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) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
«____»_____20___ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей Надеждинского района Приморского края при вводе подстанции Заря

Исполнитель
студент группы 142-об2 _____ (подпись, дата) В.В. Музыченко

Руководитель
профессор, док. техн. наук _____ (подпись, дата) Н.В. Савина

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд. техн. наук _____ (подпись, дата) А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
старший преподаватель _____ (подпись, дата) Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
«_____»_____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Музыченко Виталия Викторовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей Надеждинского района Приморского края при вводе подстанции Заря
(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 17.06.2025

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема существующего участка сети, данные контрольных замеров, нормативно-справочная литература.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Характеристика района реконструкции электрических сетей; Расчет и анализ электрических нагрузок в Надеждинском районе; Разработка вариантов реконструкции электрической сети; Выбор оптимального варианта реконструкции; Расчет токов короткого замыкания; Проектирование подстанции Заря; Молниезащита и заземление; Релейная защита и противоаварийная автоматика; Расчет и анализ режимов; Безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции сети.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Эквиваленты сети (графика ПВК RastrWin3) исходного, максимального, минимального, послеаварийного режимов работы.

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

7. Дата выдачи задания 01.03.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, Заведующий кафедрой энергетики, профессор, доктор технических наук.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 01.03.2025
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 147 с., 19 рисунков, 47 таблиц, 1 приложение, 30 источников.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ОШИНОВКА, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВО, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНА ТРУДА, ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы по заданным исходным данным было выполнено моделирование выбранного участка сети, определены нагрузки существующих объектов с перспективой на 5 лет, рассчитаны режимы, разработаны 4 варианта выдачи мощности для ПС Заря. На основании статических приведённых затрат и сохранении системных свойств сети был выбран наиболее целесообразный вариант подключения, который удовлетворяет всем предъявляемым требованиям. Также рассчитаны токи короткого замыкания на шинах ПС Заря для выбора и проверки электрооборудования и основной релейной защиты трансформатора. Разработан вариант заземления и молниезащиты подстанции, а также рассмотрен вопрос охраны труда и пожарной безопасности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 8
1 Характеристика района реконструкции электрических сетей Надеждинского района Приморского края 9
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции 9
1.2 Характеристика электрических сетей Надеждинского района 10
1.3 Анализ существующих режимов и выявление проблемных мест 15
1.4 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей при вводе подстанции Заря 17
2 Расчёт и анализ электрических нагрузок в Надеждинском районе 18
3 Разработка вариантов реконструкции электрической сети при подключении подстанции Заря 24
3.1 Компенсация реактивной мощности 24
3.2 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции 26
3.3 Выбор номинального напряжения 31
3.4 Выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих 32
3.5 Выбор однолинейной схемы ПС Заря 34
3.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов при реконструкции электрической сети 35
4 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети Надеждинского района 37
5 Расчет токов короткого замыкания на подстанции Заря 44
6 Проектирование подстанции Заря 51
6.1 Разработка подробной однолинейной схемы и конструктивное исполнение подстанции Заря 51
6.2 Выбор и проверка выключателей 54

6.3 Выбор и проверка разъединителей 58
6.4 Выбор и проверка трансформаторов тока 59
6.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 62
6.6 Выбор и проверка сборных шин, изоляторов и ВЧЗ 64
6.7 Выбор трансформаторов собственных нужд 71
6.8 Выбор системы оперативного тока 72
7 Разработка молниезащиты и заземления проектируемой подстанции Заря 76
7.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет 76
7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты на подстанции Заря 82
7.3 Выбор и проверка ОПН на подстанции Заря 85
7.4 Оценка надежности молниезащиты на подстанции Заря 89
8 Релейная защита и противоаварийная автоматика при реконструкции электрической сети Надеждинского района 93
8.1 Релейная защита силового трансформатора на подстанции Заря 93
8.2 Противоаварийная автоматика 103
9 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети Надеждинского района 105
9.1 Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов 105
9.2 Подготовка исходных данных для расчета 105
9.3 Расчет максимального режима и его анализ (режим наибольших нагрузок) 107
9.4 Расчет минимального режима и его анализ (режим наименьших нагрузок) 114
9.5 Расчет послеаварийного режима и его анализ 121
10 Безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции электрической сети Надеждинского района 129
10.1 Безопасность 129
10.2 Экологичность 132
10.3 Чрезвычайные ситуации 139

Заключение 142
Библиографический список 143
Приложение А – Графика в RastrWin3 148

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ВЧЗ – высокочастотный заградитель;

ИП – источник питания;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

НН – низкое напряжение;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОЭС – объединенная энергетическая система;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ПС – подстанция;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – собственные нужды;

СОПТ – система оперативного постоянного тока;

ТКЗ – ток короткого замыкания;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

ЭС – энергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время развитие технологий характеризуется стремительным технологическим прогрессом и ростом числа энергоемких производств, функционирование которых требует стабильного и надежного энергоснабжения.

Развитие электроэнергетического комплекса Дальневосточного региона, включая Приморский край, стало приоритетной стратегической целью Российской Федерации. Ключевыми направлениями развития отрасли выступают реконструкция существующих генерирующих объектов и создание новых энергетических мощностей, усовершенствование сетевой инфраструктуры, предотвращение текущих дефицитов тепловой и электрической энергии, а также обеспечение надежной защиты от возможных сбоев и перебоев в энергоснабжении.

Актуальность работы обусловлена необходимостью повышения надежности и эффективности энергоснабжения Надеждинского района Приморского края путем реконструкции существующей электрической сети и введения в эксплуатацию подстанции Заря для удовлетворения растущих нагрузок новых потребителей электроэнергии.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в выборе наиболее оптимального, по статическим приведенным затратам, варианта реконструкции электрических сетей Надеждинского района Приморского края в связи с ростом нагрузок новых потребителей и проектировании подстанции Заря.

Для решения поставленной задачи необходимо проанализировать электрическую сеть Надеждинского района, разработать и обосновать выбранный вариант реконструкции сети, которая и потребуется для ввода новой подстанции Заря, затем рассчитать токи короткого замыкания и выбрать соответствующие оборудование подстанции. Также необходимо разработать заземление и молниезащиту подстанции и обратить внимание на безопасность и экологичность выбранного варианта реконструкции электрической сети.

Графическая часть выпускной квалификационной работы выполнена на 6 листах формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАДЕЖДИНСКОГО РАЙОНА ПРИМОРСКОГО КРАЯ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции

Анализ климатических условий проводится с целью обеспечения надёжности, безопасности и долговечности электрооборудования.

Надеждинский муниципальный район – административно-территориальный район в составе Приморского края. Общая площадь района – 1 595,7 км².

Район находится в южной части Приморского края [26]. На севере граничит с Уссурийским городским округом, на востоке – с Артёмовским, на юго-западе – с Хасанским муниципальным районом, на юге граница района проходит по береговой линии Амурского залива. Грунт в Надеждинском районе представлен желто-буроземной суглинистой почвой.

Для удобства нахождения вариантов реконструкции, на рисунке 1 представлена карта-схема Надеждинского района и прилежащие к нему районы.

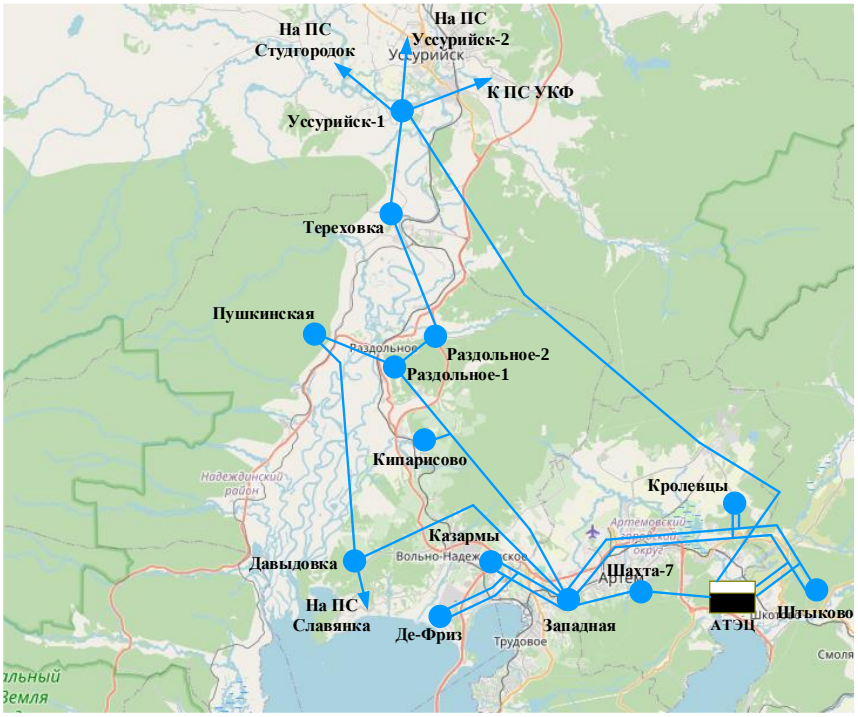

Рисунок 1 – Карта-схема электрической сети 110 кВ Надеждинского района

По климатическим условиям Надеждинский район отличается малоснежной, морозной и длительной зимой с сильными ветрами. Средняя температура января составляет −17,7°C. Лето теплое и непродолжительное, с многочисленными дождями, Средняя температура июля составляет +23,6°C. Климат муссонный, влажный континентальный. Среднегодовая температура составляет +4,3°C. 20 грозовых часов в год.

По климатическим условиям для выбора трассы, для принятия решений по конструктивному исполнению подстанции и ЛЭП, необходима информация о температуре, ветре, грозовой ситуации и гололеде в Надеждинском районе. Количественные значения указанных климатических характеристик представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Сводная таблица климатических параметров

Наименование	Показатели
Район по ветру	IV
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Нормативное ветровое давление	800 Па
Нормативное ветровое давление при гололеде	256 Па
Район по гололеду	IV
Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	25 мм
Степень загрязнения атмосферы	II
Относительная влажность воздуха	70-80 %
Состав грунта	суглинок
Глубина промерзания грунта	1,0-1,5 м
Среднегодовая продолжительность гроз	от 15 до 25 часов
Среднегодовое количество осадков	840 мм
Среднегодовая температура воздуха	плюс 4,3 ºС
Минимальная температура воздуха	минус 44 ºС
Максимальная температура воздуха	плюс 35 ºС

1.2 Характеристика электрических сетей Надеждинского района

Надеждинский район входит в число территорий с динамично растущей

электрической нагрузкой. Здесь идет многоквартирное и индивидуальное жилищное строительство, развиваются предприятия малого и среднего бизнеса. Соответственно, требуется реконструкция электрической сети с целью обеспечения подключения подстанций, питающих развивающие нагрузки потребителей. требуется реконструкция электрической сети для подключения подстанций, питающих динамично развивающие нагрузки. Реконструкция электрической сети позволит повысить надёжность электроснабжения и создаст условия для подключения новых потребителей в Надеждинском районе.

Источником питания выбрана Артёмовская ТЭЦ, так как большинство подстанций района питаются от неё и не могут быть самостоятельным источником питания. По информации на 2024 год потребление энергии в районе данной ТЭЦ находится в районе 373 МВт, так что вырабатываемая мощность 400 МВт станции достаточна для проведения реконструкции подстанций района.

Структурная схема Артёмовской ТЭЦ представлена на рисунке 2.

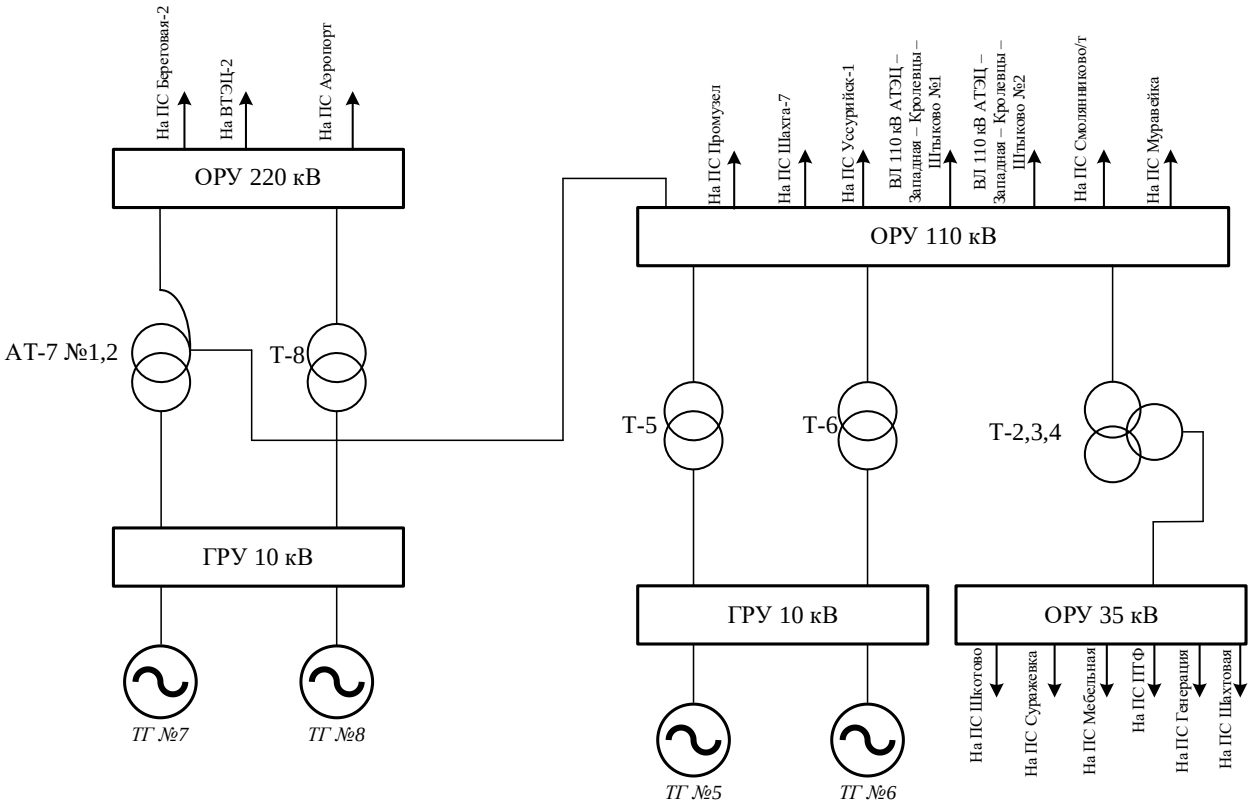

Рисунок 2 – Структурная схема Артёмовской ТЭЦ

Артёмовская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электрическую станцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность ТЭЦ – 400 МВт, тепловая мощность – 300 Гкал/час. Станция работает по тепловому графику с конденсационной догрузкой в летний период. Годовое число часов использования установленной электрической мощности составляет 5500-6000 ч. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. Основное оборудование ТЭЦ включает 4 турбогенератора мощностью по 100 МВт.

По материалам преддипломной практики стало известно, что на ТЭЦ установлен одинаковый тип изоляции, что удовлетворяет требованиям надежности.

Надеждинский район представляет из себя сложнозамкнутую сеть, включающие в себя кольцевые и магистральные конфигурации.

Распределительные электрические сети напряжением 110 кВ в основном являются объектами АО «ДРСК» и обслуживаются его филиалом «Приморские электрические сети». Данные о подстанциях и линиях, расположенных в районе развития приведены в таблицах ниже.

Таблица 2 – Характеристика ЛЭП

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Длина ЛЭП, км	Минимальное сечение провода, мм^2	Допустимый ток, А	
					при t +25ºС	при t -20ºС
1	2	3	4	5	6	7
Артёмовская ТЭЦ – Шахты 7	110	АССС 150/28	14,4	150	827	827
Артёмовская ТЭЦ – Оп 162	110	АС-150/24	2,6	150	450	581
Артёмовская ТЭЦ – Оп 163	110	АС-150/24	2,6	150	450	581
Оп 162 – Оп 128	110	АС-150/24	7,6	150	450	581
Оп 163 – Оп 129	110	АС-150/24	7,6	150	450	581
Оп 128 – Кролевцы	110	АС-150/24	1,6	150	450	581

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
Оп 129 – Кролевцы	110	АС-150/24	1,6	150	450	581
Оп 128 – Западная	110	АС-150/24	27,4	150	450	581
Оп 129 – Западная	110	АС-150/24	27,4	150	450	581
Шахта 7 – Западная	110	М-70(5,4), АС-120/19(0,6)	6,0	70	337	435
Западная – Казармы	110	АСКП-120/19	6,5	120	390	503
Западная – Казармы	110	АСКП-120	6,5	120	390	503
КЛ Оп 50/1 – Де-Фриз	110	ПвП2г 3х 185/70	0,1	185	577	698
ВЛ Оп 50/1 Казармы – Де-Фриз	110	АСКП-120/19	11,1	120	390	503
ВЛ Оп 55 Казармы – Де-Фриз	110	АСКП-120/19	11,1	120	390	503
Артёмовская ТЭЦ – Уссурийск-1	110	АС-185/24(13,87), М-95(31,6), АС-240/32(13,83)	59,3	95	422	544
Западная – Давыдовка	110	М-70(14,96), АС-120/19(4,49)	19,5	70	337	435
Западная – Оп 105	110	АС-120/19	20,1	120	375	484
Оп 105 – Кипарисово	110	АС-120/19	0,1	120	375	484
Оп 105 – Раздольное 1	110	АС-120/19	9,1	120	375	484
Раздольное 1 – Пушкинская	110	АС-150/24	9,2	150	450	581
Пушкинская – Давыдовка	110	АС-150/24	31,7	150	450	581
Раздольное 1 – Раздольное 2	110	АС-120/19	0,8	120	375	484

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
Раздольное 2 – Тереховка	110	АС-120/19	19,6	120	375	484
Тереховка – Уссурийск 1	110	АС-120/19	19,1	120	375	484
Оп 162 – Штыково	110	АС-150/24	2,6	150	450	450
Оп 163 – Штыково	110	АС-150/24	2,6	150	581	581

Рассмотрены подстанции района. Преобладающий тип присоединения – проходной. В них не входит ПС Кипарисово и Казармы (тупиковые), а также ПС Де-Фриз (отпаечное присоединение).

Таблица 3 – Характеристика подстанций

Наименование ПС	№ тр-ра	Мощность, МВА	Коэффициент загрузки	Тип РУ
Давыдовка	Т-1	25,0	0,77	Одна секционированная система шин (9)
	Т-2	25,0	0,18	
Де-Фриз	Т-1	10,0	0,28	Мостик с выключателями в цепях линий (5Н)
	Т-2	10,0	0,19	
Западная	Т-1	40	0,84	Две рабочие и обходная система шин (13Н)
	Т-2	40	0,52	
Казармы	Т-1	10,0	0,18	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий (5АН)
	Т-2	10,0	0,21	
Кипарисово	Т-1	6,3	0,34	Блок с разъединителем (1)
Кролевцы	Т-1	25,0	0,62	Мостик с выключателями в цепях линий (5Н)
	Т-2	25,0	0,13	
Раздольное-1	Т-1	16,0	0,37	Блок (линия-трансформатор) с выключателем (3Н)
Раздольное-2	Т-1	16,0	0,72	
Тереховка	Т-1	6,3	0,16	Мостик с выключателями в цепях линий (5Н)
	Т-2	6,3	0,22	
Шахта-7	Т-1	16,0	0,68	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)
	Т-2	16,0	0,62	
Штыково	Т-1	16,0	0,72	Две рабочие и обходная система шин (13Н)
	Т-2	16,0	0,36	
Пушкинская	Т-1	16,0	0,41	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий (5АН)
	Т-2	16,0	0,53	
Уссурийск-1	Т-1	31,5	0,42	Две рабочие системы шин (13)
	Т-2	40,0	0,70	

1.3 Анализ существующих режимов и выявление проблемных мест

В таблице 4 представлены результаты контрольных замеров за зимний период 2023 года и летний период 2024 года.

