результаты расчета приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Токи трехфазного короткого замыкания

Место КЗ	$I_{\text{ПО}}$ , кА	$i_{ao}$ , кА	$i_{\text{УД}}$ , кА
1	2	3	4
Благовещенская ВЭС ВН 1	3,096	4,378	7,788
Благовещенская ВЭС ВН 2	3,096	4,378	7,788
Благовещенская ВЭС НН 1	29,419	41,605	74,007
Благовещенская ВЭС НН 2	29,415	41,599	73,997

## 6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Выбор оборудования необходим для разработки подробной однолинейной схемы электростанции. В подробной однолинейной схеме необходимо указать основное электрическое оборудование. К основному оборудованию относятся: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ОПН, гибкие шины. Все основное оборудование выбирается по классу напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость.

Все элементы распределительного устройства электрической станции должны надежно работать в условиях длительно нормального режима, а также обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, кабелей и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительно рабочим и кратковременно аварийным режимам, которые могут возникать при эксплуатации.

Подробная однолинейная схема изображена на листе № 3 графической части ВКР.

### 6.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя;
- номинальное напряжение выключателя;
- номинальный ток выключателя.

Для установки на ОРУ 220 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГТ – 220Ш – 1К – ОП 40/4000 УХЛ1.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (24)$$

$220 \leq 220$  кВ – условие выполняется.

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{max} \leq I_{НОМ}; \quad (25)$$

$791,29 \leq 4000$  А – условие выполняется.

Проверку по отключающему току производят по следующему условию:

$$I_{П\tau} \approx I_{ПО} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}; \quad (26)$$

$3,096 \leq 40$  кА – условие выполняется.

Проверку по включаемому току производят по следующему условию:

$$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ.НОМ}; \quad (27)$$

$3,096 \leq 40$  кА – условие выполняется.

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{УД} \leq i_{ВКЛ}; \quad (28)$$

$7,788 \leq 102$  кА – условие выполняется.

Проверку по термической устойчивости выключателя производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{ПО}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (29)$$

$$B_K = 3,096^2 \cdot (2,035 + 0,04) = 19,89 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{K.НОМ} = I_{Т.С.}^2 \cdot t_{Т.С.}; \quad (30)$$

$$B_{K.НОМ} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_K \leq B_{K.НОМ}; \quad (31)$$

$19,87 \leq 4800 \text{ кА}^2\text{с}$  – условие выполняется.

Проверку на возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания производят по следующим формулам:

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{НОМ}}{100} \cdot I_{ОТКЛ.НОМ}; \quad (32)$$

$\beta_{НОМ}$  - нормированное процентное содержание апериодической составляющей тока короткого замыкания, %.

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,627 \text{ кА};$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_a}\right)}; \quad (33)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,096 \cdot e^{\left(\frac{-0,035}{0,04}\right)} = 1,825 \text{ кА};$$

$$i_{a\tau} \leq i_{aНОМ}; \quad (34)$$

$1,825 \leq 22,627 \text{ кА}$  – условие выполняется.

Сравнение каталожных данных и расчетных данных для выключателей приведено в таблице 18.

Таблица 18 – Сравнение данных выключателя ВГТ – 220Ш – 1К – ОП 40/4000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 4000 \text{ А}$	$I_{max} = 791,29 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 3,096 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}$
$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 3,096 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{пр.скв}$
$i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,788 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$

1	2	3
$I_{ВКЛ.НОМ} = 40 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 3096 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ.НОМ}$
$i_{ВКЛ} = 102 \text{ кА}$	$i_{УД} = 7,788 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq i_{ВКЛ}$
$B_{К.НОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 19,87 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$
$i_{аНОМ} = 22,627 \text{ кА}$	$i_{ат} = 1,825 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{аНОМ}$

Выбранные выключатели удовлетворяют всем условиям и могут быть приняты к установке.

Расчет выключателей для РУ 20 кВ проводится аналогично предыдущему. Выбираем выключатель ВВУ-СЭЩ-20-25/2500 УХЛ1.

Таблица 19 – Сравнение данных выключателя ВВУ-СЭЩ-20-25/2500 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 20 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 20 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$	$I_{max} = 791,29 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 25 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 3,096 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}$
$I_{пр.скв} = 25 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 3,096 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{пр.скв}$
$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$i_{УД} = 7,788 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq i_{пр.скв}$
$I_{ВКЛ.НОМ} = 25 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 3096 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ.НОМ}$
$i_{ВКЛ} = 125 \text{ кА}$	$i_{УД} = 7,788 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq i_{ВКЛ}$
$B_{К.НОМ} = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 19,87 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$
$i_{аНОМ} = 8,839 \text{ кА}$	$i_{ат} = 1,825 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{аНОМ}$

Выключатель подходит по всем требуемым параметрам.

## 6.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей производится таким же образом, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность, так как они не

предназначены для отключения цепей, находящихся под напряжением. Выбор приведен в таблице 120.

На стороне 220 кВ выбираем разъединители марки:

РДЗ-1-1-220/2000 НУХЛ1 – с одним заземляющим ножом;

РДЗ-2-1-220/2000 НУХЛ1 – с двумя заземляющими ножами.

Таблица 20 – Сопоставление расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 220$ кВ	$U_{УСТ} = 220$ кВ	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 2000$ А	$I_{max} = 791,29$ А	$I_{max} \leq I_{НОМ}$
$i_{пр.скв} = 80$ кА	$i_{уд} = 7,788$ кА	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
Главные ножи		
$B_{К.ном} = 2976,75$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 19,87$ кА <sup>2</sup> с	$B_K \leq B_{К.ном}$
Заземляющие ножи		
$B_{К.ном} = 992,25$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 19,87$ кА <sup>2</sup> с	$B_K \leq B_{К.ном}$

Выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

На стороне 20 кВ принимаем к установке разъединитель РВ-20/2000 УХЛ2

Таблица 21 – Сопоставление расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 20$ кВ	$U_{УСТ} = 20$ кВ	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 2000$ А	$I_{max} = 791,29$ А	$I_{max} \leq I_{НОМ}$
$i_{пр.скв} = 102$ кА	$i_{уд} = 7,788$ кА	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
Главные ножи		
$B_{К.ном} = 4800$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 19,87$ кА <sup>2</sup> с	$B_K \leq B_{К.ном}$
Заземляющие ножи		
$B_{К.ном} = 1600$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 19,87$ кА <sup>2</sup> с	$B_K \leq B_{К.ном}$

Выбранный разъединитель удовлетворяет всем требованиям и может быть установлен.

### 6.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одно из которых предназначается для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях [19].

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5 [19].

Для установки выбираем трансформатор тока на стороне РУ 220 кВ ТОГФ-220 УХЛ1. Приборы, подключаемые к ТОГФ-220 УХЛ1 приведены в таблице 22. Таблица 22 – Приборы, подключаемые к ТОГФ-220 УХЛ1

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Амперметр	А-05	-	10	-
Ваттметр	Ц1428.1	5	-	5
Варметр	Ц1428.1	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	ЦМК120СП	10	-	10
Итого		50		

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum (Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_K). \quad (35)$$

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{ПР} = \sum r_{ПРИБ} + r_{ПР} + r_K. \quad (36)$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} \cdot \sum r_{\text{ПРИБ}} r_K, \quad (37)$$

где  $\sum r_{\text{ПРИБ}}$  - суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$\sum r_{\text{ПРИБ}} = \frac{\sum S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{Н}}^2}, \quad (38)$$

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

$I_{2\text{Н}}$  - вторичный номинальный ток прибора.

$$\sum r_{\text{ПРИБ}} = \frac{16,8}{5^2} = 0,672 \text{ Ом.}$$

Таким образом сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 10,1 - 0,672 - 0,05 = 9,38 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{ПР}}}, \quad (39)$$

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

$\rho$  - удельное сопротивление материала (алюминий), равный 0,0283.

Определяем сечение провода:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 100}{9,38} = 0,31 \text{ мм}^2.$$

Принимаем алюминиевый АКРНГ кабель с сечением 4 мм<sup>2</sup>.

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,67 + 0,28 + 0,05 = 1,01 \text{ Ом.}$$

Данные расчетов сведены в таблицу 23.

Таблица 23 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТОГФ-220 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} = 791,29 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{НОМ}$
$Z_{2ДОП} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,01 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ДОП}$
$I_{ДИН} = 80 \text{ кА}$	$i_{УД} = 7,788 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq I_{ДИН}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 = 8000$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 19,87 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Представленный выше трансформатор тока подходит по условиям выбора и проверки, поэтому может быть установлен.

На сторону 20 кВ выбираем трансформатор тока ТШЛ-20.

Таблица 24 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для трансформатора тока ТШЛ-20

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 20 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 6000 \text{ А}$	$I_{max} = 791,29 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{НОМ}$
$Z_{2ДОП} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,01 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ДОП}$
$I_{ДИН} = 102 \text{ кА}$	$i_{УД} = 7,788 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq I_{ДИН}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 = 8000$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 19,87 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

## 6.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения для снижения высокого напряжения и изоляции цепей измерения и реле от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы напряжения, по сравнению с силовыми трансформаторами, отличаются только тем, что мощность первых в несколько раз меньше. При достаточно малой мощности трансформатора напряжения можно добиться его работы в режиме холостого хода.

Трансформаторы напряжения выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке [2].

Рассчитаем нагрузку от приборов, которые присоединены к трансформаторам напряжения, установленные на шинах РУ 220 кВ, которая приведена в таблице 25.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения на стороне 220 кВ

Прибор	Тип	Количество приборов	Мощность катушки, В·А	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5
Вольтметр	СВ3021	1	2,1	2,1
Ваттметр	СР3021	1	2,1	2,1
Варметр	СР3021	1	2,1	2,1
Счетчик АЭ	ЕС7020	4	1,7	1,7
Счетчик РЭ	RD-31	4	1,7	1,7
Итого				9,7

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (40)$$

220 ≤ 220 кВ – условие выполняется.

Проверку на допустимую мощность нагрузки вторичных обмоток производят по следующему условию:

$$S_{ПРИБ} \leq S_{НОМ}, \quad (41)$$

$$S_{ПРИБ} = \sqrt{P_{ПРИБ}^2 + Q_{ПРИБ}^2}, \quad (42)$$

$$S_{ПРИБ} = 49,5 \text{ ВА},$$

$49,5 \leq 400 \text{ ВА}$  – условие выполняется.

В РУ 220 кВ устанавливаем трансформатор напряжения НАМИ-220 УХЛ1.

Сравнение параметров приведено в таблице 26.

Таблица 26 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-220

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$S_{НОМ} = 400 \text{ ВА}$	$S_{ПРИБ} = 49,5 \text{ ВА}$	$S_{ПРИБ} \leq S_{НОМ}$

Данный трансформатор напряжения подходит по условиям выбора и проверки.

Для стороны 20 кВ выбираем трансформатор ЗНОЛ-СЭЦ-20.

Таблица 27 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 20 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 20 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$S_{НОМ} = 100 \text{ ВА}$	$S_{ПРИБ} = 14,02 \text{ ВА}$	$S_{ПРИБ} \leq S_{НОМ}$

Выбранный трансформатор подходит по всем требованиям и может быть установлен.

## 6.5 Выбор и проверка токоведущих частей

В ОРУ 220 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС. Гибкие шины обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин для 220 кВ принято расстояние 4 метра. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, поэтому расчет на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производится.

Так как по экономической плотности тока гибкая ошиновка не проверяется, то выбираем по допустимому току. Для 220 кВ выбираем гибкие шины АС-400/51.

$$I_{\text{доп}} = 825 \text{ А}, d = 27,5 \text{ мм}, q = 394 \text{ мм}^2.$$

В проверке шин на сжестывание нет необходимости, поскольку периодическая составляющая тока трехфазного КЗ в начальный момент меньше 20 кА [19].

Проверка на термическое действие тока КЗ:

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

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{19,97 \cdot 10^6}}{90} = 49,65 \text{ мм}^2.$$

$q_{\text{min}} < q$  - выбранное сечение подходит по термической стойкости.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}; \quad (44)$$

$$791,29 \leq 825 \text{ А}.$$

Выбранное сечение подходит по нагреву.

Проверка на коронный разряд. Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше [19].

Определяем максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при котором происходит коронирование:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{ПП}}}}\right), \quad (45)$$

где  $m$  - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов  $m = 0,82$ );

$r_{\text{ПП}}$  - радиус провода, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,38}}\right) = 31,16 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_{\text{ПП}} \cdot \lg \frac{1,26 \cdot D_{\text{ср}}}{r_{\text{ПП}}}}, \quad (46)$$

где  $U$  - линейное напряжение, кВ;

$D_{\text{ср}}$  - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,08 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 800}{1,08}} = 24,28 \text{ кВ/см.}$$

Провода не будут коронировать, если выполняется следующее условие:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (47)$$

$$25,98 \leq 28,04 \text{ кВ/см.}$$

Выбранный провод удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

Таблица 28 – Выбор гибких шин ОРУ 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$q = 394 \text{ мм}^2$	$q_{\min} = 49,65 \text{ мм}^2$	$q_{\min} < q$
$I_{\text{ДОП}} = 825 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 791,29 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ДОП}}$
$E_0 = 31,16 \text{ кВ/см}$	$E = 24,28 \text{ кВ/см}$	$1,07E \leq 0,9E_0$

Для КРУ 20 кВ выбираем жесткую ошиновку ТПО-20-2500 УХЛ1

Таблица 29 – Соответствие требованиям жесткой ошиновки ТПО-20-2500 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$I_{\text{ДОП}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 424,87 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ДОП}}$

Выбранная ошиновка ТПО-20-2500 УХЛ1 удовлетворяет всем требованиям и может быть установлена.

## 6.6 Выбор и проверка изоляторов

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

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \text{ м}; \quad (48)$$

где  $\lambda_3$  - удельная эффективная длина утечки, см/кВ [26];

$U$  - наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

$K$  - коэффициент эффективности [26].

Число изоляторов в гирлянде определяется по формуле:

$$m = \frac{L}{L_{II}}, \quad (49)$$

где  $L_{II}$  - длина пути тока утечки одного изолятора.

Необходимо выбрать подвесные изоляторы для системы шин ОРУ 220 кВ.

Длина пути тока утечки составит:

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

В качестве подвесных изоляторов принимаем к установке изоляторы марки ПС-120Б с длиной пути тока утечки  $320 \pm 14$  мм.

Число изоляторов в гирлянде:

$$m = \frac{453,6}{32} + 2 = 15,5.$$

Округляя получаем 16 изоляторов в гирлянде на ОРУ 220 кВ.

Для крепления токоведущих частей на ОРУ 220 кВ, а также ошиновки трансформатора используются опорные изоляторы, проверяемые по максимальной силе, действующей на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \text{ кН}; \quad (50)$$

где  $a$  - расстояние между фазами (для 220 кВ – 3 метра) [26];

$l$  - длина пролета между изоляторами.

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{7,788^2}{3} \cdot 4 \cdot 10^{-7} = 25,31 \text{ кН.}$$

В качестве опорных изоляторов на ОРУ 220 кВ выбираем изоляторы ОСК-6-220-4 УХЛ1.

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр}, \text{ кН}; \quad (51)$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 8000 = 48 \text{ кН.}$$

Таблица 30 – Проверка соответствия требованиям изолятора ОСК-6-220-4 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$F_{дон} = 48 \text{ кН}$	$F_{расч} = 25,31 \text{ кН}$	$F_{расч} \leq F_{дон}$

Изолятор ОСК-6-220-4 УХЛ1 соответствует требованиям, принимаем к установке.

Выбор изоляторов на КРУ 20 кВ аналогичен. Выбираем изолятор ОСК-50-20 УХЛ2.

Таблица 31 – Проверка расчетных и каталожных данных изолятора ОСК-50-20 УХЛ2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 20 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 20 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$F_{дон} = 30 \text{ кН}$	$F_{расч} = 16,65 \text{ кН}$	$F_{расч} \leq F_{дон}$

Принимаем к установке изолятор ОСК-50-20 УХЛ1.

## 6.7 Выбор ОПН

Принимаем первоначально для ОРУ 220 кВ ОПН-П1\_220/172/10/3 УХЛ1.

Выбираем ОПН по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}. \quad (52)$$

$$220 \geq 220 \text{ кВ.}$$

Проводим проверку по наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению ОПН. Наибольшее допустимое напряжение ОПН должно быть больше наибольшего рабочего напряжения сети или оборудования [20]:

$$U_{нр} \geq 1,05 \cdot U_{нс}, \quad (53)$$

где 1,05 – коэффициент запаса, учитывающий увеличение максимального напряжения сети из-за гармоник [20].

$$U_{нс} = \frac{1,05 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}}; \quad (54)$$

$$U_{нс} = \frac{1,02 \cdot 252}{\sqrt{3}} = 152,77 \text{ кВ};$$

$$172 \geq 152,77 \text{ кВ}.$$

Поглощаемая ограничителем ОПН энергии не должна превосходить энергоемкость ОПН [20]:

$$W_{уд} \cdot U_{нд} > W_c. \quad (55)$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 110 – 750 кВ определяется как:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U_{max} - U_{ост}}{Z_B} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (56)$$

где  $U_{max}$  - величина неограниченных перенапряжений;

$Z_{ост}$  - волновое сопротивление линии с учетом импульсной короны;

$U_{ост}$  - остающиеся напряжение на ограничителе;

$T$  - время распространения волны;

$n$  - количество последовательных токовых импульсов, равное 1.

Величина неограниченных перенапряжений:

$$U_{max} = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U}, \quad (57)$$

где  $U_0$  - напряжение волны перенапряжения в месте ее возникновения;

$k$  - коэффициент полярности, принимаем равным  $0,2 \cdot 10^{-3}$ ;

$l$  - длина защитного подхода.

$$U_{max220} = \frac{770}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,5 \cdot 770} = 549,84 \text{ кВ.}$$

Время распространения волны:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (58)$$

где  $\beta$  - коэффициент затухания волны, принимаем равным 0,91;

$c$  - скорость распространения волны, составляет 300000 км/с.

$$T = \frac{2,5 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 300000} = 9,158 \text{ мкс.}$$

$$\mathcal{E}_{220} = \left( \frac{549,84 - 419}{500} \right) \cdot 419 \cdot 2 \cdot 9,158 \cdot 1 = 1673,57 \text{ кДж.}$$

Далее определяется удельная энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{НОМ}}, \quad (59)$$

$$\mathcal{E}'_{220} = \frac{1673,57}{220} = 7,607 \text{ кДж/кВ.}$$

В обоих случаях используется ОПН седьмого класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах  $5,8 \leq \mathcal{E}' \leq 7,7$  кДж/кВ.

Выбранный ОПН удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

## 6.8 Выбор и проверка СН

Таблица 32 - мощность собственных нужд ОРУ 220 кВ Благовещенской ВЭС

Нагрузка	P, кВт	cos ( $\varphi$ )	tg ( $\varphi$ )	Q, кВар
1	2	3	4	5
Система охлаждения	188	0,85	0,62	116,56
Подогрев выключателей и приводов	272	1	-	-
Освещение ОРУ	6	1	-	-
Отопление и освещение ОПУ	100	1	-	-
Питание оперативных цепей	12	0,38	2,43	2,543
Маслохозяйство	80	0,85	0,62	46,5
Всего	658			165,60

Расчетная нагрузка ТСН:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (60)$$

где  $k_c$  - коэффициент одновременности нагрузки, принимаем равным 0,8 [21].

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{658^2 + 165,60^2} = 542,81 \text{ кВА.}$$

Определим мощность трансформатора по формуле:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (61)$$

где  $k_3$  - коэффициент загрузки, принимаем равным 0,7 для двух ТСН [2];

$N_T$  - количество ТСН на станции.

$$S_T = \frac{542,81}{0,7 \cdot 2} = 387,72 \text{ кВА.}$$

Принимаем к установке трансформатор ТСЗ-630/6(10)/0,4 – сухой в защитном исполнении.

## 6.9 Выбор и проверка системы оперативного тока и аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, освещения станции применяют установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными преобразователями постоянный ток.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда определяется по формуле:

$$n_0 = \frac{U_{Ш}}{U_{ПА}}, \quad (62)$$

где  $U_{Ш}$  - напряжение на шинах, принимаем 230 В;

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

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108 \text{ шт.}$$

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе 2,6 В к шинам присоединяется минимальное число элементов:

$$n_{\min} = \frac{230}{2,6} = 88 \text{ шт.}$$

В режиме аварийного заряда при напряжении элемента 1,75 В к шинам присоединяются:

$$n = \frac{230}{1,75} = 132 \text{ шт.}$$

Выбирается типовой номер батареи по формуле:

$$N \geq 1,05 \cdot \left( \frac{I_{AB}}{J} \right), \quad (63)$$

где  $I_{AB}$  - нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного заряда, А;

$$N = 1,05 \cdot \frac{69}{25} = 2,98.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера  $N = 3$ .

Принимаем батарею СК – 3.

Производим проверку по максимальному толчковому току:

$$46 \cdot N \geq I_{T \max}, \quad (64)$$

$$92 \leq 46 \cdot N = 46 \cdot 3 = 138 \text{ А.}$$

Принимаем к установке батарею типа СК – 3, подходящую по требуемым условиям.

## 7 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ БЛАГОВЕЩЕНСКОЙ ВЭС

### 7.1 Грозоупорность воздушных линий

Показателем грозоупорности ВЛ является число ее грозовых отключений. Для решения этой задачи могут быть использованы:

- удельное число грозовых отключений  $n_{Г}$ , рассчитанное на 100 км и 100 грозовых часов в год. Этот показатель обычно используется для сравнения расчетных или эксплуатационных показателей грозоупорности ВЛ, различающихся по конструктивному выполнению и классу номинального напряжения;

- удельное число грозовых отключений на 100 км и один год эксплуатации  $n'_{Г}$ . Этот показатель удобен, например, для сопоставления грозоупорности ВЛ в одной энергосистеме;

- абсолютное число грозовых отключений  $N_{Г}$ , рассчитанное на фактическую длину ВЛ и фактическую интенсивность грозовой деятельности, т.е. число грозовых отключений за анализируемый период, отнесенное к продолжительности этого периода в годах. Этот показатель необходим, например, при выборе средств грозозащиты или при сопоставлении расчетных и эксплуатационных показателей грозоупорности.

Взаимосвязь показателей грозоупорности и конструкции ВЛ наиболее ярко проявляется для ВЛ напряжением 110 кВ и выше, выполненных на металлических и железобетонных опорах и защищенных тросом. На ВЛ, защищенной тросом, возможны грозовые отключения от ударов в опору  $n_{on}$ , трос  $n_{тр}$  и прорыва молнии на провода  $n_{пр}$ .

При ударе в опору возникают обратные перекрытия линейной изоляции из-за перенапряжений, возникающих при протекании тока молнии по опоре. По последствиям для изоляции к этой категории относятся и удары в прилегающие к опоре участки троса.

В качестве опор выберем стальные опоры ПМ220-2Т с двухцепной подвеской проводов и одним грозотросом.

Удар молнии в опору.

Примем к установке изоляторы на 220 кВ ПС70-Е УХЛ1.

Длина разрядного пути по гирлянде изолятора:

$$l_{разр} = 1,56 \text{ м.}$$

Наибольшее длительно допустимое напряжение:

$$U_{дл.дон} = 252 \text{ кВ.}$$

Коэффициент перехода импульсного перекрытия в дугу тока промышленной частоты:

$$\eta = \left( 0,92 \cdot \frac{U_{дл.дон}}{l_{разр}} - 6 \right) \cdot 10^{-2}, \quad (65)$$

$$\eta = \left( 0,92 \cdot \frac{252}{1,56} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 1,43,$$

при полученном значении более 0,9, принимается  $\eta = 0,9$ , следовательно,  $\eta = 0,9$ .

Коэффициент, учитывающий снижение градиента разрядного напряжения с увеличением длины изолятора  $\kappa_g = 1$ .

Коэффициент, учитывающий различия в конструкции изоляторов  $\kappa_{КОИ} = 1$ .

Время перекрытия изоляции  $t = 10$  мкс.

Пятидесятипроцентное разрядное напряжение линейной изоляции:

$$U_{50\%} = 340 \cdot \kappa_{КОИ} \cdot \kappa_g \cdot l_{разр} \cdot \left( 1 + \frac{15}{t + 9,5} \right), \quad (66)$$

$$U_{50\%} = 340 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,56 \cdot \left(1 + \frac{15}{10 + 9,5}\right) = 938,4 \text{ кВ.}$$

Поправочный коэффициент, учитывающий связь тока молнии протекающего по опоре с током в канале молнии, удельной индуктивности опоры, петли «трос-земля», взаимной индуктивности «опора-канал молнии», «опора-трос».

Т.к. трос один, то

$$\delta = 0,3 \frac{\text{мкГн}}{\text{м}}.$$

Импульсное сопротивление изоляции:

$$R_{уз} = 0,15 \text{ Ом.}$$

Высота опоры ПМ220-2Т:

$$h_{он} = 27,1 \text{ м.}$$

Минимальное критическое значение тока молнии, при котором может произойти перекрытие изоляции:

$$I_{кр.он} = \frac{U_{50\%}}{R_{уз} + \delta \cdot h_{он}}, \quad (67)$$

$$I_{кр.он} = \frac{938,4}{0,15 + 0,3 \cdot 27,1} = 113,32 \text{ кА.}$$

Вероятность перекрытия линейной изоляции:

$$p_{он} = e^{-0,04 \cdot I_{кр.он}}, \quad (68)$$

$$p_{он} = e^{-0,04 \cdot 113,32} = 0,012.$$

Вероятность успешной работы АПВ, принимается в зависимости от напряжения установки. Для 220 кВ принимаем равным  $P_{АПВ} = 0,8$ .

Наименьшее допустимое расстояние от провода до земли в середине пролета  $h_2 = 7$  м.

Длина габаритного пролета  $l_{\text{прол}} = 440$  м.

Расстояние между тросом и проводом в середине пролета  $h_{\text{тр.пр}} = 6,5$  м.

Высота подвеса троса  $h_{\text{тр}} = 27,1$  м.

Высота подвеса верхнего провода  $h_{\text{пр}}^{\text{в}} = 22,8$  м.

Высота подвеса нижнего провода  $h_{\text{пр}}^{\text{н}} = 17,3$  м.

$$f_{\text{тр}} = h_{\text{тр}} - h_2 - (h_{\text{пр}}^{\text{в}} - h_{\text{пр}}^{\text{н}}) - h_{\text{тр.пр}}, \quad (69)$$

$$f_{\text{тр}} = 27,1 - 7 - (22,8 - 17,3) - 6,5 = 8,1 \text{ м.}$$

Средняя высота подвеса троса:

$$h_{\text{ср.тр}} = h_{\text{тр}} - \frac{2}{3} f_{\text{тр}}, \quad (70)$$

$$h_{\text{ср.тр}} = 27,1 - \frac{2}{3} \cdot 8,1 = 21,7 \text{ м.}$$

Для Амурской области количество грозových часов в год  $N_{\text{ч.г}} = 60$  ч.

Расстояние между тросами  $d_{\text{тр.тр}} = 0$ , т.к. используется 1 трос.

Плотность разрядов молнии на землю, т.е. среднее число ударов молнии в 1 км<sup>2</sup>:

$$p_0 = 0,036 \cdot N_{\text{ч.г}}^{1,3}, \quad (71)$$

$$p_0 = 0,036 \cdot 60^{1,3} = 7,38.$$

Общее число ударов молнии на 100 км ВЛ при  $h_{\text{ср.тр}} < 30$  м:

$$N = 0,2 \cdot p_0 \cdot \left[ \frac{d_{mp.mp}}{2} + 5 \cdot h_{cp.mp} - \frac{2 \cdot (h_{cp.mp})^2}{30} \right], \quad (72)$$

$$N = 0,2 \cdot 7,38 \cdot \left[ \frac{0}{2} + 5 \cdot 21,7 - \frac{2 \cdot 21,7^2}{30} \right] = 113,81.$$

Определяем число ударов молнии в опору:

$$N_{ОП} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{mp}}{l_{прол}}, \quad (73)$$

$$N_{ОП} = 4 \cdot 113,81 \cdot \frac{27,1}{440} = 28,04.$$

Округляем к ближайшему большему числу  $N_{ОП} = 29$ .

Определяем удельное число отключений от обратных перекрытий линейной изоляции при ударе молнии в опору:

$$n_{он} = N_{он} \cdot P_{он} \cdot \eta, \quad (74)$$

$$n_{он} = 29 \cdot 0,012 \cdot 0,9 = 0,313.$$

Удар молнии в трос в середине пролета:

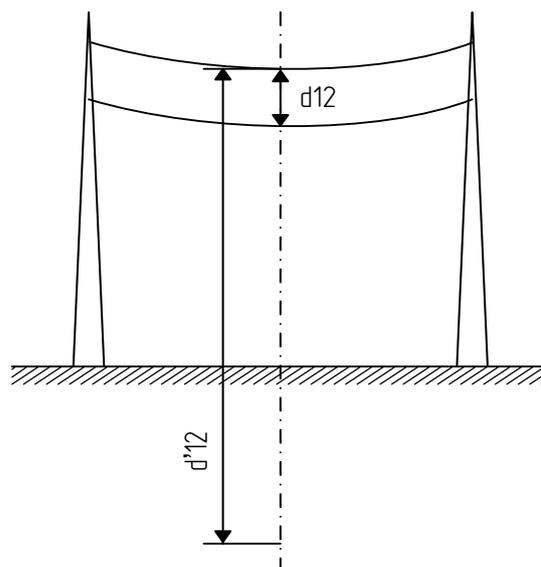


Рисунок 13 – расстояние между проводами

Рассчитываем волновое сопротивление коронируемой ВЛ с учетом затухания и деформации ЭМВ:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot h_{cp.mp} \cdot E_{cp}}{U_{\text{дл.дон}}}}{\ln \frac{2 \cdot h_{cp.mp}}{r_{mp}}}}, \quad (75)$$

где  $h_{cp.mp}$  - средняя напряженность поля на границе коронного чехла равная 21 кВ/м.

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot 21,7 \cdot 21}{252}}{\ln \frac{2 \cdot 21,7}{0,0069}}} = 0,391.$$

Расчет взаимных волновых сопротивлений:

$$d_{12} = 4,75 \text{ м},$$

$$d'_{12} = 50,16 \text{ м}.$$

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot h_{cp.mp}}{r_{mp}}, \quad (76)$$

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \frac{d'_{12}}{d_{12}}, \quad (77)$$

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot 21,7}{0,0069} = 524,80 \text{ Ом},$$

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \frac{50,16}{4,75} = 141,42 \text{ Ом}.$$

Волновое сопротивление троса, рассчитанное по геометрическим параметрам линии [21]:

$$Z_{mp.z} = \frac{Z_{11} + Z_{12}}{2}, \quad (78)$$

$$Z_{mp.z} = \frac{524,80 + 141,42}{2} = 333,11 \text{ Ом.}$$

$$Z_{mp.K} = Z_{mp.z} \cdot \beta, \quad (79)$$

$$Z_{mp.K} = 333,11 \cdot 0,391 = 130,25 \text{ Ом.}$$

Расстояние между тросом и верхним проводом:

$$\Delta h = 4,1 \text{ м.}$$

Скорость распространения волны:

$$\nu = 3 \cdot 10^8 \text{ м/с.}$$

Средняя напряженность поля:

$$E_{расч.ср} = 750 \text{ кВ/м.}$$

$$k_2 = \frac{Z_{12}}{Z_{11}}, \quad (80)$$

$$k_2 = \frac{141,42}{524,80} = 0,269.$$

$$K_k = k_2 \cdot \frac{1}{\beta}, \quad (81)$$

$$K_k = 0,269 \cdot \frac{1}{0,391} = 0,688.$$

Определим критическую крутизну фронта тока молнии, при которой происходит импульсное перекрытие изоляции:

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot \nu \cdot E_{расч} \cdot \Delta h}{(1 - K_k) \cdot l_{прол} \cdot Z_{mp.K}}, \quad (82)$$

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot 3 \cdot 10^8 \cdot 750 \cdot 4,1}{(1 - 0,688) \cdot 440 \cdot 130,25} = 103,18.$$

Вероятность импульсного перекрытия линейной изоляции:

$$P_{mp} = e^{-0,08 \cdot a_{кр}}, \quad (83)$$

$$P_{mp} = e^{-0,08 \cdot 103,18} = 2,60 \cdot 10^{-4}.$$

Число ударов молнии в трос:

$$N_{mp} = N \cdot \left( 1 - \frac{4 \cdot h_{mp}}{l_{прол}} \right), \quad (84)$$

$$N_{mp} = 113,81 \cdot \left( 1 - \frac{4 \cdot 27,1}{440} \right) = 85,77.$$

Ожидаемое удельное число грозовых отключений ВЛ из-за ударов молнии в трос:

$$n_{mp} = N_{mp} \cdot P_{mp} \cdot \eta, \quad (85)$$

$$n_{mp} = 85,77 \cdot 2,60 \cdot 10^{-4} \cdot 1,43 = 0,03.$$

Удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту.

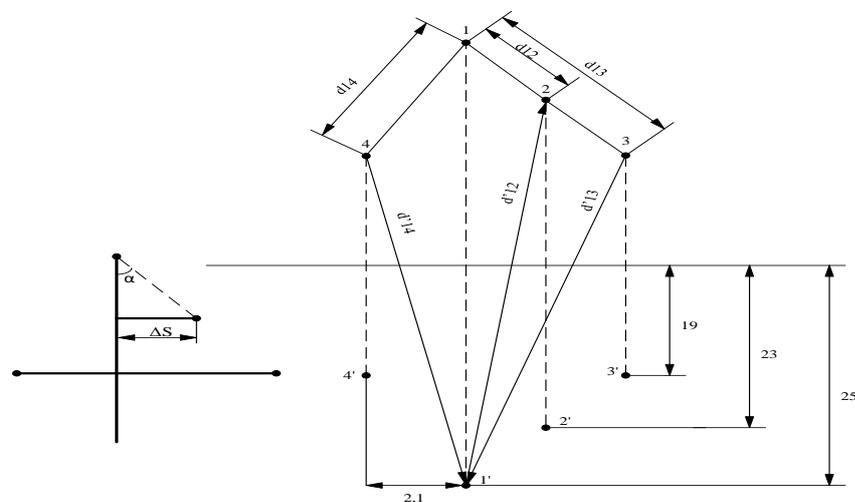


Рисунок 14 – Расстояние между проводами

Расстояние между тросом и проводом:

$$d_{12} = \sqrt{4,1^2 + 2,4^2} = 4,75 \text{ м};$$

$$d'_{12} = \sqrt{50,1^2 + 2,4^2} = 50,16 \text{ м};$$

$$d_{13} = \sqrt{8,1^2 + 4,7^2} = 9,365 \text{ м};$$

$$d'_{13} = \sqrt{46,1^2 + 4,7^2} = 46,34 \text{ м}.$$

Расчет взаимных волновых сопротивлений:

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot h_{cp.np}}{r} \right), \quad (86)$$

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot 9,91}{0,0069} \right) = 477,78 \text{ Ом}.$$

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \left( \frac{d'_{12}}{d_{12}} \right), \quad (87)$$

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \left( \frac{50,16}{4,75} \right) = 141,41 \text{ Ом}.$$

$$Z_{13} = 60 \cdot \ln \left( \frac{d'_{13}}{d_{13}} \right), \quad (88)$$

$$Z_{13} = 60 \cdot \ln \left( \frac{46,34}{9,37} \right) = 95,94 \text{ Ом}.$$

Волновое сопротивление провода, рассчитанное по геометрическим параметрам линии:

$$Z_{np.z} = \frac{Z_{11} + Z_{12} + Z_{13}}{3}, \quad (89)$$

$$Z_{np.z} = \frac{477,78 + 141,41 + 95,94}{3} = 238,38 \text{ Ом.}$$

Волновое сопротивление коронируемой линии:

$$Z_{np.x} = Z_{np.z} \cdot \beta, \quad (90)$$

$$Z_{np.x} = 238,38 \cdot 0,489 = 116,67 \text{ Ом.}$$

Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности  $U'_{50\%} = 625$  кВ:

$$U_{50\%} = U'_{50\%} \cdot \left[ 0,92 - 0,012 \cdot L_{разр}^{[(0,74 - 0,06 \cdot L_{разр}) \cdot (L_{разр} - 3)]} \right], \quad (91)$$

$$U_{50\%} = 625 \cdot \left[ 0,92 - 0,012 \cdot 1,29^{[(0,74 - 0,06 \cdot 1,29) \cdot (1,29 - 3)]} \right] = 569,37 \text{ кВ.}$$

Крутизна тока молнии:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{np.x}}, \quad (92)$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 569,37}{116,67} = 33,47 \text{ кА.}$$

Вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в провод:

$$P_{np} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}}, \quad (93)$$

$$P_{np} = e^{-0,04 \cdot 33,48} = 0,59.$$

Угол тросовой защиты:

$$\alpha = 30 \text{ град.}$$

Горизонтальное смещение провода относительно троса:

$$\Delta S = 2,4,$$

$$D = 1 + U_{\text{дл.дон}} \cdot \frac{h_{mp}}{\Delta h} \cdot \left( \frac{U_{\text{дл.дон}}^2 \cdot 117}{\Delta h \cdot \Delta S \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot h_{np}^6}{r} \right)} \right), \quad (94)$$

$$D = 1 + 252 \cdot \frac{27,1}{4,1} \cdot \left( \frac{252^2 \cdot 117}{4,1 \cdot 2,4 \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot 22,8}{0,0069} \right)} \right) = 1,02.$$

Вероятность прорыва молнии на провод при положительных углах ( $\alpha$ ) защиты троса:

$$P_{\alpha} = e^{\frac{1}{D} \left( \frac{0,55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{mp} \cdot \Delta S} - \frac{9}{D} \right)}, \quad (95)$$

$$P_{\alpha} = e^{\frac{1}{1,02} \left( \frac{0,55}{4,1} \cdot \sqrt{30 \cdot 27,1 \cdot 2,4} - \frac{9}{1,02} \right)} = 0,06.$$

Число ударов молнии в провод:

$$N_{np} = N \cdot p_{\alpha}, \quad (96)$$

$$N_{np} = 60,55 \cdot 0,06 = 2,42.$$

Удельное число грозовых отключений ВЛ из-за ударов молнии в провод:

$$n_{np} = N_{np} \cdot P_{np} \cdot \eta, \quad (97)$$

$$n_{np} = 2,42 \cdot 0,59 \cdot 0,84 = 1,19.$$

Суммарное удельное число грозовых отключений ВЛ из-за ударов молнии:

$$n_{\Sigma} = n_{np} + n_{он} + n_{mp}, \quad (98)$$

$$n_{\Sigma} = 1,19 + 0,81 + 0,03 = 2,04.$$

Данное значение не выходит за пределы допустимых грозových отключений на 100 км линии [8].

## 7.2 Защита от прямых ударов молнии

В процессе эксплуатации возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего – внутренние и грозовые перенапряжения. Источником энергии внутренних перенапряжений являются ЭДС генераторов системы, а причиной – нормальные или аварийные коммутации, сопровождающиеся колебательными процессами или резонансными явлениями. Значения внутренних перенапряжений зависят от параметров установки и характера коммутации и имеют статистический характер.

Для выбора необходимого количества и расположения молниеотводов на территории станции 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. Так как напряжение станции 220 кВ, принимаем и устанавливаем 4 стержневых молниеотвода установленных на линейных мачтах, два дополнительных, установленных на порталах 220 кВ. Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал 220 кВ, высотой  $h_x = 30,5$  м. Устанавливаем 9 стержневых молниеотвода, установленных на линейных мачтах, два дополнительных, установленных на порталах 220 кВ.

Так как в данной работе высота молниеотвода  $h < 150$  м, то параметры внешней зоны защиты будем определять по формулам [22]:

Эффективная высота молниеотвода, м:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (99)$$

где  $h$  - принятая высота молниеотвода, м;

$$h_{\text{эф}} 0,85 \cdot 30,5 = 25,925 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли, м:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (100)$$

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

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_i}{h_{cx}}, \quad (101)$$

где  $h_{cx}$  - высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами;

$r_{c0}$  - половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

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

$$h_{cr12} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{12} - h), \quad (102)$$

$$h_{cr12} = 29,9 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30,5) \cdot (66,4 - 30,5) = 23,49 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны равна, м:

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{0,2 \cdot (L_{12} - 2h)}{h} \right), \quad (103)$$

$$r_{c0} = 31,7 \cdot \left( 1 - \frac{0,2 \cdot (66,4 - 2 \cdot 30,5)}{30,5} \right) = 30,57.$$

$$r_{c12} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr12} - h_{.m}}{h_{cr12}}, \quad (104)$$

$$r_{c12} = 32,1 \cdot \frac{18,8 - 11}{18,8} = 12,2 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне линейного портала, м:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{mn}}{h_{\text{эф}}}\right), \quad (105)$$

$$r_x = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11}{25,5}\right) = 17,7 \text{ м.}$$

$$r_0 = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}. \quad (106)$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне линейного портала 220 кВ, м:

$$r_x = \frac{37,5(25,94 - 11)}{25,94} = 21,599 \text{ м.}$$

Порядок расчета для остальных молниеотводов аналогичен и приведен в таблице 33.

Таблица 33 – результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотводы	$L_{m-m}$ , м	$h_x$ , м	$h_{cx}$ , м	$R_{cx}$ , м
1	2	3	4	5
1 – 2	66,4	11	23,49	16,585
2 – 3	44,8	11	27,36	18,956
3 – 4	66,4	11	23,49	16,585
4 – 5	108,8	11	15,89	9,766
5 – 6	66	11	23,56	16,903
6 – 7	74,4	11	22,06	15,893
7 – 8	87,2	11	19,77	14,059

План-разрез ОРУ с расставленной молниезащитой представлен на листе 4.

### 7.3 Расчет заземления

Заземляющие устройства являются неотъемлемой частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода импульсных токов от молниеотводов и разрядников в землю, для создания цепи во время эксплуатации. защиты от замыканий на землю.

Заземляющее устройство - сложная система. Линейные размеры и общая форма этой системы определяются компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками, к которой подключаются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, по периметру сетки можно установить вертикальные электроды для достижения нормированных значений сопротивления заземляющего электрода.

Продольные магистрали сетки укладываются вдоль рядов оборудования ОРУ. Поперечные с переменным шагом ячейки, при этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать следующих значений, м: 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,5; 20.

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

Определяем площадь используемую под заземление ОРУ Благовещенской ВЭС:

$$S = 15224 \text{ м}^2;$$

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:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_{\kappa}^{(1)2} \cdot t}{400 \cdot \beta}}; \quad (107)$$

где  $I_k^{(1)2}$  - ток однофазного короткого замыкания;

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

$\beta$  - 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:

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (D_{np} + S_{cp}); \quad (108)$$

$$S_{cp} = a_k \ln^3 T + b_k \ln^2 T + c_k \ln T + a_k; \quad (109)$$

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 соответственно;

$T$  – 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:

$$S_{np} \geq F_{m.c} + F_{кор}; \quad (110)$$

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

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:

$$L = \left(\frac{S}{a_q}\right) \cdot 2; \quad (111)$$

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

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами  $a$ , тогда  $a = \sqrt{15224} = 123,386 \text{ м}$ .

Число ячеек в этом случае определяется по формуле:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1; \quad (112)$$

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

Принимаем ближайшее значение – 15 штук.

Длина ячейки определяется по формуле:

$$a_m = \frac{a}{m}; \quad (113)$$

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

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1); \quad (114)$$

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

Количество вертикальных электродов определяется по формуле:

$$n_a = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_b} \cdot l_b}; \quad (115)$$

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:

$$R_{cm} = \rho \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_g + l_g} \right); \quad (116)$$

где  $\rho$  – эквивалентное удельное сопротивление грунта, принимаем равным 45;

$A$  – параметр зависящий от соотношения  $\frac{l_g}{\sqrt{S}}$ , 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:

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_m + 45)}}; \quad (117)$$

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:

$$R_u = a_u \cdot R; \quad (118)$$

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

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

## 8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 8.1 Защита трансформатора

Защиты трансформаторов должны реагировать на следующие повреждения и ненормальные режимы [19]:

- многофазные замыкания в обмотках и на выводах;
- однофазные замыкания в обмотках и на выводах;
- витковые замыкания на обмотках;
- внешние короткие замыкания;
- «пожар» стали магнитопровода;
- понижение уровня масла;
- перегрузка трансформаторов;
- повышение напряжения на неповрежденных фазах.

Для защиты трансформаторов от повреждений и ненормальных режимов должны быть предусмотрены следующие типы релейной защиты [2].

От повреждений на выводах и внутренних повреждениях – продольная дифференциальная защита [27].

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 [27].

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

- максимальная токовая защита для трансформаторов мощностью до 1000 кВА [27];
- максимальная токовая защита или максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или токовая защита обратной последовательности для трансформаторов мощностью 1000 кВА и более [27].

- дистанционная защита на понижающих автотрансформаторах напряжением 220 кВ и более, если это необходимо по условиям дальнего резервирования [27].

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 [27].

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 [27].

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

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

Таблица 34 – Расчетные данные сторон трансформатора

Величина	Значения для	
	ВН	НН
1	2	3
Первичный ток, А	525	2406
Коэффициент трансформации ТТ	2000/5	8000/5
Вторичный ток в плечах защиты, А	1,313	1,504

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1).

Максимальный ток внешнего КЗ приведенный к стороне ВН:

$$I_{KЗвнеш.макс} = \frac{I_{ПО}^{(3)}}{K_t}, \quad (119)$$

$$I_{KЗвнеш.макс} = \frac{29418}{220 / 20} = 3583,45.$$

Относительное значение максимального внешнего КЗ

$$I_{KЗвнеш.макс} = \frac{I_{KЗвнеш.макс}}{I_{ном}}, \quad (120)$$

$$I_{KЗвнеш.макс*} = \frac{3583,45}{525} = 4,42 \text{ А.}$$

Уставка дифференциальной отсечки:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq k_{отс} \cdot k_{нб} \cdot I_{KЗвнеш.макс*}, \quad (121)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки, принимаем равным 1/2;

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

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 4,42 = 3,689,$$

Принимаем ближайшую большую величину уставки 3,7.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

$$I_{диф} = 3,7 \cdot 525 = 1942,5 \text{ А.}$$

Дифференциальная защита (ДЗТ-2).

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

нимаем равной в диапазоне 0,3.

Расчетный ток небаланса определяется по формуле:

$$I_{нб.расч} = (k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{дооб}) \cdot I_{скв}, \quad (122)$$

где  $k_a$  - коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2;

$\varepsilon$  - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta f_{\text{доб}}$  - обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округляется при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройств, принимаем равным 0,04;

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

Дифференциальный ток определяется по формуле:

$$I_{\text{ДИФ}} = k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (123)$$

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

$$I_{\text{ДИФ}} = 1,3 \cdot 0,4 I_{\text{скв}},$$

$$I_{\text{ДИФ}} = 0,52 I_{\text{скв}}.$$

Коэффициент снижения тормозного тока определяется по формуле:

$$k_{\text{СН.Т}} = \frac{I_{\text{норм}}}{I_{\text{скв}}} = 1 - 0,5 \cdot (k_a \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{доб}}), \quad (124)$$

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

Коэффициент торможения определяется по формуле:

$$k_{\text{ТОРМ}} = \frac{100 \cdot I_{\text{торм}}}{I_{\text{скв}}} = \frac{100 \cdot k_{\text{ОТС}} \cdot (k_a \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{доб}})}{k_{\text{СН.Т}}}, \quad (125)$$

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

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

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} \cdot \frac{100}{k_{\text{торм}}}, \quad (126)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,3 \cdot \frac{100}{65} = 0,46.$$

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

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}}. \quad (127)$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты.

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

Принимаем следующие значения уставок:

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

$$T = 10 \text{ с.}$$

Максимальная токовая защита является резервной защитой трансформатора и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при коротком замыкании на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если релейная защита или выключатели этих элементов отказал в работе.

Расчет уставок МТЗ-1.

Уставка токового органа МТЗ-1 равно:

$$I_{ТО} = k_{ОТС} \cdot I_{КЗвнеш.макс}, \quad (128)$$

$$I_{TO} = 1,3 \cdot 3583,45 = 4658,49 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле токовой отсечки:

$$I_{CP.TO} = \frac{I_{TO} \cdot k_{cx}}{K_{TT.BH}}, \quad (129)$$

$$I_{CP.TO} = \frac{4658,49 \cdot \sqrt{3}}{400} = 20,17 \text{ А.}$$

Действительный ток срабатывания отсечки:

$$I_{TO} = \frac{I_{CP.TO} \cdot K_{TT.BH}}{k_{cx}}, \quad (130)$$

$$I_{TO} = \frac{20,17 \cdot 400}{\sqrt{3}} = 4658,06 \text{ А.}$$

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

Расчет уставок МТЗ-2.

Максимальный ток нагрузки трансформатора определяется по формуле:

$$I_{p.макс} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (131)$$

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

Ток срабатывания МТЗ-2:

$$I_{MTЗ} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап}}{k_B} \cdot I_{p.макс}, \quad (132)$$

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

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

$k_B$  - коэффициент возврата устройства, принимаем равным 0,95;

$$I_{MT3} = \frac{1,2 \cdot 1}{0,95} \cdot 525 = 663,16 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2:

$$I_{CP.MT3} = \frac{I_{MT3} \cdot k_{cx}}{K_{TT.BH}}, \quad (133)$$

$$I_{CP.MT3} = \frac{663,16 \cdot 1}{400} = 1,66 \text{ А.}$$

Время срабатывания применяется по условию согласования с основными защитами трансформатора и согласования с временем действия нечетных гармоник:

$$t_{MT3} = t_{max} + \Delta t, \quad (134)$$

$$t_{MT3} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

Защита от перегрузки, согласно ПУЭ [2], устанавливается на трансформаторах мощностью от 0,4 МВт и более. Таким образом, для охвата всех режимов и параметров трансформатора рационально установить сигнализацию перегрузки.

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

$$I_{ПЕР} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{номтр}, \quad (135)$$

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

$k_B$  - коэффициент возврата токового реле;

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

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

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

Время срабатывания защиты от перегрузок выбирается большим, чем время срабатывания остальных защит:

$$t_{\text{ПЕР}} = t_{\text{МТЗ}} + \Delta t, \quad (136)$$

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

Обязательной защитой трансформаторов мощность 6300 кВА и более является газовая защита.

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора, то есть при любом, даже незначительном повреждении обмоток, за счёт выделяющегося тепла происходит разложение масла с выделением газа. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения, и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение [27].

По своему принципу действия газовая защита может работать не только при повреждениях и опасных ненормальных режимах, но и при появлении в кожухе трансформатора воздуха, при толчках (движении) масла, вызванных любой причиной, и механических сотрясениях, имеющих место вследствие вибрации корпуса трансформатора [27].