Таблица 4 – Результаты контрольных замеров на ПС за зимний и летний периоды

Наименование ПС	Зима			Лето		
	Время замера	P, МВт	Q, МВАр	Время замера	P, МВт	Q, МВАр
1	2	3	4	5	6	7
Давыдовка	02:00	23,1	9,0	02:00	8,4	3,8
	08:00	26,0	10,1	08:00	14,1	5,6
	16:00	23,5	9,2	16:00	14,4	5,3
	23:00	25,8	10,0	23:00	14,8	5,9
Де-Фриз	02:00	10,8	4,4	02:00	1,8	0,7
	08:00	11,2	4,5	08:00	2,4	1,0
	16:00	9,9	3,9	16:00	2,2	0,8
	23:00	11,6	4,7	23:00	2,6	1,0
Западная	02:00	52,5	21,0	02:00	14,1	5,7
	08:00	58,6	23,4	08:00	20,4	8,2
	16:00	55,4	22,1	16:00	21,0	8,4
	23:00	57,0	22,8	23:00	20,9	8,4
Казармы	02:00	3,8	1,5	02:00	2,3	0,9
	08:00	4,3	1,7	08:00	2,8	1,1
	16:00	4,5	1,8	16:00	3,1	1,2
	23:00	4,8	1,9	23:00	3,0	1,2
Кипарисово	02:00	4,2	1,7	02:00	1,3	0,5
	08:00	4,3	1,7	08:00	1,5	0,6
	16:00	4,2	1,7	16:00	1,4	0,6
	23:00	4,3	1,7	23:00	1,7	0,7
Кролевцы	02:00	25,2	10,1	02:00	10,1	4,0
	08:00	28,7	11,4	08:00	14,7	5,9
	16:00	27,7	11,0	16:00	14,0	5,6
	23:00	29,0	11,6	23:00	13,7	5,4
Раздольное-1	02:00	9,5	3,8	02:00	4,8	1,9
	08:00	11,0	4,4	08:00	5,0	2,0
	16:00	10,5	4,2	16:00	6,4	2,6
	23:00	10,6	4,2	23:00	6,9	2,8
Раздольное-2	02:00	1,4	0,5	02:00	0,6	0,3
	08:00	1,5	0,6	08:00	0,6	0,3
	16:00	1,3	0,5	16:00	0,6	0,3
	23:00	1,5	0,6	23:00	0,6	0,3
Тереховка	02:00	1,4	0,5	02:00	0,7	0,3
	08:00	1,1	0,5	08:00	0,5	0,2
	16:00	1,3	0,5	16:00	0,6	0,2
	23:00	1,4	0,5	23:00	0,7	0,3
Шахта-7	02:00	17,5	7,0	02:00	6,6	2,6
	08:00	23,4	9,4	08:00	11,4	4,6
	16:00	21,6	8,7	16:00	11,2	4,4
	23:00	23,6	9,4	23:00	13,0	5,2

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
Штыково	02:00	8,7	3,4	02:00	5,0	2,0
	08:00	9,7	3,9	08:00	5,9	2,4
	16:00	9,1	3,6	16:00	5,9	2,3
	23:00	9,2	3,7	23:00	5,5	2,2
Пушкинская	02:00	0,2	0,1	02:00	0,1	0,1
	08:00	0,2	0,1	08:00	0,1	0,1
	16:00	0,2	0,1	16:00	0,1	0,1
	23:00	0,2	0,1	23:00	0,1	0,1
Уссурийск-1	02:00	34,4	9,6	02:00	10,5	4,1
	08:00	41,0	10,7	08:00	16,6	5,7
	16:00	40,6	11,1	16:00	17,1	5,9
	23:00	40,1	10,2	23:00	16,7	5,6

Проанализировав мощности в нормальном режиме, можно сделать вывод, что максимум нагрузок достигается к 08:00 в зимний и к 16:00 в летние периоды.

Таблица 5 – Контрольные замеры напряжения максимальной нагрузки

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ		Отклонение напряжения от номинального, %	
		Лето	Зима	Лето	Зима
1	2	3	4	5	6
Давыдовка	110	115,0	110,0	4,55	0,00
	35	36,5	36,5	4,29	4,29
	6	6,3	6,3	5,00	5,00
Де-Фриз	110	117,0	115,5	6,36	5,00
	6	6,4	6,4	6,67	6,67
Западная	110	118,0	118,1	7,27	7,36
	35	36,0	35,8	2,86	2,29
	6	6,1	6,2	1,67	3,33
Казармы	110	115,0	114,0	4,55	3,64
	10	10,1	10,0	1,00	0,00
Кипарисово	110	115,0	115,0	4,55	4,55
	10	10,5	10,4	5,00	4,00
Кролевцы	110	118,6	119,0	7,82	8,18
	35	36,8	37,1	5,14	6,00
	6	6,4	6,4	6,67	6,67
Раздольное-1	110	114,0	112,0	3,64	1,82
	35	37,0	37,0	5,71	5,71
	10	10,4	10,3	4,00	3,00
Раздольное-2	110	115,0	115,0	4,55	4,55
	35	36,0	35,8	1,03	1,02
	10	10,5	10,2	5,00	2,00
Тереховка	110	117,0	114,0	6,36	3,64
	10	10,5	10,2	5,00	2,00

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
Шахта-7	110	115,0	116,0	4,55	5,45
	6	6,1	6,4	1,67	6,67
Штыково	110	120,0	120,0	9,09	9,09
	6	6,3	6,2	5,00	3,33
Пушкинская	110	115,0	113,0	4,55	2,73
	35	36,0	35,0	2,86	0,00
	10	10,2	10,0	2,00	0,00
Уссурийск-1	110	115,5	116,0	5,00	5,45
	35	37,0	37,2	5,71	6,29
	6	6,5	6,5	8,33	8,33

Согласно [4], отклонение напряжения в узлах сети не должно быть больше 10%, предельно допустимое отклонение от нормы составляет 10% в обе стороны в случае кратковременного отклонения и 5% в случае длительного отклонения, но не выше наибольшего рабочего напряжения.

Проанализировав данные по напряжению, определено, что отклонения напряжения находятся в допустимых пределах.

1.4 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей при вводе подстанции Заря

Согласно проведённому анализу схемно-режимной ситуации в рассматриваемом районе, на текущий момент не зафиксировано никаких отклонений от нормы, следовательно, подстанцию Заря можно подключать к существующей электрической сети. Обоснование целесообразности связано с подключением новых потребителей. Цель – подтвердить техническую и экономическую целесообразность реконструкции электрической сети для обеспечения надёжного электроснаюжения потребителей.

2 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК В НАДЕЖДИНСКОМ РАЙОНЕ

В данном разделе выпускной квалификационной работы производится расчет и прогнозирование электрических нагрузок. Эти расчеты служат исходными данными для анализа и проектирования различных вариантов сети, выбираются схемы подстанций, определяется марка проводов и мощности трансформаторов. Так же эти данные потребуются для расчета нормального и установившегося режима.

Расчет будет проводиться по данным контрольных замеров в зимний и летний периоды, с помощью которых будет определена вероятностная характеристика электрических нагрузок.

Средняя активная и реактивная мощность рассчитывается по формулам:

$$P_{ср} = \frac{1}{T_H} \sum_{j=1}^{m} P_j \cdot t_j ; \quad (1)$$

$$Q_{ср} = \frac{1}{T_H} \sum_{j=1}^{m} Q_j \cdot t_j ; \quad (2)$$

где T_H – период наблюдения за электрической нагрузкой (сутки);

P_i, Q_i – i-тая ордината графика нагрузки продолжительностью t_j .

Эффективная активная и реактивная мощность рассчитывается по формулам:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \sum_{j=1}^{m} P_j^2 \cdot t_j} \ ; \quad (3)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H}\sum_{j=1}^{m} Q_j^2 \cdot t_j} \ ; \qquad (4)$$

Максимальная активная и реактивная мощность рассчитывается по формулам:

$$P_{\max} = P_{ср} \cdot (1 + 1{,}96\sqrt{K_{фP}^2 - 1}) ; \qquad (5)$$

$$Q_{\max} = Q_{ср} \cdot (1 + 1{,}96\sqrt{K_{фQ}^2 - 1}) ; \qquad (6)$$

где $K_ф$ – коэффициент формы.

Коэффициент формы определяется по формуле:

$$K_{фP} = P_{эф} / P_{ср} ; \qquad (7)$$

$$K_{фQ} = Q_{эф} / Q_{ср} . \qquad (8)$$

Средняя и эффективная активная и реактивная мощность для ПС Давыдовка в зимний период:

$$P_{ср} = \frac{1}{24} \cdot (23{,}1 \cdot 3 + 26{,}0 \cdot 6 + 23{,}5 \cdot 8 + 25{,}8 \cdot 7) = 24{,}75 MBm ;$$

$$Q_{ср} = \frac{1}{24} \cdot (9{,}0 \cdot 3 + 10{,}1 \cdot 6 + 9{,}2 \cdot 8 + 10{,}0 \cdot 7) = 9{,}63 MBAp ;$$

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot (23{,}1^2 \cdot 3 + 26{,}0^2 \cdot 6 + 23{,}5^2 \cdot 8 + 25{,}8^2 \cdot 7)} = 24{,}78 MBm ;$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot (9,0^2 \cdot 3 + 10,1^2 \cdot 6 + 9,2^2 \cdot 8 + 10,0^2 \cdot 7)} = 9,64 MBAp .$$

$$P_{\max} = 24,75 \cdot (1 + 1,96\sqrt{1,00121^2 - 1}) = 27,20 MBm ;$$

$$Q_{\max} = 9,63 \cdot (1 + 1,96\sqrt{1,00104^2 - 1}) = 10,52 MBAp .$$

Результаты расчётов вероятностных характеристик представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Вероятностные характеристики графиков нагрузок

Наименование ПС	Время	Pcp, МВт	Qcp, МВАр	Pэф, МВт	Qэф, МВАр	Pmax, МВт	Qmax, МВАр
Давыдовка	Зима	24,75	9,63	24,78	9,64	27,20	10,52
	Лето	13,69	5,36	13,84	5,40	17,64	6,61
Де-Фриз	Зима	10,83	4,35	10,86	4,36	12,21	4,99
	Лето	2,32	0,90	2,33	0,90	2,81	1,13
Западная	Зима	56,30	22,49	56,34	22,50	59,99	23,96
	Лето	19,96	8,01	20,08	8,06	24,32	9,73
Казармы	Зима	4,45	1,77	4,46	1,77	5,05	2,01
	Лето	2,90	1,14	2,91	1,14	3,39	1,33
Кипарисово	Зима	4,25	1,70	4,25	1,70	4,35	1,70
	Лето	1,50	0,62	1,51	0,62	1,78	0,74
Кролевцы	Зима	28,02	11,16	28,04	11,17	30,36	12,08
	Лето	13,60	5,42	13,67	5,45	16,29	6,53
Раздольное-1	Зима	10,53	4,20	10,54	4,20	11,38	4,54
	Лето	6,00	2,42	6,06	2,45	7,66	3,13
Раздольное-2	Зима	1,42	0,55	1,42	0,56	1,60	0,65
	Лето	0,60	0,30	0,60	0,30	0,60	0,30
Тереховка	Зима	1,29	0,50	1,30	0,50	1,52	0,50
	Лето	0,62	0,24	0,62	0,25	0,77	0,34
Шахта-7	Зима	22,12	8,87	22,21	8,90	25,94	10,38
	Лето	11,20	4,46	11,36	4,52	14,92	5,97
Штыково	Зима	9,23	3,68	9,23	3,68	9,84	3,98
	Лето	5,67	2,26	5,68	2,26	6,28	2,50
Пушкинская	Зима	0,20	0,10	0,20	0,10	0,20	0,10
	Лето	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Уссурийск-1	Зима	39,78	10,55	39,83	10,56	43,82	11,54
	Лето	16,03	5,54	16,17	5,57	20,15	6,63

Ввиду отсутствия контрольных замеров для ПС Заря, проведен вероятностно-статистический расчёт. Заявленная максимальная нагрузка подстанции, согласно техническим условиям на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК», равняется 10,7 МВт. Данные взяты из суточного зимнего графика активных нагрузок [29]:

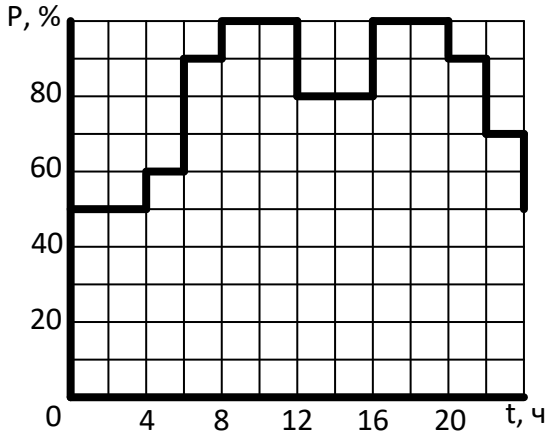

Рисунок 3 – Типовой суточный ГЭН подстанции 110/10 кВ

По заявленной максимальной активной мощности ПС Заря из типового ГЭН ордината мощности в именованных единицах (МВт), данные представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Данные активной мощности для расчета

P, %	t, ч	P, МВт
100	8	10,7
90	4	9,63
80	4	8,56
70	2	7,49
60	2	6,42
50	4	5,35

Для расчёта реактивной мощности, из [29], взят естественный $\cos\varphi$ для городской нагрузки 0,92. Следовательно, для расчёта реактивной мощности расчётный коэффициент $tg\varphi$ принимается равным 0,43.

Проведен расчёт нагрузок для подстанции Заря:

$$Q_{\max} = 10,7 \cdot 0,43 = 4,6 MBAp;$$

$$P_{ср} = \frac{1}{24} \cdot (10,7 \cdot 8 + 9,63 \cdot 4 + 8,56 \cdot 4 + 7,49 \cdot 2 + 6,42 \cdot 2 + 5,35 \cdot 4) = 8,65 MBm;$$

$$Q_{ср} = 8,65 \cdot 0,43 = 3,72 MBAp;$$

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot (10,7 \cdot 8 + 9,63 \cdot 4 + 8,56 \cdot 4 + 7,49 \cdot 2 + 6,42 \cdot 2 + 5,35 \cdot 4)} = 8,87 MBm;$$

$$Q_{эф} = 8,87 \cdot 0,43 = 3,81 MBAp.$$

Для прогнозирования вероятностных характеристик графиков нагрузок за 5 лет используется формула сложных процентов:

$$P_{ср}^{прог} = P_{ср} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t}; \quad (9)$$

где ε – относительный прирост нагрузки, соответствующий базовому варианту [26], характеризуется среднегодовым темпом 0,0487 в 2025–2030 годах.

$t_{прог}$ – год для которого определяется электрическая нагрузка, принимается 2029 год;

t – год в который снимался первый замер, принимается 2024 год.

При проектировании сетей принимается $t_{прог} - t$ равным 5.

Спрогнозированные вероятностные характеристики нагрузки для ПС Давыдовка в зимний период:

$$P_{ср}^{прог} = 24,75 \cdot (1 + 0,0487)^{2029-2024} = 31,39 MBm;$$

$$Q_{ср}^{прог} = 31,39 \cdot 0,43 = 13,5 MBAp;$$

Результаты расчётов спрогнозированных вероятностных характеристик сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Спрогнозированные на 2029 год вероятностные характеристики

Наименование ПС	Время	Pср, МВт	Qср, МВАр	Pэф, МВт	Qэф, МВАр	Pmax, МВт	Qmax, МВАр
Давыдовка	Зима	31,39	13,50	31,43	13,51	34,51	14,84
	Лето	17,36	7,47	17,55	7,55	22,38	9,62
Де-Фриз	Зима	13,74	5,91	13,77	5,92	15,49	6,66
	Лето	2,94	1,27	2,96	1,27	3,57	1,54
Западная	Зима	71,41	30,71	71,56	30,77	80,51	34,62
	Лето	25,32	10,89	25,47	10,95	30,70	13,20
Казармы	Зима	5,64	2,43	5,65	2,43	6,01	2,58
	Лето	3,68	1,58	3,70	1,59	4,48	1,93
Кипарисово	Зима	5,39	2,32	5,39	2,32	5,74	2,47
	Лето	1,90	0,82	1,91	0,82	2,32	1,00
Кролевцы	Зима	35,54	15,28	35,63	15,32	40,37	17,36
	Лето	17,25	7,42	17,32	7,45	20,20	8,69
Раздольное-1	Зима	13,36	5,74	13,39	5,76	15,17	6,52
	Лето	7,61	3,27	7,64	3,29	8,91	3,83
Раздольное-2	Зима	1,80	0,77	1,80	0,77	1,84	0,79
	Лето	0,76	0,33	0,76	0,33	0,90	0,39
Тереховка	Зима	1,64	0,70	1,64	0,71	1,67	0,72
	Лето	0,79	0,34	0,79	0,34	0,93	0,40
Шахта-7	Зима	28,06	12,06	28,08	12,07	30,40	13,07
	Лето	14,21	6,11	14,28	6,14	17,02	7,32
Штыково	Зима	11,71	5,03	11,72	5,04	12,68	5,45
	Лето	7,19	3,09	7,23	3,11	8,62	3,71
Пушкинская	Зима	0,25	0,11	0,25	0,11	0,27	0,12
	Лето	0,13	0,05	0,13	0,06	0,16	0,07
Уссурийск-1	Зима	50,46	21,70	50,50	21,72	54,55	23,46
	Лето	20,33	8,74	20,53	8,83	25,97	11,17

Таким образом, были определены вероятностные и прогнозируемые нагрузки на всех подстанциях рассматриваемой электрической сети Надеждинского района по исходным данным.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ ПОДСТАНЦИИ ЗАРЯ

3.1 Компенсация реактивной мощности

Передача значительных объемов реактивной мощности по ЛЭП неэкономична, поскольку приводит к увеличению потерь электроэнергии. Наиболее выгодным решением является расположение источника реактивной мощности непосредственно возле потребителя. В настоящее время энергоснабжающие организации также требуют от потребителей снижения доли реактивной мощности в сети. Решение этой проблемы лежит в компенсации реактивной мощности. Компенсация является важным и необходимым условием для экономичного и надежного функционирования системы электроснабжения предприятия. В соответствии с [16], естественный $\cos\varphi = 0,8$, следовательно, коэффициент мощности $tg\varphi_i = 0,75$.

Рассчитывается максимальная реактивная мощность, которую требуется передать:

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot tg\varphi_i \ ; \tag{11}$$

где $tg\varphi_i$ – коэффициент мощности, для коммунально-бытовой нагрузки;

$$Q_{max} = 10,7 \cdot 0,75 = 8,03 MBAp .$$

Определяется требуемая мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{KY} = P_{\max} \cdot (tg\varphi \ - tg\varphi_{пред}); \tag{12}$$

где $tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности на секции шин, определенный отношением максимальной реактивной мощности к максимальной активной мощности;

$$Q_{КУ} = 10,7 \cdot (0,75 - 0,4) = 3,75 MBAp.$$

Определяем реактивную мощность, которая подлежит компенсации на 1 секции шин на подстанции Заря:

$$Q_{КУ1сш} = 1,1 \cdot \frac{Q_{КУ}}{N_{сш}}; \quad (13)$$

где $N_{сш}$ – число секций шин на низкой стороне ПС Заря, которое равно 2.

По найденному значению $Q_{КУ1сш}$ выбираются компенсирующие устройства из ряда стандартных, определенного предприятия по выпуску КУ.

$$Q_{КУ1сш} = 1,1 \cdot \frac{3,75}{2} = 2,1 MBAp.$$

Для подстанции Заря выбираем КУ типа 2хУКРМ-10,5-2250-2х450р.

Фактическая мощность всех компенсирующих устройств на ПС Заря:

$$Q_{КУФ} = 2250 \cdot 2 = 4500 KBAp = 4,5 MBAp;$$

Далее находится нескомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{неск} = Q_{\max} - Q_{КУФ}; \quad (14)$$

$$Q_{неск} = 8,03 - 4,5 = 3,53 MBAp.$$

3.2 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции

При разработке вариантов конфигурации электрической сети, для подключения новой подстанции Заря необходимо разработать технически осуществимый вариант включения в электрическую сеть. Каждый вариант должен обеспечивать следующие требования: необходимые надёжность и качество электрической энергии на приёмниках, безопасность работы сети, возможность её дальнейшего развития и подключение новых мощностей с минимальными экономическими последствиями.