Для предупреждения неправильного отключения трансформатора отключающая цепь защиты при доливке масла переводится на сигнал.

Для предотвращения ложного срабатывания нижнего поплавка газового реле от толчков масла принято регулировать его на скорость движения масла 50-160 см/с.

Устанавливаем на трансформатор газовое реле типа РГТ-80.

## **8.2 Защита воздушных линий**

В соответствии с [2], 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 [2]. 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 [2].

От замыканий на землю должна быть предусмотрена ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности (ТЗНП) [2].

На линиях с двусторонним питанием от многофазных замыканий должна быть применена дистанционная защита (преимущественно трехступенчатая), от замыканий на землю – ТЗНП [2].

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

## **8.3 Автоматика**

Сетевая автоматика – совокупность устройств, реализующих функции автоматического повторного включения, автоматического ввода резерва, автоматического опережающего деления сети. Здесь описано действие АПВ, АВР [24].

Устройство АПВ на Благовещенской ВЭС предусматривается для быстрого восстановления питания потребителей и транзитных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

Согласно [2] 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 отключения выключателя, когда действие АПВ недопустимо.

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

На Благовещенской ВЭС применяется устройство трехфазного 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 двухкратного 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 устраненным коротким замыканием.

## 9 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СХЕМЫ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ

### 9.1 Выбор эквивалента сети для расчета режимов

Эквивалент сети был представлен на рисунке 1. В него входят эквивалентные станции и подстанции: Благовещенская, Чигири, Сетевая, Новая, Центральная, Волково, Ивановка, Тамбовка, Полевая, Варваровка, Озерная, Хвойная, Михайловка, Завитая.

В качестве источников питания приняты Райчихинская ГРЭС, Благовещенская ТЭЦ.

### 9.2 Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов

Для расчета режимов выбран программно-вычислительный комплекс RastrWin3. Он предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Возможности данной программы:

1. Расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера сложности, любого напряжения (от 0,4 до 1150 кВ). полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети) [6];
2. Оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
3. проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
4. эквивалентирование электрических сетей;
5. моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
6. структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;

7. расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;

8. анализ допустимой токовой нагрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;

9. расчет сетевых коэффициентов.

### 9.3 Подготовка исходных данных для расчета

Исходные данные линий представлены таблице 35.

Таблица 35 – Исходные данные линий

Название линии	X, Ом	R, Ом	B, мкСМ
1	2	3	4
Отпайка Чигири 1 - Чигири 1	0,05	0,12	-0,825
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	0,43	1,87	-11,54
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	0,47	2,06	-12,67
Отпайка Чигири 2 - Чигири 2	0,05	0,12	-0,83
Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	0,43	1,87	-11,54
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	0,17	0,73	-4,49
Отпайка Новая 1 - Новая 1	0,43	0,09	-2,64
Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	0,53	1,35	-9,08
Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 1	0,49	0,86	-5,32
Отпайка Сетевая 1 - Центральная	0,16	0,41	-2,75
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	0,17	0,73	-4,49
Отпайка Новая 2 - Новая 2	0,43	0,09	-2,64
Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	0,53	1,35	-9,08
Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 2	0,49	0,86	-5,32
Отпайка Сетевая 2 - Центральная	0,16	0,41	-2,75
Волково - Ивановка	5,54	9,76	-60,38
Ивановка - Полевая	8,05	14,19	-87,78
Озерная - Хвойная	8,95	15,78	-97,62
Волково - Тамбовка	6,59	11,61	-71,82
Тамбовка - Михайловка	10,49	26,3	-175,73
Михайловка - Райчихинская ГРЭС	14,71	30,28	-194,58

1	2	3	4
Отпайка хвойная 1 - Хвойная	0,07	0,244	-1,57
Отпайка хвойная 2 - Хвойная	0,10	0,378	-2,44
Завитая - Райчихинская ГРЭС	4,36	19,09	-117,48
Завитая - Райчихинская ГРЭС	4,44	19,09	-118,01
Отпайка хвойная 1 - Завитая	4,87	21,32	-131,21
Центральная - Волково	3,21	8,21	-55,08
Благовещенская СН - Отпайка Северная 1	0,61	1,55	-10,31
Озерная - Полевая	10,78	19,01	-117,57
ПП 1 - Варваровка 1	5,5	23,65	-145,2
ПП 2 - Благовещенская ВН	5,5	23,65	-145,2
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская ТЭЦ	0,49	2,13	-13,12
Завитая - Варваровка 2	7,74	33,89	-208,56
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	1,9	8,17	-50,16
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	1,43	7,98	-51,3
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	1,35	7,56	-48,6
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	1,9	8,17	-50,16
БВЭС ВН 1 - ПП	3,6	13,05	-84
БВЭС ВН 1 - ПП	3,6	13,05	-84

Исходные данные для параметров линий взяты из таблицы 2 и 3.

#### 9.4 Расчет максимального режима и его анализ

До начала расчета и анализа максимального режима после реконструкции электрической сети необходимо убедиться в правильном выборе эквивалента сети. Проверка правильности выбранного эквивалента сети представлена в пункте 1.4.

При расчете максимального режима регулирование напряжения производится с помощью установленных РПН. Расчетные напряжения в узлах сведены в таблицу 36.

Таблица 36 – Напряжения в узлах

Название узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
Завитая	220	220	0
БТЭЦ ген 1	6	6,5	8,33
БТЭЦ ген 2	10	10,5	5
БТЭЦ ген 3	10	10,5	5
БТЭЦ ген 4	10	10,6	6
РГРЭС ген 1	6	5,75	-4,23
РГРЭС ген 2	6	5,87	-2,11
Благовещенская ТЭЦ	110	116,75	6,14
Отпайка Чигири 1	110	116,36	5,78
Отпайка Чигири 2	110	116,35	5,77
Чигири 2	110	116,35	5,77
Благовещенская СН	110	116,35	5,78
Благовещенская ВН	220	229,35	4,25
Отпайка Новая 1	110	116,27	5,70
Отпайка Новая 2	110	116,27	5,70
Новая 1	110	116,23	5,66
Отпайка Сетевая 1	110	115,49	4,99
Отпайка Сетевая 2	110	115,49	4,99
Сетевая 2	110	115,37	4,88
Центральная	110	115,36	4,87
Волково	110	109,97	-0,02
Ивановка	110	107,84	-1,96
Полевая	110	107,13	-2,60
Озерная	110	106,97	-2,75
Хвойная	220	107,48	-2,28
Хвойная	220	220,92	0,41
Тамбовка	110	106,08	-3,55
Михайловка	110	107,06	-2,66

Продолжение таблицы 36

1	2	3	4
Райчихинская ГРЭС	110	109,60	-0,36
Райчихинская ГРЭС	220	218,55	-0,65
ТР РГРЭС 1	110	110,67	0,61
ТР РГРЭС 2	110	112,35	2,14
РГРЭС АТ	220	210,85	-4,15
Чигири 1	110	116,35	5,77
Новая 2	110	116,23	5,66
Сетевая 1	110	115,37	4,88
ТР С Благовещенская 1	220	220,96	0,43
ТР С Благовещенская 2	220	220,96	0,43
ТР С Хвойная 1	220	208,46	-5,24
ТР С Хвойная 2	220	214,55	-2,47
РГРЭС СН	35	32,91	-5,95
РГРЭС СН	35	33,44	-4,44
Хвойная НН1	35	33,14	-5,31
Хвойная НН2	35	33,22	-5,07
Отпайка хвойная 1	220	220,95	0,43
Отпайка хвойная 2	220	220,98	0,44
Варваровка 1	220	230,90	4,96
БВЭС ВН 1	220	230,83	4,92
БВЭС ВН 2	220	230,82	4,92
БВЭС НН 1	20	19,85	-0,73
БВЭС НН 2	20	19,96	-0,15
БВЭС ген 1	20	20	0
БВЭС ген 2	20	20	0
БВЭС ген 3	20	20	0
БВЭС ген 4	20	20	0
ПП	220	230,73	4,88
ПП	220	230,73	4,88
ПП 1	220	230,73	4,88
ПП 2	220	230,73	4,88

Напряжения на шинах не выходят за пределы 10% от номинального значения [23].

В таблице 37 представлена токовая загрузка линий.

Таблица 37 – Токовая загрузка линий

Название линии	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Дли- тельно допус- тимый ток, А	Токовая загрузка, %
Отпайка Чигири 1 - Чигири 1	76,68	54,04	510	11,65
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	160,33	164,10	710	17,91
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	237,49	217,68	710	25,93
Отпайка Чигири 2 - Чигири 2	62,70	55,40	510	9,53
Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	160,82	165,05	710	18,02
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	585,18	567,33	710	63,89
Отпайка Новая 1 - Новая 1	91,24	42,23	510	13,86
Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	495,36	483,15	510	75,29
Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 1	132,61	122,86	390	26,35
Отпайка Сетевая 1 - Центральная	351,42	343,49	510	53,41
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	584,96	567,11	710	63,86
Отпайка Новая 2 - Новая 2	91,05	42,21	510	13,83
Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	351,42	343,49	510	53,41
Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 2	131,51	121,51	510	26,14
Отпайка Сетевая 2 - Центральная	352,46	344,59	510	53,57
Волково - Ивановка	291,92	293,38	390	58,31
Ивановка - Полевая	245,31	253,91	390	50,46
Озерная - Хвойная	235,79	232,46	390	46,86
Волково - Тамбовка	344,56	344,66	510	52,38
Тамбовка - Михайловка	215,63	222,54	510	33,82
Михайловка - Райчихинская ГРЭС	179,67	171,81	390	35,71
Отпайка хвойная 1 - Хвойная	92,67	92,84	610	11,79
Отпайка хвойная 2 - Хвойная	87,58	21,32	610	11,13

1	2	3	4	5
Завитая - Райчихинская ГРЭС	67,24	73,15	710	7,98
Завитая - Райчихинская ГРЭС	67,20	73,08	710	7,97
Отпайка хвойная 2 - Завитая	27,54	39,34	710	4,29
Отпайка хвойная 1 - Завитая	18,52	33,32	710	3,63
Центральная - Волково	344,56	344,66	510	52,38
Озерная - Полевая	242,42	245,89	390	48,87
ПП 1 - Варваровка 1	24,35	16,59	710	2,65
ПП 2 - Благовещенская ВН	140,37	140,15	710	15,32
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская ТЭЦ	217,19	216,97	710	23,714
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	534,49	534,12	825	64,79
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	552,87	552,89	825	67,01
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	583,59	583,61	825	70,07
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	534,49	534,12	825	64,79
БВЭС ВН 1 - ПП	82,13	79,48	510	16,11
БВЭС ВН 1 - ПП	82,13	79,48	510	16,11

При рассмотрении максимального режима не наблюдается линий, которые имеют перегрузку по току, протекающему по ним. При максимальном режиме включения Благовещенской ветряной электростанции самая загруженная линия - Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1, она загружена на 75,29 %. Отключение этой линии в максимальном режиме будет рассмотрено, как один из вариантов аварийных режимов.

Схема потоко-распределения представлена в приложении А.

### 9.5 Расчет минимального режима и его анализ

Данные по напряжению в узлах при расчете минимального режима при включении Благовещенской ветряной электростанции представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Напряжения в узлах

Название узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
Завитая	220	220	0
БТЭЦ ген 1	6	6,5	8,33
БТЭЦ ген 2	10	10,5	5
БТЭЦ ген 3	10	10,5	5
БТЭЦ ген 4	10	10,6	6
РГРЭС ген 1	6	5,78	-3,59
РГРЭС ген 2	6	5,91	-1,46
Благовещенская ТЭЦ	110	116,30	5,72
Отпайка Чигири 1	110	115,93	5,39
Отпайка Чигири 2	110	115,93	5,39
Чигири 2	110	115,92	5,38
Благовещенская СН	110	116,01	5,45
Благовещенская ВН	220	227,88	3,58
Отпайка Новая 1	110	115,86	5,33
Отпайка Новая 2	110	115,86	5,33
Новая 1	110	115,83	5,31
Отпайка Сетевая 1	110	115,17	4,71
Отпайка Сетевая 2	110	115,17	4,71
Сетевая 2	110	115,09	4,63
Центральная	110	115,05	4,59
Волково	110	110,60	0,55
Ивановка	110	108,03	-1,78
Полевая	110	106,87	-2,83
Озерная	110	106,36	-3,30
Хвойная	220	106,78	-2,92
Хвойная	220	220,78	0,35
Тамбовка	110	106,59	-3,09
Михайловка	110	107,77	-2,01

Продолжение таблицы 38

1	2	3	4
Райчихинская ГРЭС	110	110,38	0,35
Райчихинская ГРЭС	220	218,42	-0,71
ТР РГРЭС 1	110	111,43	1,30
ТР РГРЭС 2	110	113,12	2,84
РГРЭС АТ	220	212,84	-3,25
Чигири 1	110	115,92	5,38
Новая 2	110	115,83	5,30
Сетевая 1	110	115,09	4,63
ТР С Благовещенская 1	220	220,23	0,10
ТР С Благовещенская 2	220	220,23	0,10
ТР С Хвойная 1	220	206,92	-5,94
ТР С Хвойная 2	220	212,97	-3,19
РГРЭС СН	35	33,14	-5,29
РГРЭС СН	35	33,67	-3,79
Хвойная НН1	35	32,88	-6,05
Хвойная НН2	35	32,96	-5,81
Отпайка хвойная 1	220	220,81	0,37
Отпайка хвойная 2	220	220,84	0,38
Варваровка 1	220	229,52	4,33
БВЭС ВН 1	220	229,49	4,31
БВЭС ВН 2	220	229,49	4,31
БВЭС НН 1	20	19,84	-0,78
БВЭС НН 2	20	19,96	-0,16
БВЭС ген 1	20	20	0
БВЭС ген 2	20	20	0
БВЭС ген 3	20	20	0
БВЭС ген 4	20	20	0
ПП	220	229,36	4,25
ПП	220	229,36	4,25
ПП 1	220	229,36	4,25
ПП 2	220	229,36	4,25

Напряжения на шинах не выходят за пределы 10% от номинального напряжения [2]. Номинальное напряжение сети 220 кВ не превышает наибольшего напряжения.

Таблица 39 – Токовая загрузка линий

Название линии	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Дли- тельно допу- стимый ток, А	Токовая за- грузка, %
1	2	3	4	5
Отпайка Чигири 1 - Чигири 1	92,96	71,54	510	14,13
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	151,09	159,02	710	17,36
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	238,51	222,05	710	26,04
Отпайка Чигири 2 - Чигири 2	80,48	70,90	510	12,23
Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	151,84	160,26	710	17,49
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	540,45	523,20	710	59,01
Отпайка Новая 1 - Новая 1	84,74	27,92	510	12,88
Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	466,87	456,17	510	70,96
Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 1	94,66	83,71	390	18,81
Отпайка Сетевая 1 - Центральная	364,74	359,19	510	55,44
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	540,55	523,30	710	59,01
Отпайка Новая 2 - Новая 2	84,94	27,90	510	12,91
Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	466,98	456,30	510	70,98
Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 2	95,19	84,53	510	14,47
Отпайка Сетевая 2 - Центральная	364,12	358,52	510	55,34
Волково - Ивановка	338,73	339,78	390	67,53
Ивановка - Полевая	295,08	302,80	390	60,18
Озерная - Хвойная	289,89	286,69	390	57,62
Волково - Тамбовка	366,95	368,15	510	55,95
Тамбовка - Михайловка	235,43	242,57	510	36,87
Михайловка - Райчихинская ГРЭС	204,98	197,31	390	40,74
Отпайка хвойная 1 - Хвойная	104,12	104,29	610	13,25

1	2	3	4	5
Отпайка хвойная 2 - Хвойная	97,72	34,57	610	12,41
Завитая - Райчихинская ГРЭС	42,37	57,14	710	6,23
Завитая - Райчихинская ГРЭС	42,29	57,13	710	6,23
Отпайка хвойная 2 - Завитая	29,03	38,08	710	4,15
Отпайка хвойная 1 - Завитая	20,83	31,89	710	3,48
Центральная - Волково	289,89	286,69	390	57,62
Озерная - Полевая	293,99	297,27	390	59,08
ПП 1 - Варваровка 1	24,33	16,69	710	2,65
ПП 2 - Благовещенская ВН	141,18	141,28	710	15,42
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская ТЭЦ	219,78	219,60	710	23,99
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	537,64	537,37	825	50,51
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	556,13	556,25	825	52,26
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	587,04	587,15	825	55,17
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	537,64	537,37	825	50,51
БВЭС ВН 1 - ПП	82,26	79,80	510	12,50
БВЭС ВН 1 - ПП	82,26	79,80	510	12,50

При рассмотрении минимального режима не наблюдается линии, которые перегружены по току, протекающему по ним. В данном случае самой загруженной линией является линия - Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2, загрузка составляет 70,98%.

### 9.6 Расчет послеаварийных режимов и их анализ

В качестве первого послеаварийного режима рассмотрен режим отключения самой загруженной при режиме максимальных нагрузок, а именно ЛЭП - Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1.

Напряжения в узлах в послеаварийном режиме при отключении ЛЭП – Отпайка Новая 1 – Отпайка Сетевая 1 приведены в таблице 40.

Таблица 40 – Напряжения в узлах в послеаварийном режиме

Название узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
Завитая	220	220	0
БТЭЦ ген 1	6	6,5	8,33
БТЭЦ ген 2	10	10,5	5
БТЭЦ ген 3	10	10,5	5
БТЭЦ ген 4	10	10,6	6
РГРЭС ген 1	6	5,74	-4,16
РГРЭС ген 2	6	5,87	-2,04
Благовещенская ТЭЦ	110	116,91	6,28
Отпайка Чигири 1	110	116,34	5,76
Отпайка Чигири 2	110	116,33	5,76
Чигири 2	110	116,33	5,75
Благовещенская СН	110	116,19	5,62
Благовещенская ВН	220	229,24	4,20
Отпайка Новая 1	110	116,72	6,11
Отпайка Новая 2	110	116,29	5,72
Новая 1	110	116,46	5,88
Отпайка Сетевая 1	110	114,74	4,31
Отпайка Сетевая 2	110	115,02	4,57
Сетевая 2	110	114,75	4,32
Центральная	110	114,79	4,35
Волково	110	110,36	0,32
Ивановка	110	108,19	-1,64
Полевая	110	107,41	-2,35
Озерная	110	107,15	-2,58
Хвойная	220	107,56	-2,21
Хвойная	220	220,94	0,42
Тамбовка	110	106,44	-3,23
Михайловка	110	107,29	-2,45

## Продолжение таблицы 40

1	2	3	4
Райчихинская ГРЭС	110	109,67	-0,29
Райчихинская ГРЭС	220	218,58	-0,64
ТР РГРЭС 1	110	110,75	0,68
ТР РГРЭС 2	110	112,43	2,21
РГРЭС АТ	220	211,03	-4,07
Чигири 1	110	116,33	5,75
Новая 2	110	116,47	5,88
Сетевая 1	110	114,75	4,32
ТР С Благовещенская 1	220	220,63	0,28
ТР С Благовещенская 2	220	220,63	0,28
ТР С Хвойная 1	220	208,65	-5,15
ТР С Хвойная 2	220	214,74	-2,39
РГРЭС СН	35	32,93	-5,89
РГРЭС СН	35	33,46	-4,38
Хвойная НН1	35	33,17	-5,22
Хвойная НН2	35	33,25	-4,98
Отпайка хвойная 1	220	220,97	0,44
Отпайка хвойная 2	220	220,99	0,45
Варваровка 1	220	230,79	4,90
БВЭС ВН 1	220	230,72	4,87
БВЭС ВН 2	220	230,72	4,87
БВЭС НН 1	20	19,85	-0,74
БВЭС НН 2	20	19,96	-0,15
БВЭС ген 1	20	20	0
БВЭС ген 2	20	20	0
БВЭС ген 3	20	20	0
БВЭС ген 4	20	20	0
ПП	220	230,62	4,83
ПП	220	230,62	4,83
ПП 1	220	230,62	4,83
ПП 2	220	230,62	4,83

Таблица 41 – Токовая загрузка линий в послеаварийном режиме

Название линии	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Дли- тельно допусти- мый ток, А	Токовая загрузка, %
1	2	3	4	5
Отпайка Чигири 1 - Чигири 1	75,60	52,78	510	11,49
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	241,37	239,72	710	26,35
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	323,23	302,04	710	35,29
Отпайка Чигири 2 - Чигири 2	63,96	56,56	510	9,72
Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	241,78	240,45	710	26,39
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	349,67	340,01	710	38,17
Отпайка Новая 1 - Новая 1	340,01	331,76	510	51,68
Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	0	0	510	0
Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 1	27,71	8,35	390	5,51
Отпайка Сетевая 1 - Центральная	27,71	62,63	510	9,51
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	651,36	629,46	710	71,11
Отпайка Новая 2 - Новая 2	265,24	250,56	510	40,31
Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	504,69	505,39	510	80,79
Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 2	251,89	243,16	510	38,28
Отпайка Сетевая 2 - Центральная	508,69	508,39	510	82,79
Волково - Ивановка	291,16	292,37	390	58,11
Ивановка - Полевая	244,19	252,54	390	50,23
Озерная - Хвойная	234,36	231,08	390	46,60
Волково - Тамбовка	343,77	343,42	510	52,30
Тамбовка - Михайловка	214,44	221,16	510	33,64
Михайловка - Райчихинская ГРЭС	177,96	170,21	390	35,20
Отпайка хвойная 1 - Хвойная	92,11	92,28	610	11,72
Отпайка хвойная 2 - Хвойная	86,71	20,57	610	11,01
Завитая - Райчихинская ГРЭС	66,88	72,67	710	7,93
Завитая - Райчихинская ГРЭС	66,84	72,60	710	7,92
Отпайка хвойная 2 - Завитая	28,23	40,06	710	4,37

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4	5
Отпайка хвойная 1 - Завитая	19,06	33,90	710	3,70
Центральная - Волково	214,44	221,16	510	33,64
Озерная - Полевая	241,06	244,47	390	48,59
ПП 1 - Варваровка 1	24,30	16,63	710	2,65
ПП 2 - Благовещенская ВН	140,43	140,24	710	15,33
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская ТЭЦ	300,14	299,89	710	32,77
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	534,74	534,37	825	50,24
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	553,13	553,15	825	51,97
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	583,86	583,88	825	54,86
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	534,74	534,37	825	50,24
БВЭС ВН 1 – ПП	82,14	79,51	510	12,48
БВЭС ВН 1 - ПП	82,14	79,51	510	12,48

В результате расчета первого послеаварийного режима все значения напряжения и токовой нагрузки ЛЭП находятся в пределах нормы. Самой загруженной линией является ЛЭП - Отпайка Сетевая 2 – Центральная, загрузка составляет 82,79 %.

В качестве второго послеаварийного режима будет отключена ЛЭП на головном участке - БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН и проверены токовые нагрузки ЛЭП и напряжения на шинах станций и подстанций.