Рассмотрены 4 варианта конфигурации электрической сети при вводе ПС Заря.

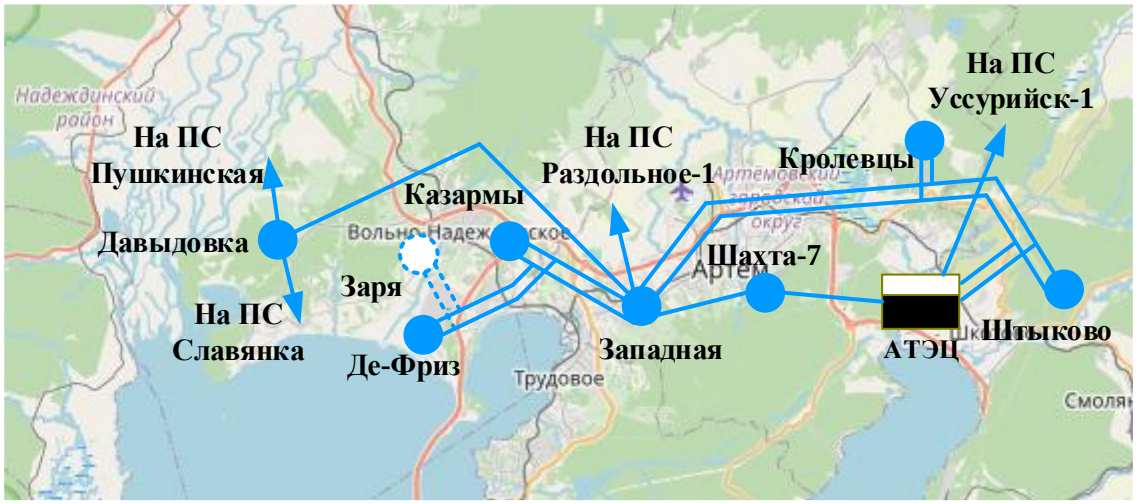

Рисунок 4 – Карта-схема варианта подключения №1

Описание схемы №1 – подстанция Заря включается отпайкой от линий Опора 50/1 – ПС 110 кВ Де-фриз, Опора 55 – ПС 110 кВ Де-фриз. ПС Заря в данной схеме является ответвительной.

Преимуществами данной схемы являются небольшое число выключателей, а также относительно небольшая длина проектируемых ВЛ.

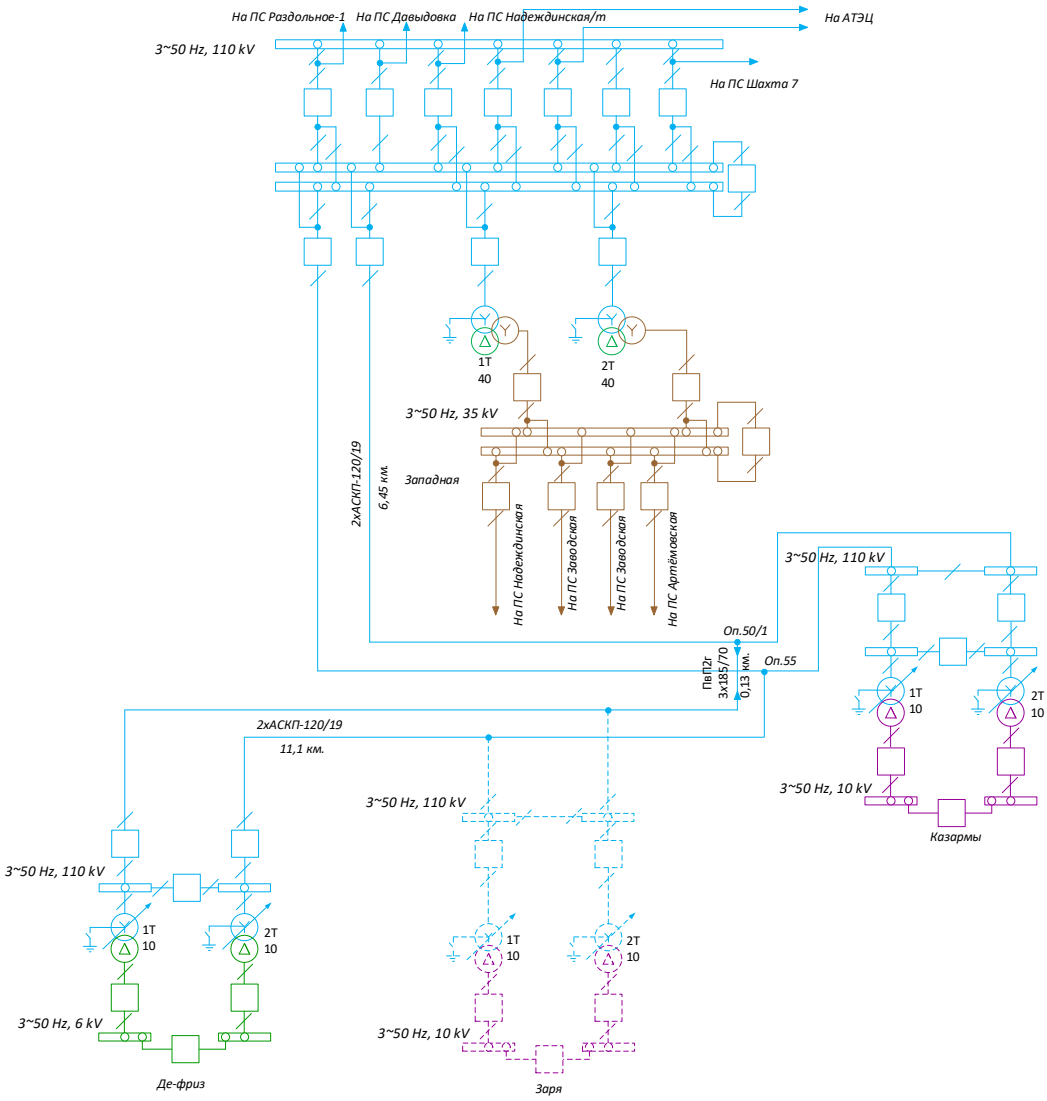

Рисунок 5 – Электрическая схема варианта №1

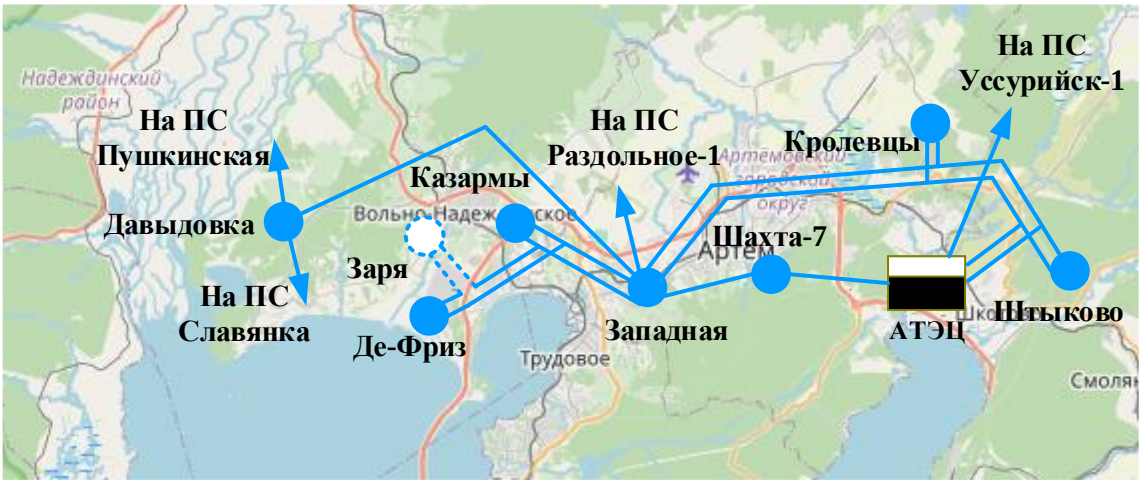

Рисунок 6 – Карта-схема варианта подключения №2

Описание схемы № 2 – подстанция Заря включается в рассечку линии Опора 55/1 – ПС 110 кВ Де-фриз. ПС Заря в данной схеме является проходной.

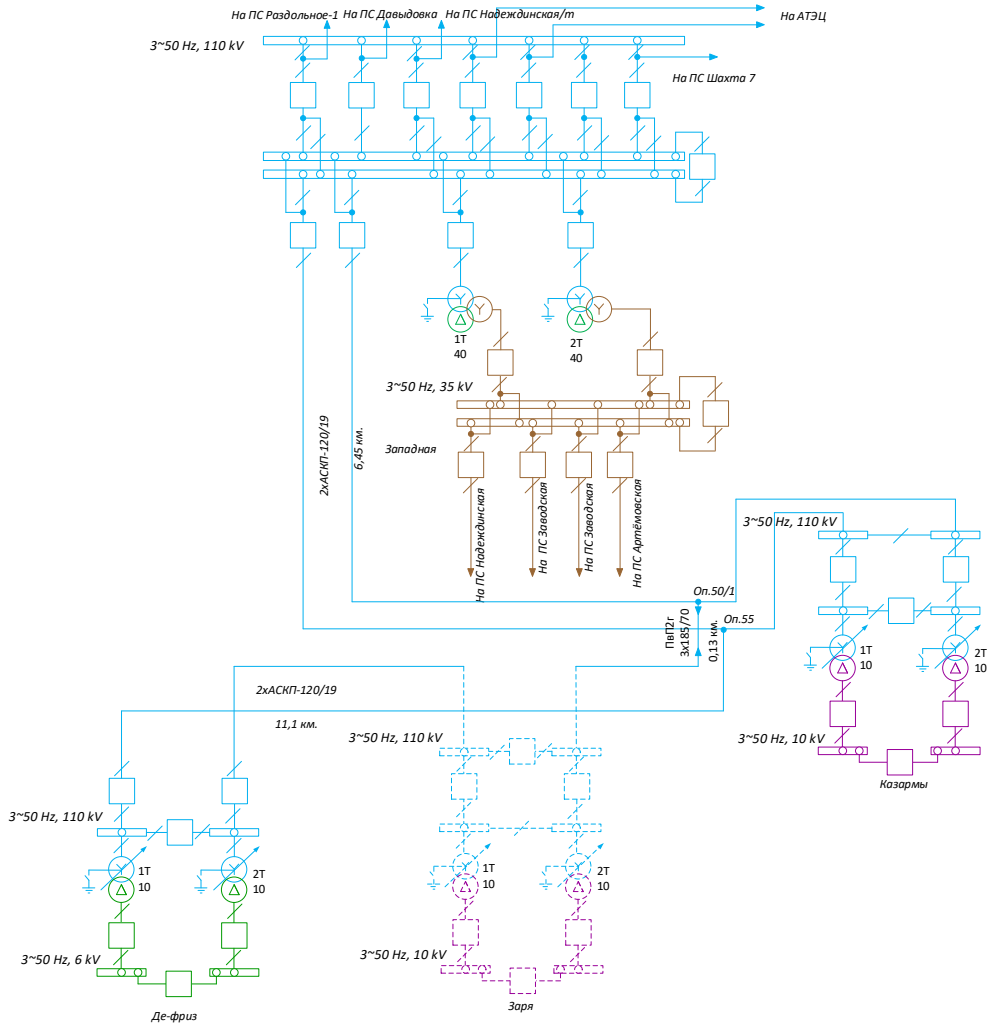

Рисунок 7 – Электрическая схема варианта №2

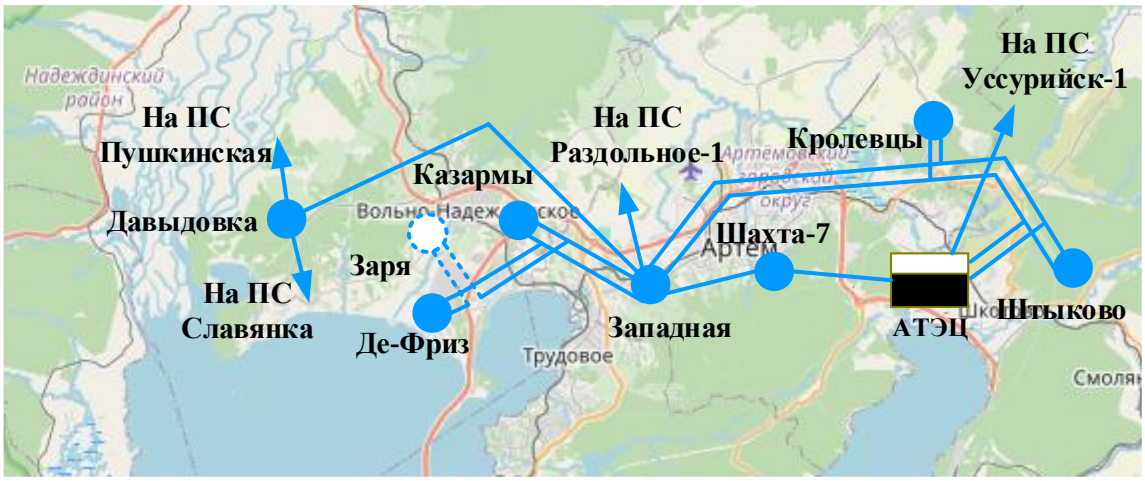

Рисунок 8 – Карта-схема варианта подключения №3

Описание схемы № 3 – подстанция Заря включается транзитом между Опора 55 – ПС 110 кВ Де-фриз. ПС Заря в данной схеме является проходной.

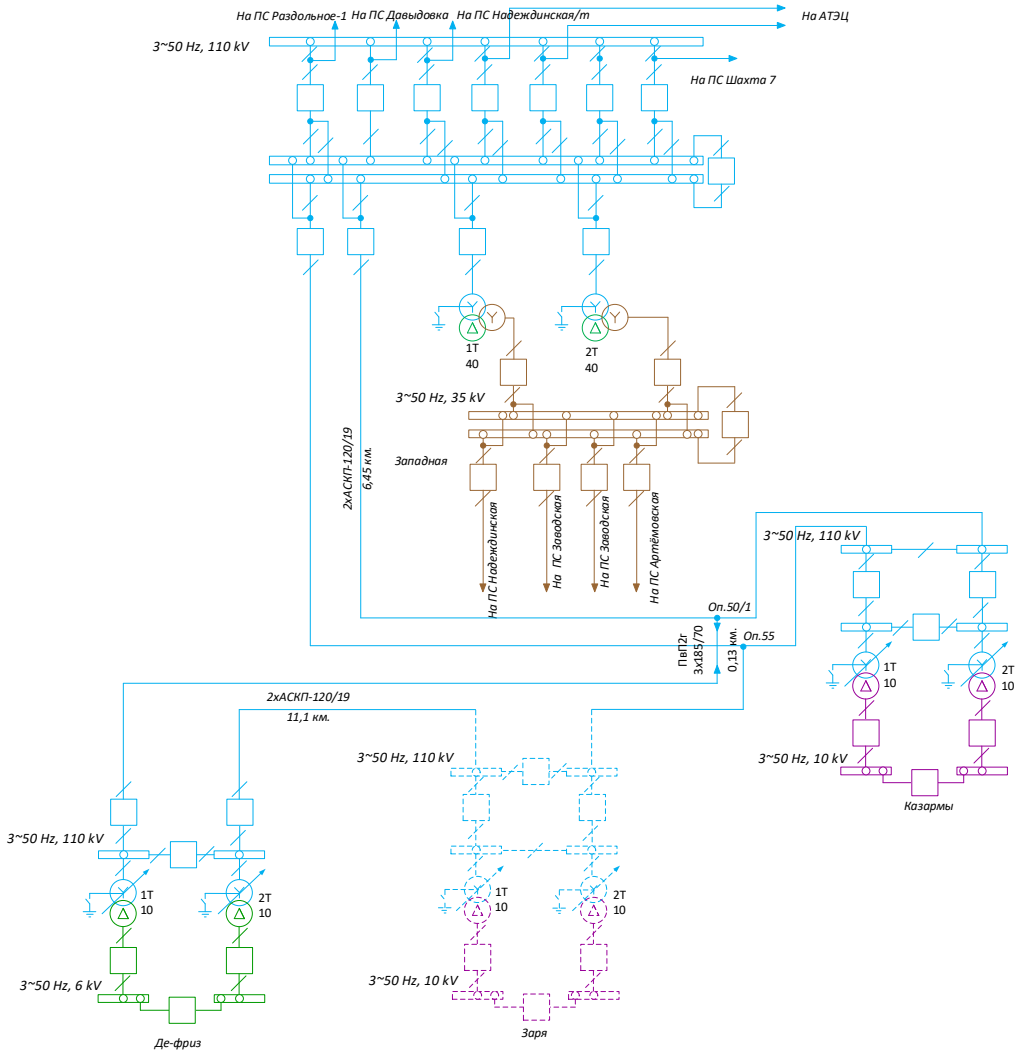

Рисунок 9 – Электрическая схема варианта №3

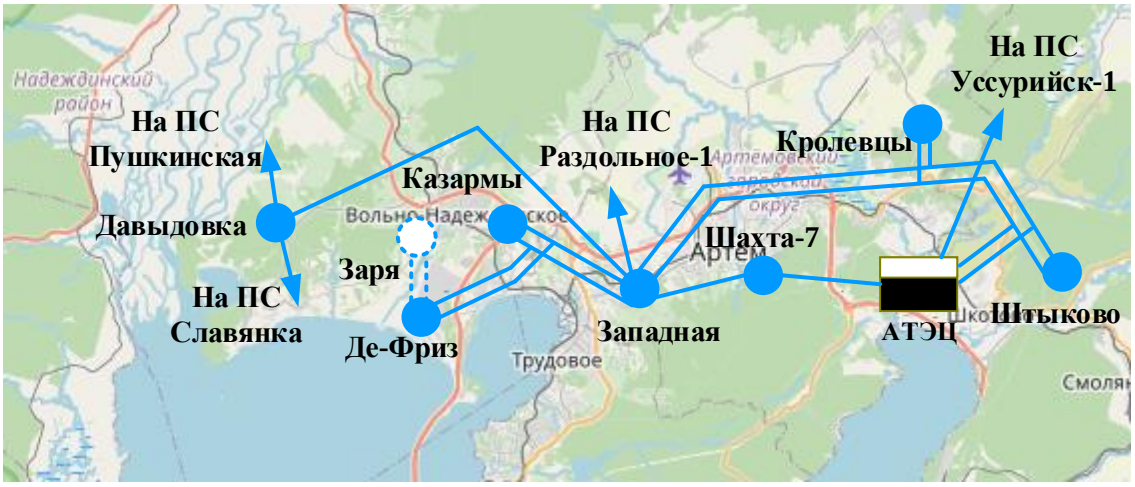

Рисунок 10 – Карта-схема варианта подключения №4

Описание схемы №4 – подстанция Заря включается напрямую к РУ 110 кВ ПС Де-фриз. ПС Заря в данной схеме является тупиковой. Для осуществления данного варианта реконструкции на ПС Де-Фриз требуется реконструкция РУ ВН с заменой схемы на схему 13Н, две рабочие и обходная системы шин, что требует дополнительных экономических затрат.