Таблица 42 – Напряжение в узлах в после аварийном режиме

Название узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
Завитая	220	220	0
БТЭЦ ген 1	6	6,5	8,33
БТЭЦ ген 2	10	10,5	5
БТЭЦ ген 3	10	10,5	5
БТЭЦ ген 4	10	10,6	6

## Продолжение таблицы 42

1	2	3	4
РГРЭС ген 1	6	5,75	-4,14
РГРЭС ген 2	6	5,87	-2,02
Благовещенская ТЭЦ	110	116,61	6,01
Отпайка Чигири 1	110	116,19	5,63
Отпайка Чигири 2	110	116,19	5,62
Чигири 2	110	116,18	5,62
Благовещенская СН	110	116,17	5,61
Благовещенская ВН	220	228,60	3,91
Отпайка Новая 1	110	116,12	5,56
Отпайка Новая 2	110	116,12	5,56
Новая 1	110	116,08	5,53
Отпайка Сетевая 1	110	115,33	4,84
Отпайка Сетевая 2	110	115,33	4,84
Сетевая 2	110	115,20	4,73
Центральная	110	115,18	4,71
Волково	110	110,68	0,62
Ивановка	110	108,45	-1,40
Полевая	110	107,60	-2,17
Озерная	110	107,24	-2,50
Хвойная	220	107,59	-2,18
Хвойная	220	220,95	0,43
Тамбовка	110	106,70	-2,99
Михайловка	110	107,44	-2,31
Райчихинская ГРЭС	110	109,70	-0,26
Райчихинская ГРЭС	220	218,59	-0,63
ТР РГРЭС 1	110	110,78	0,71
ТР РГРЭС 2	110	112,46	2,23
РГРЭС АТ	220	211,10	-4,04
Чигири 1	110	116,18	5,62
Новая 2	110	116,08	5,53
Сетевая 1	110	115,20	4,72

Продолжение таблицы 42

1	2	3	4
ТР С Благовещенская 1	220	220,62	0,28
ТР С Благовещенская 2	220	220,62	0,28
ТР С Хвойная 1	220	208,70	-5,13
ТР С Хвойная 2	220	214,79	-2,36
РГРЭС СН	35	32,94	-5,86
РГРЭС СН	35	33,47	-4,36
Хвойная НН1	35	33,18	-5,19
Хвойная НН2	35	33,26	-4,96
Отпайка хвойная 1	220	220,98	0,44
Отпайка хвойная 2	220	221,01	0,45
Варваровка 1	220	230,51	4,77
БВЭС ВН 1	220	230,58	4,81
БВЭС ВН 2	220	230,58	4,81
БВЭС НН 1	20	19,85	-0,74
БВЭС НН 2	20	19,96	-0,15
БВЭС ген 1	20	20	0
БВЭС ген 2	20	20	0
БВЭС ген 3	20	20	0
ПП	220	230,34	4,70
ПП	220	230,34	4,70
ПП 1	220	230,35	4,71
ПП 2	220	230,34	4,70

Таблица 43 – Токовая нагрузка линий в послеаварийном режиме

Название линии	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Дли- тельно допусти- мый ток, А	Токовая нагрузка, %
1	2	3	4	5
Отпайка Чигири 1 - Чигири 1	76,61	54,06	510	11,64

1	2	3	4	5
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	160,05	162,36	710	17,72
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	240,06	218,31	710	26,21
Отпайка Чигири 2 - Чигири 2	62,80	55,45	510	9,54
Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	160,44	163,22	710	17,82
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	590,06	571,93	710	64,42
Отпайка Новая 1 - Новая 1	91,19	42,28	510	13,86
Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	216,14	222,65	510	33,84
Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 1	132,76	123,04	390	26,39
Отпайка Сетевая 1 - Центральная	354,55	345,94	510	53,89
Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	589,84	571,71	710	64,40
Отпайка Новая 2 - Новая 2	91,01	42,27	510	13,83
Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	76,61	54,06	510	11,64
Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 2	131,66	121,69	510	20,013
Отпайка Сетевая 2 - Центральная	355,58	347,03	510	54,04
Волково - Ивановка	293,61	294,59	390	58,55
Ивановка - Полевая	246,22	254,32	390	50,55
Озерная - Хвойная	236,08	232,85	390	46,92
Волково - Тамбовка	345,92	345,22	510	52,57
Тамбовка - Михайловка	216,14	222,65	510	33,84
Михайловка - Райчихинская ГРЭС	179,07	171,45	390	35,59
Отпайка хвойная 1 - Хвойная	92,27	92,45	610	11,74
Отпайка хвойная 2 - Хвойная	86,57	20,68	610	11
Завитая - Райчихинская ГРЭС	66,21	72,01	710	7,86
Завитая - Райчихинская ГРЭС	66,17	71,94	710	7,85
Отпайка хвойная 2 - Завитая	28,68	40,44	710	4,41
Отпайка хвойная 1 - Завитая	19,45	34,19	710	3,73
Центральная - Волково	499,31	486,68	510	75,89
Озерная - Полевая	242,86	246,21	390	48,93
ПП 1 - Варваровка 1	24,35	16,62	710	2,65
ПП 2 - Благовещенская ВН	184,91	184,50	710	20,18
Отпайка Чигири 1 - Благовещенская ТЭЦ	218,76	218,51	710	23,88

1	2	3	4	5
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	699,63	699,29	825	65,73
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	0	0	825	0
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	763,97	764,01	825	71,78
БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	699,63	699,29	825	65,73
БВЭС ВН 1 - ПП	103,71	101,59	510	15,76
БВЭС ВН 1 - ПП	103,71	101,59	510	15,76

В результате расчета второго послеаварийного режима все значения напряжений и токовой нагрузки ЛЭП находятся в пределах нормы. Самой загруженной линией является ЛЭП – Центральная – Волково, загрузка составляет 75,89 %. При отключении ЛЭП на головном участке, возможен дальнейший транзит полной мощности.

## 10 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА СХЕМЫ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ

В данном разделе ВКР необходимо рассчитать основные показатели инвестиционной привлекательности выбранного варианта выдачи мощности. Чистый дисконтированный доход – это разница между приведенной к текущему моменту стоимостью ожидаемых денежных потоков от проекта (доходы) и приведенной к текущему моменту стоимостью инвестиций в проект (расходы).

Расчет ЧДД необходим для принятия обоснованного решения о целесообразности инвестирования в принятый вариант выдачи мощности. Он позволяет:

- Оценить экономическую эффективность проекта, показывая, создаст ли проект дополнительную стоимость для инвестора. Положительный ЧДД означает, что проект прибыльный. Отрицательный ЧДД указывает на то, что проект убыточный и его реализация приведет к потере средств;

- Учесть временную стоимость денег, поскольку деньги, полученные в будущем, стоят меньше, чем деньги, имеющиеся сейчас. ЧДД учитывает этот фактор, дисконтируя будущие денежные потоки;

- Оценить влияние различных факторов, поскольку ЧДД чувствителен к изменениям различных параметров, таких как цена на электроэнергию, стоимость топлива, ставка дисконтирования, позволяет оценить риски проекта и разработать меры по их снижению.

Чистый дисконтированный доход определяется по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_{\text{расч}}} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1 + E_{\text{Н.Д}})^t}, \quad (137)$$

где  $\mathcal{E}_t$  - чистый поток платежей, тыс. руб;

$E_{\text{Н.Д}}$  - норма дисконта, принимаем равной 10 %

$T_{\text{расч}}$  - расчетный период, принимаем равным 20 годам.

Чистый поток платежей определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_t = \mathcal{D}_t - K_t - I_t, \quad (138)$$

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

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

$\mathcal{D}_t$  - суммарный доход от реализации проекта в год, тыс. руб.

Для выбранного варианта выдачи мощности доход будет измеряться по стоимости переданной по новым ЛЭП мощности в год.

$$\mathcal{D}_{t\Sigma} = \mathcal{D}_{t\min} \cdot \mathcal{D}_{t\max}, \quad (139)$$

где  $\mathcal{D}_{t\max}$  - доход от передачи электрической энергии в зимний период.

$$\mathcal{D}_{t\max} = P_{\Sigma\max} \cdot C \cdot W_{\text{полгода}}, \quad (140)$$

где  $C$  - стоимость передачи электрической энергии, для Амурской области принимаем равным 3,20 тыс. руб/тыс. кВт·ч;

$W_{\text{полгода}}$  - продолжительность периода, для каждого принимаем 6 месяцев;

$P_{\Sigma\max}$  - переданная по линиям активная мощность за максимальный период, МВт.

Капитальные затраты на оборудование и эксплуатационные издержки по выбранному варианту принимаем в соответствии с расчетами из пункта 4.3.

График чистого дисконтированного дохода по выбранному варианту выдачи мощности представлен на рисунке 15.

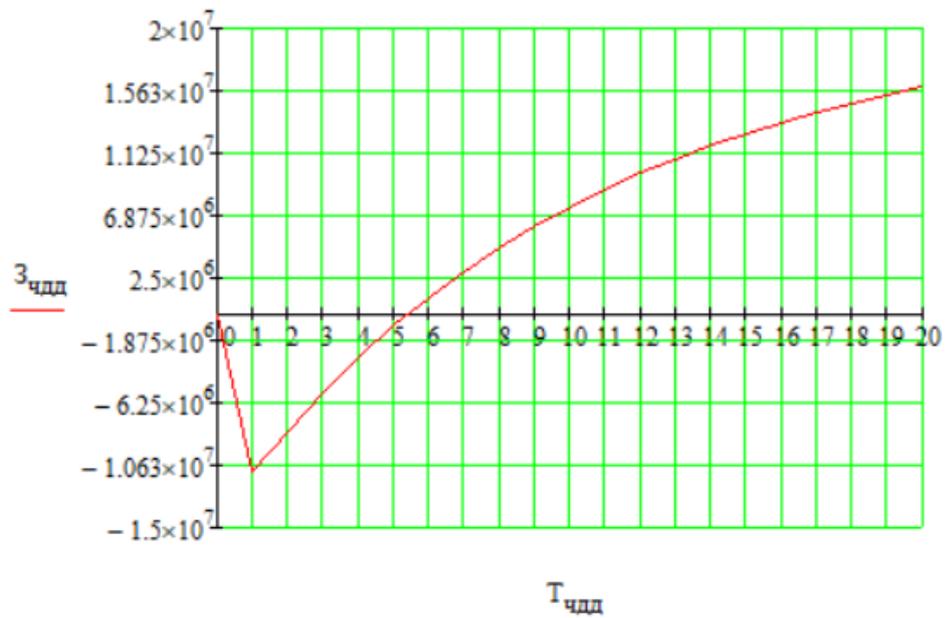


Рисунок 15 – График ЧДД по выбранному варианту выдачи мощности

Срок окупаемости разработанной схемы выдачи мощности составляет 6 лет и значение чистого дисконтированного дохода принимает положительное значение, следовательно схема выдачи мощности Благовещенской ВЭС в электрическую сеть может быть рекомендована к реализации.

## 11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 11.1 Безопасность

В строительстве Благовещенской ветряной электростанции и реконструкции существующей части электрической сети важным пунктом является обеспечение безопасной работы эксплуатационного и строительного-монтажного персонала в зоне производства строительных работ.

Безопасность монтажных работ должна быть обеспечена на основе выполнения требований по охране труда, содержащихся в проектной и организационно-технологической документации на строительное производство:

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[4];

2. Обеспечение безопасности рабочих мест на высоте [4];

3. Определение последовательности установки конструкций [4];

4. Обеспечение устойчивости конструкций и частей здания в процессе сборки [4];

5. Определение схем и способов укрупнительной сборки элементов конструкции [4];

6. Порядок (последовательность) монтажа элементов конструкции с целью исключения их обрушения в результате потери устойчивости [4];

7. Применение лестниц, настилов, подмостей, платформ, подъемных клеток, монтажных люлек и других аналогичных средств, ограждений, мобильных рабочих платформ [4].

Также при строительном-монтажных работах необходимо соблюдать следующие требования:

1. В процессе монтажа конструкций зданий или сооружений монтажники должны находиться на ранее установленных и закрепленных конструкциях или средствах подмащивания [5];

2. Запрещается пребывание работников на элементах конструкций и оборудования во время их подъема и перемещения [5];

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 [5];

4. Места, способ крепления каната и длина его участков должны быть указаны в организационно-технологической документации на строительное производство [5];

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

6. При необходимости нахождения работников под монтируемым оборудованием (конструкциями) должны осуществляться специальные мероприятия, обеспечивающие безопасность работников [5];

7. Монтируемые элементы следует поднимать плавно, без рывков, раскачивания и вращения [5];

8. Поднимать конструкции следует в два приема: сначала на высоту от 20 см до 30 см, затем после проверки надежности строповки производить дальнейший подъем [5];

9. Запрещается выполнять монтажные работы на высоте в открытых местах при скорости ветра 10 м/с и более, при гололеде, грозе или тумане, исключая видимость в пределах фронта работ [5].

При работе с электроустановками персонал должен иметь соответствующую профессиональную подготовку. Требования, предъявляемые при монтажных работах [4]:

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 [4];

2. Проверка здоровья работника должна проводиться до его принятия на работу. Совмещаемые профессии должны указываться в направлении на медицинский осмотр [4];

3. Электротехнический персонал должен осуществлять эксплуатацию электроустановок, поэтому перед допуском к самостоятельной работе, он должен быть обучен первой помощи пострадавшим от электрического тока [4];

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

5. Персонал, занимающийся электромонтажными работами, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты согласно условиям работы на основании отраслевых норм [4];

6. Персонал, находящийся на строительном-монтажной площадке должен носить защитные каски. Без средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются [4].

Защита от опасности поражения электрическим током.

К защитным мерам от опасности прикосновения к токоведущим частям электроустановок относятся: изоляция, ограждение, блокировка, пониженные напряжения, электрзащитные средства, сигнализация и плакаты. Надежная изоляция проводов от земли и корпусов электроустановок создает безопасные условия для обслуживающего персонала. Сопротивление изоляции необходимо регулярно контролировать. Для периодического контроля изоляции применяется мегаомметр, для постоянного контроля – специальные приборы контроля изоляции (ПКИ).

Для обеспечения недоступности токоведущих частей оборудования и электрических сетей применяют сплошные и сетчатые ограждения. Сплошные конструкции ограждений (кожухи, крышки, шкафы, закрытые панели и т.п.), а также

сетчатые конструкции применяют в электроустановках и сетях напряжением как до 1000 В, так и свыше 1000 В[2]. В последних должны наблюдаться допустимые расстояния от токоведущих частей до ограждений, которые нормируются ПУЭ.

При обслуживании и ремонте электроустановок и электросетей обязательно использование электрозщитных 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 [2].

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.)[2].

Для устранения опасности поражения электрическим током, в случае прикосновения к корпусу и к другим нетоковедущим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением вследствие замыкания на корпус и по другим причинам, используют защитное заземление. При этом все металлические нетоковедущие части электроустановок соединяются с землей с помощью заземляющих проводников и заземлителя.

Для заземления оборудования в первую очередь используют естественные заземлители: железобетонные фундаменты, а также расположенные в земле металлические конструкции зданий и сооружений.

Защитное заземление применяют в сетях напряжением свыше 1000 В как с изолированной, так и с заземленной нейтралью [2].

## 11.2 Экологичность

На открытом воздухе на территории электростанции установлены 10 трансформаторов. Силовые трансформаторы являются характерным источником шума на территории населенных мест. В зависимости от типовой мощности и класса напряжения в трансформаторах применяют различные системы охлаждения:

1. с естественной циркуляцией воздуха и масла (М);
2. с принудительной циркуляцией воздуха и масла (Д);
3. с принудительной циркуляцией воды и масла (Ц, НЦ, МЦ, НМЦ).

Электромагнитный шум возникает по следующим причинам:

1. магнитострикционный эффект;
2. силы, действующие на витки обмотки трансформатора в магнитном поле;
3. силы Максвелла, возникающие в стыках и шиповых соединениях сердечника трансформатора.

Магнитострикционный шум создается сердечником трансформатора. В процессе работы трансформатора как преобразователя напряжения, на его сердечник действует периодически меняющаяся магнитная индукция. Из-за неизбежного магнитострикционного эффекта периодически изменяется длина сердечника. В результате возникает изгибные колебания ярма и стержней сердечника. У больших трансформаторов звуковая вибрация через масло в баке по «звуковым мостикам» передается на стенки бака и излучается в окружающее пространство в виде воздушного шума. У небольших трансформаторов сам сердечник является излучателем шума.

Суммарный уровень шума трансформаторов определяется, как правило, электромагнитной составляющей, причем в любом случае она существенна в диапазоне значительно выше, чем на более высоких частотах. В шуме трансформатора преимущественно ощущаются тональные составляющие, частота которых соответствует удвоенной частоте сети (при частоте 50 Гц частота тональной

составляющей равна 100 Гц), и их краткие гармоники, что воспринимается на слух как низкое гудение [15].

Для проверки соблюдения норм, необходимо определить минимальное расстояние от электростанции до территории, на которой выполняется санитарно-гигиенические требования по уровню шума. Исходные данные приведены в таблице 44.

Таблица 44 – Исходные данные

Количество трансформаторов	Система охлаждения	S, МВА	Uном, 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 электростанции. 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 [15].

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

2. Определяем шумовые характеристики, согласно [16]. В данном стандарте приводятся уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Корректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора [15].

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла (ДЦ) уровень звуковой мощности составляет ( $S_{ном} = 400 \text{ МВА}$ ,  $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ ):

$$L_{PA} = 114 \text{ дБА.}$$

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

Распределительное устройство Благовещенской 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 10.

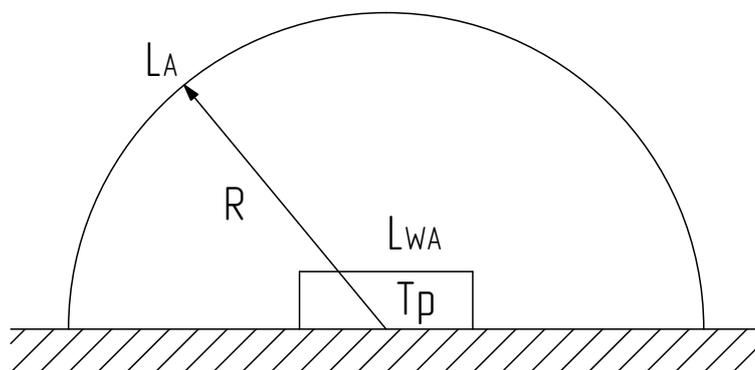


Рисунок 16 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с [16] справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}; \quad (141)$$

Где  $S$  - площадь поверхности полусферы,  $\text{м}^2$ ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2;$$

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

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}; \quad (142)$$

$$\text{где } S = \pi \cdot R^2; \quad (143)$$

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на электростанции, 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 звуковой мощности будет равен:

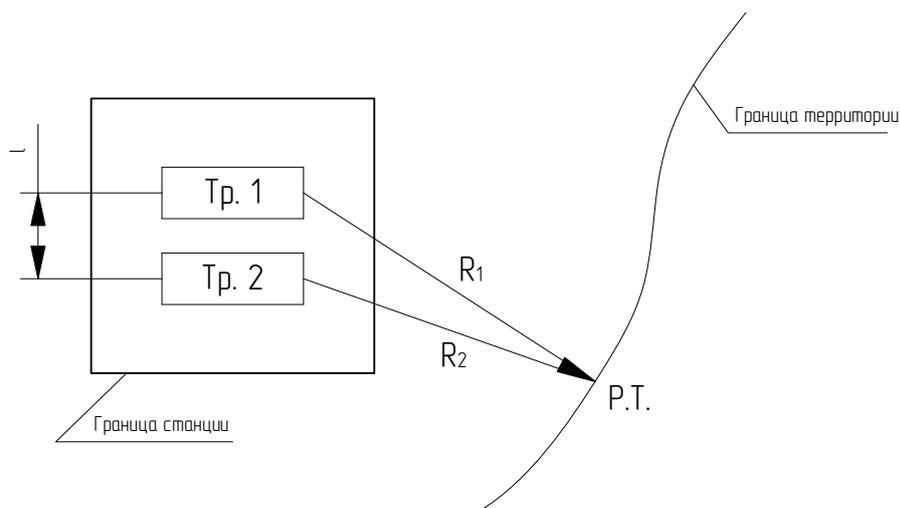


Рисунок 17 – Схема расположения станции относительно жилой застройки

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{PAi}}; \quad (144)$$

где  $N$  - количество источников шума (ТМ);

$L_{PAi}$  - скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

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

Исходя из принятых допущений выражение (2) можно записать в следующем виде:

$$DY_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}; \quad (145)$$

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

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DY_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (146)$$

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

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg(10^{0,1 \cdot 114} + 10^{0,1 \cdot 114}) = 117,01 \text{ дБА};$$

Разрешив уравнение (6), относительно  $R_{\min}$  получим минимальное расстояние от источников шума на электростанции до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(117,01-45)}}{2\pi}} = 1380 \text{ м};$$

Любое  $R \geq R_{\min}$  будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к станции территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а  $R_{\min} = L_{C33}$  санитарно – защитная зона (СЗЗ) по шуму.

В данном случае минимальное допустимое расстояние от трансформаторов до жилых домов составляет 1380 м. Ближайший к территории Благовещенской

ВЭС жилой дом расположен на расстоянии 2341 м, следовательно, на территории жилых домов уровень шума не превышает допустимого. Отсюда делается вывод, что дополнительные меры по снижению уровня шума не требуются.

### **11.3 Пожаробезопасность**

Пожарная безопасность на станции обуславливается, в основном наличием на ней маслonaполненного оборудования. Пожарная безопасность обеспечивается мероприятиями пожарной профилактики, представляющей собой комплекс организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение безопасности людей, на предотвращение пожара, ограничение его распространения, а также создания условий для успешного тушения.

На станции предусмотрены первичные средства пожаротушения, которые используются для локализации и ликвидации небольших органов возгорания, а также пожаров в их начальной стадии развития. Тушение пожара производится пожарными машинами.

Пожарная защита обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных [7];
- ограничением количества горючих веществ и их размещения [7];
- изоляцией горючей среды [7];
- предотвращением распространения пожара за пределы очага [7];
- применением средств пожаротушения [7];
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью [7];
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре [7];
- организацией пожарной охраны промышленных объектов [7].

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.) [7];

- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций [7];
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций [7];
- применением средств, предотвращающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.) [7];
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре [7];
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях [7].

На ОРУ станций встречаются следующие источники пожаробезопасности:

- охлаждаемые водородом синхронные компенсаторы [7];
- масляные трансформаторы и выключатели [7];
- маслonaполненные концевые кабельные муфты [7];
- растительность [7];
- горючие элементы зданий и сооружений [7];
- склады [7];
- хранение бензина или других воспламеняемых жидкостей [7].

Для предотвращения пожара и защиты открытого распределительного устройства подстанции на ОРУ применяется пожарная техника. Она классифицируется на следующие группы:

- пожарные машины [7];
- средства пожарной и охранной сигнализации [7];
- огнетушители [7];
- пожарное оборудование [7];
- ручной инструмент [7];
- инвентарь и пожарные спасательные устройства [7].

На предприятии широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является

наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вод нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ. В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования [7].

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. На территории станции первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, имеющие на тропях обхода территории ОРУ[2]. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми и войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня поля, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему [7].

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушнопенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована [2].

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C [7].

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей и оборудования для исключения их нагрева [7].

В данной работе все технические решения по сооружениям, конструкциям и технологическим мерам приняты и разработаны в полном соответствии с нормами и правилами, включая правила взрывопожаробезопасности.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе разработаны 4 варианта схемы выдачи мощности Благовещенской ВЭС, из них выбраны 2 технически осуществимых варианта - № 1 и № 3 для дальнейшего рассмотрения.

Вариант выдачи мощности №1 предусматривает строительство ОРУ 220 кВ по схеме № 220-13Н «Две рабочие и обходная системы шин», строительство двух ВЛ 220 кВ Благовещенская ВЭС – ПС Благовещенская, а также строительство ВЛ 220 кВ Благовещенская ВЭС – ПС Варваровка с суммарной протяженностью сооружаемых линий приблизительно 80 км.

Вариант выдачи мощности № 3 предусматривает строительство ОРУ 220 кВ по схеме № 220-13Н «Две рабочие и обходная системы шин», строительство переключательного пункта 220 кВ по схеме №220-7 «Четырехугольник», строительство ВЛ 220 кВ Благовещенская ВЭС – ПС Благовещенская, а также ВЛ 220 кВ Благовещенская ВЭС – ПП с суммарной протяженностью сооружаемых линий приблизительно 50 км.

В результате технико-экономического сравнения был выбран вариант выдачи мощности № 3, поскольку он на 3,11 % дешевле варианта № 1.

Был произведен расчет токов короткого замыкания, по результатам которого был осуществлен выбор и проверка высоковольтного оборудования, а именно выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, токоведущих частей, изоляторов, ОПН, трансформаторов собственных нужд, а также системы оперативного тока и аккумуляторных батарей.

Был проведен расчет и анализ максимального, минимального и послеаварийных режимов схемы выдачи мощности Благовещенской ветряной электростанции. По результатам анализа установившихся режимов не было выявлено выхода напряжений за пределы 10 % от номинальных значений, также не наблюдалось линий электропередачи, перегруженных по протекающему току.

В данной работе все технические решения по сооружениям, конструкциям и технологическим мерам приняты и разработаны в полном соответствии с правилами безопасности и экологическими нормативами.

Срок окупаемости разработанной схемы выдачи мощности составляет 6 лет. Значение чистого дисконтированного дохода принимает положительное значение. Таким образом, принятый вариант включения Благовещенской ВЭС в электрическую сеть может быть рекомендован к реализации.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Казакул А.А. Специальный курс электрических сетей: Методические указания по решению практических задач/ сост.: А.А. Казакул. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2022. – 127 с.;
2. Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003;
3. Приказ Минэнерго РФ от 06.12.2022 № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195» (Зарегистрировано в Минюсте России 30 декабря 2022 г. № 71920) [Электронный ресурс] URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202212300055> (дата обращения 08.06.2025);
4. 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 08.06.2025);
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 08.06.2025);
6. Программный комплекс RastrWin3 [Электронный ресурс] URL: [https://rastrwin.ru/download/Files/HELP\\_RastrWin3\\_29\\_08\\_12.pdf](https://rastrwin.ru/download/Files/HELP_RastrWin3_29_08_12.pdf);
7. 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.;
8. Электротехнический справочник Т. 3 / В.Г. Герасимов, П.Г. Грудинский, В.А. Лабудинский и др. – М.: Энергоатомиздат, 2002;
9. 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.

10. 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.;
11. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян – М.: НТФ «Энергосетьпроект» 2012. – 376 с.;
12. ГОСТ 14150 – 69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.»
13. Децентрализованные системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями / Б.В. Лукутин, И.О. Муравлев, И.А. Плотников – изд. Томского политехнического университета, 2015 г.
14. 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. – 90с.
15. Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к практическим занятиям – М.: АмГУ, 2014. – 91 с.
16. ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля»
17. Приказ Минэнерго РФ от 6.12.2022 № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. №1195» (Зарегистрировано в Минюсте России 30 декабря 2022 г. № 71920) [Электронный ресурс] URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202212300055>;
18. 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.

19. Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Методические указания к практическим занятиям / сост.: Н.В. Савина, П.П. Проценко – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2015. – 106 с.

20. Проектирование систем противопожарной защиты на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». Общие технические требования, СТО 56947007-33.040.10.139-2012, ФСК ЕЭС, 2012 г.

21. 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.

22. ГОСТ 21144-13. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2013-22-03. -М.: Изд-во стандартов, 2. – IV, 20с.

23. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М.: Высшая школа, 2013.

24. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.:Энергоатомиздат, 2002. – 608 с.

25. 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.