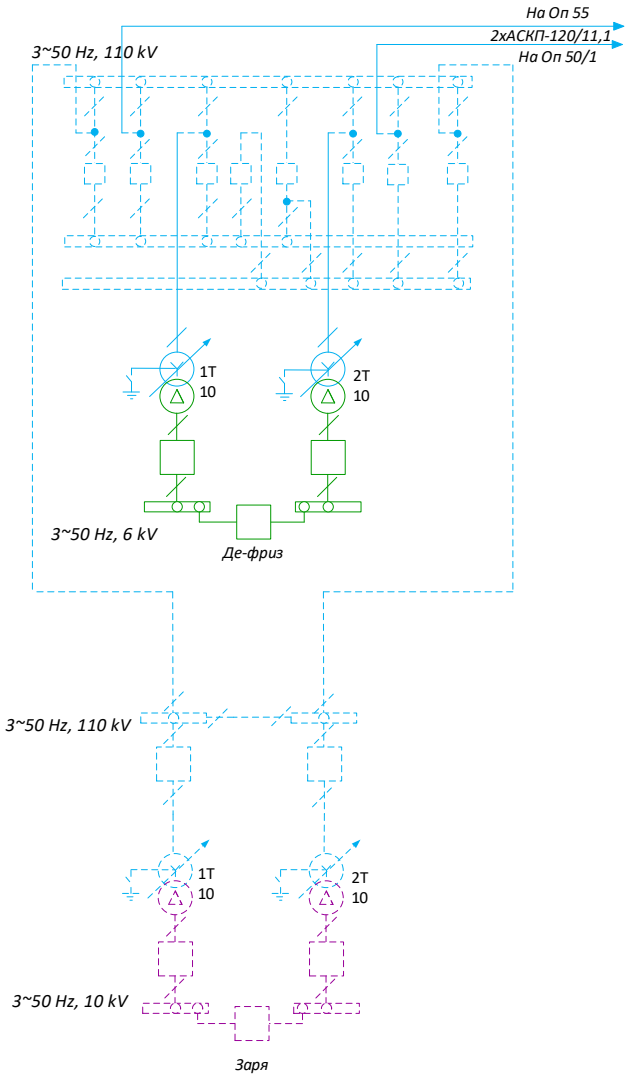

Рисунок 11 – Электрическая схема варианта №4

Таблица 9 – Технический анализ вариантов

Вариант	Количество выключателей	Количество цепей	Длина трассы линии, км
1	2	2	5,6
2	3	2	5,5
3	3	2	5,7
4	4	2	7,2

Исходя из наименьшей длины ЛЭП и наименьшего количества выключателей, можно сделать вывод, что для дальнейшего анализа стоит выбирать схемы №1 и №2.

3.3 Выбор номинального напряжения

Для выбора номинального напряжения необходимо определить, какое напряжение целесообразнее использовать, иначе может потребоваться реконструкция с заменой оборудования в месте подключения.

Номинальное напряжение приближенно можно определить по номограмме, эмпирическим выражениям, по пропускной способности и дальности электропередачи [21]. Напряжение определено с помощью формулы Илларионова, так как область применения формулы – сети напряжением 35 кВ и выше.

Формула Илларионова:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}; \quad (15)$$

где L – длина линии, в км, определяется по длине трассы линии;

P – мощность, передаваемая по одной цепи линии, МВт.

Приближенное номинальное напряжение для первого варианта:

$$U_{рац1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{5,6} + \frac{2500}{10,7}}} = 55,7 кВ;$$

Приближенное номинальное напряжение для второго варианта:

$$U_{рац2} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{5,5} + \frac{2500}{10,7}}} = 55,5 кВ.$$

Рассчитанное напряжение в двух вариантах можно округлить как до 35 кВ, так и до 110 кВ. Но так как в рассматриваемом районе сети 35 кВ отходят только от ПС Давыдовка, а к данной подстанции не рассматривается подключение ПС Заря из-за большого расстояния между подстанциями, целесообразно выбрать номинальное напряжение 110 кВ.

3.4 Выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих

Одним из важных параметров провода является размер его сечения. Чем больше сечение, тем больше затраты на строительство ЛЭП и амортизационные отчисления. Так как проектируемая подстанция находится в непосредственной близости к существующей ВЛ 110 кВ то экономически целесообразнее использовать воздушную линию электропередачи. Выбор сечения проводов производится по экономической плотности тока, по нагреву, но более точный расчёт производится методом экономических токовых интервалов, с последующей проверкой по нагреву в послеаварийном режиме.

Спрогнозируем максимальную токовую нагрузку для воздушной линии:

$$I_{\max б} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 10^3; \quad (16)$$

где $I_{\max}$ – максимальный ток, А;

$P_{\max}$ – потоки активной максимальной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт;

$Q_{неск}$ – потоки максимальной нескомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВАр;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.

Максимальный ток, протекающий по линии для варианта 1:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{10,7^2 + 3,53^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 59,14A;$$

Максимальный ток, протекающий по линии для варианта 2:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{10,7^2 + 3,53^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 59,14A;$$

Далее определяются расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выбирается сечение проводов ЛЭП:

$$I_p = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (17)$$

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

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

Расчетный ток для варианта 1:

$$I_p = 59,14 \cdot 1,1 \cdot 1,05 = 68,3A;$$

Расчетный ток для варианта 2:

$$I_p = 59,14 \cdot 1,1 \cdot 1,05 = 68,3A.$$

Выбор сечения провода осуществляется при помощи таблицы экономических токовых интервалов ВЛ европейской части страны и Дальнего

Востока [21]. Выбран сталеалюминевый провод марки АС-150/24 с длительно допустимым током 450 А, так как у данного проводника достаточная механическая прочность, устойчивость к коррозии в условиях Приморского края и хорошая токопроводящая способность для 110 кВ.

3.5 Выбор однолинейной схемы ПС Заря

При выборе схемы станции и ПС следует учитывать число присоединении (линий и трансформаторов), требования по надежности электроснабжения потребителей и обеспечения пропуска через ПС перетоков мощности по магистральным линиям, возможности перспективного развития.

С точки зрения надёжности, у схемы «мостик» более высокая надёжность транзита, но низкая надёжность для потребителей ПС Заря, поэтому целесообразнее выбрать следующие схемы:

1) На ВН примем к установке схему № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

2) На НН примем к установке схему №6-1 «Одна секционированная выключателем система шин».

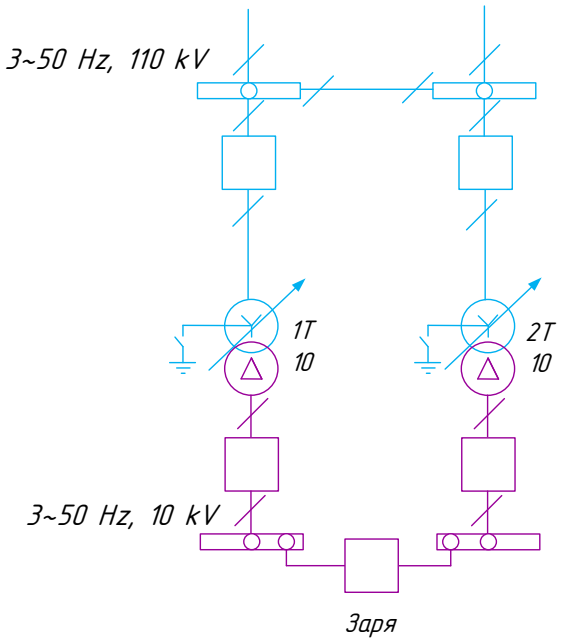

Рисунок 12 – Упрощенная однолинейная схема ПС 110 кВ Заря

3.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов при реконструкции электрической сети

Исходной информацией для проверки силовых трансформаторов является средняя активная мощность и нескомпенсированная мощность, передаваемая через силовой трансформатор:

$$S_P = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot K_З}; \quad (18)$$

где n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

$K_З$ – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7);

$P_{срi}$ – среднее значение активной мощности одной ПС в зимний период;

$Q_{нескi}$ – нескомпенсированная мощность одной ПС в зимний период.

$$S_P = \frac{\sqrt{(8,65)^2 + (3,53)^2}}{2 \cdot 0,7} = 6,8 MBA;$$

Для схемы ПС Заря принимается трансформатор ТДН-10000/110 с номинальной мощностью $S_{Тном} = 10$ МВА. Данный трансформатор выбран с учётом дальнейшего развития района подстанции.

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$K_З^{нр} = \frac{\sqrt{\left(P_{ср(i)}\right)^2 + \left(Q_{неск(i)}\right)^2}}{2 \cdot S_{Тном}}; \quad (19)$$

$$K_З^{нр} = \frac{\sqrt{(8,65)^2 + (3,53)^2}}{2 \cdot 10} = 0,5;$$

$$K_{з}^{n/a} = \frac{\sqrt{\left(P_{ср(i)}\right)^2 + \left(Q_{неск(i)}\right)^2}}{(n-1)\cdot S_{Тном(i)}}; \quad (20)$$

$$K_{з}^{n/a} = \frac{\sqrt{(8,65)^2 + (3,53)^2}}{10} \approx 1.$$

Получение значение коэффициента загрузки в послеаварийном режиме не должно превышать 1,4, в нормальном режиме должен быть не выше 0,7, но не менее 0,5 [21].

Данный трансформатор проходит условия проверки, следовательно, для схемы ПС Заря принимается трансформатор ТДН-10000/110 с номинальной мощностью $S_{Тном} = 10$ МВА.

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАДЕЖДИНСКОГО РАЙОНА

Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети осуществляется по статическим приведенным затратам [21]. При выборе учитываются только меняющееся части и так как идет сравнение вариантов, используются укрупненные стоимостные показатели.

Расчет приведенных затрат производится по формуле:

$$З = E \cdot K + И; \quad (21)$$

где К – единовременные капитальные вложения на сооружение сети;

И – ежегодные эксплуатационные издержки (расходы);

Е – коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений.

При реконструкции сети капиталовложения состоят из капиталовложений на сооружение ЛЭП и строительство подстанций:

$$K = K_{ЛЭП} + K_{ПС}, \quad (22)$$

где $K_{ЛЭП}$ – капитальные вложения на сооружение ЛЭП;

$K_{ПС}$ – капитальные вложения на строительство ПС.

Базовые показатели стоимости ВЛ 110 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства. Стоимость сооружения 1 км линии определяются по [28].

Капиталовложения на сооружение ЛЭП определяются следующим образом:

$$K_{ЛЭП} = (L_{ЛЭП} \cdot c_0 \cdot n) \cdot K_p \cdot K_{инф}, \quad (23)$$

n – число параллельных цепей проектируемой линии;

c_0 – стоимость сооружения 1 км линии, руб./км;

$L_{ЛЭП}$ – длина линии, км;

$K_{инф}$ – индекс изменения сметной стоимости;

$K_р$ – районный коэффициент.

Таблица 10 – Капиталовложения на строительство ЛЭП

Вариант	c_0, тыс. руб	$L_{ЛЭП}$, км	$K_{ЛЭП}$, тыс. руб
1	1150	5,6	8887,2
2	1150	5,5	8728,5

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций вычисляются по следующей формуле:

$$K_{ПС} = (K_{РУ\Sigma} + K_{ТР\Sigma} + K_{КУ} + K_{П}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_р, \quad (24)$$

где $K_{РУ\Sigma}$ – суммарная стоимость распределительных устройств проектируемой ПС;

$K_{ТР\Sigma}$ – суммарная стоимость трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

$K_{КУ}$ – суммарная стоимость компенсирующих устройств;

$K_{П}$ – постоянная часть капитальных затрат на строительство ПС [28].

$K_{ИНФ}$ – индекс изменения сметной стоимости;

$K_р$ – районный коэффициент.

Капиталовложения в распределительные устройства:

$$К_{ОРУ} = N_В \cdot Ц_В; \quad (25)$$

где $N_В$ – число выключателей на ПС;

$Ц_В$ – стоимость одного выключателя.

$$К_{ОРУ.ВАР1} = 2 \cdot 7000 = 14000 \text{ тыс. руб};$$

$$К_{ОРУ.ВАР2} = 3 \cdot 7000 = 21000 \text{ тыс. руб};$$

Капиталовложения в трансформаторы:

$$К_{ТР} = N_Т \cdot Ц_Т, \quad (26)$$

где $N_Т$ – число трансформаторов на ПС;

$Ц_Т$ – стоимость одного трансформатора.

$$К_{ТР.ВАР1} = 2 \cdot 4100 = 8200 \text{ тыс. руб.},$$

$$К_{ТР.ВАР2} = 2 \cdot 4100 = 8200 \text{ тыс. руб.},$$

Таблица 11 – Капиталовложения на строительство ПС

Вариант	$К_{РУ\Sigma}$, тыс. руб	$К_{ТР\Sigma}$, тыс. руб	$К_{П}$, тыс. руб	$К_{ПС}$, тыс. руб
1	14000	8200	10340	44905,2
2	21000	8200	10340	54565,2

Капиталовложений на сооружение ЛЭП и строительство подстанций:

$$К_{ВАР1} = 8887,2 + 44905,2 = 53792,4 \text{ тыс. руб.},$$

$$К_{ВАР2} = 8728,5 + 54565,2 = 63293,7 \text{ тыс. руб.},$$

Суммарные ежегодные эксплуатационные издержки определяются следующим образом:

$$И = И_{Р.О} + И_{А} + И_{\Delta W}, \quad (27)$$

где $И_{А}$ – ежегодные издержки на амортизацию линий и ПС;

$И_{Р.О}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию линий и подстанций;

$И_{\Delta W}$ – стоимость возмещения потерь электроэнергии в сети.

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги).

Ежегодные издержки на амортизацию линий и ПС определяются по формуле:

$$И_{А} = \frac{К_{ПС}}{Т_{сл.пс}} + \frac{К_{ВЛ}}{Т_{сл.вл}}, \quad (28)$$

$Т_{СЛ}$ – срок службы соответствующего оборудования, для ВЛ – 25 лет, для ПС – 25 лет [21].

$$И_{АВАР1} = \frac{44905,2}{25} + \frac{8887,2}{25} = 2151,7 \text{ тыс. руб.},$$

$$И_{АВАР2} = \frac{8728,5}{25} + \frac{54565,2}{25} = 2531,8 \text{ тыс. руб.},$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт линий и ПС определяются по формуле:

$$И_{Р.О.} = K_{ЛЭП} \cdot \alpha_{Р.О.Л} + K_{ПС} \cdot \alpha_{Р.О.ПС}, \quad (29)$$

где $\alpha_{Р.О.Л}$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ [28];

$\alpha_{Р.О.ПС}$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ПС [28];

Проведен расчет суммарных издержек на эксплуатацию и ремонт линий и подстанций:

$$И_{Р.О.1} = 8887,2 \cdot 0,008 + 44905,2 \cdot 0,059 = 2720,5 \text{ тыс. руб.},$$

$$И_{Р.О.2} = 8728,5 \cdot 0,008 + 54565 \cdot 0,059 = 3289,2 \text{ тыс. руб.},$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в сети определяются по следующей формуле:

$$И_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (30)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – удельные затраты на возмещение потерь электроэнергии в электрических сетях, руб./МВт·ч.

В настоящее время стоимость единицы потерь электроэнергии определяется энергетической комиссией региона.

Так как величина условно-постоянных потерь в оборудовании подстанции незначительна, то при сравнении вариантов можно пренебречь.

Суммарные потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{Л} + \Delta W_{ТР} + \Delta W_{КУ}, \quad (31)$$

Потери делятся на нагрузочные и условно-постоянные.

Нагрузочные потери электроэнергии в линиях (трансформаторах) вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{Л(ТР)} = \frac{P_{расч}^2 + Q_{неск}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{Л(ТР)} \cdot T_{Г}, \quad (32)$$

где $T_{Г}$ – количество часов в году;

Rл – сопротивление линии (силового трансформатора)

Условно-постоянные потери рассчитываются по формулам ниже.

Для ЛЭП:

$$\Delta W_{УП} = \Delta W_{УД\ КОР} \cdot l_{\Sigma} \cdot T_{Г}, \quad (33)$$

где $\Delta W_{УД\ КОР}$ − удельные потери мощности на корону на 1км линии, кВт/км;

l_{Σ} − суммарная длина всех линий в рассматриваемой сети, км.

Для трансформаторов

$$\Delta W_{ТР} = \Delta P_{ХХ} \cdot T_{Г}, \quad (34)$$

Таблица 12 – Суммарные потери электроэнергии в сети

Варианты	$\Delta W_{Л}$, МВт·г	$\Delta W_{ТР}$, МВт·г	$\Delta W_{УП}$, МВт·г	ΔW, МВт·г
1	294,6	786,4	211,0	1081,0
2	274,9	786,4	137,0	1061,3

Суммарные ежегодные эксплуатационные издержки для двух вариантов:

$$И_{\Sigma ВАР1} = 2720,5 + 2151,7 + 1532,7 = 6404,9 \text{ тыс. руб./год,}$$

$$И_{\Sigma ВАР2} = 3289,2 + 2531,8 + 1532,7 = 7353,7 \text{ тыс. руб./год,}$$

Приведенные затраты для двух вариантов:

$$З_{ВАР1} = 6404,9 + 0,1 \cdot 53792,4 = 11784,1 \text{ тыс. руб.,}$$

$$З_{ВАР2} = 7353,7 + 0,1 \cdot 63293,7 = 13683,1 \text{ тыс. руб.,}$$

Сравнительные характеристики полученных результатов экономических расчетов представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Сравнительные характеристики двух проектируемых вариантов

Варианты	*К*, тыс. руб.	$И_{\Sigma}$, тыс. руб./год	*З*, тыс. руб.
1	53792,4	6404,9	11784,1
2	63293,7	7353,7	13683,1

Таким образом, принимаем к дальнейшему рассмотрению 1 вариант реконструкции сети.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ПОДСТАНЦИИ ЗАРЯ

Короткие замыкания возникают в связи с неисправностями изоляции электрических аппаратов. Необходимость расчетов КЗ обусловлена требованием оценить возможность оборудования выдержать воздействие высоких токов и своевременно принять меры по защите, исключив масштабные повреждения и продолжительные перерывы в подаче электроэнергии. Результаты расчёта позволяют определить допустимые пределы перегрузок и подобрать защиту, способную оперативно отключить поврежденный участок, уменьшая ущерб оборудованию и нарушения в работе энергосистемы.

На рисунке 13 представлена расчётная схема ПС Заря с точками КЗ на высокой и низкой стороне. Напряжение принимается базисным 115 кВ и 10,5 кВ соответственно.

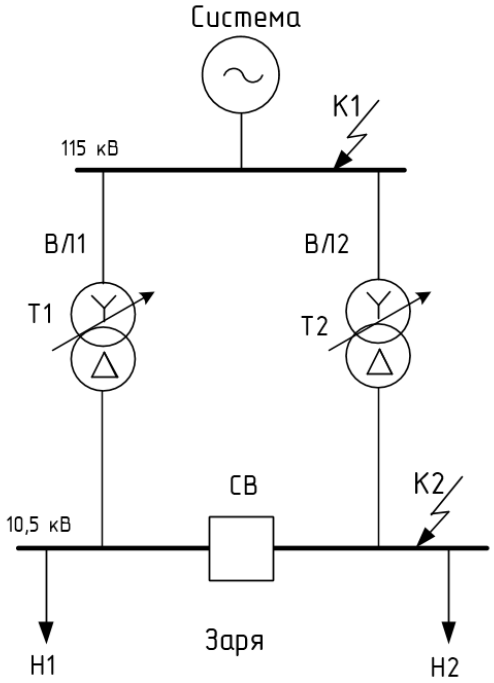

Рисунок 13 – Расчётная схема ПС Заря

На рисунке 14 представлена схема замещения подстанции.

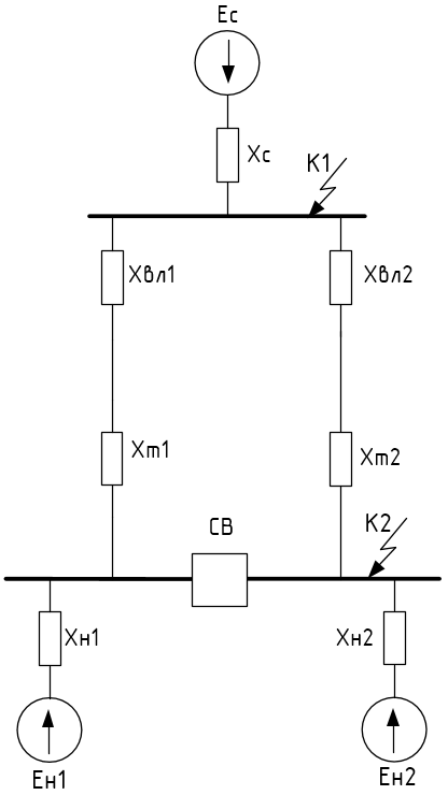

Рисунок 14 – Схема замещения для расчёта токов КЗ

В данном разделе будет производиться расчет трёхфазных, двухфазных и однофазных КЗ с использованием ПВК RastrWin3, рассчитанные значения понадобятся для выбора и проверки основного электротехнического оборудования на ПС 110 кВ Заря.

Комплекс RastrKZ предназначен для расчета токов коротких замыканий 3-ех, 2-ух, однофазных, двухфазных на землю, прямой, обратной и нулевой последовательности [12]. ПВК позволяет получить более точный расчёт токов короткого замыкания, по сравнению с традиционным методом.

Для расчета необходимо создать шаблон «динамика.rst». Для задания исходных данных существует вкладка «Несимметрия», путь к ней «Открыть» – «Несимметрия». Задание исходных данных производится аналогично ПВК RastrWin3, для моделирования узлов понадобится вкладка «Узлы/Несим/ИД», для ветвей «Ветви/Несим/ИД» из параметров ветви достаточно задать индуктивное сопротивление прямой последовательности. Для расчета ТКЗ необходимо задание параметров генераторного оборудования или

эквивалентной системы «Генератор/Несим» необходимо задать индуктивное сопротивление прямой последовательности и ЭДС генератора.

Величина ТКЗ находится с целью определения значения максимально возможного тока короткого замыкания. Основываясь на данных расчёта, производится проверка и выбор электротехнического оборудования, а также расчет уставок релейной защиты.

При расчёте токов КЗ в ПВК RastrWin3 необходимо задать сопротивление генераторов прямой и обратной последовательности, а также сопротивлений линий прямой и нулевой последовательности. Эквивалент сети используется из раздела 1.

На Артёмовской ТЭЦ установлены генераторы одного типа. Параметры генераторов приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Параметры генератора ТВФ-100-2УЗ

Параметр	Значение
Активная мощность, МВт	100
Коэффициент мощности	0,85
Полная мощность, МВА	117,5
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Номинальный ток, А	6475
Продольное сверхпереходное сопротивление, о.е.	0,191

Параметры схемы замещения определяем по формулам ниже.

Сопротивление генератора прямой последовательности:

$$X_{г.пр} = X_d^{''} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_н}, \quad (35)$$

где $X_d^{''}$ – переходное сопротивление генератора;

$S_н$ – полная мощность генератора.

$$X_{г.пр} = 0,191 \cdot \frac{10,5^2}{117,5} = 0,179,$$

Сопротивление генератора обратной последовательности:

$$X_{г.об} = 1,22 \cdot X_{г.пр}, \quad (36)$$

$$X_{г.об} = 1,22 \cdot 0,179 = 0,218.$$

Исходные данные и результаты расчёта представлены в таблицах ниже. Расчёт производится нажатием кнопки «ТКЗ» на панели управления, результаты расчета отображаются в виде суммарной величины модуля тока прямой, обратной и нулевой последовательности.

Таблица 15 – Узлы/Несим/ИД

Тип0	Номер	Название	U_ном
1	2	3	4
у	5045	Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ	110
у	5047	Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ	110
зак	9081	Артёмовская ТЭЦ : 5 Тсн	10,5
зак	9082	Артёмовская ТЭЦ : 6 Тсн	10,5
зак	9015	Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 5	10,5
зак	9016	Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 6	10,5
зак	9019	Артёмовская ТЭЦ : ТН-10,5 Г5 НАМИ-10	10,5
зак	9020	Артёмовская ТЭЦ : ТН-10,5 Г6 НОМ-10	10,5
у	5997	Отп. 2 на ПС Кролевцы	110
у	5998	Отп. 2 на ПС Штыково	110
у	5995	Отп. 1 на ПС Штыково	110
у	5996	Отп. 1 на ПС Кролевцы	110
у	5989	Отп. на Кипарисово	110
у	5281	Давыдовка : 1С 110 кВ	110
у	5282	Давыдовка : 2С 110 кВ	110
у	5301	Кипарисово : СШ	110
у	5321	Кролевцы : 1С 110 кВ	110
у	5322	Кролевцы : 2С 110 кВ	110
у	5411	Пушкинская : 1С 110 кВ	110
у	5412	Пушкинская : 2С 110 кВ	110
у	5414	Пушкинская : В 110 Давыдовка	110
у	5416	Пушкинская : В 110 Раздольное-1	110
у	5421	Раздольное-1 : 1С 110 кВ	110
у	5431	Раздольное-2 : 1С 110 кВ	110
у	5481	Тереховка : 1С 110 кВ	110
у	5482	Тереховка : 2С 110 кВ	110
зак	2331	Уссурийск-1 : 1СШ 110 кВ	110
у	2332	Уссурийск-1 : 2СШ 110 кВ	110
у	5561	Шахта-7 : 1С 110 кВ	110

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4
у	5562	Шахта-7 : 2С 110 кВ	110
у	5571	Штыково : 1С 110 кВ	110
у	5572	Штыково : 2С 110 кВ	110
у	5102	Западная : 1СШ 110 кВ	110
у	5103	Западная : 2СШ 110 кВ	110
у	1001	Отп. 1 на ПС Де-Фриз	110
у	1002	Отп. 2 на ПС Де-Фриз	110
у	1003	Казармы: 1С 110	110
у	1004	Казармы: 2С 110	110
зак	1005	Казармы: Т1 НН	10,5
зак	1006	Казармы: Т2 НН	10,5
у	1007	Де-Фриз: 1С 110	110
у	1008	Де-Фриз: 2С 110	110
зак	1009	Де-Фриз: Т1 НН	6,3
зак	1010	Де-Фриз: Т2 НН	6,3
у	2333	Уссурийск-1: Т1	110
у	2334	Уссурийск-1: Т2	110
зак	2335	Уссурийск-1: СН	35
зак	2336	Уссурийск-1: НН	6,3
у	1011	Отп. 1 на ПС Заря	110
у	1012	Отп. 2 на ПС Заря	110
у	1013	Заря: 1С 110	110
у	1014	Заря: 2С 110	110
зак	1015	Заря: Т1 НН	10,5
зак	1016	Заря: Т2 НН	10,5

Таблица 16 – Ветви/Несим/ИД

Тип	Название	R	X
1	2	3	4
Тр-р	Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ - Артёмовская ТЭЦ : 5 Тсн	8,96	12,69
ЛЭП	Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ - Отп. 1 на ПС Штыково	3,56	4,03
ЛЭП	Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ - Шахта-7 : 1С 110 кВ	3,25	6,99
Тр-р	Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ - Артёмовская ТЭЦ : 6 Тсн	8,96	12,69
ЛЭП	Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ - Отп. 2 на ПС Штыково	0,56	1,03
ЛЭП	Отп. 2 на ПС Кролевцы - Отп. 2 на ПС Штыково	1,61	3,33
ЛЭП	Отп. 1 на ПС Штыково - Отп. 1 на ПС Кролевцы	1,61	3,33
ЛЭП	Давыдовка : 1С 110 кВ - Пушкинская : В 110 Давыдовка	6,88	13,33
ЛЭП	Кипарисово : СШ - Отп. на Кипарисово	0,01	0,01
ЛЭП	Кролевцы : 1С 110 кВ - Отп. 2 на ПС Кролевцы	0,36	0,65
ЛЭП	Кролевцы : 2С 110 кВ - Отп. 1 на ПС Кролевцы	0,36	0,65
ЛЭП	Пушкинская : В 110 Раздольное-1 - Раздольное-1 : 1С 110 кВ	3,94	5,76
ЛЭП	Раздольное-1 : 1С 110 кВ - Отп. на Кипарисово	3,54	5,89
ЛЭП	Раздольное-1 : 1С 110 кВ - Раздольное-2 : 1С 110 кВ	3,41	3,33
ЛЭП	Раздольное-2 : 1С 110 кВ - Тереховка : 2С 110 кВ	5,47	8,39

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
ЛЭП	Уссурийск-1 : 1СШ 110 кВ - Тереховка : 1С 110 кВ	5,47	8,39
ЛЭП	Уссурийск-1 : 2СШ 110 кВ - Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ	10,66	25,48
ЛЭП	Штыково : 1С 110 кВ - Отп. 1 на ПС Штыково	4,57	2,05
ЛЭП	Штыково : 2С 110 кВ - Отп. 2 на ПС Штыково	6,57	4,05
ЛЭП	Западная : 1СШ 110 кВ - Отп. 2 на ПС Кролевцы	7,89	10,95
ЛЭП	Западная : 1СШ 110 кВ - Давыдовка : 2С 110 кВ	3,65	5,96
ЛЭП	Западная : 1СШ 110 кВ - Шахта-7 : 2С 110 кВ	5,36	7,85
ЛЭП	Западная : 2СШ 110 кВ - Отп. 1 на ПС Кролевцы	5,97	11,00
ЛЭП	Западная : 2СШ 110 кВ - Отп. на Кипарисово	5,61	8,60
ЛЭП	Западная : 1СШ 110 кВ - Отп. 1 на ПС Де-Фриз	0,57	1,66
ЛЭП	Западная : 2СШ 110 кВ - Отп. 2 на ПС Де-Фриз	0,57	1,66
ЛЭП	Отп. 1 на ПС Де-Фриз - Казармы: 1С 110	0,19	0,34
ЛЭП	Отп. 2 на ПС Де-Фриз - Казармы: 2С 110	0,19	0,34
Тр-р	Казармы: 1С 110 - Казармы: Т1 НН	1,01	1,63
Тр-р	Казармы: 2С 110 - Казармы: Т2 НН	1,01	1,63
ЛЭП	Отп. 1 на ПС Де-Фриз - Де-Фриз: 1С 110	2,81	5,02
ЛЭП	Отп. 2 на ПС Де-Фриз - Де-Фриз: 2С 110	2,81	5,02
Тр-р	Де-Фриз: 1С 110 - Де-Фриз: Т1 НН	1,06	2,94
Тр-р	Де-Фриз: 2С 110 - Де-Фриз: Т2 НН	1,06	2,94
Тр-р	Уссурийск-1 : 1СШ 110 кВ - Уссурийск-1: Т1	0,80	35,50
Тр-р	Уссурийск-1 : 2СШ 110 кВ - Уссурийск-1: Т2	0,80	35,50
Тр-р	Уссурийск-1: Т1 - Уссурийск-1: СН	0,80	-
Тр-р	Уссурийск-1: Т2 - Уссурийск-1: СН	0,80	-
Тр-р	Уссурийск-1: Т1 - Уссурийск-1: НН	0,80	-
Тр-р	Уссурийск-1: Т2 - Уссурийск-1: НН	0,80	-
ЛЭП	Отп. 1 на ПС Де-Фриз - Отп. 1 на ПС Заря	1,41	2,44
ЛЭП	Отп. 2 на ПС Де-Фриз - Отп. 2 на ПС Заря	1,41	2,44
ЛЭП	Отп. 1 на ПС Заря - Заря: 1С 110	0,05	0,08
ЛЭП	Отп. 2 на ПС Заря - Заря: 2С 110	0,05	0,08
Тр-р	Заря: 1С 110 - Заря: Т1 НН	4,38	86,70
Тр-р	Заря: 2С 110 - Заря: Т2 НН	4,38	86,70

Таблица 17 – Генератор/Несим/ИД

Название	N узла	x	X2	X0	E
Артёмовская ТЭЦ - ТГ № 5	9015	0,179	0,218	0,306	10,4
Артёмовская ТЭЦ - ТГ № 6	9016	0,179	0,218	0,306	10,4
Уссурийск-1 110 кВ	2331	0,306	0,306	0,306	110

Ударный ток КЗ находится по следующей формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{ПО}^{(3)}, \quad (37)$$

где $I_{ПО}^{(3)}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания;

$k_{уд}$ – ударный коэффициент, выбирается исходя из удалённости расчётной точки и класса напряжения.

Таблица 18 – Результаты расчета токов КЗ в ПВК RastrWin3. Вкладка «Состав/Несим»

Тип	Параметр (№ узла)	Значение тока КЗ
1ф	1014 (ВН)	1,94
2ф	1014 (ВН)	2,29
3ф	1014 (ВН)	4,63
1ф	1016 (НН)	10,38
2ф	1016 (НН)	10,42
3ф	1016 (НН)	20,83

Таблица 19 – Значения токов на шинах ПС Заря

Точка КЗ	$I_{ПО}^{(3)}$, кА	$I_{ПО}^{(2)}$, кА	$I_{ПО}^{(1)}$, кА	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
К 1	4,63	2,29	1,94	1,8	11,79
К 2	20,83	10,42	10,38	1,94	57,15

Полученные значения токов КЗ используются в расчетах для выбора и проверки оборудования на ПС Заря.

6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ ЗАРЯ

6.1 Разработка подробной однолинейной схемы и конструктивное исполнение подстанции Заря

Основным этапом проектирования подстанции Заря является выбор ее однолинейной схемы, где определяется состав элементов и связь между ними.

Выбор однолинейной схемы состоит из следующих факторов:

– тип подстанции;

– число и мощность силовых трансформаторов;

– класс напряжения;

– число входящих и отходящих линий, питающие потребителя.

К выбору главной схемы электрических соединений подстанции накладываются следующие требования:

– обеспечение возможности проведения ремонтных и эксплуатационных работ;

– обеспечение наглядности и экономичности;

– удобство в эксплуатации;

– технические возможноси силового оборудования;

– безопасность и экологичность обслуживания.

Таким образом, разработка и реализация однолинейной схемы подстанции включает комплекс мероприятий по учету вышеуказанных факторов, результатом которого становится оптимальное решение, соответствующее заданным критериям функциональности, надёжности и экономической эффективности.

На ВН подстанции можно использовать открытое распределительное устройство (ОРУ), закрытое распределительное устройство (ЗРУ) контейнерного, модульного типа, КРУЭ. Учитывая перечисленные факторы и требования, для ответвительной подстанции отпаечного присоединения с потребителями третьей категории и так как строительство подстанции

планируется за чертой города, целесообразным вариантом схемы на ВН 110 кВ подстанции Заря является открытое распределительное устройство.

Выбранная схема ОРУ – №4Н (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий) [14]. К данной ПС подходит две линии на 110 кВ. Данная схема обладает высокой надёжностью и относительно низкой стоимостью, поэтому имеет широкое распространение в сетях напряжением 110 кВ. Так как подстанция присоединена к сети 110 кВ отпайками и не требует транзита мощности, выбранный вариант обоснован.

Для питания потребителей на стороне НН 10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-80-10Н в закрытом помещении, используемое в сетях с промышленной частотой 50,60 Гц, с напряжением 6-10 кВ и рассчитанное на токи 630 – 4000 А.

Таблица 20 – Основные параметры шкафа КРУ-СЭЩ-80-10Н

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	102
Термическая стойкость, кА/с	40
Тип выключателя	ВВУ
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

На рисунке 15 показана однолинейная схема подстанции, в графической части работы она показана более подробно.

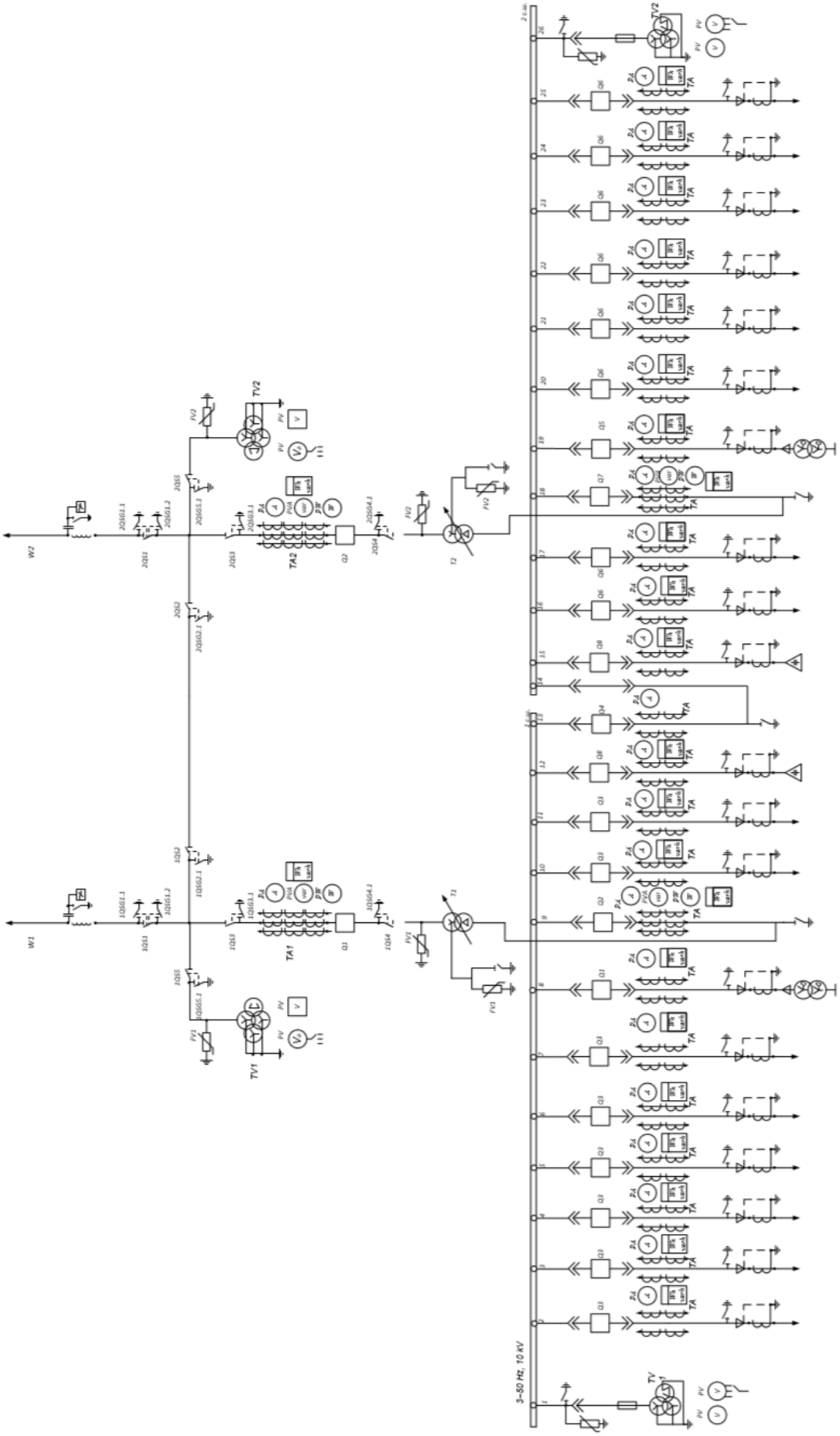

Рисунок 15 – Подробная однолинейная схема подстанции Заря

Согласно [15], при ремонте ВЛ должны быть заземлены и линия, и шины, поэтому на разъединителях линий оставляем по два заземляющих ножа, так как это узлы, где возможно напряжение с двух сторон. На разъединителях трансформаторов и ремонтной перемычке достаточно одного ножа, так как их ремонт обычно ведется при полном отключении.

При компоновке КРУ в здании вводные шкафы располагаются по краям каждого ряда для удобства подвода кабелей, секционный шкаф ставится в середине одного из рядов для симметричного подключения. Данный подход обеспечит удобный доступ ко всем шкафам и лучшее охлаждение оборудования, а также минимизирует пересечение кабелей. Для ввода в здание используется кабельный ввод, так как обеспечивается надёжность и безопасность работы оборудования.

6.2 Выбор и проверка выключателей

Согласно схеме подстанции, на стороне 110 кВ устанавливаются два выключателя в цепи силового трансформатора.

К установке на подстанции будем выполнять проверку элегазовых выключателей. Конструктивно, элегазовые высоковольтные выключатели выполняются баковыми или колонковыми. Согласно климатическим условиям [3], предлагается использовать колонковые выключатели марки ВГП-110 для макроклиматического района с умеренным и холодным климатом (УХЛ 1). У данного выключателя привод пружинный типа ППр-67.

Необходимо провести проверку данного выключателя на соответствие необходимым требованиям [8].