26. Мясоедов Ю.В. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: сборник учебно-методических материалов для направления подготовки 13.03.02. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2017. – 201 с.;

27. Ерошенко, С.А. Расчет токов короткого замыкания в энергосистемах: Учебное пособие / С.А. Ерошенко, и др. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2019. – 104 с.;

28. Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для

вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., - Изд-во БХВ - Петербург. 2013.  
- 608 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчет режимов части существующей сети в ПВК RastrWin3

Таблица А.1 – Узлы в режиме максимальных нагрузок

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
База	60	Завитая	220	52,7	8,7	182,76	18,49	236,76
Ген	2	БТЭЦ ТГ 1	6	17,1	14,1	62	14,90	6,5
Ген	3	БТЭЦ ТГ 2	10	18,1	16	103,3	20,57	10,5
Ген	4	БТЭЦ ТГ 3	10	11,2	9,2	110,8	14,45	10,5
Ген	5	БТЭЦ ТГ 4	10	8,9	7,2	110,1	32,16	10,6
Ген	40	РГРЭС ТГ 6	6	2,4	1	50,9	15,38	6,3
Ген	41	РГРЭС ТГ 7	6	3,4	2,74	32,9	16,01	6,3
Нагр	1	Благовещенская ТЭЦ	110	42,8	11,1	-	-	120,58
Нагр	10	Отпайка Чигири 1	110	-	-	-	-	120,40
Нагр	11	Отпайка Чигири 2	110	-	-	-	-	120,40
Нагр	12	Чигири 2	110	12,6	1,7	-	-	120,40
Нагр	13	Благовещенская СН	110	92,8	13,3	-	-	120,32
Нагр	14	Благовещенская ВН	220	50,7	-9,4	-	-	234,51
Нагр	15	Отпайка Новая 1	110	0	0	-	-	120,43
Нагр	16	Отпайка Новая 2	110	0	0	-	-	120,43
Нагр	17	Новая 1	110	8,4	2,5	-	-	120,40
Нагр	18	Отпайка Сетевая 1	110	-	-	-	-	120,07
Нагр	19	Отпайка Сетевая 2	110	-	-	-	-	120,07
Нагр	20	Сетевая 2	110	15,5	2,6	-	-	119,95
Нагр	21	Центральная	110	43,5	17,8	-	-	120,01
Нагр	29	Волково	110	20,8	3,4	-	-	118,21
Нагр	30	Ивановка	110	10	3,9	-	-	117,47
Нагр	31	Полевая	110	1,9	0,5	-	-	117,42
Нагр	33	Озерная	110	1,8	0,6	-	-	117,40
Нагр	34	Хвойная	110	-	-	-	-	117,39
Нагр	35	Хвойная	220	-	-	-	-	235,59
Нагр	36	Тамбовка	110	25	3,9	-	-	117,11
Нагр	37	Михайловка	110	10,4	1,3	-	-	118,13
Нагр	38	Райчихинская ГРЭС	110	29,2	21,6	-	-	120,46
Нагр	39	Райчихинская ГРЭС	220	90,6	-2,6	-	-	235,82
Нагр	42	ТР ТГ :	110	-	-	-	-	121,62
Нагр	43	ТР ТГ 7	110	-	-	-	-	121,75
Нагр	44	РГРЭС АТ	220	-	-	-	-	233,03
Нагр	46	Чигири 1	110	8,3	1,9	-	-	120,40
Нагр	47	Новая 2	110	8,1	1,6	-	-	120,40
Нагр	48	Сетевая 1	110	32,8	4,6	-	-	119,95
Нагр	50	СТ Благовещенская 1	220	-	-	-	-	228,46
Нагр	51	СТ Благовещенская 2	220	-	-	-	-	228,46
Нагр	52	СТ Хвойная 1	220	-	-	-	-	229,09
Нагр	53	СТ Хвойная 2	220	-	-	-	-	234,415
Нагр	55	СН	35	25,5	5,9	-	-	36,17
Нагр	56	СН	35	5	5,6	-	-	36,24

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	57	Хвойная НН1	35	7,8	5	-	-	35,98
Нагр	58	Хвойная НН2	35	6	5,3	-	-	35,93
Нагр	63	Отпайка хвойная 1	220	-	-	-	-	235,59
Нагр	64	Отпайка хвойная 2	220	-	-	-	-	235,62
Нагр	68	Варваровка 1	220	6,6	0,7	-	-	235,64
Нагр	69	Варваровка 2	220	6,6	0,7	-	-	-

Таблица А.2 – Ветви в режиме максимальных нагрузок

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	P_нач	Q_нач	Кт/г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 1	0,048	0,123	-0,82	-9,54	-1,82	-
ЛЭП	10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	0,428	1,87	-11,53	-46,66	4,97	-
ЛЭП	1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	0,470	2,059	-12,67	-58,14	3,01	-
ЛЭП	11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 2	0,048	0,123	-0,825	-11,36	-1,67	-
ЛЭП	11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	0,428	1,874	-11,53	-46,75	4,95	-
ЛЭП	1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	0,166	0,729	-4,488	-86,61	-3,93	-
ЛЭП	15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	0,429	0,098	-2,64	-8,23	-1,75	-
ЛЭП	15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	0,528	1,353	-9,075	-78,56	-1,59	-
ЛЭП	18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 1	0,488	0,86	-5,32	-24,40	-3,46	-
ЛЭП	18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	0,16	0,41	-2,75	-53,94	2,30	-
ЛЭП	1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	0,166	0,7293	-4,488	-86,58	-3,91	-
ЛЭП	16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	0,429	0,098	-2,64	-8,24	-1,70	-
ЛЭП	16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	0,528	1,353	-9,075	-78,51	-1,62	-
ЛЭП	19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 2	0,488	0,86	-5,32	-24,11	-3,57	-
ЛЭП	19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	0,16	0,41	-2,75	-54,18	2,38	-
ЛЭП	29	30	Волково - Ивановка	5,538	9,761	-60,38	-10,37	-2,69	-
ЛЭП	30	31	Ивановка - Полевая	8,052	14,19	-87,78	-0,32	0,44	-
ЛЭП	33	34	Озерная - Хвойная	8,954	15,781	-97,62	3,38	-1,28	-
ЛЭП	29	36	Волково - Тамбовка	6,588	11,61	-71,82	-19,79	0,35	-

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	36	37	Тамбовка - Михайловка	10,49 2	26,3	-175,7	5,373	3,58	-
ЛЭП	37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	14,71 2	30,28	-194,5	15,79	2,52	-
Вык л	12	46	Чигири 2 - Чигири 1	-	-	-	1,26	0,007	-
Вык л	17	47	Новая 1 - Новая 2	-	-	-	-0,072	0,34	-
Вык л	20	48	Сетевая 2 - Сетевая 1	-	-	-	-8,62	-1,05	-
Тр-р	14	50	Благовещенская ВН - СТ Благовещенская 1	0,490	48,665	-	-6,24	-29,09	1
Тр-р	14	51	Благовещенская ВН - СТ Благовещенская 2	0,49	48,66	-	-6,24	-29,09	1
Тр-р	1	2	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ТГ 1	0,66	17,96	-	44,806	-1,67	0,053
Тр-р	1	3	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ТГ 2	0,37	12,292	-	85,01	-1,53	0,086
Тр-р	1	4	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ТГ 3	0,374	12,29	-	99,33	-3,09	0,086
Тр-р	1	5	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ТГ 4	0,201	7,68	-	101,04 6	19,37	0,086
Тр-р	50	13	СТ Благовещенская 1 - Благовещенская СН	0,49	-2,058	-	-6,24	-28,38	0,526
Тр-р	51	13	СТ Благовещенская 2 - Благовещенская СН	0,49	-2,058	-	-6,24	-28,38	0,526
Тр-р	38	42	Райчихинская ГРЭС - ТР ТГ :	0,509	23,51	-	22,91	5,064	1
Тр-р	42	55	ТР ТГ : - СН	0,509	-0,116	-	-25,52	-5,901	0,297
Тр-р	42	40	ТР ТГ : - РГРЭС ТГ 6	0,509	15,149	-	48,41	11,84	0,051
Тр-р	38	43	Райчихинская ГРЭС - ТР ТГ 7	0,509	23,51	-	24,48	5,61	1
Тр-р	43	56	ТР ТГ 7 - СН	0,509	-0,116	-	-5,003	-5,603	0,29
Тр-р	43	41	ТР ТГ 7 - РГРЭС ТГ 7	0,509	15,14	-	29,46	12,22	0,051
Тр-р	39	44	Райчихинская ГРЭС - РГРЭС АТ	0,516	59,16	-	2,01	-11,14	1
Тр-р	44	38	РГРЭС АТ - Райчихинская ГРЭС	0,51	- 12,770	-	2,06	-11,09	0,515
Тр-р	52	34	СТ Хвойная 1 - Хвойная	6,13	6,17	-	-0,83	-1,95	0,512
Тр-р	53	34	СТ Хвойная 2 - Хвойная	7,34	28,77	-	-2,57	4,56	0,499
Вык л	57	58	Хвойная НН1 - Хвойная НН2	-	-	-	-	-	-
Тр-р	35	52	Хвойная - СТ Хвойная 1	4,72	187,99	1,038	-8,69	-8,11	1
Тр-р	52	57	СТ Хвойная 1 - Хвойная НН1	0,36	358,69	-	-7,79	-5,63	0,16

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	35	53	Хвойная - СТ Хвойная 2	5,64	177,31	1,72	-8,609	-1,51	1
Тр-р	53	58	СТ Хвойная 2 - Хвойная НН2	0,43	351,28	-	-5,99	-5,74	0,159
ЛЭП	63	35	Отпайка хвойная 1 - Хвойная	0,067	0,244	-1,56	2,21	0,058	-
ЛЭП	64	35	Отпайка хвойная 2 - Хвойная	0,104	0,378	-2,43	-19,68	-9,32	-
ЛЭП	60	39	Завитая - Райчихинская ГРЭС	4,36	19,09	-117,4	-44,57	1,53	-
ЛЭП	60	39	Завитая - Райчихинская ГРЭС	4,44	19,09	-118,8	-44,54	1,72	-
ЛЭП	64	60	Отпайка хвойная 2 - Завитая	3,86	16,96	-104,6	22,45	13,55	-
ЛЭП	63	60	Отпайка хвойная 1 - Завитая	4,87	21,32	-131,8	18,14	12,28	-
ЛЭП	21	29	Центральная - Волково	3,28	8,21	-55,2	-51,59	-6,49	-
ЛЭП	13	22	Благовещенская СН - Отпайка Северная 1	0,60	1,54	-10,31	-7,25	-	-
ЛЭП	33	31	Озерная - Полевая	10,78	19,006	-117,7	-1,58	1,88	-
ЛЭП	14	68	Благовещенская ВН - Варваровка 1	10,9	46,87	-287,6	-6,91	15,11	-
ЛЭП	10	1	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская ТЭЦ	0,48	2,13	-13,12	56,12	-3,16	-
Вык л	68	69	Варваровка 1 - Варваровка 2	-	-	-	-	-	-
ЛЭП	60	69	Завитая - Варваровка 2	7,742	33,891	-208,6	-	-	-

Таблица А.3 – Нагрузка ЛЭП в режиме максимальных нагрузок

N_нач	N_кон	Название	Идоп_расч_ДДТ Н	I/I_dop_ДДТ Н
1	2	3	4	5
10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 1	657,9	7,08
10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	915,9	24,56
1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	915,9	30,43
11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 2	657,9	8,37
11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	915,9	24,61
1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	915,9	45,32
15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	657,9	6,133
15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	657,9	57,26
18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 1	503,1	23,56
18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	657,9	39,45
1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	915,9	45,31

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5
16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	657,9	6,14
16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	657,9	57,22
19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 2	503,1	23,31
19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	657,9	39,63
29	30	Волково - Ивановка	503,1	10,63
30	31	Ивановка - Полевая	503,1	0,81
33	34	Озерная - Хвойная	503,1	4,19
29	36	Волково - Тамбовка	657,9	14,69
36	37	Тамбовка - Михайловка	657,9	4,84
37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	503,1	15,53
63	35	Отпайка хвойная 1 - Хвойная	786,9	0,69
64	35	Отпайка хвойная 2 - Хвойная	786,9	6,80
60	39	Завитая - Райчихинская ГРЭС	915,9	11,89
60	39	Завитая - Райчихинская ГРЭС	915,9	11,88
64	60	Отпайка хвойная 2 - Завитая	915,9	7,01
63	60	Отпайка хвойная 1 - Завитая	915,9	5,86
21	29	Центральная - Волково	657,9	38,09
33	31	Озерная - Полевая	503,1	2,41
14	68	Благовещенская ВН - Варваровка 1	915,9	4,46
10	1	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская ТЭЦ	915,9	29,43



Таблица А.4 – Узлы в режиме минимальных нагрузок

Тип	Но- мер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
База	60	Завитая	220	52,7	8,7	121,06	35,58	236,76
Ген	2	БТЭЦ ТГ 1	6	17,1	14,1	62	16,33	6,5
Ген	3	БТЭЦ ТГ 2	10	18,1	16	103,3	22,67	10,5
Ген	4	БТЭЦ ТГ 3	10	11,2	9,2	110,8	16,56	10,5
Ген	5	БТЭЦ ТГ 4	10	8,9	7,2	110,1	35,55	10,6
Ген	40	РГРЭС ТГ 6	6	2,4	1	50,9	13,64	6,3
Ген	41	РГРЭС ТГ 7	6	3,4	2,74	32,9	14,21	6,3
Нагр	1	Благовещенская ТЭЦ	110	55,3	45,6	-	-	120,36
Нагр	10	Отпайка Чигири 1	110	-	-	-	-	120,25
Нагр	11	Отпайка Чигири 2	110	-	-	-	-	120,25
Нагр	12	Чигири 2	110	15,7	5,4	-	-	120,24
Нагр	13	Благовещенская СН	110	31,1	2,7	-	-	120,26
Нагр	14	Благовещенская ВН	220	40,7	4,3	-	-	234,34
Нагр	15	Отпайка Новая 1	110	-	-	-	-	120,28
Нагр	16	Отпайка Новая 2	110	-	-	-	-	120,28
Нагр	17	Новая 1	110	5,6	1,7	-	-	120,26
Нагр	18	Отпайка Сетевая 1	110	-	-	-	-	120,04
Нагр	19	Отпайка Сетевая 2	110	-	-	-	-	120,04
Нагр	20	Сетевая 2	110	22,4	1,7	-	-	119,96
Нагр	21	Центральная	110	38,6	9,2	-	-	120,03
Нагр	29	Волково	110	14,5	2,2	-	-	118,46
Нагр	30	Ивановка	110	9,4	4,6	-	-	117,58
Нагр	31	Полевая	110	1,3	0,4	-	-	117,40
Нагр	33	Озерная	110	1,1	0,4	-	-	117,12
Нагр	34	Хвойная	110	-	-	-	-	116,84
Нагр	35	Хвойная	220	-	-	-	-	235,57
Нагр	36	Тамбовка	110	26	4,1	-	-	117,37
Нагр	37	Михайловка	110	8,9	0,8	-	-	118,74
Нагр	38	Райчихинская ГРЭС	110	10,1	9,9	-	-	121,01
Нагр	39	Райчихинская ГРЭС	220	65,5	18,5	-	-	235,70
Нагр	42	ТР ТГ :	110	-	-	-	-	121,84
Нагр	43	ТР ТГ 7	110	-	-	-	-	121,97
Нагр	44	РГРЭС АТ	220	-	-	-	-	234,37
Нагр	46	Чигири 1	110	11,4	1,5	-	-	120,24
Нагр	47	Новая 2	110	4,9	2,2	-	-	120,26
Нагр	48	Сетевая 1	110	10,9	2,3	-	-	119,96
Нагр	50	СТ Благовещенская 1	220	-	-	-	-	228,28
Нагр	51	СТ Благовещенская 2	220	-	-	-	-	228,28
Нагр	52	СТ Хвойная 1	220	-	-	-	-	227,92
Нагр	53	СТ Хвойная 2	220	-	-	-	-	233,35
Нагр	55	СН	35	20,5	5,9	-	-	36,24
Нагр	56	СН	35	5	5,6	-	-	36,35
Нагр	57	Хвойная НН1	35	7,8	5	-	-	35,78
Нагр	58	Хвойная НН2	35	6	5,3	-	-	35,76
Нагр	63	Отпайка хвойная 1	220	-	-	-	-	235,57

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	64	Отпайка хвойная 2	220	-	-	-	-	235,60
Нагр	68	Варваровка 1	220	6	3,3	-	-	234,98
Нагр	69	Варваровка 2	220	-	-	-	-	-

Таблица А.5 – Ветви в режиме минимальных нагрузок

Тип	N_н ач	N_ ко н	Название	R	X	B	P_нач	Q_нач	Кт/г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 1	0,048	0,123	-0,825	-12,61	-3,49	-
ЛЭП	10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	0,428	1,874	-11,536	-44,71	10,48	-
ЛЭП	1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	0,470	2,059	-12,672	-59,33	6,90	-
ЛЭП	11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 2	0,048	0,123	-0,825	-14,49	-3,31	-
ЛЭП	11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	0,428	1,874	-11,536	-44,80	10,52	-
ЛЭП	1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	0,166	0,729	-4,488	-79,16	5,02	-
ЛЭП	15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	0,429	0,098	-2,64	-5,24	-1,63	-
ЛЭП	15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	0,528	1,353	-9,075	-74,11	7,16	-
ЛЭП	18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 1	0,488	0,86	-5,32	-16,64	-1,95	-
ЛЭП	18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	0,16	0,41	-2,75	-57,27	9,49	-
ЛЭП	1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	0,166	0,729	-4,488	-79,19	5,06	-
ЛЭП	16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	0,429	0,098	-2,64	-5,22	-1,68	-
ЛЭП	16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	0,528	1,353	-9,075	-74,13	7,19	-
ЛЭП	19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 2	0,488	0,86	-5,32	-16,81	-1,85	-
ЛЭП	19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	0,16	0,41	-2,75	-57,13	9,42	-
ЛЭП	29	30	Волково - Ивановка	5,538	9,761	-60,382	-17,80	-0,24	-
ЛЭП	30	31	Ивановка - Полевая	8,052	14,19	-87,78	-8,27	3,71	-
ЛЭП	33	34	Озерная - Хвойная 1	8,954	15,78 1	-97,622	-5,78	1,82	-
ЛЭП	29	36	Волково - Тамбовка	6,588	11,61	-71,82	-24,38	2,95	-
ЛЭП	36	37	Тамбовка - Михай- ловка 2	10,49 2	26,3	-175,73	1,87	6,55	-

Продолжение таблицы А.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	14,71 2	30,28	-194,58	10,79	4,96	-
Вык л	12	46	Чигири 2 - Чигири 1	-	-	-	1,23	2,06	-
Вык л	17	47	Новая 1 - Новая 2	-	-	-	0,11	-0,29	-
Вык л	20	48	Сетевая 2 - Сетевая 1	-	-	-	5,56	-0,24	-
Тр-р	14	50	Благовещенская ВН - СТ Благовещенская 1	0,490	48,66	-	25,38	-29,73	1
Тр-р	14	51	Благовещенская ВН - СТ Благовещенская 2	0,490	48,66	-	25,38	-29,73	1
Тр-р	1	2	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ТГ 1	0,66	17,96	-	44,80	-0,25	0,05 3
Тр-р	1	3	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ТГ 2	0,37	12,29	-	85,06	0,54	0,08 6
Тр-р	1	4	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ТГ 3	0,374	12,29	-	99,33	-1,01	0,08 6
Тр-р	1	5	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ТГ 4	0,201	7,68	-	101,0 4	22,67	0,08 6
Тр-р	50	13	СТ Благовещенская 1 - Благовещенская СН	0,490	-2,05	-	25,44	-28,44	0,52 6
Тр-р	51	13	СТ Благовещенская 2 - Благовещенская СН	0,490	-2,05	-	25,44	-28,44	0,52 6
Тр-р	38	42	Райчихинская ГРЭС - ТР ТГ :	0,509	23,51	-	27,93	3,03	1
Тр-р	42	55	ТР ТГ : - СН	0,509	-0,11	-	-20,52	-5,90	0,29 7
Тр-р	42	40	ТР ТГ : - РГРЭС ТГ 6	0,509	15,14	-	48,41	10,15	0,05 1
Тр-р	38	43	Райчихинская ГРЭС - ТР ТГ 7	0,509	23,51	-	24,49	3,90	1
Тр-р	43	56	ТР ТГ 7 - СН	0,509	-0,11	-	-5,35	-5,60	0,29 7
Тр-р	43	41	ТР ТГ 7 - РГРЭС ТГ 7	0,509	15,14	-	29,46	10,47	0,05 1
Тр-р	39	44	Райчихинская ГРЭС - РГРЭС АТ	0,516	59,16	-	31,25	-6,08	1
Тр-р	44	38	РГРЭС АТ - Райчихинская ГРЭС	0,516	-12,77	-	31,40	-5,07	0,51 5
Тр-р	52	34	СТ Хвойная 1 - Хвойная	6,135	6,17	-	3,82	-3,51	0,51 2
Тр-р	53	34	СТ Хвойная 2 - Хвойная	7,34	28,77	-	1,91	2,97	0,49 9

Продолжение таблицы А.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вык л	57	58	Хвойная НН1 - Хвойная НН2	-	-	-	-	-	-
Тр-р	35	52	Хвойная - СТ Хвой- ная 1	4,72	187,9 9	1,038	-4,02	-9,56	1
Тр-р	52	57	СТ Хвойная 1 - Хвойная НН1	0,361	358,6 9	-	-7,79	-5,63	0,16 3
Тр-р	35	53	Хвойная - СТ Хвой- ная 2	5,649	177,3 10	1,72	-4,11	-2,94	1
Тр-р	53	58	СТ Хвойная 2 - Хвойная НН2	0,433	351,2 83	-	-5,99	-5,74	0,15 9
ЛЭП	63	35	Отпайка хвойная 1 - Хвойная	0,067	0,244	-1,568	6,423	-1,26	-
ЛЭП	64	35	Отпайка хвойная 2 - Хвойная	0,104	0,378	-2,436	-14,72	-10,89	-
ЛЭП	60	39	Завитая - Райчихин- ская ГРЭС	4,361	19,09 0	-117,48	-17,27	-5,89	-
ЛЭП	60	39	Завитая - Райчихин- ская ГРЭС	4,44	19,09	-118,008	-17,29	-5,801	-
ЛЭП	64	60	Отпайка хвойная 2 - Завитая	3,861	16,90	- 104,016	18,50	14,77	-
ЛЭП	63	60	Отпайка хвойная 1 - Завитая	4,870	21,32	- 131,208	14,97	13,25	-
ЛЭП	21	29	Центральная - Вол- ково	3,20	8,21	-55,08	-57,4	-0,57	-
ЛЭП	33	31	Озерная - Полевая	10,78 4	19,00 6	-117,57	6,88	-1,434	-
ЛЭП	14	68	Благовещенская ВН - Варваровка 1	10,9	46,87	-287,76	-6,31	12,49	-
ЛЭП	10	1	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская ТЭЦ	0,487	2,13	-13,12	57,26	-7,01	-
Вык л	68	69	Варваровка 1 - Вар- варовка 2	-	-	-	-	-	-
ЛЭП	60	69	Завитая - Варваровка 2	7,742	33,89 1	-208,56	-	-	-

Таблица А.6 – Токовая нагрузка в режиме минимальных нагрузок

N_на ч	N_ко н	Название	Идоп_расч_ДД ТН	I/I_dop_ДДТ Н
1	2	3	4	5
10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 1	657,9	9,55
10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	915,9	24,07
1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	915,9	31,28
11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 2	657,9	10,84
11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	915,9	24,12
1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	915,9	41,54
15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	657,9	4,01

Продолжение таблицы А.6

1	2	3	4	5
15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	657,9	54,31
18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 1	503,1	16,03
18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	657,9	42,44
1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	915,9	41,55
16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	657,9	4,01
16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	657,9	54,34
19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 2	503,1	16,18
19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	657,9	42,32
29	30	Волково - Ивановка	503,1	17,27
30	31	Ивановка - Полевая	503,1	8,85
33	34	Озерная - Хвойная	503,1	5,94
29	36	Волково - Тамбовка	657,9	18,19
36	37	Тамбовка - Михайловка	657,9	5,098
37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	503,1	11,48
63	35	Отпайка хвойная 1 - Хвойная	786,9	2,04
64	35	Отпайка хвойная 2 - Хвойная	786,9	5,72
60	39	Завитая - Райчихинская ГРЭС	915,9	5,63
60	39	Завитая - Райчихинская ГРЭС	915,9	5,63
64	60	Отпайка хвойная 2 - Завитая	915,9	6,33
63	60	Отпайка хвойная 1 - Завитая	915,9	5,35
21	29	Центральная - Волково	657,9	42,01
33	31	Озерная - Полевая	503,1	7,36
14	68	Благовещенская ВН - Варваровка 1	915,9	3,76
10	1	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская ТЭЦ	915,9	30,25
60	69	Завитая - Варваровка 2	-	-

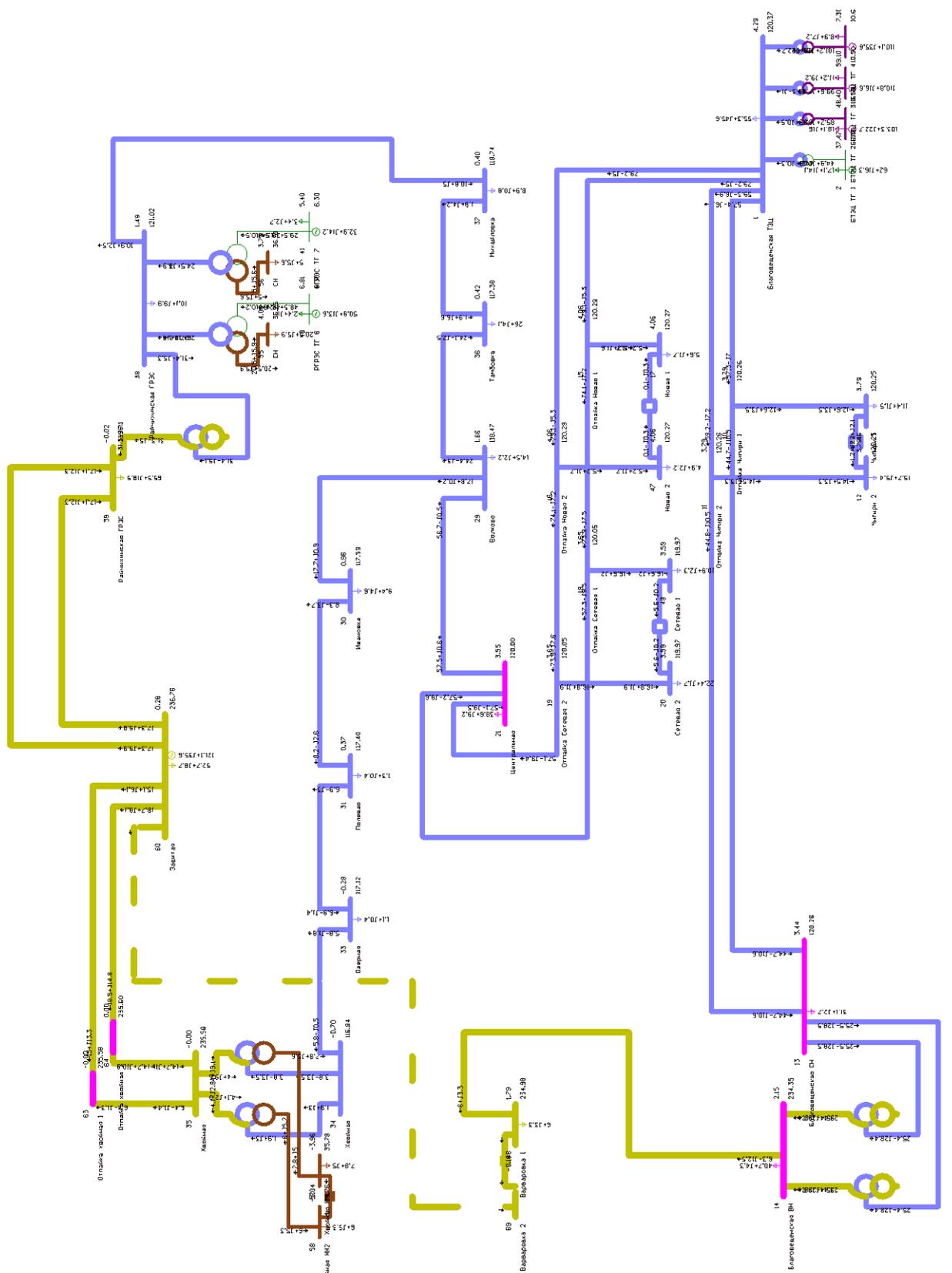


Рисунок А.2 – Схема потоко-распределения в режиме минимальных нагрузок

Расчет режимов после включения Благовещенской ВЭС

Таблица А.7 – Узлы в режиме максимальных нагрузок после включения Благовещенской ВЭС

Тип	Но- мер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
База	60	Завитая	220	52,7	8,7	90,91	2,58	220
Ген	2	БТЭЦ ген 1	6	17,1	14,1	62	41,38	6,5
Ген	3	БТЭЦ ген 2	10	18,1	16	103,3	59,39	10,5
Ген	4	БТЭЦ ген 3	10	11,2	9,2	110,8	53,30	10,5
Ген	5	БТЭЦ ген 4	10	8,9	7,2	110,1	94,83	10,6
Ген+	40	РГРЭС ген 1	6	2,4	1	50,9	15	5,74
Ген+	41	РГРЭС ген 2	6	3,4	2,74	32,9	23	5,87
Нагр	1	Благовещенская ТЭЦ	110	42,8	11,1	-	-	116,63
Нагр	10	Отпайка Чигири 1	110	-	-	-	-	116,21
Нагр	11	Отпайка Чигири 2	110	-	-	-	-	116,21
Нагр	12	Чигири 2	110	12,6	1,7	-	-	116,20
Нагр	13	Благовещенская СН	110	92,8	13,3	-	-	116,19
Нагр	14	Благовещенская ВН	220	50,7	9,4	-	-	228,54
Нагр	15	Отпайка Новая 1	110	-	-	-	-	116,14
Нагр	16	Отпайка Новая 2	110	-	-	-	-	116,14
Нагр	17	Новая 1	110	8,4	2,5	-	-	116,10
Нагр	18	Отпайка Сетевая 1	110	-	-	-	-	115,36
Нагр	19	Отпайка Сетевая 2	110	-	-	-	-	115,36
Нагр	20	Сетевая 2	110	15,5	2,6	-	-	115,23
Нагр	21	Центральная	110	43,5	17,8	-	-	115,22
Нагр	29	Волково	110	20,8	3,4	-	-	110,84
Нагр	30	Ивановка	110	10,4	1,3	-	-	108,81
Нагр	31	Полевая	110	1,3	0,4	-	-	107,94
Нагр	33	Озерная	110	1,1	0,4	-	-	107,47
Нагр	34	Хвойная	110	-	-	-	-	107,64
Нагр	35	Хвойная	220	-	-	-	-	220,96
Нагр	36	Тамбовка	110	25	3,9	-	-	106,82
Нагр	37	Михайловка	110	10,4	1,3	-	-	107,48
Нагр	38	Райчихинская ГРЭС	110	29,2	21,6	-	-	109,62
Нагр	39	Райчихинская ГРЭС	220	90,6	2,6	-	-	218,38
Нагр	42	ТР РГРЭС 1	110	-	-	-	-	110,70
Нагр	43	ТР РГРЭС 2	110	-	-	-	-	112,38
Нагр	44	РГРЭС АТ	220	-	-	-	-	210,96
Нагр	46	Чигири 1	110	8,3	1,9	-	-	116,21
Нагр	47	Новая 2	110	8,1	1,6	-	-	116,10
Нагр	48	Сетевая 1	110	32,8	4,6	-	-	115,23
Нагр	50	ТР С Благовещенская 1	220	-	-	-	-	220,67
Нагр	51	ТР С Благовещенская 2	220	-	-	-	-	220,67
Нагр	52	ТР С Хвойная 1	220	-	-	-	-	208,82
Нагр	53	ТР С Хвойная 2	220	-	-	-	-	214,90
Нагр	55	РГРЭС СН	35	25,5	5,9	-	-	32,92

Продолжение таблицы А.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	56	РГРЭС СН	35	5	5,6	-	-	33,45
Нагр	57	Хвойная НН1	35	7,8	5	-	-	33,19
Нагр	58	Хвойная НН2	35	7,8	5,3	-	-	33,26
Нагр	63	Отпайка хвойная 1	220	-	-	-	-	220,98
Нагр	64	Отпайка хвойная 2	220	-	-	-	-	221,01
Нагр	68	Варваровка 1	220	6,6	0,7	-	-	230,14
Нагр	69	Варваровка 2	220	6,6	0,7	-	-	-
Нагр	70	БВЭС ВН 1	220	-	-	-	-	230,09
Нагр	71	БВЭС ВН 2	220	-	-	-	-	230,09
Нагр	72	БВЭС НН 1	20	-	-	-	-	19,84
Нагр	73	БВЭС НН 2	20	-	-	-	-	19,96
Ген	74	БВЭС ген 1	20	-	-	237,5	72,68	20
Ген	75	БВЭС ген 2	20	-	-	237,5	72,68	20
Ген	76	БВЭС ген 3	20	-	-	237,5	72,68	20
Ген	77	БВЭС ген 4	20	-	-	237,5	72,68	20
Нагр	78	ПП	220	-	-	-	-	229,97
Нагр	79	ПП	220	-	-	-	-	229,97
Нагр	80	ПП 1	220	-	-	-	-	229,98
Нагр	81	ПП 2	220	-	-	-	-	229,97

Таблица А.8 – Ветви в режиме максимальных нагрузок после включения Благовещенской ВЭС

Тип	N н ач	N к он	Название	R	X	B	P_нач	Q_на ч	Кт/г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	71	72	БВЭС ВН 2 - БВЭС НН 1	0,32	16,10	-	944,57	-7,77	0,08
Тр-р	53	58	ТР С Хвойная 2 - Хвойная НН2	1,58	216,76	-	-7,8	-5,74	0,15
Тр-р	35	53	Хвойная - ТР С Хвойная 2	1,58	115,35	-	10,86	-11,89	1
Тр-р	52	57	ТР С Хвойная 1 - Хвойная НН1	1,50	206,06	-	-7,80	-5,42	0,16
Тр-р	35	52	Хвойная - ТР С Хвойная 1	1,50	109,65	-	10,75	-24,760	1
Тр-р	53	34	ТР С Хвойная 2 - Хвойная	1,58	-12,92	-	18,67	-5,54	0,49
Тр-р	52	34	ТР С Хвойная 1 - Хвойная	1,50	-12,28	-	18,57	-17,69	0,51
Тр-р	44	38	РГРЭС АТ - Райчихинская ГРЭС	0,51	-12,77	-	43,25	-25,59	0,51
Тр-р	39	44	Райчихинская ГРЭС - РГРЭС АТ	0,51	59,16	-	43,22	-28,95	1

Продолжение таблицы А.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	43	41	ТР РГРЭС 2 - РГРЭС ген 2	0,50	15,14	-	29,44	18,79	0,05
Тр-р	43	56	ТР РГРЭС 2 - РГРЭС СН	0,50	-0,11	-	-5,02	-5,59	0,29
Тр-р	38	43	Райчихинская ГРЭС - ТР РГРЭС 2	0,50	23,51	-	24,41	11,76	1
Тр-р	42	40	ТР РГРЭС 1 - РГРЭС ген 1	0,50	15,14	-	48,38	10,97	0,05
Тр-р	42	55	ТР РГРЭС 1 - РГРЭС СН	0,50	-0,11	-	-25,52	-5,89	0,29
Тр-р	38	42	Райчихинская ГРЭС - ТР РГРЭС 1	0,50	23,51	-	22,84	4,02	1
Тр-р	51	13	ТР С Благовещенская 2 - Благовещенская СН	0,49	-2,05	-	-54,66	-33,71	0,52
Тр-р	50	13	ТР С Благовещенская 1 - Благовещенская СН	0,49	-2,05	-	-54,66	-33,71	0,52
Тр-р	1	5	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ген 4	0,20	7,68	-	100,9 5	78,40	0,08
Тр-р	1	4	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ген 3	0,37	12,29	-	99,29	34,14	0,08
Тр-р	1	3	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ген 2	0,37	12,29	-	84,96	35,72	0,08
Тр-р	1	2	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ген 1	0,66	17,96	-	44,77	23,88	0,05
Тр-р	14	51	Благовещенская ВН - ТР С Благовещенская 2	0,49	48,66	-	-54,70	-37,83	1
Тр-р	14	50	Благовещенская ВН - ТР С Благовещенская 1	0,49	48,66	-	-54,70	-37,83	1
ЛЭП	70	79	БВЭС ВН 1 - ПП	3,6	13,05	-84	-31,56	8,76	-
ЛЭП	70	78	БВЭС ВН 1 - ПП	3,6	13,05	-84	-31,56	8,76	-
ЛЭП	70	14	БВЭС ВН 1 - Благове- щенская ВН	1,9	8,17	-50,16	- 213,6 6	3,77	-
ЛЭП	70	14	БВЭС ВН 1 - Благове- щенская ВН	1,35	7,56	-48,6	- 233,1 9	-8,12	-
ЛЭП	70	14	БВЭС ВН 1 - Благове- щенская ВН	1,425	7,98	-51,3	- 220,9 1	-7,55	-
ЛЭП	70	14	БВЭС ВН 1 - Благове- щенская ВН	1,9	8,17	-50,16	- 213,6 6	3,77	-
ЛЭП	60	69	Завитая - Варваровка 2	7,74	33,89	-208,5	-	-	-
ЛЭП	10	1	Отпайка Чигири 1 - Бла- говещенская ТЭЦ	0,48	2,13	-13,12	41,85	13,28	-
ЛЭП	81	14	ПП 2 - Благовещенская ВН	5,5	23,65	-145,2	-56,04	2,19	-
ЛЭП	80	68	ПП 1 - Варваровка 1	5,5	23,65	-145,2	-6,75	6,96	-
ЛЭП	33	31	Озерная - Полевая	10,78	19,06	-117,5	39,91	-21,57	-

Продолжение таблицы А.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	21	29	Центральная - Волково	2,4	8,21	-56,28	- 147,3 2	-24,18	-
ЛЭП	63	60	Отпайка хвойная 1 - Завитая	4,87	21,32	-131,2	-4,24	-6,10	-
ЛЭП	64	60	Отпайка хвойная 2 - Завитая	3,86	16,90	-104,6	-5,51	-9,51	-
ЛЭП	60	39	Завитая - Райчихинская ГРЭС	4,44	19,09	-118,8	-23,88	-10,35	-
ЛЭП	60	39	Завитая - Райчихинская ГРЭС	4,361	19,09	-117,8	-23,85	-10,47	-
ЛЭП	64	35	Отпайка хвойная 2 - Хвойная	0,14	0,37	-2,43	3,15	-32,71	-
ЛЭП	63	35	Отпайка хвойная 1 - Хвойная	0,07	0,24	-1,56	18,44	-29,73	-
ЛЭП	37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	14,71	30,28	-194,5	-26,57	20,01	-
ЛЭП	36	37	Тамбовка - Михайловка	10,49	26,3	-175,7	-38,56	10,66	-
ЛЭП	29	36	Волково - Тамбовка	6,58	11,61	-71,82	-65,90	-9,10	-
ЛЭП	33	34	Озерная - Хвойная	8,94	15,78	-97,62	-38,81	21,97	-
ЛЭП	30	31	Ивановка - Полевая	8,52	14,19	-87,78	-44,71	11,10	-
ЛЭП	29	30	Волково - Ивановка	5,53	9,76	-60,38	-56,58	1,40	-
ЛЭП	19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	0,16	0,41	-2,75	-68,12	-20,09	-
ЛЭП	19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 2	0,48	0,86	-5,32	-24,02	-10,70	-
ЛЭП	16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	0,52	1,35	-9,07	-92,53	-38,80	-
ЛЭП	16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	0,42	0,09	-2,64	-8,25	-16,34	-
ЛЭП	1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	0,16	0,72	-4,48	- 100,9 5	-63,04	-
ЛЭП	18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	0,16	0,41	-2,75	-67,88	-20,17	-
ЛЭП	18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 1	0,48	0,86	-5,32	-24,31	-10,59	-
ЛЭП	15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	0,52	1,35	-9,07	-92,58	-38,78	-
ЛЭП	15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	0,42	0,98	-2,64	-8,25	-16,38	-
ЛЭП	1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	0,16	0,72	-4,48	- 100,9 9	-63,05	-
ЛЭП	11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	0,42	1,87	-11,53	-32,14	-0,93	-
ЛЭП	11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 2	0,48	0,13	-0,82	-11,10	-6,04	-

Продолжение таблицы А.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	0,47	2,05	-12,67	-43,32	-21,54	-
ЛЭП	10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	0,42	1,8	-11,53	-32,05	-1,37	-
ЛЭП	10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 1	0,048	0,123	-0,825	-9,79	-11,90	-
Выкл	73	77	БВЭС НН 2 - БВЭС ген 4	-	-	-	237,4 9	71,33	-
Выкл	73	76	БВЭС НН 2 - БВЭС ген 3	-	-	-	237,4 9	71,33	-
Выкл	73	75	БВЭС НН 2 - БВЭС ген 2	-	-	-	237,4	71,33	-
Выкл	73	74	БВЭС НН 2 - БВЭС ген 1	-	-	-	237,4 9	71,33	-
Выкл	81	79	ПП 2 - ПП	-	-	-	28,02	-1,09	-
Выкл	81	78	ПП 2 - ПП	-	-	-	28,02	-1,09	-
Выкл	80	79	ПП 1 - ПП	-	-	-	3,37	-3,48	-
Выкл	80	78	ПП 1 - ПП	-	-	-	3,37	-3,48	-
Выкл	72	73	БВЭС НН 1 - БВЭС НН 2	-	-	-	949,9 9	263,6 0	-
Выкл	70	71	БВЭС ВН 1 - БВЭС ВН 2	-	-	-	944,5 7	-9,40	-
Выкл	68	69	Варваровка 1 - Варваровка 2	-	-	-	-	-	-
Выкл	57	58	Хвойная НН1 - Хвойная НН2	-	-	-	-	-	-
Выкл	20	48	Сетевая 2 - Сетевая 1	-	-	-	-8,50	-1,05	-
Выкл	17	47	Новая 1 - Новая 2	-	-	-	0,15	0,42	-
Выкл	12	46	Чигири 2 - Чигири 1	-	-	-	1,49	2,83	-

Таблица А.9 – Токовая нагрузка ЛЭП в режиме максимальных нагрузок после включения Благовещенской ВЭС

№ нач	№ кон	Название	Доп 25 ДДТН	И/И доп ДДТН
1	2	3	4	5
10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 1	510	11,65
10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	710	17,65
1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	710	26,15
11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 2	510	9,54
11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	710	17,75
1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	710	64,35
15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	510	13,86
15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	510	75,84
18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 1	390	26,38
18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	510	53,88
1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	710	64,32

Продолжение таблицы А.9

1	2	3	4	5
16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	510	13,83
16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	510	75,81
19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 2	510	20,01
19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	510	54,03
29	30	Волково - Ивановка	390	59,03
30	31	Ивановка - Полевая	390	50,18
33	34	Озерная - Хвойная	390	47,62
29	36	Волково - Тамбовка	510	52,67
36	37	Тамбовка - Михайловка	510	33,83
37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	390	35,52
63	35	Отпайка хвойная 1 - Хвойная	610	11,64
64	35	Отпайка хвойная 2 - Хвойная	610	10,91
60	39	Завитая - Райчихинская ГРЭС	710	8,22
60	39	Завитая - Райчихинская ГРЭС	710	8,21
64	60	Отпайка хвойная 2 - Завитая	710	4,44
63	60	Отпайка хвойная 1 - Завитая	710	3,75
21	29	Центральная - Волково	510	113,77
33	31	Озерная - Полевая	390	49,10
80	68	ПП 1 - Варваровка 1	710	2,66
81	14	ПП 2 - Благовещенская ВН	710	15,37
10	1	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская ТЭЦ	710	23,82
60	69	Завитая - Варваровка 2	-	-
70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	825	50,38
70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	825	52,12
70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	825	55,02
70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	825	50,38
70	78	БВЭС ВН 1 - ПП	510	12,49
70	79	БВЭС ВН 1 - ПП	510	12,49



Таблица А.10 – Узлы в режиме минимальных нагрузок после включения Благовещенской ВЭС

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
База	60	Завитая	220	52,70	8,70	31,77	19,21	220,00
Ген	2	БТЭЦ ген 1	6	17,10	14,10	62,00	43,63	6,50
Ген	3	БТЭЦ ген 2	10	18,10	16,00	103,30	62,68	10,50
Ген	4	БТЭЦ ген 3	10	11,20	9,20	110,80	56,59	10,50
Ген	5	БТЭЦ ген 4	10	8,90	7,20	110,10	100,14	10,60
Ген+	40	РГРЭС ген 1	6	2,40	1,00	50,90	15,00	5,78
Ген+	41	РГРЭС ген 2	6	3,40	2,74	32,90	23,00	5,91
Нагр	1	Благовещенская ТЭЦ	110	55,30	45,60	-	-	116,31
Нагр	10	Отпайка Чигири 1	110	0,00	0,00	-	-	115,94
Нагр	11	Отпайка Чигири 2	110	0,00	0,00	-	-	115,93
Нагр	12	Чигири 2	110	15,70	5,40	-	-	115,93
Нагр	13	Благовещенская СН	110	31,10	2,70	-	-	116,00
Нагр	14	Благовещенская ВН	220	40,70	4,30	-	-	227,90
Нагр	15	Отпайка Новая 1	110	0,00	0,00	-	-	115,87
Нагр	16	Отпайка Новая 2	110	0,00	0,00	-	-	115,87
Нагр	17	Новая 1	110	5,60	1,70	-	-	115,84
Нагр	18	Отпайка Сетевая 1	110	0,00	0,00	-	-	115,18
Нагр	19	Отпайка Сетевая 2	110	0,00	0,00	-	-	115,18
Нагр	20	Сетевая 2	110	22,40	1,70	-	-	115,10
Нагр	21	Центральная	110	38,60	9,20	-	-	115,05
Нагр	29	Волково	110	14,50	2,20	-	-	110,61
Нагр	30	Ивановка	110	9,40	4,60	-	-	108,03
Нагр	31	Полевая	110	1,30	0,40	-	-	106,88
Нагр	33	Озерная	110	1,10	0,40	-	-	106,36
Нагр	34	Хвойная	110	0,00	0,00	-	-	106,78
Нагр	35	Хвойная	220	0,00	0,00	-	-	220,78
Нагр	36	Тамбовка	110	26,00	4,10	-	-	106,60
Нагр	37	Михайловка	110	8,90	0,80	-	-	107,78
Нагр	38	Райчихинская ГРЭС	110	10,10	9,90	-	-	110,38
Нагр	39	Райчихинская ГРЭС	220	65,50	18,50	-	-	218,42
Нагр	42	ТР РГРЭС 1	110	0,00	0,00	-	-	111,44
Нагр	43	ТР РГРЭС 2	110	0,00	0,00	-	-	113,13
Нагр	44	РГРЭС АТ	220	0,00	0,00	-	-	212,84
Нагр	46	Чигири 1	110	11,40	1,50	-	-	115,93
Нагр	47	Новая 2	110	4,90	2,20	-	-	115,84
Нагр	48	Сетевая 1	110	10,90	2,30	-	-	115,10
Нагр	50	ТР С Благовещенская 1	220	0,00	0,00	-	-	220,24
Нагр	51	ТР С Благовещенская 2	220	0,00	0,00	-	-	220,24
Нагр	52	ТР С Хвойная 1	220	0,00	0,00	-	-	206,92
Нагр	53	ТР С Хвойная 2	220	0,00	0,00	-	-	212,97
Нагр	55	РГРЭС СН	35	20,50	5,90	-	-	33,15
Нагр	56	РГРЭС СН	35	5,00	5,60	-	-	33,67
Нагр	57	Хвойная НН1	35	7,80	5,00	-	-	32,88
Нагр	63	Отпайка хвойная 1	220	0,00	0,00	-	-	220,81

Продолжение таблицы А.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	64	Отпайка хвойная 2	220	0,00	0,00	-	-	220,84
Нагр	68	Варваровка 1	220	6,00	3,30	-	-	229,22
Нагр	69	Варваровка 2	220	6,60	0,70	-	-	-
Нагр	70	БВЭС ВН 1	220	-	-	-	-	229,49
Нагр	71	БВЭС ВН 2	220	-	-	-	-	229,49
Нагр	72	БВЭС НН 1	20	-	-	-	-	19,84
Нагр	73	БВЭС НН 2	20	-	-	-	-	19,97
Ген	74	БВЭС ген 1	20	-	-	237,50	74,81	20,00
Ген	75	БВЭС ген 2	20	-	-	237,50	74,81	20,00
Ген	76	БВЭС ген 3	20	-	-	237,50	74,81	20,00
Ген	77	БВЭС ген 4	20	-	-	237,50	74,81	20,00
Нагр	78	ПП	220	-	-	-	-	229,31
Нагр	79	ПП	220	-	-	-	-	229,31
Нагр	80	ПП 1	220	-	-	-	-	229,32
Нагр	81	ПП 2	220	-	-	-	-	229,31

Таблица А.11 – Ветви в режиме минимальных нагрузок после включения Благовещенской ВЭС

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	P_нач	Q_на ч	Кт/г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 1	0,05	0,12	-0,83	-12,87	- 13,52	-
ЛЭП	10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	0,43	1,87	-11,54	-30,12	3,62	-
ЛЭП	1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	0,47	2,06	-12,67	-44,51	- 18,05	-
ЛЭП	11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 2	0,05	0,12	-0,83	-14,23	-7,66	-
ЛЭП	11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	0,43	1,87	-11,54	-30,21	4,11	-
ЛЭП	1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	0,17	0,73	-4,49	-93,53	- 55,71	-
ЛЭП	15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	0,43	0,10	-2,64	-5,26	- 16,17	-
ЛЭП	15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	0,53	1,35	-9,08	-88,13	- 31,81	-
ЛЭП	18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 1	0,49	0,86	-5,32	-16,57	-9,06	-
ЛЭП	18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	0,16	0,41	-2,75	-71,23	- 14,88	-
ЛЭП	1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	0,17	0,73	-4,49	-93,54	- 55,73	-
ЛЭП	16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	0,43	0,10	-2,64	-5,24	- 16,22	-