Максимальный утяжелённый ток на стороне 110 кВ:

$$I_{\max ВН\Sigma} = \frac{1{,}4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (38)$$

$$I_{\max ВН\Sigma} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,4А,$$

Время момента размыкания контактов выключателя:

$$\tau = t_{сз.\min} + t_{св}, \quad (39)$$

где $t_{сз.\min}$ – минимальное время срабатывания релейной защиты,

$t_{св}$ – собственное время отключения выключателя, с.

$$\tau = 0,01 + 0,038 = 0,048 \text{ с},$$

Ток в момент размыкания контактов выключателя:

$$I_{п\tau} = \gamma \cdot I^{(3)}_{ПО}, \quad (40)$$

где γ – коэффициент затухания периодической составляющей тока КЗ, принимается равным 0,6.

$$I_{п\tau} = 0,6 \cdot 4,63 = 2,78 \text{ кА},$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания в момент размыкания контактов выключателя:

$$i_{а\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (41)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей, принимаем равной 0,15.

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,63 \cdot e^{-\frac{0,048}{0,15}} = 4,76 \text{ кА},$$

Для рассматриваемого к установке высоковольтного выключателя, определим номинальное значение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta}{100}, \quad (42)$$

где β – номинальное относительное содержание апериодической составляющей, 23 %;

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + \frac{23}{100}) = 34,79 \text{ кА},$$

Для проверки на термическую стойкость необходимо определить тепловой импульс тока КЗ:

$$B_K = I_{П0}^{(3)2} \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (43)$$

где $t_{откл}$ – время отключения, с.

Время отключения (время действия тока КЗ):

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.выкл}, \quad (44)$$

где $t_{откл.выкл}$ – полное время отключения выключателя, с;

$t_{рз}$ – время действия основной релейной защиты данной цепи, с.

$$B_K = 4,63^2 \cdot (0,058 + 1 + 0,15) = 25,9 \ \ кА^2 с,$$

На шинах напряжением 110 кВ выбираем выключатели марки ВГП-110-20/2500 УХЛ1.

Таблица 21 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ВГП-110-20/2500 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}$ = 110 кВ	$U_{уст}$ = 110 кВ	$U_{уст} \le U_{ном}$
$I_{ном}$ = 2500 А	$I_{мах}$ =73,4 А	$I_{мах} \le I_{ном}$
$I_{откл.ном}$ = 20 кА	$I_{\Pi t} = 2,78$ кА	$I_{откл.ном} \ge I_{\Pi t}$,
$I_{откл.ном}$ = 20 кА	$I_{ПО} = 4,63$ кА	$I_{откл.ном} \ge I_{\Pi 0}$,
$i_{дин}$ = 102 кА	$i_{уд}$ = 11,79 кА	$i_{дин} \ge i_{уд}$
$B_{кном} = 4800 кА^2 / с$	$B_к = 25,9\ кА^2 / с;$	$B_К \le B_{кном}$

Выключатель подходит по всем требуемым параметрам.

Расчет выключателей для КРУ 10 кВ проводится аналогично предыдущему.

Проведём выборы выключателей для:

– Вводной ячейки – ВВУ-СЭЩ-Э3-10-31,5/2000УХЛ1;

– Секционный выключатель – ВВУ-СЭЩ-Э3-10-31,5/1000УХЛ1;

– Ячейки отходящих линий – ВВУ-СЭЩ-Э3-10-31,5/630УХЛ1.

К данным выключателям применяются приводы электромеханические типа ППС-СЭЩ-10.

Таблица 22 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателей ВВУ-СЭЩ

Каталожные данные	Расчетные данные			Условия выбора
	Вводной выключатель	Секционный выключатель	Отходной выключатель	
1	2	3	4	5
$U_{ном}$ = 10 кВ	$U_{уст}$ = 10 кВ	$U_{уст}$ = 10 кВ	$U_{уст}$ = 10 кВ	$U_{уст} \le U_{ном}$
$I_{ном}$= 2000,1000,630	$I_{мах(нн)}$ = 1960 А	$I_{мах(нн)}$ = 980 А	$I_{мах(нн)}$ = 326,67 А	$I_{мах} \le I_{ном}$

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5
$I_{откл.ном} = 31{,}5$ кА	$I_{\Pi t} = 12{,}5$ кА	$I_{\Pi t} = 12{,}5$ кА	$I_{\Pi t} = 12{,}5$ кА	$I_{откл.ном} \geq I_{\Pi 0}$
$i_{аном} = 54{,}79$ кА	$i_{a\tau} = 21{,}33$ кА	$i_{a\tau} = 21{,}33$ кА	$i_{a\tau} = 21{,}33$ кА	$i_{аном} \geq i_{at}$
$I_{откл.ном} = 31{,}5$ кА	$I_{ПО} = 20{,}83$ кА	$I_{ПО} = 20{,}83$ кА	$I_{ПО} = 20{,}83$ кА	$I_{откл.ном} \geq I_{\Pi 0}$
$i_{дин} = 81$ кА	$i_{уд} = 57{,}15$ кА	$i_{уд} = 57{,}15$ кА	$i_{уд} = 57{,}15$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_{кном} = 4200 кА^2 \cdot с$	$B_K = 521{,}62 кА^2 \cdot с$	$B_K = 521{,}62 кА^2 \cdot с$	$B_K = 521{,}62 кА^2 \cdot с$	$B_K \leq B_{кном}$

Так как расчетные значения не превышают каталожных данных к установке принимаем вакуумные выключатели, входящие в комплектные распределительные ячейки КРУ-СЭЩ-80-10Н для входной ячейки, ячейки секционного выключателя и ячейки отходящей линии.

6.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель – это коммутационное оборудование, предназначенное для проведения коммутации цепей, находящихся в обесточенном состоянии или имеющих незначительный ток. Разъединитель содержит подвижные и неподвижные контакты, находящиеся на изоляторах, они служат для создания видимого разрыва. Разъединители применяют для обеспечения безопасности во время осмотра или ремонта на отключённых участках.

Алгоритм выбора разъединителя похож на алгоритм выбора выключателя, но проверка отключающей способности не проводится, так как он не используются для коммутации цепей под нагрузкой [8].

Для ОРУ выбираем разъединитель марки РГП-СЭЩ-110/1250 УХЛ1 – разъединитель горизонтально поворотного типа производства “Группа компаний Электрощит”, на номинальное напряжение 110 кВ, с номинальным током 1250 А. У данных разъединителей базовый ручной привод ПРН-110.

Выполним проверку разъединителя, результат занесен в таблицу 23.

Таблица 23 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РГП-СЭЩ-110/1250 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные денные	Условия выбора
$U_{ном}$ = 110 кВ	$U_{уст}$ = 110 кВ	$U_{уст} \le U_{ном}$
$I_{ном}$ = 1250 А	$I_{мах}$ =112,5 А	$I_{мах} \le I_{ном}$
$i_{дин}$ = 80 кА	$i_{уд}$ = 11,79 кА	$i_{дин} \ge i_{уд}$
$B_{КНОМ} = 2976\ кА^2 \cdot с$	$B_к = 28,42\ кА^2 \cdot с;$	$B_К \le B_{кном}$

Таблица 24 – Сравнение каталожных и расчетных данных для заземляющего ножа ЗОН-110М-I УХЛ1.

Каталожные данные	Расчетные денные	Условия выбора
$U_{ном}$ = 110 кВ	$U_{уст}$ = 110 кВ	$U_{уст} \le U_{ном}$
$I_{ном}$ = 400 А	$I_{мах}$ =112,5 А	$I_{мах} \le I_{ном}$
$i_{дин}$ = 15,75 кА	$i_{уд}$ = 11,79 кА	$i_{дин} \ge i_{уд}$
$B_{КНОМ}$ =119,1 $кА^2 \cdot с$	$B_к = 28,42\ кА^2 \cdot с;$	$B_К \le B_{кном}$

Разъединитель и заземляющий нож удовлетворяют условиям выбора и проверки.

6.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это трансформатор, предназначенный для преобразования тока большой величины до значения, удобного для измерения. Первичной обмоткой трансформатора тока является проводник с переменным током цепи, а ко вторичной подключаются устройства релейной защиты и измерительные приборы.

Выбор осуществляется по номинальному напряжению, токам первичной и вторичной цепей, электродинамической, термической стойкости токам КЗ [8].

Вторичный ток трансформатора тока должен составлять 5 А или 1 А.

Перед выбором трансформатора тока необходимо определить марку и длину соединительного кабеля, а, также число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь.

Примем к установке алюминиевый кабель КВВГ с сечением жилы 4 мм^2.

Сопротивление кабеля рассчитывается по формуле:

$$r = \frac{\rho \cdot l}{q}, \tag{45}$$

где ρ сопротивление материала проводника;

l – длина проводника, принимаем равной 60 м для 110 кВ;

q – сечение проводника.

$$r = \frac{0,028 \cdot 60}{4} = 0,42 \text{ Ом},$$

Условие для соблюдения заданного класса точности:

$$z_{2доп} \geq r_{приб} + r_{пров} + r_{конт}, \tag{46}$$

где $r_{приб}$ – сопротивление приборов;

$r_{пров}$ – сопротивление соединительного кабеля;

$r_{конт}$ – переходное сопротивление контактов, равное 0,1 Ом.

Сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2}, \tag{47}$$

где $S_{приб}$ – мощность приборов;

$I_{2н}$ – вторичный номинальный ток приборов.

$$r_{приб} = \frac{1,6}{5^2} = 0,068 \text{ Ом},$$

Примем к установке трансформатор тока ТОГФ-110 УХЛ1. Приборы, подключаемые к ТОГФ-110 УХЛ1, такие как амперметры, ваттметры, варметры, вольтметры, счетчики АЭ и РЭ на ТТ 110 кВ заменяются одним многофункциональным оборудованием СПОДЭС-2-110, которое включает в свой функционал все вышеперечисленное оборудование. Суммарная мощность у данного прибора 45 ВА.

Сопротивление:

$$z_2 = 0,42 + 0,1 + 0,068 = 0,59 \text{ Ом},$$

Результаты расчёта и сравнения условий для выбора трансформатора тока приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Сравнение каталожных и расчётных данных для ТТ ТОГФ-110 УХЛ1.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
U_H = 110 кВ	U_H = 110 кВ	$U_P \le U_H$
I_H = 150 А	I_{max} =112,5 А	$I_P \le I_H$
$Z_{2\,НОМ}$ = 0,8 Ом	Z_2 = 0,59 Ом	$Z_2 \le Z_{2НОМ}$
$B_{кном} = 4800 кА^2 \cdot с$	$B_к = 25,9\ кА^2 \cdot с;$	$B_К \le B_{кном}$

Трансформатор тока удовлетворяет условиям выбора и проверки.

Проведём выборы ТТ для КРУ 10 кВ:

– Вводной ячейки – ТОЛ-СВЭЛ-10-1-0,2S/5P/2000/5 УХЛ1;

– Секционный выключатель – ТОЛ-СВЭЛ-10-1-0,2S/5P/1000/5 УХЛ1;

– Ячейки отходящих линий – ТОЛ-СВЭЛ-10-1-0,2S/5P/400/5 УХЛ1.

ТТ ТОЛ-СВЭЛ-10 используются только для защиты и учёта.

Результаты расчёта и сравнения условий для выбора трансформатора тока приведены в таблице 26.

В настоящее время, согласно современным тенденциям цифровизации, аналоговые приборы, подключаемые к ТОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ1 заменяются многофункциональными приборами с передачей данных в АСДУ. Данные приборы включают в себя функционал амперметров, ваттметров, варметров, вольтметров и счетчиков АЭ и РЭ. Для каждого ТТ примем к установке многофункциональные приборы СПОДЭС-2-10 компании «ЭКРА», с суммарной мощностью 30 ВА на фазу и 2 прибора СПОДЭС-2-10 для резерва.

Таблица 26 – Сравнение каталожных и расчётных данных для ТОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ1.

Каталожные данные	Расчетные данные			Условия выбора
	Вводной ТТ	Секционный ТТ	ТТ на отходящем присоединении	
U_H = 10 кВ	U_H = 10 кВ	U_H = 10 кВ	U_H = 10 кВ	$U_P \le U_H$
I_H = 2000;1000;400 А	$I_{мах(нн)}$ = 1960 А	$I_{мах(нн)}$ = 980 А	$I_{мах(нн)}$ = 327 А	$I_P \le I_H$
$Z_{2\,НОМ}$ = 0,8 Ом	Z_2 = 0,59 Ом	Z_2 = 0,59 Ом	Z_2 = 0,59 Ом	$Z_2 \le Z_{2НОМ}$
$B_{кном} = 4200 кА^2 \cdot с$	$B_K = 521,62 кА^2 \cdot с$	$B_K = 521,62 кА^2 \cdot с$	$B_K = 521,62 кА^2 \cdot с$	$B_K \le B_{кном}$

Трансформатор тока удовлетворяет условиям выбора и проверки.

6.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения применяются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, подстанционной автоматики и аппаратов релейной защиты.

Класс точности для питания оборудования принимается равным 0,5 [15].

Для проверки на соответствие классу точности необходимо определить расчётную нагрузку [8]. Аналогично, как и для ТТ 110 кВ, приборы для ТН 110 кВ заменяются одним многофункциональным оборудованием СПОДЭС-2-110, которое включает в свой функционал все вышеперечисленное оборудование. Суммарная мощность данного прибора 45 ВА.

Условие для проверки на допустимую мощность вторичной обмотки:

$$S_{2\,расч} \le S_{ном}, \tag{48}$$

$$45BA \le 300BA$$

Примем к установке на ВН 110 кВ трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1. Для класса точности 0,5 номинальная мощность $S_{ном} = 300$ ВА [30].

Результаты расчёта и сравнения условий для выбора трансформатора напряжения приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-110 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные денные	Условия выбора
$U_{НТ} = 110$ кВ	$U_{Н} = 110$ кВ	$U_{НТ} \ge U_{Н}$
$S_{Н} = 300$ ВА	$S_{Р} = 45$ ВА	$S_{Н} \ge S_{Р}$

Трансформатор напряжения удовлетворяет условиям выбора и проверки.

Для трансформатора напряжения на НН расчёт и сравнение выполняется аналогично ВН 110 кВ.

Аналогично, как и для ТТ, согласно современным тенденциям цифровизации, аналоговые приборы, подключаемые к трансформаторам напряжения, заменяются многофункциональными приборами с передачей данных в АСДУ. Примем к установке многофункциональные приборы СПОДЭС-2-10 компании «ЭКРА», мощностью 30 ВА каждый, тогда:

Расчётная нагрузка:

$$S_{2\,расч} = 30\,\text{ВА},$$

Примем к установке на НН 10 кВ трансформаторы напряжения НАМИ-10 У2. Для класса точности 0,5 номинальная мощность $S_{ном} = 200\,\text{ВА}$ [30].

Таблица 28 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-10 У2

Каталожные данные	Расчетные денные	Условия выбора
$U_{НТ} = 10$ кВ	$U_{Н} = 10$ кВ	$U_{НТ} \geq U_{Н}$
$S_{Н} = 200$ ВА	$S_{Р} = 30$ ВА	$S_{Н} \geq S_{Р}$

Трансформатор напряжения удовлетворяет условиям выбора и проверки.

6.6 Выбор и проверка сборных шин, изоляторов и ВЧЗ

В ОРУ 110 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС [8].

Расстояние между фазами при использовании гибких шин достаточно большое. Для сборных шин 110 кВ такие расстояния принимаются равными 3 м [14]. Следовательно, силы взаимодействия между фазами низкие. Также ток КЗ составляет ниже 20 кА, что говорит об исключении вероятности схлестывания фаз, поэтому расчет на электродинамическое действие для гибких шин не производится [28].

Выбор сечения по длительно допустимому току:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\max ВНΣ}, \tag{49}$$

Максимальный утяжеленный ток возьмем из формулы 38. Тогда на стороне 110 кВ – АС-150/24. Выбор обоснован в пункте 3.4.

450 А ≥ 73,4 А

Условие по длительно допустимому току соблюдается.

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля E_0, при которой происходит коронирование, определяется по формуле (кВ/см):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{эквпр}}}\right), \quad (50)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода, принимается равным 0,82 [10];

$r_{эквпр}$ – радиус провода (см), для проводов АС-150/24 он равен 0,86 см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,86}}\right) = 32,86 \ \frac{кВ}{см},$$

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

$$\mathrm{E} = \frac{0,354 \cdot \mathrm{U}}{\mathrm{r}_{эквпр} \cdot \lg \frac{\mathrm{D}_{ср}}{\mathrm{r}_{эквпр}}}, \quad (51)$$

где U – номинальное напряжение (кВ);

$\mathrm{D}_{ср}$ – среднее геометрическое междуфазное расстояние;

$\mathrm{r}_{эквпр}$ – эквивалентный радиус провода.

Среднее геометрическое междуфазное расстояние определяется по формуле:

$$\mathrm{D}_{ср} = 1,26 \cdot D, \quad (52)$$

где D – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, для 110 кВ данное расстояние равно 5,04 м [10].

$$D_{ср} = 1,26 \cdot 5,04 = 6,35 \text{ м},$$

Эквивалентный радиус провода определяется по формуле:

$$r_{эквпр} = 0,779 \cdot r; \quad (53)$$

где r – радиус провода, для АС-150/24 $r = 0,875$ см.

$$r_{эквпр} = 0,779 \cdot 0,875 = 0,682 \text{ см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,682 \cdot \lg\left(\frac{635}{0,682}\right)} = 14,32 \frac{кВ}{см},$$

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

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (54)$$

$$1,07 \cdot 14,32 \leq 0,9 \cdot 32,86,$$

$$15,32 \leq 29,57,$$

Условие выполняется, это значит коронный разряд возникать не будет, выбранное сечение подходит по всем условиям и может использоваться для ошиновки РУ 110 кВ.

По допустимому току выбираем однополосную алюминиевую шину АД31Т1 прямоугольного сечения 100х8:

$$q = 800 \ мм^2; \ I_{ДОП} = 1625 \ А;$$

Выбор сечения шин производится по допустимому току:

$$I_{maxНН} \le I_{ДОП}, \tag{55}$$

$1587 \le 1625$ – условие выполняется.

Шины располагаем на изоляторах плашмя, так как у данного расположения лучшая устойчивость к изгибу и проще монтаж в отличии от расположения ребром [15].

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя:

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12}, \tag{56}$$

$$J = \frac{100 \cdot 8^3}{12} = 43 \text{ см}^4,$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса:

$$f_0 \ge \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \tag{57}$$

$$f_0 = 200 \ Гц,$$

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{43}{8}} = 2,008\ м^2,$$

$$l = \sqrt{2,008} = 1,417\ м,$$

Принимается $l = 1,35$ м.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a}, \quad (58)$$

a – расстояние между фазами, согласно [15], для КРУ-СЭЩ-10 равно 0,22 м;

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{57150^2}{0,22} = 2571,4\ Н / м,$$

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_ф}, \quad (59)$$

$$W_ф = \frac{h \cdot b^2}{6}, \quad (60)$$

$$W_ф = \frac{100 \cdot 8^2}{6} = 106,6\ см^3,$$

$$\sigma_{расч} = \frac{2571,4 \cdot 1,35^2}{10 \cdot 106,6} = 4,4\ МПа,$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{ДОП}, \quad (61)$$

Для выбранной шины $\sigma_{ДОП} = 20\ МПа$, следовательно условие по механической прочности выполняется и выбранная шина подходит для установки.

К установке на ОРУ 110 кВ принимаем стеклянные изоляторы ПС-70Е по 9 штук в гирлянде (с учётом загрязнения и механической нагрузки), как наиболее надёжные и долговечные по сравнению с полимерными [15]. Подвесные изоляторы предназначены для крепления и изоляции проводов воздушных линий электропередачи, гибких шин открытых распределительных устройств подстанций, которые собираются в подвесные или натяжные гирлянды с определенным количеством изоляторов в зависимости от уровня напряжения.

Подвесные изоляторы на термическую и электродинамическую стойкость по режиму короткого замыкания и по разрушающей нагрузке не проверяются.

На НН предварительно принимаем к установке керамический изолятор серии ИОР-10-7,5, так как согласно [15], в сравнении с другими типами изоляторов, керамические изоляторы наиболее надёжнее, экономичнее и имеют долгосрочную перспективу.