Продолжение таблицы А.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	0,53	1,35	-9,08	-88,17	- 31,78	-
ЛЭП	19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 2	0,49	0,86	-5,32	-16,75	-8,95	-
ЛЭП	19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	0,16	0,41	-2,75	-71,09	- 14,96	-
ЛЭП	29	30	Волково - Ивановка	5,54	9,76	-60,38	-64,92	-0,40	-
ЛЭП	30	31	Ивановка - Полевая	8,05	14,1 9	-87,78	-53,60	13,38	-
ЛЭП	33	34	Озерная - Хвойная	8,95	15,7 8	-97,62	-46,13	26,96	-
ЛЭП	29	36	Волково - Тамбовка	6,59	11,6 1	-71,82	-69,98	-6,95	-
ЛЭП	36	37	Тамбовка - Михай- ловка	10,4 9	26,3 0	- 175,7 3	-41,34	13,51	-
ЛЭП	37	38	Михайловка - Райчи- хинская ГРЭС	14,7 1	30,2 8	- 194,5 8	-30,55	23,08	-
Выкл	12	46	Чигири 2 - Чигири 1	-	-	-	1,47	4,88	-
Выкл	17	47	Новая 1 - Новая 2	-	-	-	0,34	-0,23	-
Выкл	20	48	Сетевая 2 - Сетевая 1	-	-	-	5,66	-0,25	-
Тр-р	14	50	Благовещенская ВН - ТР С Благовещенская 1	0,49	48,6 7	-	-23,37	- 35,91	1,00
Тр-р	14	51	Благовещенская ВН - ТР С Благовещенская 2	0,49	48,6 7	-	-23,37	- 35,91	1,00
Тр-р	1	2	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ген 1	0,66	17,9 7	-	44,77	25,97	0,05
Тр-р	1	3	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ген 2	0,37	12,2 9	-	84,96	38,76	0,09
Тр-р	1	4	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ген 3	0,37	12,2 9	-	99,29	37,18	0,09
Тр-р	1	5	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ген 4	0,20	7,68	-	100,9 5	83,22	0,09
Тр-р	50	13	ТР С Благовещенская 1 - Благовещенская СН	0,49	- 2,06	-	-23,35	- 34,19	0,53
Тр-р	51	13	ТР С Благовещенская 2 - Благовещенская СН	0,49	- 2,06	-	-23,35	- 34,19	0,53
Тр-р	38	42	Райчихинская ГРЭС - ТР РГРЭС 1	0,51	23,5 2	-	27,84	3,59	1,00
Тр-р	42	55	ТР РГРЭС 1 - РГРЭС СН	0,51	- 0,12	-	-20,52	-5,89	0,30
Тр-р	42	40	ТР РГРЭС 1 - РГРЭС ген 1	0,51	15,1 5	-	48,39	11,01	0,05

Продолжение таблицы А.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	38	43	Райчихинская ГРЭС - ТР РГРЭС 2	0,51	23,5 2	-	24,42	11,80	1,00
Тр-р	43	56	ТР РГРЭС 2 - РГРЭС СН	0,51	- 0,12	-	-5,00	-5,60	0,30
Тр-р	43	41	ТР РГРЭС 2 - РГРЭС ген 2	0,51	15,1 5	-	29,45	18,82	0,05
Тр-р	39	44	Райчихинская ГРЭС - РГРЭС АТ	0,52	59,1 6	-	70,80	- 24,43	1,00
Тр-р	44	38	РГРЭС АТ - Райчи- хинская ГРЭС	0,52	- 12,7 7	-	70,86	- 17,47	0,52
Тр-р	52	34	ТР С Хвойная 1 - Хвойная	1,51	- 12,2 9	-	22,95	- 20,64	0,51
Тр-р	53	34	ТР С Хвойная 2 - Хвойная	1,59	- 12,9 3	-	20,90	-8,73	0,50
Выкл	57	58	Хвойная НН1 - Хвой- ная НН2	-	-	-	-	-	-
Тр-р	35	52	Хвойная - ТР С Хвойная 1	1,51	109, 66	-	15,11	- 28,41	1,00
Тр-р	52	57	ТР С Хвойная 1 - Хвойная НН1	1,51	206, 07	-	-7,80	-5,44	0,16
Тр-р	35	53	Хвойная - ТР С Хвойная 2	1,59	115, 35	-	14,88	- 15,44	1,00
Тр-р	53	58	ТР С Хвойная 2 - Хвойная НН2	1,59	216, 77	-	-6,00	-5,62	0,16
ЛЭП	63	35	Отпайка хвойная 1 - Хвойная	0,07	0,24	-1,57	22,29	- 33,02	-
ЛЭП	64	35	Отпайка хвойная 2 - Хвойная	0,10	0,38	-2,44	7,69	- 36,59	-
ЛЭП	60	39	Завитая - Райчихин- ская ГРЭС	4,36	19,0 9	- 117,4 8	2,54	- 15,96	-
ЛЭП	60	39	Завитая - Райчихин- ская ГРЭС	4,44	19,0 9	- 118,0 1	2,47	- 15,94	-
ЛЭП	64	60	Отпайка хвойная 2 - Завитая	3,86	16,9 0	- 104,0 2	-9,06	-6,43	-
ЛЭП	63	60	Отпайка хвойная 1 - Завитая	4,87	21,3 2	- 131,2 1	-7,10	-3,63	-
ЛЭП	21	29	Центральная - Вол- ково	2,40	8,21	-56,28	- 153,8 0	- 23,87	-
ЛЭП	13	22	Благовещенская СН - Отпайка Северная 1	0,61	1,55	-10,31	-47,31	- 23,75	-

Продолжение таблицы А.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	33	31	Озерная - Полевая	10,7 8	19,0 1	- 117,5 7	47,23	- 26,56	-
ЛЭП	80	68	ПП 1 - Варваровка 1	5,50	23,6 5	- 145,2 0	-6,15	4,32	-
ЛЭП	81	14	ПП 2 - Благовещен- ская ВН	5,50	23,6 5	- 145,2 0	-56,22	2,45	-
ЛЭП	10	1	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская ТЭЦ	0,49	2,13	-13,12	43,00	9,90	-
Выкл	68	69	Варваровка 1 - Варва- ровка 2	-	-	-	-	-	-
ЛЭП	60	69	Завитая - Варваровка 2	7,74	33,8 9	- 208,5 6	-	-	-
ЛЭП	70	14	БВЭС ВН 1 - Благо- вещенская ВН	1,90	8,17	-50,16	- 213,7 9	2,68	-
ЛЭП	70	14	БВЭС ВН 1 - Благо- вещенская ВН	1,43	7,98	-51,30	- 220,9 9	-8,70	-
ЛЭП	70	14	БВЭС ВН 1 - Благо- вещенская ВН	1,35	7,56	-48,60	- 233,2 7	-9,33	-
ЛЭП	70	14	БВЭС ВН 1 - Благо- вещенская ВН	1,90	8,17	-50,16	- 213,7 9	2,68	-
ЛЭП	70	78	БВЭС ВН 1 - ПП	3,60	13,0 5	-84,00	-31,35	7,55	-
ЛЭП	70	79	БВЭС ВН 1 - ПП	3,60	13,0 5	-84,00	-31,35	7,55	-
Выкл	70	71	БВЭС ВН 1 - БВЭС ВН 2	-	-	-	944,5 4	-2,43	-
Выкл	72	73	БВЭС НН 1 - БВЭС НН 2	-	-	-	950,0 0	271,9 7	-
Выкл	80	78	ПП 1 - ПП	-	-	-	3,07	-2,16	-
Выкл	80	79	ПП 1 - ПП	-	-	-	3,07	-2,16	-
Выкл	81	78	ПП 2 - ПП	-	-	-	28,11	-1,23	-
Выкл	81	79	ПП 2 - ПП	-	-	-	28,11	-1,23	-
Тр-р	71	72	БВЭС ВН 2 - БВЭС НН 1	0,32	16,1 0	-	944,5 4	-0,79	0,08
Выкл	73	74	БВЭС НН 2 - БВЭС ген 1	-	-	-	237,5 0	73,45	-
Выкл	73	75	БВЭС НН 2 - БВЭС ген 2	-	-	-	237,5 0	73,45	-
Выкл	73	76	БВЭС НН 2 - БВЭС ген 3	-	-	-	237,5 0	73,45	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Выкл	73	77	БВЭС НН 2 - БВЭС ген 4	-	-	-	237,5 0	73,45	-

Таблица А.12 – Токовая нагрузка ЛЭП в режиме минимальных нагрузок после включения Благовещенской ВЭС

№ нач	№ кон	Название	Доп 25 ДДТН	И/И доп ДДТН
1	2	3	4	5
10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 1	510	14,13
10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	710	17,37
1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	710	26,03
11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 2	510	12,23
11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	710	17,50
1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	710	59,01
15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	510	12,88
15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	510	70,96
18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 1	390	18,82
18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	510	55,44
1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	710	59,02
16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	510	12,91
16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	510	70,98
19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 2	510	14,47
19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	510	55,35
29	30	Волково - Ивановка	390	67,57
30	31	Ивановка - Полевая	390	60,22
33	34	Озерная - Хвойная	390	57,65
29	36	Волково - Тамбовка	510	55,98
36	37	Тамбовка - Михайловка	510	36,89
37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	390	40,77
63	35	Отпайка хвойная 1 - Хвойная	610	13,26
64	35	Отпайка хвойная 2 - Хвойная	610	12,42
60	39	Завитая - Райчихинская ГРЭС	710	6,24
60	39	Завитая - Райчихинская ГРЭС	710	6,24
64	60	Отпайка хвойная 2 - Завитая	710	4,16
63	60	Отпайка хвойная 1 - Завитая	710	3,48
21	29	Центральная - Волково	510	118,78
13	22	Благовещенская СН - Отпайка Северная 1	510	40,09
33	31	Озерная - Полевая	390	59,12
80	68	ПП 1 - Варваровка 1	710	2,06
81	14	ПП 2 - Благовещенская ВН	710	15,47
10	1	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская ТЭЦ	710	23,99
60	69	Завитая - Варваровка 2	-	-
70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	825	50,54

## Продолжение таблицы А.12

1	2	3	4	5
70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	825	52,29
70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	825	55,20
70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	825	50,54
70	78	БВЭС ВН 1 - ПП	510	12,33
70	79	БВЭС ВН 1 - ПП	510	12,33

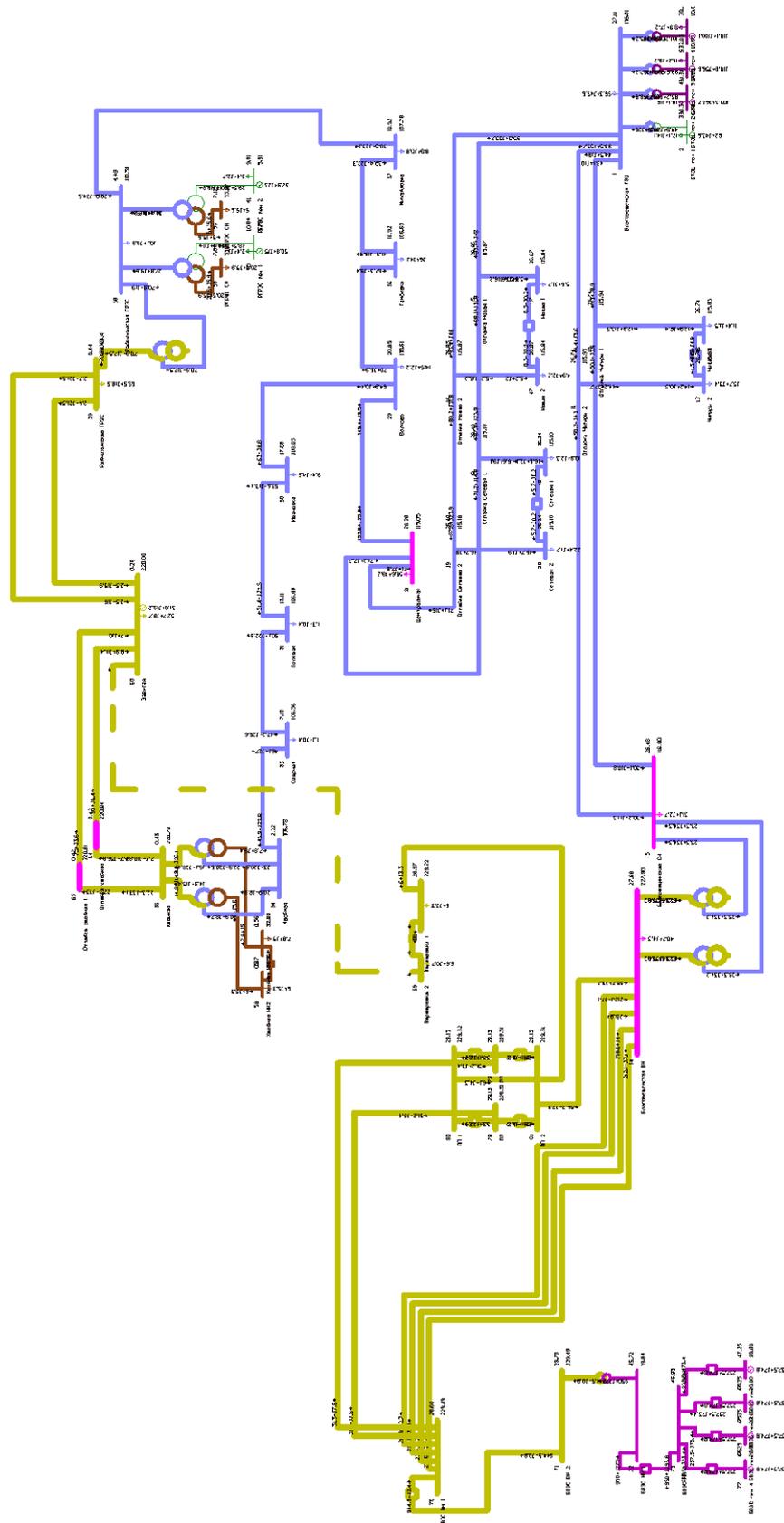


Рисунок А.4 – Схема потоко-распределения в режиме минимальных нагрузок после включения Благовещенской ВЭС

Таблица А.13 – Узлы в послеаварийном режиме после включения Благовещенской ВЭС при отключении ВЛ отпайка Новая 1 – отпайка Сетевая 1

Тип	Но- мер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
База	60	Завитая	220	52,7	8,70	91,90	3,11	220,00
Ген	2	БТЭЦ ген 1	6	17,1	14,10	62,00	40,06	6,50
Ген	3	БТЭЦ ген 2	10	18,1	16,00	103,30	57,46	10,50
Ген	4	БТЭЦ ген 3	10	11,2	9,20	110,80	51,36	10,50
Ген	5	БТЭЦ ген 4	10	8,9	7,20	110,10	91,71	10,60
Ген+	40	РГРЭС ген 1	6	2,4	1,00	50,90	15,00	5,75
Ген+	41	РГРЭС ген 2	6	3,4	2,74	32,90	23,00	5,87
Нагр	1	Благовещенская ТЭЦ	110	42,8	11,10	-	-	116,84
Нагр	10	Отпайка Чигири 1	110	-	-	-	-	116,24
Нагр	11	Отпайка Чигири 2	110	-	-	-	-	116,24
Нагр	12	Чигири 2	110	12,6	1,70	-	-	116,23
Нагр	13	Благовещенская СН	110	92,8	13,30	-	-	116,07
Нагр	14	Благовещенская ВН	220	50,7	9,40	-	-	228,46
Нагр	15	Отпайка Новая 1	110	-	-	-	-	116,64
Нагр	16	Отпайка Новая 2	110	-	-	-	-	116,21
Нагр	17	Новая 1	110	8,4	2,50	-	-	116,39
Нагр	18	Отпайка Сетевая 1	110	-	-	-	-	114,66
Нагр	19	Отпайка Сетевая 2	110	-	-	-	-	114,94
Нагр	20	Сетевая 2	110	15,5	2,60	-	-	114,67
Нагр	21	Центральная	110	43,5	17,80	-	-	114,70
Нагр	29	Волково	110	20,8	3,40	-	-	110,42
Нагр	30	Ивановка	110	10,4	1,30	-	-	108,46
Нагр	31	Полевая	110	1,3	0,40	-	-	107,68
Нагр	33	Озерная	110	1,1	0,40	-	-	107,33
Нагр	34	Хвойная	110	-	-	-	-	107,60
Нагр	35	Хвойная	220	-	-	-	-	220,95
Нагр	36	Тамбовка	110	25	3,90	-	-	106,47
Нагр	37	Михайловка	110	10,4	1,30	-	-	107,27
Нагр	38	Райчихинская ГРЭС	110	29,2	21,60	-	-	109,58
Нагр	39	Райчихинская ГРЭС	220	90,6	2,60	-	-	218,36
Нагр	42	ТР РГРЭС 1	110	-	-	-	-	110,66
Нагр	43	ТР РГРЭС 2	110	-	-	-	-	112,34
Нагр	44	РГРЭС АТ	220	-	-	-	-	210,86
Нагр	46	Чигири 1	110	8,3	1,90	-	-	116,24
Нагр	47	Новая 2	110	8,1	1,60	-	-	116,39
Нагр	48	Сетевая 1	110	32,8	4,60	-	-	114,67
Нагр	50	ТР С Благовещенская 1	220	-	-	-	-	220,43
Нагр	51	ТР С Благовещенская 2	220	-	-	-	-	220,43
Нагр	52	ТР С Хвойная 1	220	-	-	-	-	208,73
Нагр	53	ТР С Хвойная 2	220	-	-	-	-	214,81
Нагр	55	РГРЭС СН	35	25,5	5,90	-	-	32,91
Нагр	56	РГРЭС СН	35	5	5,60	-	-	33,44
Нагр	57	Хвойная НН1	35	7,8	5,00	-	-	33,18

Продолжение таблицы А.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	58	Хвойная НН2	35	7,8	5,30	-	-	33,25
Нагр	63	Отпайка хвойная 1	220	-	-	-	-	220,98
Нагр	64	Отпайка хвойная 2	220	-	-	-	-	221,00
Нагр	68	Варваровка 1	220	6,6	0,70	-	-	230,06
Нагр	69	Варваровка 2	220	6,6	0,70	-	-	0,00
Нагр	70	БВЭС ВН 1	220	-	-	-	-	230,01
Нагр	71	БВЭС ВН 2	220	-	-	-	-	230,01
Нагр	72	БВЭС НН 1	20	-	-	-	-	19,85
Нагр	73	БВЭС НН 2	20	-	-	-	-	19,97
Ген	74	БВЭС ген 1	20	-	-	237,50	72,97	20,00
Ген	75	БВЭС ген 2	20	-	-	237,50	72,97	20,00
Ген	76	БВЭС ген 3	20	-	-	237,50	72,97	20,00
Ген	77	БВЭС ген 4	20	-	-	237,50	72,97	20,00
Нагр	78	ПП	220	-	-	-	-	229,90
Нагр	79	ПП	220	-	-	-	-	229,90
Нагр	80	ПП 1	220	-	-	-	-	229,90
Нагр	81	ПП 2	220	-	-	-	-	229,90

Таблица А.14 – Ветви в послеаварийном режиме после включения Благовещенской ВЭС при отключении ВЛ отпайка Новая 1 – отпайка Сетевая 1

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	P нач	Q нач	Кт/г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 1	0,05	0,12	-0,83	-9,56	-11,83	-
ЛЭП	10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	0,43	1,87	-11,54	-48,05	-7,08	-
ЛЭП	1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	0,47	2,06	-12,67	-59,66	-27,66	-
ЛЭП	11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 2	0,05	0,12	-0,83	-11,34	-6,13	-
ЛЭП	11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	0,43	1,87	-11,54	-48,18	-6,65	-
ЛЭП	1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	0,17	0,73	-4,49	-67,36	-22,62	-
ЛЭП	15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	0,43	0,10	-2,64	-67,30	-15,16	-
ЛЭП	15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	0,53	1,35	-9,08	-	-	-
ЛЭП	18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 1	0,49	0,86	-5,32	-0,68	-5,37	-

Продолжение таблицы А.14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	0,16	0,41	-2,75	0,68	5,37	-
ЛЭП	1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	0,17	0,73	-4,49	- 102,45	-83,77	-
ЛЭП	16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	0,43	0,10	-2,64	50,57	-17,77	-
ЛЭП	16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	0,53	1,35	-9,08	- 152,83	-57,93	-
ЛЭП	19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 2	0,49	0,86	-5,32	-47,71	-15,87	-
ЛЭП	19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	0,16	0,41	-2,75	- 104,10	-32,41	-
ЛЭП	29	30	Волково - Ива- новка	5,54	9,76	-60,38	-55,90	1,92	-
ЛЭП	30	31	Ивановка - Поле- вая	8,05	14,19	-87,78	-44,06	11,54	-
ЛЭП	33	34	Озерная - Хвойная	8,95	15,78	-97,62	-38,20	22,30	-
ЛЭП	29	36	Волково - Там- бовка	6,59	11,61	-71,82	-65,31	-8,57	-
ЛЭП	36	37	Тамбовка - Ми- хайловка	10,49	26,30	- 175,73	-38,00	11,07	-
ЛЭП	37	38	Михайловка - Рай- чихинская ГРЭС	14,71	30,28	- 194,58	-26,02	20,35	-
Выкл	12	46	Чигири 2 - Чигири 1	-	-	-	1,26	2,75	-
Выкл	17	47	Новая 1 - Новая 2	-	-	-	-58,76	1,78	-
Выкл	20	48	Сетевая 2 - Сете- вая 1	-	-	-	-32,12	-6,15	-
Тр-р	14	50	Благовещенская ВН - ТР С Благо- вещенская 1	0,49	48,67	-	-54,61	-38,54	1,00
Тр-р	14	51	Благовещенская ВН - ТР С Благо- вещенская 2	0,49	48,67	-	-54,61	-38,54	1,00
Тр-р	1	2	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ген 1	0,66	17,97	-	44,78	22,65	0,05
Тр-р	1	3	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ген 2	0,37	12,29	-	84,97	33,92	0,09
Тр-р	1	4	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ген 3	0,37	12,29	-	99,30	32,34	0,09
Тр-р	1	5	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ген 4	0,20	7,68	-	100,97	75,56	0,09
Тр-р	50	13	ТР С Благовещен- ская 1 - Благове- щенская СН	0,49	-2,06	-	-54,57	-34,38	0,53

Продолжение таблицы А.14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	51	13	ТР С Благовещенская 2 - Благовещенская СН	0,49	-2,06	-	-54,57	-34,38	0,53
Тр-р	38	42	Райчихинская ГРЭС - ТР РГРЭС 1	0,51	23,52	-	22,84	4,02	1,00
Тр-р	42	55	ТР РГРЭС 1 - РГРЭС СН	0,51	-0,12	-	-25,53	-5,89	0,30
Тр-р	42	40	ТР РГРЭС 1 - РГРЭС ген 1	0,51	15,15	-	48,38	10,97	0,05
Тр-р	38	43	Райчихинская ГРЭС - ТР РГРЭС 2	0,51	23,52	-	24,42	11,76	1,00
Тр-р	43	56	ТР РГРЭС 2 - РГРЭС СН	0,51	-0,12	-	-5,00	-5,60	0,30
Тр-р	43	41	ТР РГРЭС 2 - РГРЭС ген 2	0,51	15,15	-	29,45	18,80	0,05
Тр-р	39	44	Райчихинская ГРЭС - РГРЭС АТ	0,52	59,16	-	42,69	-29,24	1,00
Тр-р	44	38	РГРЭС АТ - Райчихинская ГРЭС	0,52	-12,77	-	42,72	-25,92	0,52
Тр-р	52	34	ТР С Хвойная 1 - Хвойная	1,51	-12,29	-	18,28	-17,84	0,51
Тр-р	53	34	ТР С Хвойная 2 - Хвойная	1,59	-12,93	-	18,38	-5,69	0,50
Выкл	57	58	Хвойная НН1 - Хвойная НН2	-	-	-	-	-	-
Тр-р	35	52	Хвойная - ТР С Хвойная 1	1,51	109,66	-	10,45	-24,91	1,00
Тр-р	52	57	ТР С Хвойная 1 - Хвойная НН1	1,51	206,07	-	-7,80	-5,43	0,16
Тр-р	35	53	Хвойная - ТР С Хвойная 2	1,59	115,35	-	10,57	-12,04	1,00
Тр-р	53	58	ТР С Хвойная 2 - Хвойная НН2	1,59	216,77	-	-7,80	-5,74	0,16
ЛЭП	63	35	Отпайка хвойная 1 - Хвойная	0,07	0,24	-1,57	18,18	-29,86	-
ЛЭП	64	35	Отпайка хвойная 2 - Хвойная	0,10	0,38	-2,44	2,84	-32,87	-
ЛЭП	60	39	Завитая - Райчихинская ГРЭС	4,36	19,09	-	-24,12	-10,62	-
ЛЭП	60	39	Завитая - Райчихинская ГРЭС	4,44	19,09	-	-24,15	-10,50	-
ЛЭП	64	60	Отпайка хвойная 2 - Завитая	3,86	16,90	-	-5,26	-9,38	-
ЛЭП	63	60	Отпайка хвойная 1 - Завитая	4,87	21,32	-	-4,05	-6,00	-
						131,21			