Условия выбора [8]:

По номинальному напряжению

$$U_{уст} \le U_{НОМ}; \quad (62)$$

$$10 \le 10;$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке

$$F_{расч} \le F_{ДОП} \tag{63}$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F; \tag{64}$$

$$F_{ДОП} = 4500\ H;$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \tag{65}$$

$$k_h = \frac{H_{из} + b + \frac{h}{2}}{H_{из}}; \tag{66}$$

$$k_h = \frac{120 + 8 + \frac{100}{2}}{120} = 1,48;$$

$$F_{расч} = 1279,27 \cdot 1,35 \cdot 1,48 = 2556H;$$

$F_{расч} \le F_{ДОП}$ – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки.

Таким образом, опорный изолятор ИОР-10-7,5 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

Для обеспечения работы высокочастотных каналов связи по воздушным линиям электропередачи установим высокочастотные заградители типа ВЗ-630 УХЛ 1. Они блокируют ВЧ сигналы от шунтирующего действия оборудования и шин подстанции.

Сравнение каталожных и расчтных данных предсталвенно в таблице 29.

Таблица 29 – Проверка ВЗ-630 УХЛ 1 на линиях 110 кВ подстанции Заря

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}$ = 110 кВ	$U_{уст}$ = 110 кВ	$U_{уст} \le U_{ном}$
$I_{ном}$ = 630 А	$I_{мах}$ =112,5 А	$I_{мах} \le I_{ном}$
$i_{дин}$ = 40 кА	$i_{уд}$ = 11,79 кА	$i_{дин} \ge i_{уд}$
$B_{кном} = 1500\ кА^2 \cdot с$	$B_к = 28,42\ кА^2 \cdot с;$	$B_К \le B_{кном}$

Таким образом, оставляем ВЗ-630 УХЛ 1, так как данный ВЧЗ удовлетворяет условиям выбора и проверки.

6.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Мощность трансформаторов собственных нужд (ТСН) выбирается исходя из мощности, необходимой для питания собственных нужд, то есть всех вспомогательных устройств, необходимых для эксплуатации их в нормальных и аварийных режимах [8].

Нагрузка электрооборудования на подстанции приведена в таблице 30.

Таблица 30 – Потребители СН

Нагрузка	cos φ	P, кВт	Q, Квар
Система охлаждения силового трансформатора	0,8	20,6	15,45
Подогрев РУ	1	10	–
Освещение и вентиляция всего помещения КРУ	1	17	–
Отопление и освещение ОПУ	1	50	–
Освещение ОРУ	1	10	–
Бытовая нагрузка	1	5	–
Всего		112,6	15,45

Мощность ТСН определяется следующим выражением:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}\ ; \quad (67)$$

где k_c – коэффициент одновременности загрузки, принимается 0,8.

Расчёт нагрузки ТСН:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{112,6^2 + 15,45^2} = 90,92\ \text{кВА},$$

Устанавливаются два трансформатора собственных нужд марки ТСН-100/10/0,4.

6.8 Выбор системы оперативного тока

Оперативный ток – это постоянный ток, используемый для питания цепей управления, защиты, автоматики, сигнализации и других вспомогательных устройств на электроустановках. Он обеспечивает возможность оперативных переключений и срабатывания защитных устройств независимо от состояния основной сети электроснабжения. Иными словами, это гарантия того, что даже при аварии на основной линии, системы, отвечающие за безопасность и управление оборудованием, продолжат функционировать.

Для питания сетей управления, автоматики, сигнализации и освещения подстанции применим СОПТ с аккумуляторной батареей типа СК [8].

Таблица 31 – Нагрузки постоянного тока

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

Определяем число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_ш}{U_{ПА}}; \quad (68)$$

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

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

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

Определяем общее число элементов:

$$n = \frac{U_ш}{U_A}; \quad (69)$$

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

Определяем количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0; \quad (70)$$

$$n_{доб} = 132 - 107 = 25;$$

Определяем типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}; \quad (71)$$

где $I_{ав}$ – нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j – допустимая нагрузка аварийного разряда;

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

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера N = 6.

Предварительно принимаем батарею СК – 6.

Проверим по максимальному толчковому току.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}; \quad (72)$$

I_{Tmax} – максимальный толчковый ток.

$I_{Tmax} = 100\ A;$

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

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

Выбор ЗПУ производится по необходимым значениям напряжения, тока и мощности, которые определяются исходя из первого заряда батареи.

Напряжение заряда ЗПУ:

$$U_{зар} = n \cdot 2,15 + 2, \quad (73)$$

где n – полное число элементов батареи.

$U_{зар} = 132 \cdot 2,15 + 2 = 260$ В,

Зарядный ток батареи типа СК-6:

$$I_{зар} = 3,75 \cdot N\ , \tag{74}$$

$$I_{зар} = 3,75 \cdot 6 = 22,5\ \text{А},$$

Расчётная мощность ЗПУ:

$$P_{зар} = U_{зар} \cdot (I_{зар} + I_{пост}), \tag{75}$$

$$P_{зар} = 260 \cdot (22,5 + 10) = 9,3\ \text{кВт},$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

7 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ ЗАРЯ

7.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчёт

Заземляющее устройство электроустановки служит для соответствия уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределы необходимым значениям. Используется для отвода импульсных токов в землю, создания цепи во время эксплуатации и защиты во время протекания токов короткого замыкания.

Защитное заземление подстанции – это сложная система, размеры которой определяются компоновкой электрооборудования защищаемого объекта. Обычно выполняется в виде сетки с прямоугольными ячейками, к которой подключаются вертикальные электроды. Если это необходимо, по периметру сетки устанавливаются вертикальные электроды для соответствия значений сопротивления заземляющего электрода нормируемым [15].

Продольные пруты заземляющей сетки укладываются вдоль оборудования ОРУ, в то время как поперечные укладываются с переменным шагом ячейки поперёк оборудования, при этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать следующих значений в метрах: 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,5; 20 [19].

Сопротивление растеканию тока защитного заземления подстанции 110/10 кВ Заря не должно превышать 0,5 Ом, для грунта суглинок удельное сопротивление – 100 Ом·м [15].

Планируемая площадь S, используемая под заземление подстанции 110/10 кВ Заря, согласно техническим условиям на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК»:

$$S = 3876 \text{ м}^2,$$

Принимаем диаметр прутка для защитного заземления: d = 16 мм, сечение данного прутка составляет $S_{пр.в}$ = 201 мм^2 [15].

Проводим проверку на термическую стойкость токам КЗ:

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{I_к^{(1)2} \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (76)$$

где $I_к^{(3)}$ – ток однофазного короткого замыкания (таблица 19);

t – время протекания тока КЗ, с;

β – коэффициент, принимаем 21 [15].

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{1{,}94^2 \cdot 3}{400 \cdot 21}} = 36{,}7 \text{ мм}^2,$$

Сечение прошло проверку на термическую стойкость.

Проведём проверку на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{ср}\left(d_{пр} + \delta_{ср}\right), \quad (77)$$

где δср – средняя глубина коррозии, по сечению проводника.

$$S_{ср} = a_к \cdot \ln\left(T\right)^3 + b_к \cdot \ln\left(T\right)^3 + c_к \cdot \ln\left(T\right)^3 + d_к, \quad (78)$$

где Т – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

$a_к$, b_k , c_k , d_k – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$S_{ср} = 0{,}0026 \cdot \ln\left(240\right)^3 + 0{,}00915 \cdot \ln\left(240\right)^3 + 0{,}0104 \cdot \ln\left(240\right)^3 + 0{,}0224 = 1{,}93 \text{ мм},$$

$$F_{кор} = 3{,}14 \cdot 1{,}93 \cdot (16 + 0{,}12) = 97{,}7 \text{ мм}^2,$$

Проведём проверку по условиям, приведённым выше:

$$S_{пр.в.} \geq F_{т.с} + F_{кор}, \quad (79)$$

$$201 \geq 36{,}7 + 97{,}7,$$

$$201 \geq 134{,}4$$

Делаем вывод о правильности выбранного сечения.

Глубину залегания горизонтальных электродов защитного заземления принимаем 0,5 метров.

Определим конструкцию заземляющей сетки. Условно поделим сторону d на целое число с шагом a_q = 10 м [19].

Суммарная длина горизонтальных электродов находим по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2, \quad (80)$$

$$L = \left(\frac{3876}{10} \right) \cdot 2 = 776 \text{м},$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами а, тогда $a = \sqrt{3876} = 62{,}3$ м,

Уточняем суммарную длину всех горизонтальных электродов данной модели:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1), \quad (81)$$

где m – число ячеек.

Число ячеек определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a}, \tag{82}$$

$$m = \frac{776}{2 \cdot 62,3} = 6,22,$$

Принимаем ближайшее значение – 7 штук.

$$L = 2 \cdot 62,3 \cdot (7 + 1) = 997 \text{ м},$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_в = \frac{4 \cdot a}{a_q}, \tag{83}$$

где a_q – расстояние между вертикальными электродами, равная 10 м;

$$n_в = \frac{4 \cdot 62,3}{10} = 23,9,$$

Округляем до ближайшего целого значения $n_в$= 24 шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_в \cdot l_в} \right), \tag{84}$$

где ρ – удельное сопротивление модели грунта. Для верхнего слоя – суглинок, ρ=95Ом·м [19];

А – коэффициент, зависящий от отношения $\frac{l_в}{\sqrt{S}}$ и принимается равным 0,37 [19].

$$R = 95 \cdot \left(\frac{0,37}{\sqrt{3876}} + \frac{1}{776 + 25 \cdot 5} \right) = 0,39 \text{ Ом},$$

Импульсное сопротивление $R_и$ определяется умножением сопротивления при стационарном режиме $R_{ст}$ на импульсный коэффициент $\alpha_и$:

$$R_и = R_{ст} \cdot \alpha_и, \quad (85)$$

$$\alpha_и = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (86)$$

где $I_{мол}$ – ток молнии, базовым значением для 20 грозовых часов в год принимается равным 40 кА [6].

$$\alpha_и = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3876}}{(40 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 1,23,$$

$$R_и = 0,39 \cdot 1,23 = 0,48 \leq 0,5 \text{ Ом},$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ. На рисунке 16 изображен план подстанции и ее размеры.

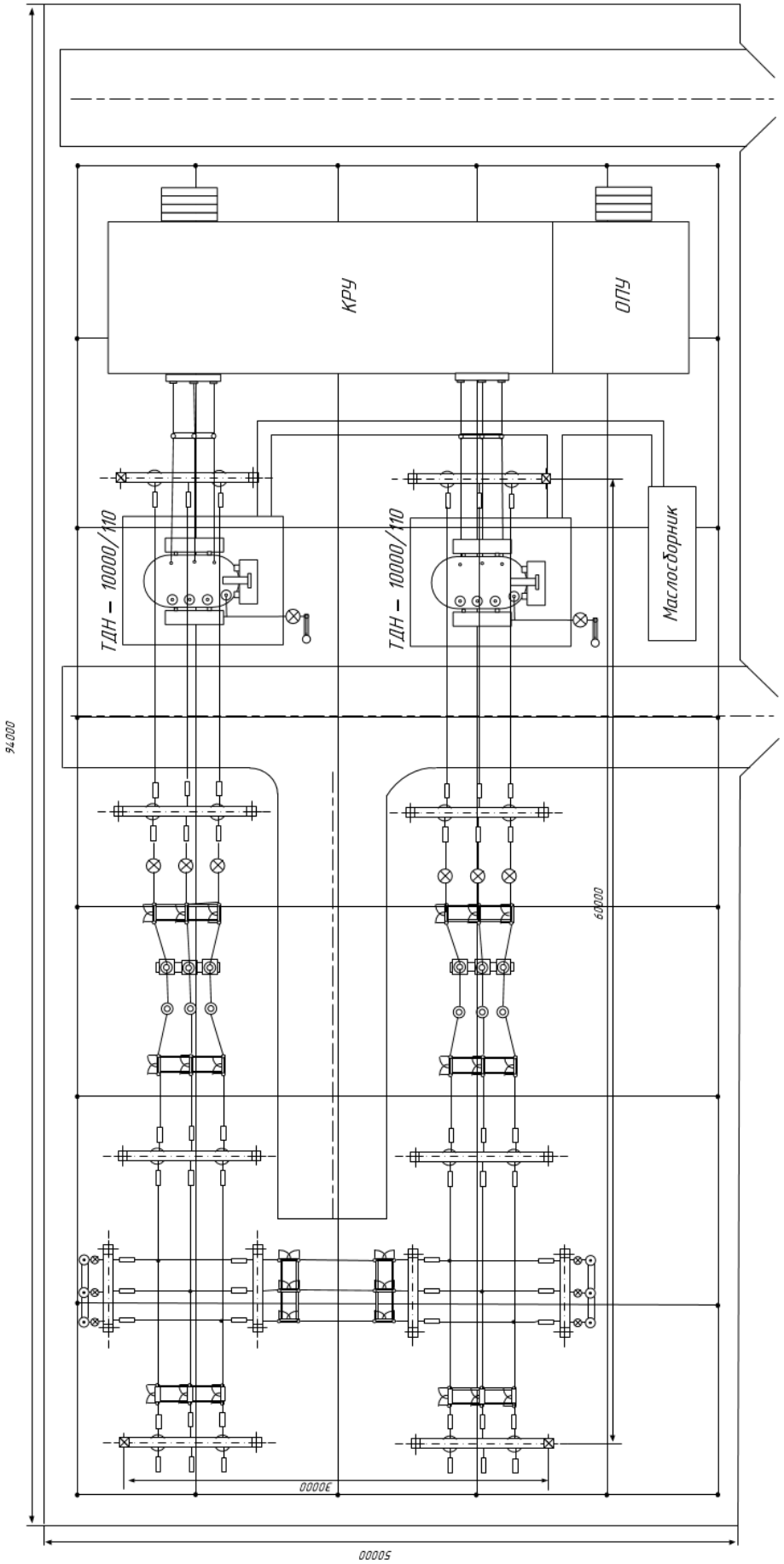

Рисунок 16 – План подстанции и ее размеры

7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты на подстанции Заря

Зона защиты – это часть пространства возле молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превышает 0,05 или 0,005 относительно вероятности удара молнии при отсутствии молниеотвода [19].

Высоту молниеотвода от земли выбирают такой, чтобы защищаемые оборудование и конструкции попали в зону защиты молниеотвода, внутри которой с достаточной надежностью (в электроустановках 99,5% – зона защиты типа А) обеспечивалась бы защита зданий и сооружений от прямых ударов молнии [19].

Для покрытия подстанции Заря, установим 4 двойных стержневых молниеотвода по углам на линейные порталы с шагом 30 м. Высота молниеотвода принимается 25 м [19].

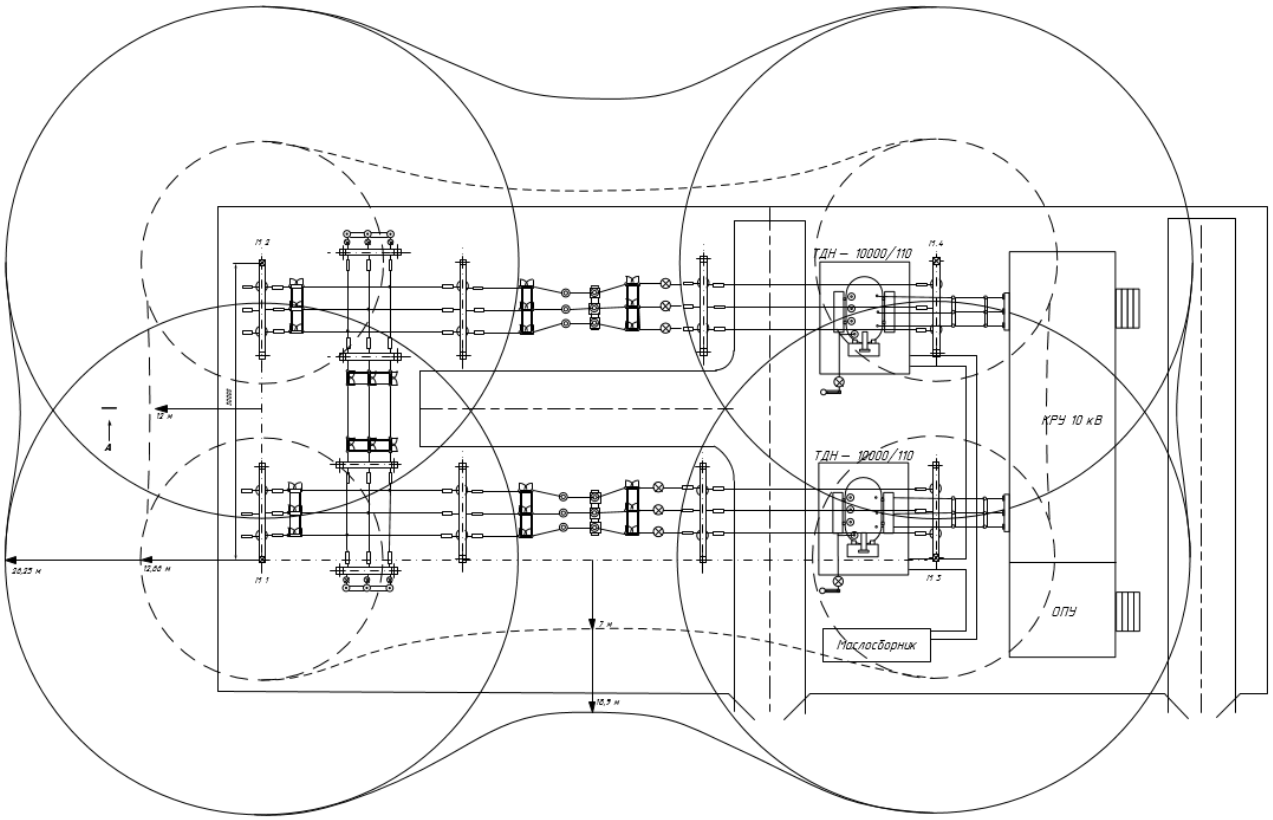

Рисунок 17 – Расстановка молниеотводов на ПС Заря

Высота конуса зоны защиты:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h; \quad (87)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м},$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (88)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,25,$$

Радиус зоны защиты на уровне высоты защищаемого объекта:

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot (h - \frac{h_x}{0,85}), \quad (89)$$

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot (25 - \frac{11}{0,85}) = 12,66 \text{ м},$$

Зона между двумя молниеотводами, характеризуется гребнем в виде ломаной линии. Высота низшей и высшей точек этого гребня находится [19]:

$$h_{сх} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L_1 - h), \quad (90)$$

Радиус зоны защиты в этом случае:

$$r_{сх} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c}, \quad (91)$$

Для молниеотводов, стоящих на расстоянии 60 метров (в длину подстанции):

$$r_{c0} = r_0(1 - \frac{0,2(L_1 - 2h)}{h}), \quad (92)$$

Для молниеотводов, стоящих на расстоянии 30 метров (в ширину подстанции):

$$r_{c0} = r_0, \quad (93)$$

Расчёт точек гребня для молниеотводов, стоящих на расстоянии 60 и 30 м соответственно [19]:

$$h_{cx1} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25)(60 - 25) = 15,037 \text{ м},$$

$$h_{cx2} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25)(30 - 25) = 20,36 \text{ м},$$

Расчёт радиуса зон защиты на уровне защищаемого объекта для молниеотводов, стоящих на расстоянии 60 и 30 м соответственно [19]:

$$r_{cx1} = \frac{26,25 \cdot (15,037 - 11)}{15,037} = 7,047 \text{ м},$$

$$r_{cx2} = \frac{26,25 \cdot (20,36 - 11)}{20,36} = 12,07 \text{ м},$$

$$r_{c0} = 26,25 \cdot (1 - \frac{0,2(60 - 25)}{25}) = 18,9 \text{ м},$$

$r_{c0} = 26,25$м,

План молниезащиты подстанции находится в графической части выпускной квалификационной работы.

7.3 Выбор и проверка ОПН на подстанции Заря

В данном пункте требуется выбрать ОПН на сторонах 10 и 110 кВ для защиты силового трансформатора от перенапряжений. Также согласно [5], ОПН должен устанавливаться в месте присоединения кабеля к шинам ОРУ.