Продолжение таблицы А.14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	21	29	Центральная - Волково	2,40	8,21	-56,28	- 146,00	-22,98	-
ЛЭП	33	31	Озерная - Полевая	10,78	19,01	- 117,57	39,30	-21,90	-
ЛЭП	80	68	ПП 1 - Варваровка 1	5,50	23,65	- 145,20	-6,75	6,96	-
ЛЭП	81	14	ПП 2 - Благовещенская ВН	5,50	23,65	- 145,20	-56,05	2,14	-
ЛЭП	10	1	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская ТЭЦ	0,49	2,13	-13,12	57,60	18,91	-
Выкл	68	69	Варваровка 1 - Варваровка 2	-	-	-	-	-	-
ЛЭП	60	69	Завитая - Варваровка 2	7,74	33,89	- 208,56	-	-	-
ЛЭП	70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	1,90	8,17	-50,16	- 213,67	3,57	-
ЛЭП	70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	1,43	7,98	-51,30	- 220,91	-7,77	-
ЛЭП	70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	1,35	7,56	-48,60	- 233,18	-8,35	-
ЛЭП	70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	1,90	8,17	-50,16	- 213,67	3,57	-
ЛЭП	70	78	БВЭС ВН 1 - ПП	3,60	13,05	-84,00	-31,57	8,73	-
ЛЭП	70	79	БВЭС ВН 1 - ПП	3,60	13,05	-84,00	-31,57	8,73	-
Выкл	70	71	БВЭС ВН 1 - БВЭС ВН 2	-	-	-	944,57	-8,47	-
Выкл	72	73	БВЭС НН 1 - БВЭС НН 2	-	-	-	950,00	264,72	-
Выкл	80	78	ПП 1 - ПП	-	-	-	3,38	-3,48	-
Выкл	80	79	ПП 1 - ПП	-	-	-	3,38	-3,48	-
Выкл	81	78	ПП 2 - ПП	-	-	-	28,03	-1,07	-
Выкл	81	79	ПП 2 - ПП	-	-	-	28,03	-1,07	-
Тр-р	71	72	БВЭС ВН 2 - БВЭС НН 1	0,32	16,10	-	944,57	-6,84	0,08
Выкл	73	74	БВЭС НН 2 - БВЭС ген 1	-	-	-	237,50	71,61	-
Выкл	73	75	БВЭС НН 2 - БВЭС ген 2	-	-	-	237,50	71,61	-
Выкл	73	76	БВЭС НН 2 - БВЭС ген 3	-	-	-	237,50	71,61	-
Выкл	73	77	БВЭС НН 2 - БВЭС ген 4	-	-	-	237,50	71,61	-

Таблица А.15 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме после включения Благовещенской ВЭС при отключении ВЛ отпайка Новая 1 – отпайка Сетевая 1

№ нач	№ кон	Название	Идоп 25 ДДТН	I/I доп ДДТН
10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 1	510	11,48
10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	710	26,34
1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	710	35,48
11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 2	510	9,73
11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	710	26,38
1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	710	38,34
15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	510	51,90
15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	510	
18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 1	390	5,42
18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	510	9,45
1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	710	71,40
16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	510	40,48
16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	510	123,42
19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 2	510	38,39
19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	510	83,24
21	22	Центральная - Отпайка Северная 1	510	46,26
21	23	Центральная - Отпайка Северная 2	510	27,10
23	13	Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	510	37,02
29	30	Волково - Ивановка	390	58,63
30	31	Ивановка - Полевая	390	49,84
33	34	Озерная - Хвойная	390	47,29
29	36	Волково - Тамбовка	510	52,35
36	37	Тамбовка - Михайловка	510	33,63
37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	390	35,34
22	24	Отпайка Северная 1 - Северная 1	390	15,18
23	49	Отпайка Северная 2 - Северная 2	390	10,60
14	59	Благовещенская ВН - Амурская	710	105,31
14	59	Благовещенская ВН - Амурская	825	93,80
63	35	Отпайка хвойная 1 - Хвойная	610	11,63
64	35	Отпайка хвойная 2 - Хвойная	610	10,95
60	39	Завитая - Райчихинская ГРЭС	710	8,31
60	39	Завитая - Райчихинская ГРЭС	710	8,30
59	65	Амурская - НПС-26	610	25,93
65	66	НПС-26 - Отпайка Белогорск 2	710	20,88
66	62	Отпайка Белогорск 2 - Короли-тяг	710	15,92
62	64	Короли-тяг - Отпайка хвойная 2	710	12,07
64	60	Отпайка хвойная 2 - Завитая	710	4,38
59	67	Амурская - Отпайка Белогорск 1	610	36,89
67	61	Отпайка Белогорск 1 - Белогорск-тяга	710	13,91
61	63	Белогорск-тяга - Отпайка хвойная 1	710	11,00
63	60	Отпайка хвойная 1 - Завитая	710	3,71

## Продолжение таблицы А.15

1	2	3	4	5
21	29	Центральная - Волково	510	113,14
13	22	Благовещенская СН - Отпайка Северная 1	510	57,72
33	31	Озерная - Полевая	390	48,77
80	68	ПП 1 - Варваровка 1	710	2,66
81	14	ПП 2 - Благовещенская ВН	710	15,38
10	1	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская ТЭЦ	710	32,88
60	69	Завитая - Варваровка 2	-	-
70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	825	50,40
70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	825	52,14
70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	825	55,04
70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	825	50,40
70	78	БВЭС ВН 1 - ПП	510	12,50
70	79	БВЭС ВН 1 - ПП	510	12,50



Таблица А.16 – Узлы в послеаварийном режиме после включения Благовещенской ВЭС при отключении ВЛ Благовещенская ВЭС – ПС Благовещенская

Тип	Но-мер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
База	60	Завитая	220	52,70	8,70	91,03	2,83	220,00
Ген	2	БТЭЦ ген 1	6	17,10	14,10	62,00	42,10	6,50
Ген	3	БТЭЦ ген 2	10	18,10	16,00	103,30	60,45	10,50
Ген	4	БТЭЦ ген 3	10	11,20	9,20	110,80	54,36	10,50
Ген	5	БТЭЦ ген 4	10	8,90	7,20	110,10	96,54	10,60
Ген+	40	РГРЭС ген 1	6	2,40	1,00	50,90	15,00	5,75
Ген+	41	РГРЭС ген 2	6	3,40	2,74	32,90	23,00	5,87
Нагр	1	Благовещенская ТЭЦ	110	42,80	11,10	-	-	116,53
Нагр	10	Отпайка Чигири 1	110	-	-	-	-	116,09
Нагр	11	Отпайка Чигири 2	110	-	-	-	-	116,08
Нагр	12	Чигири 2	110	12,60	1,70	-	-	116,08
Нагр	13	Благовещенская СН	110	92,80	13,30	-	-	116,04
Нагр	14	Благовещенская ВН	220	50,70	9,40	-	-	227,77
Нагр	15	Отпайка Новая 1	110	-	-	-	-	116,03
Нагр	16	Отпайка Новая 2	110	-	-	-	-	116,03
Нагр	17	Новая 1	110	8,40	2,50	-	-	116,00
Нагр	18	Отпайка Сетевая 1	110	-	-	-	-	115,24
Нагр	19	Отпайка Сетевая 2	110	-	-	-	-	115,24
Нагр	20	Сетевая 2	110	15,50	2,60	-	-	115,11
Нагр	21	Центральная	110	43,50	17,80	-	-	115,09
Нагр	29	Волково	110	20,80	3,40	-	-	110,74
Нагр	30	Ивановка	110	10,40	1,30	-	-	108,72
Нагр	31	Полевая	110	1,30	0,40	-	-	107,87
Нагр	33	Озерная	110	1,10	0,40	-	-	107,43
Нагр	34	Хвойная	110	-	-	-	-	107,63
Нагр	35	Хвойная	220	-	-	-	-	220,96
Нагр	36	Тамбовка	110	25,00	3,90	-	-	106,73
Нагр	37	Михайловка	110	10,40	1,30	-	-	107,42
Нагр	38	Райчихинская ГРЭС	110	29,20	21,60	-	-	109,61
Нагр	39	Райчихинская ГРЭС	220	90,60	2,60	-	-	218,37
Нагр	42	ТР РГРЭС 1	110	-	-	-	-	110,69
Нагр	43	ТР РГРЭС 2	110	-	-	-	-	112,37
Нагр	44	РГРЭС АТ	220	-	-	-	-	210,92
Нагр	46	Чигири 1	110	8,30	1,90	-	-	116,08
Нагр	47	Новая 2	110	8,10	1,60	-	-	116,00
Нагр	48	Сетевая 1	110	32,80	4,60	-	-	115,11
Нагр	50	ТР С Благовещенская 1	220	-	-	-	-	220,41
Нагр	51	ТР С Благовещенская 2	220	-	-	-	-	220,41
Нагр	52	ТР С Хвойная 1	220	-	-	-	-	208,78
Нагр	53	ТР С Хвойная 2	220	-	-	-	-	214,86
Нагр	55	РГРЭС СН	35	25,50	5,90	-	-	32,92
Нагр	56	РГРЭС СН	35	5,00	5,60	-	-	33,45
Нагр	57	Хвойная НН1	35	7,80	5,00	-	-	33,19

Продолжение таблицы А.16

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	58	Хвойная НН2	35	7,80	5,30	-	-	33,26
Нагр	63	Отпайка хвойная 1	220	-	-	-	-	220,98
Нагр	64	Отпайка хвойная 2	220	-	-	-	-	221,01
Нагр	68	Варваровка 1	220	6,60	0,70	-	-	229,77
Нагр	69	Варваровка 2	220	6,60	0,70	-	-	0,00
Нагр	70	БВЭС ВН 1	220	-	-	-	-	229,88
Нагр	71	БВЭС ВН 2	220	-	-	-	-	229,88
Нагр	72	БВЭС НН 1	20	-	-	-	-	19,85
Нагр	73	БВЭС НН 2	20	-	-	-	-	19,97
Ген	74	БВЭС ген 1	20	-	-	237,50	73,44	20,00
Ген	75	БВЭС ген 2	20	-	-	237,50	73,44	20,00
Ген	76	БВЭС ген 3	20	-	-	237,50	73,44	20,00
Ген	77	БВЭС ген 4	20	-	-	237,50	73,44	20,00
Нагр	78	ПП	220	-	-	-	-	229,61
Нагр	79	ПП	220	-	-	-	-	229,61
Нагр	80	ПП 1	220	-	-	-	-	229,61
Нагр	81	ПП 2	220	-	-	-	-	229,61

Таблица А.17 – Ветви в послеаварийном режиме после включения Благовещенской ВЭС при отключении ВЛ Благовещенская ВЭС – ПС Благовещенская

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	P нач	Q нач	Кт/г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 1	0,05	0,12	-0,83	-9,80	-11,87	-
ЛЭП	10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	0,43	1,87	-11,54	-31,88	-2,69	-
ЛЭП	1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чи- гири 2	0,47	2,06	-12,67	-43,15	-22,84	-
ЛЭП	11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 2	0,05	0,12	-0,83	-11,10	-6,05	-
ЛЭП	11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	0,43	1,87	-11,54	-31,97	-2,25	-
ЛЭП	1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Но- вая 1	0,17	0,73	-4,49	-	-63,85	-
ЛЭП	15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	0,43	0,10	-2,64	-8,25	-16,36	-
ЛЭП	15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	0,53	1,35	-9,08	-92,75	-39,61	-
ЛЭП	18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 1	0,49	0,86	-5,32	-24,32	-10,58	-

Продолжение таблицы А.17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	0,16	0,41	-2,75	-68,05	-21,02	-
ЛЭП	1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	0,17	0,73	-4,49	-	-63,84	-
ЛЭП	16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	0,43	0,10	-2,64	-8,26	-16,31	-
ЛЭП	16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	0,53	1,35	-9,08	-92,70	-39,64	-
ЛЭП	19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 2	0,49	0,86	-5,32	-24,03	-10,69	-
ЛЭП	19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	0,16	0,41	-2,75	-68,29	-20,94	-
ЛЭП	29	30	Волково - Ивановка	5,54	9,76	-60,38	-56,52	1,55	-
ЛЭП	30	31	Ивановка - Полевая	8,05	14,19	-87,78	-44,65	11,23	-
ЛЭП	33	34	Озерная - Хвойная	8,95	15,78	-97,62	-38,74	22,11	-
ЛЭП	29	36	Волково - Тамбовка	6,59	11,61	-71,82	-65,85	-8,96	-
ЛЭП	36	37	Тамбовка - Михайловка	10,49	26,30	-	-38,51	10,78	-
ЛЭП	37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	14,71	30,28	-	-26,52	20,13	-
Выкл	12	46	Чигири 2 - Чигири 1	-	-	-	1,50	2,81	-
Выкл	17	47	Новая 1 - Новая 2	-	-	-	0,15	0,43	-
Выкл	20	48	Сетевая 2 - Сетевая 1	-	-	-	-8,51	-1,06	-
Тр-р	14	50	Благовещенская ВН - ТР С Благовещенская 1	0,49	48,67	-	-54,65	-35,33	1,00
Тр-р	14	51	Благовещенская ВН - ТР С Благовещенская 2	0,49	48,67	-	-54,65	-35,33	1,00
Тр-р	1	2	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ген 1	0,66	17,97	-	44,77	24,55	0,05
Тр-р	1	3	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ген 2	0,37	12,29	-	84,96	36,70	0,09
Тр-р	1	4	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ген 3	0,37	12,29	-	99,29	35,11	0,09
Тр-р	1	5	Благовещенская ТЭЦ - БТЭЦ ген 4	0,20	7,68	-	100,95	79,95	0,09
Тр-р	50	13	ТР С Благовещенская 1 - Благовещенская СН	0,49	-2,06	-	-54,61	-31,35	0,53

Продолжение таблицы А.17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	51	13	ТР С Благовещенская 2 - Благовещенская СН	0,49	-2,06	-	-54,61	-31,35	0,53
Тр-р	38	42	Райчихинская ГРЭС - ТР РГРЭС 1	0,51	23,52	-	22,84	4,02	1,00
Тр-р	42	55	ТР РГРЭС 1 - РГРЭС СН	0,51	-0,12	-	-25,53	-5,89	0,30
Тр-р	42	40	ТР РГРЭС 1 - РГРЭС ген 1	0,51	15,15	-	48,38	10,97	0,05
Тр-р	38	43	Райчихинская ГРЭС - ТР РГРЭС 2	0,51	23,52	-	24,42	11,76	1,00
Тр-р	43	56	ТР РГРЭС 2 - РГРЭС СН	0,51	-0,12	-	-5,00	-5,60	0,30
Тр-р	43	41	ТР РГРЭС 2 - РГРЭС ген 2	0,51	15,15	-	29,45	18,80	0,05
Тр-р	39	44	Райчихинская ГРЭС - РГРЭС АТ	0,52	59,16	-	43,16	-29,08	1,00
Тр-р	44	38	РГРЭС АТ - Райчихинская ГРЭС	0,52	-12,77	-	43,19	-25,72	0,52
Тр-р	52	34	ТР С Хвойная 1 - Хвойная	1,51	-12,29	-	18,54	-17,76	0,51
Тр-р	53	34	ТР С Хвойная 2 - Хвойная	1,59	-12,93	-	18,64	-5,61	0,50
Выкл	57	58	Хвойная НН1 - Хвойная НН2			-			
Тр-р	35	52	Хвойная - ТР С Хвойная 1	1,51	109,66	-	10,71	-24,83	1,00
Тр-р	52	57	ТР С Хвойная 1 - Хвойная НН1	1,51	206,07	-	-7,80	-5,43	0,16
Тр-р	35	53	Хвойная - ТР С Хвойная 2	1,59	115,35	-	10,83	-11,97	1,00
Тр-р	53	58	ТР С Хвойная 2 - Хвойная НН2	1,59	216,77	-	-7,80	-5,74	0,16
ЛЭП	63	35	Отпайка хвойная 1 - Хвойная	0,07	0,24	-1,57	18,41	-29,80	-
ЛЭП	64	35	Отпайка хвойная 2 - Хвойная	0,10	0,38	-2,44	3,12	-32,80	-
ЛЭП	60	39	Завитая - Райчихинская ГРЭС	4,36	19,09	-	-23,88	-10,54	-
ЛЭП	60	39	Завитая - Райчихинская ГРЭС	4,44	19,09	-	-23,91	-10,42	-
ЛЭП	64	60	Отпайка хвойная 2 - Завитая	3,86	16,90	-	-5,48	-9,45	-
ЛЭП	63	60	Отпайка хвойная 1 - Завитая	4,87	21,32	-	-4,22	-6,05	-
						131,21			

Продолжение таблицы А.17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	21	29	Центральная - Волково	2,40	8,21	-56,28	- 147,20	-23,90	-
ЛЭП	33	31	Озерная - Полевая	10,78	19,01	- 117,57	39,84	-21,71	-
ЛЭП	80	68	ПП 1 - Варваровка 1	5,50	23,65	- 145,20	-6,75	6,94	-
ЛЭП	81	14	ПП 2 - Благовещенская ВН	5,50	23,65	- 145,20	-75,04	2,13	-
ЛЭП	10	1	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская ТЭЦ	0,49	2,13	-13,12	41,68	14,56	-
Выкл	68	69	Варваровка 1 - Варваровка 2	-	-	-	-	-	-
ЛЭП	60	69	Завитая - Варваровка 2	7,74	33,89	- 208,56	-	-	-
ЛЭП	70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	1,90	8,17	-50,16	- 284,28	1,68	-
ЛЭП	70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	1,43	7,98	-51,30	- 293,78	-13,51	-
ЛЭП	70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	1,35	7,56	-48,60	-	-	-
ЛЭП	70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	1,90	8,17	-50,16	- 284,28	1,68	-
ЛЭП	70	78	БВЭС ВН 1 - ПП	3,60	13,05	-84,00	-41,11	8,54	-
ЛЭП	70	79	БВЭС ВН 1 - ПП	3,60	13,05	-84,00	-41,11	8,54	-
Выкл	70	71	БВЭС ВН 1 - БВЭС ВН 2	0,00	0,00	0,00	944,56	-6,92	-
Выкл	72	73	БВЭС НН 1 - БВЭС НН 2	-	-	-	950,00	266,58	-
Выкл	80	78	ПП 1 - ПП	-	-	-	3,38	-3,47	-
Выкл	80	79	ПП 1 - ПП	-	-	-	3,38	-3,47	-
Выкл	81	78	ПП 2 - ПП	-	-	-	37,52	-1,06	-
Выкл	81	79	ПП 2 - ПП	-	-	-	37,52	-1,06	-
Тр-р	71	72	БВЭС ВН 2 - БВЭС НН 1	0,32	16,10	-	944,56	-5,28	0,08
Выкл	73	74	БВЭС НН 2 - БВЭС ген 1	-	-	-	237,50	72,08	-
Выкл	73	75	БВЭС НН 2 - БВЭС ген 2	-	-	-	237,50	72,08	-
Выкл	73	76	БВЭС НН 2 - БВЭС ген 3	-	-	-	237,50	72,08	-
Выкл	73	77	БВЭС НН 2 - БВЭС ген 4	-	-	-	237,50	72,08	-

Таблица А.18 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме после включения Благовещенской ВЭС при отключении ВЛ Благовещенской ВЭС – ПС Благовещенская

№ нач	№ кон	Название	Идоп 25 ДДТН	I/I доп ДДТН
1	2	3	4	5
10	46	Отпайка Чигири 1 - Чигири 1	510	11,63
10	13	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская СН	710	17,47
1	11	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Чигири 2	710	26,41
11	12	Отпайка Чигири 2 - Чигири 2	510	9,56
11	13	Отпайка Чигири 2 - Благовещенская СН	710	17,55
1	15	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 1	710	64,71
15	17	Отпайка Новая 1 - Новая 1	510	13,86
15	18	Отпайка Новая 1 - Отпайка Сетевая 1	510	76,27
18	48	Отпайка Сетевая 1 - Сетевая 1	390	26,41
18	21	Отпайка Сетевая 1 - Центральная	510	54,24
1	16	Благовещенская ТЭЦ - Отпайка Новая 2	710	64,69
16	47	Отпайка Новая 2 - Новая 2	510	13,83
16	19	Отпайка Новая 2 - Отпайка Сетевая 2	510	76,25
19	20	Отпайка Сетевая 2 - Сетевая 2	510	20,03
19	21	Отпайка Сетевая 2 - Центральная	510	54,39
21	22	Центральная - Отпайка Северная 1	510	30,98
21	23	Центральная - Отпайка Северная 2	510	15,75
23	13	Отпайка Северная 2 - Благовещенская СН	510	26,92
29	30	Волково - Ивановка	390	59,04
30	31	Ивановка - Полевая	390	50,20
33	34	Озерная - Хвойная	390	47,65
29	36	Волково - Тамбовка	510	52,66
36	37	Тамбовка - Михайловка	510	33,86
37	38	Михайловка - Райчихинская ГРЭС	390	35,57
22	24	Отпайка Северная 1 - Северная 1	390	13,48
23	49	Отпайка Северная 2 - Северная 2	390	12,24
14	59	Благовещенская ВН - Амурская	710	105,37
14	59	Благовещенская ВН - Амурская	825	93,85
63	35	Отпайка хвойная 1 - Хвойная	610	11,65
64	35	Отпайка хвойная 2 - Хвойная	610	10,94
60	39	Завитая - Райчихинская ГРЭС	710	8,24
60	39	Завитая - Райчихинская ГРЭС	710	8,23
59	65	Амурская - НПС-26	610	25,91
65	66	НПС-26 - Отпайка Белогорск 2	710	20,86
66	62	Отпайка Белогорск 2 - Короли-тяг	710	15,91
62	64	Короли-тяг - Отпайка хвойная 2	710	12,07
64	60	Отпайка хвойная 2 - Завитая	710	4,42
59	67	Амурская - Отпайка Белогорск 1	610	36,87
67	61	Отпайка Белогорск 1 - Белогорск-тяга	710	13,91
61	63	Белогорск-тяга - Отпайка хвойная 1	710	11,00

## Продолжение таблицы А.18

1	2	3	4	5
63	60	Отпайка хвойная 1 - Завитая	710	3,74
21	29	Центральная - Волково	510	113,77
13	22	Благовещенская СН - Отпайка Северная 1	510	41,15
33	31	Озерная - Полевая	390	49,12
80	68	ПП 1 - Варваровка 1	710	2,66
81	14	ПП 2 - Благовещенская ВН	710	20,61
10	1	Отпайка Чигири 1 - Благовещенская ТЭЦ	710	23,97
60	69	Завитая - Варваровка 2	-	-
70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	825	67,09
70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	825	69,41
70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	825	0,00
70	14	БВЭС ВН 1 - Благовещенская ВН	825	67,09
70	78	БВЭС ВН 1 - ПП	510	16,03
70	79	БВЭС ВН 1 - ПП	510	16,03

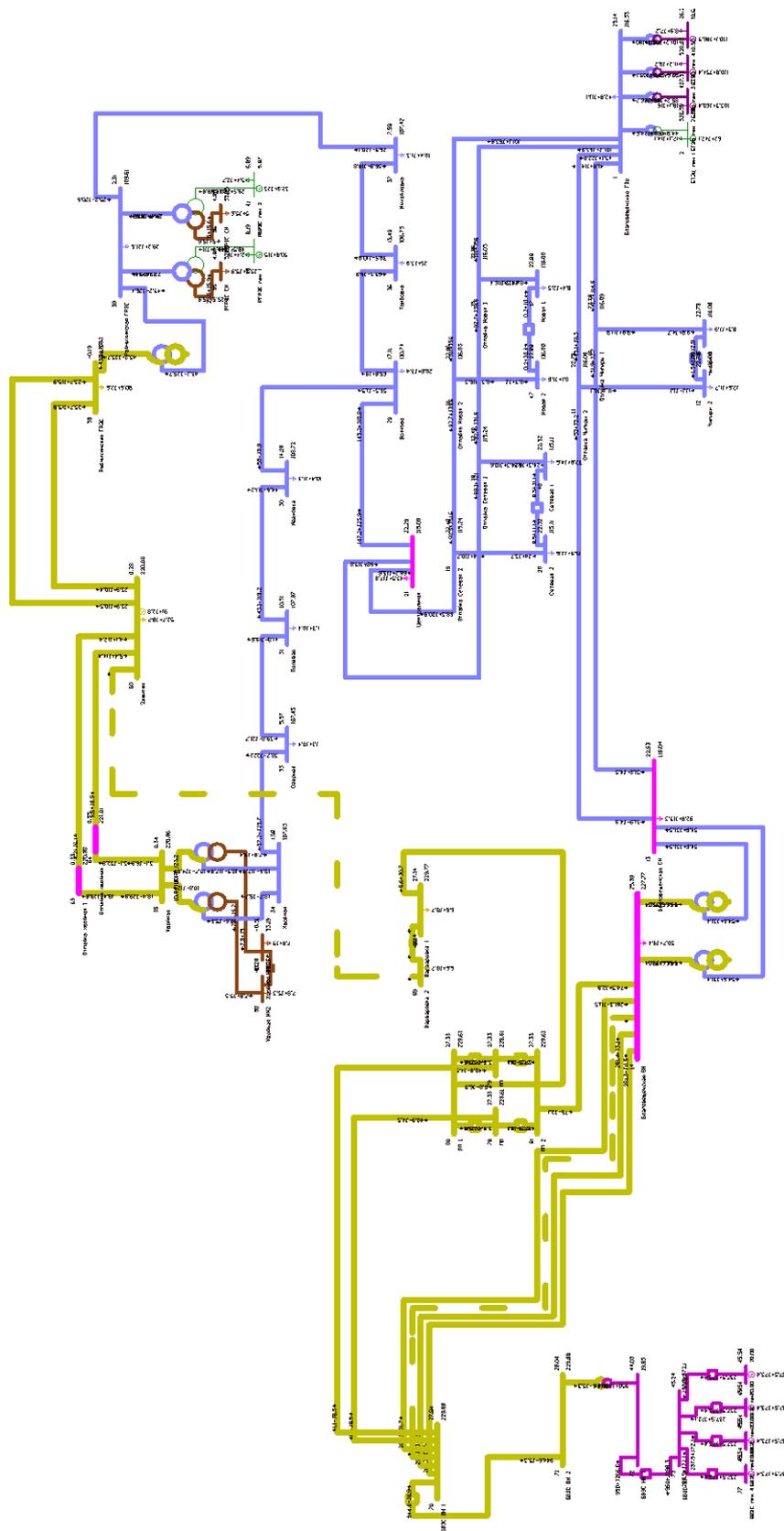


Рисунок А.6 – Схема потоко-распределения в послеаварийном режиме после включения Благовещенской ВЭС при отключении ВЛ Благовещенская ВЭС – ПС Благовещенская