На стороне 110 кВ трансформаторов и в нейтрали трансформаторов первоначально принимается ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-110/77/10/1100 УХЛ1 компании ООО «Севзаппром».

ОПН выбирается по следующим условиям:

Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН $U_{нр}$, определяется по формуле:

$$U_{нр} \geq 1,05 U_{нс}; \quad (94)$$

Здесь 1,05 – коэффициент запаса, учитывающий увеличение максимального напряжения сети из-за гармоник.

$U_{нс}$ – наибольшее значение рабочего напряжения сети в месте установки ОПН.

$U_{нс}$ определяется по формуле:

$$U_{нс} = \frac{1,15 \cdot U_{раб}}{\sqrt{3}}; \quad (95)$$

$$U_{нс} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 73,04 кВ;$$

$77кВ \geq 1,05 \cdot 73,04кВ$;

$77кВ \geq 76,69кВ$.

Условие выполняется.

Номинальное напряжение ОПН должно быть не менее наибольшего эквивалентного квазистационарного перенапряжения, определяемого по формуле:

$$U_{экв} = U_к (\frac{T_к}{10})^m; \quad (96)$$

где $U_к$ – амплитуда квазистационарного перенапряжения;

$T_к$ – продолжительность квазистационарного перенапряжения в секундах, согласно [5], принимается не более 0,1 с, примем 0,1 с;

m – показатель степени, описывающий характеристику ОПН. В качестве усредненного значения принимается m = 0,02;

$U_{экв} = 110 \cdot (\frac{0,1}{10})^{0,02} = 100,3кВ$;

$U_{ном} \geq U_{экв}$;

$110кВ \geq 100,3кВ$.

Также, согласно [5], для сетей классом напряжения 110 кВ и выше, как правило, номинальный разрядный ток ОПН должен составлять 10 кА.

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ОПН, которое должно быть при расчетном токе не

менее чем на 15-20% ниже испытательного напряжения $U_{КИ}$ коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования:

$$U_{ост.к} \le U_{ки} / (1{,}15 - 1{,}2); \quad (97)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1{,}41 \cdot 1{,}35 \cdot 0{,}9 \cdot U_{исп50},$$

где – $U_{исп50}$ 50%-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе, принимается равным 200 Кв [5].

$$U_{ки} = 1{,}41 \cdot 1{,}35 \cdot 0{,}9 \cdot 200 = 342{,}63 \text{ кВ},$$

$$190 \le 342{,}63 / (1{,}2) \text{ кВ},$$

$$190 \le 285{,}5 \text{ кВ},$$

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям:

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0{,}15 - 0{,}25), \quad (98)$$

где $U_{доп}$ – допустимый уровень внутренних перенапряжений;

$$A_{вн} = (295 - 190) / 295 > 0{,}25,$$

$$A_{вн} = 0{,}36 > 0{,}25,$$

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям:

$$A_{гр} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,2 - 0,25), \quad (99)$$

$$A_{гр} = (295 - 190) / 295 > 0,25,$$

$$A_{гр} = 0,36 > 0,25,$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 32 – Параметры ОПН-П-110/77/10/1100 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П-110/77/10/1100 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	77
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	190
Длина пути утечки, см	63
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	3,2
Класс энергоёмкости ОПН	3

Для КРУ 10 кВ первоначально принимается ОПН-П-10/680/12-10 УХЛ1 по номинальному напряжению 10 кВ.

Аналогично, как и для ОРУ 110 кВ данный тип ОПН проверяется по наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению ОПН, установленному напряжению ОПН, которое должно быть не менее номинального напряжения, но на стороне 10 кВ ОПН не проверяется на грозовые перенапряжения. Также, величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ОПН, которое должно быть при

расчетном токе не менее чем на 15-20% ниже испытательного напряжения $U_{КИ}$ коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования.

Таблица 33 – Сравнение расчётных и каталожных данных для ОПН-П-10/680/12-10 УХЛ1

Расчётные данные	Каталожные данные	Условие
$U_{УСТ} = 10$ кВ	$U_{НОМ} = 10$ кВ	$U_{УСТ} \geq U_{НОМ}$
$U_{Н.Р.Д} = 11$ кВ	$U_{Н.Р.НОМ} = 12$ кВ	$U_{Н.Р.Д} \leq U_{Н.Р.НОМ}$
$U_{ост} = 50,11$ кВ	$U_{ост.НОМ} = 28,4$ кВ	$U_{ост} \geq U_{ост.НОМ}$
$W_P = 2,29$ кДж/кВ	$W_{ОПН} = 4$ кДж / кВ	$W_{ОПН} \geq W_P$
$t = 0,5$ с	$t_{ОПН} = 789$ с	$t_{ОПН} \geq t$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Выбранные ОПН удовлетворяют условиям и могут быть приняты к установке.

7.4 Оценка надёжности молниезащиты на подстанции Заря

В данном пункте произведена оценка надежности молниезащиты проектируемой ПС Заря. Расчет будет производиться по методике, указанной в [19].

Надежность защиты ОРУ ПС Заря от прямых ударов молнии характеризуется числом случаев перекрытия изоляции при прорывах молнии через зону защиты молниеотводов и обратных перекрытий при ударах молнии в молниеотводы. Это число может быть определено по следующей формуле:

$$N_{П.У} = p_0(a_т + 2R_{экв}) \cdot (b_т + 2R_{экв}) \cdot (\eta_{пр} p_\alpha p_{пр} + \eta_{оп} p_{оп}) \cdot 10^{-6}; \quad (100)$$

где $a_т, b_т$ – длина и ширина территории ОРУ;

p_0 – плотность разрядов молнии на 1 км^2 земной поверхности;

$R_{экв}$ – эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды молнии;

$\eta_{пр}, \eta_{оп}$ – вероятность перехода импульсного перекрытия изоляции в силовую дугу, в расчётах принимается равной 0,9;

p_{α} – вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ, минуя молниеотводы, принимается равной 0,005;

$p_{пр}$ – доля опасных грозовых перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ, минуя молниеотводы;

$p_{оп}$ – вероятность обратного перекрытия.

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{Г.Ч}; \quad (101)$$

$$R_{экв} = 5 \cdot h - \frac{2 \cdot h^2}{30}; \quad (102)$$

$$p_0 = 0,05 \cdot 4 = 2;$$

где h – высота сооружения;

$$R_{экв} = 5 \cdot 11,4 - \frac{2 \cdot 11,4^2}{30} = 48,967 м;$$

$$p_{пр} = e^{-0,04 \cdot I_{КР}}; \quad (103)$$

где $I_{КР}$ – критический ток молнии;

$$I_{КР} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ОШ}}; \quad (104)$$

где $Z_{ОШ}$ – волновое сопротивление ошиновки;

$U_{50\%}$ – 50 %-ое разрядное напряжение изоляции для импульсов отрицательной полярности;

$$Z_{ОШ} = 60 \cdot \ln(\frac{2 \cdot h_{ср}}{r_э}); \quad (105)$$

где $r_э$ – радиус фазы, для АС-150/24 равен 0,19 м;

$h_{ср}$ – высота подвески шин, равна высоте 11,4 м;

$$Z_{ОШ} = 60 \cdot \ln(\frac{2 \cdot 11,4}{0,19}) = 327,3 Ом;$$

$$U_{50\%} = U^{-}_{50\%} \cdot (0,92 - 0,012 \cdot l_{ИЗ}^{(0,74-0,06 \cdot l_{ИЗ}) \cdot (l_{ИЗ}-3)}; \quad (106)$$

где $U^{-}_{50\%}$ – 50 %-ое разрядное напряжение для стандартного импульса отрицательной полярности, принимается равным 539 кВ;

$l_{ИЗ}$ – длина разрядного пути по гирлянде изоляторов, для выбранного изолятора равна 1,2 м;

$$U_{50\%} = 539 \cdot (0,92 - 0,012 \cdot 1,2^{0,74-0,06 \cdot 1,2) \cdot (1,2-3)} = 490,6 кВ;$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 490,6}{327,3} = 2,99 кА;$$

$$p_{ПР} = e^{-0,04 \cdot 2,99} = 0,887;$$

$$p_{ОП} = e^{-0,04 \cdot \frac{U_{50\%} - 50 \cdot l_{из}}{R_И}}; \quad (107)$$

$$p_{ОП} = e^{-0,04\cdot\frac{490,6-50\cdot1,2}{0,181}} = 0,01;$$

$$N_{П.У} = 2\cdot334,56\cdot268,66\cdot184,75\cdot10^{-6} = 0,00138;$$

Определим среднюю повторяемость опасных перенапряжений на ПС из-за грозовых разрядов в ОРУ:

$$T_{П.У} = \frac{1}{N_{П.У}}; \quad (108)$$

$$T_{П.У} = \frac{1}{0,00138} = 726 лет.$$

Для ОРУ 110 кВ данный показатель должен быть не менее 700 лет [19]. Условие выполняется, следовательно, молниезащита обеспечивает требуемый уровень надежности.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАДЕЖДИНСКОГО РАЙОНА

Система РЗА сети 6-220 кВ должна обеспечивать надежность и устойчивость работы энергосистемы. Она включает в себя входные цепи напряжения и тока, терминал, цепи питания, обеспечивающие передачу управляющего воздействия, сигнализации и блокировки.

В качестве примера рассмотрим более подробно релейную защиту силового трансформатора на подстанции Заря.

8.1 Релейная защита силового трансформатора на подстанции Заря

Релейная защита силового трансформатора должна обеспечивать защиту от ненормальных и опасных режимов:

– Перегрузка по одной или трем фазам, приводящим к повышению тока, проходящего через обмотки,

– Замыкание на землю или на нейтраль одного или всех выводов трансформатора с высокой или низкой стороны,

– Межфазные замыкания внутри обмоток и со стороны выводящих шин,

– Замыкания внутри обмоток трансформатора.

Для защиты силовых трансформаторов при повреждениях и сигнализации о нарушении нормальных режимов работы применяются следующие типы защиты:

– Дифференциальная защита – для защиты при повреждениях обмоток, вводов и ошиновки трансформаторов;

– Токовая отсечка мгновенного действия – для защиты трансформаторов при повреждениях ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания;

– Газовая защита – для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при понижении уровня масла;

– Максимальная токовая или максимальная токовая направленная защита, реагирующая на фазные токи, а также на токи нулевой и обратной последовательностей, максимальная токовая защита с пуском минимального напряжения, дистанционная защита – для защиты от сверхтоков, проходящих через трансформатор при повреждении как самого трансформатора, так и других связанных с ним элементов:

– От замыкания на корпус;

– От перегрузки.

Дифференциальная защита трансформатора будет выполнена с применением устройства микропроцессорной защиты Сириус-Т3. Для расчёта его параметров необходимо определить коэффициенты трансформации ТТ, установленных на всех сторонах защищаемого силового трансформатора [18]. Трансформатор 110/10, мощностью 10 МВА. Трансформаторы тока на обеих сторонах собраны в звезду. Наибольшее рабочее напряжение для выбранного ТТ на ВН 126 кВ, номинальный первичный ток 150 А, вторичный 5 А. Наибольшее рабочее напряжение для выбранного ТТ на НН 12 кВ, номинальный первичный ток 2000 А, вторичный 5 А.

Выбор трансформаторов тока на сторонах защищаемого силового трансформатора сведём в таблицу 34.

Таблица 34 – Расчет по полному диапазону регулирования

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		110 кВ	10 кВ
1	2	3	4
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора	$I_{перв.расч} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	52,5 А	577,4 А

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4
Коэффициент трансформации ТТ	$n_{TA} = \frac{I_{перв}}{I_{втор}}$	100/5	2000/5
Вторичный ток в плечах защиты	$I_{втор} = \frac{k_{сх} \cdot I_{сз}}{n_{TA}}$	2,6 А	4,8 А
Размах регулирования РПН	16 %		

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1).

Выбор уставки ДЗТ-1:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq k_{ОТС} k_{НБ} I_{КЗвнешМАХ*} \quad (109)$$

где $I_{диф} / I_{ном}$ – относительное значение уставки срабатывания отсечки;

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

$k_{НБ}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, если на стороне ВН и НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать $k_{НБ} = 0.7$;

$I_{КЗвнешмакс}$ – максимальный ток внешнего КЗ приведённый к стороне ВН.

$$I_{КЗвнешмакс} = \frac{I^{(3)}_{ПОНН}}{n_{TA}} \quad (110)$$

$$I_{КЗвнешмакс} = \frac{20830}{115 / 6,6} = 1195,5 \text{ А}$$

Относительное значение максимального тока внешнего КЗ:

$$I_{КЗвнешмакс*} = \frac{I_{КЗвнешмакс}}{I_{перв.расч}} \quad (111)$$

$$I_{КЗвнешмакс*} = \frac{1195,5}{52,5} = 14,9$$

Уставка дифференциальной отсечки:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 14,9 = 12,5$$

Принимаем ближайшую большую величину уставки $I_{ДИФ} / I_{НОМ} = 12,6$.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

$$I_{ДИФ} = 12,6 \cdot 52,5 = 661,5 \text{ А}$$

Дифференциальная защита (ДЗТ-2).

Тормозная характеристика защиты приведена на рисунке 18. Она построена в относительных единицах, т.е. токи приведены к номинальному току стороны ВН.

Базовая уставка $I_{д1}/I_{НОМ}$ определяет чувствительность работы ступени. Рекомендуется принимать равной 0,3 – 0,5.

Принимаем базовую уставку $I_{д1}/I_{НОМ} = 0,3$.

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$\mathrm{I_{НБ.РАСЧ}} = \left(\mathrm{k_{ПЕР}} \mathrm{k_{ОДН}} \varepsilon + \Delta \mathrm{U_{РПН}} + \Delta \mathrm{f_{ДОБ}}\right) \mathrm{I_{СКВ}}, \quad (112)$$

где $k_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2;

$k_{ОДН}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

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

$\Delta U_{РПН}$ – относительное значение пределов РПН;

$\Delta f_{ДОБ}$ – обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, принимается равным 0,04 [18];

$I_{СКВ}$ – сквозной ток.

$$I_{НБ.РАСЧ} = \left(2 \cdot 1 \cdot 0{,}1 + 0{,}16 + 0{,}04\right) I_{СКВ} = 0{,}4 I_{СКВ}.$$

Дифференциальный ток определяется следующим образом:

$$I_{ДИФ} = k_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ}, \quad (113)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,3 [18].

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

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{СН.Т} = \frac{I_{ТОРМ}}{I_{СКВ}} = 1 - 0{,}5\left(k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}\right) \quad (18)$$

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

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$\mathrm{k_{ТОРМ}} = 100\frac{\mathrm{I_{ДИФ}}}{\mathrm{I_{ТОРМ}}} = 100\mathrm{k_{ОТС}}\left(\mathrm{k_{ПЕР}k_{ОДН}}\varepsilon + \Delta\mathrm{U_{РПН}} + \Delta\mathrm{f_{ДОБ}}\right)/\mathrm{k_{СН.Т}} \quad (114)$$

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3\left(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04\right) / 0,8 = 65\,\%.$$

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

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{д1}}{I_{НОМ}}\frac{100}{k_{ТОРМ}} \quad (115)$$

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

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{дг2}/I_{дг1}$ рекомендуется на уровне 12 – 15%.

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2,0 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}}.$$

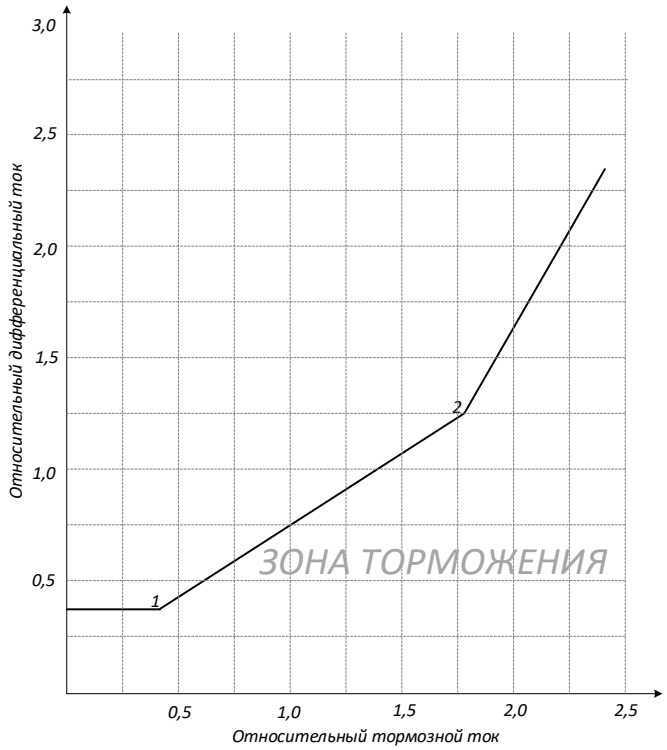

Рисунок 18 – Тормозная характеристика ДЗТ «Сириус-Т»

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты.

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{д1}/I_{НОМ}$), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем следующие значения уставок:

$$I_{д1}/I_{НОМ} = 0{,}1;$$

$$T = 10 \text{ с}$$

МТЗ является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям

селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах [18].

Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению.

Уставка токового органа МТЗ-1:

$$I_{TO} = k_{OTC} \cdot I_{КЗвнешмакс} \tag{116}$$

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

$$I_{TO} = 1{,}3 \cdot 1192{,}6 = 1550{,}4\ \text{А}$$

Ток срабатывания реле токовой отсечки:

$$I_{CP.TO} = \frac{I_{TO} \cdot k_{CX}}{n_{TA.BH}} \tag{117}$$

$$I_{CP.TO} = \frac{1550{,}4 \cdot 1}{100/5} = 77{,}52\ \text{А}$$

Принимаем ток срабатывания $I_{CP.TO} = 77{,}53\,\text{А}$.

Действительный ток срабатывания отсечки:

$$I_{TO} = \frac{I_{CP.TO} \cdot n_{TA.BH}}{k_{CX}} \tag{118}$$

$$I_{TO} = \frac{77,53 \cdot 100/5}{1} = 1550,6 \text{ А}$$

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

Для расчета уставок МТЗ-2 необходимо найти максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{р.\max} = \frac{S_{нагр.макс}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (119)$$

$$I_{р.\max} = \frac{10700}{\sqrt{3} \cdot 115} = 82,84 \text{ А}$$

Ток срабатывания МТЗ-2:

$$I_{МТЗ} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап}}{k_B} \cdot I_{р.\max} \quad (120)$$

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

$k_{сам.зап}$ – коэффициент самозапуска, можно принять равным 1,0 для городских сетей;

$k_в$ – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95;

$I_{р.max}$ – максимальный рабочий ток трансформатора.

$$I_{МТЗ} = \frac{1,2 \cdot 1,0}{0,95} \cdot 82,84 = 104,64 \ A$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2:

$$I_{СР.МТЗ} = \frac{I_{МТЗ} \cdot k_{СХ}}{n_{ТА.ВН}} \quad (121)$$

$$I_{СР.МТЗ} = \frac{104,64 \cdot 1}{100/5} = 5,232 \text{ А}$$

Принимаем ток срабатывания $I_{СР.МТЗ} = 5,24$ А.

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

$$t_{МТЗ} = t_{макс} + \Delta t \quad (122)$$

$$t_{МТЗ} = 2 + 0,5 = 2,5\ c$$

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

Таким образом, для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного трансформатора [6].

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

$$I_{ПЕР} = \frac{k_{ОТС}}{k_{В}} \cdot I_{ном2} \quad (123)$$

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

$k_{В}$ – коэффициент возврата токового реле;

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

$$I_{ПЕР.ВН} = \frac{1,05}{0,92} \cdot 2,6 = 2,97 \ \ A$$

$$I_{ПЕР.НН} = \frac{1,05}{0,92} \cdot 4,8 = 5,33 \ \ A$$

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

$$t_{ПЕР} = t_{МТЗ} + \Delta t \quad (124)$$

$$t_{ПЕР} = 2,5 + 0,5 = 3,0 \ c$$

8.2 Противоаварийная автоматика

В рамках данной ВКР рассматриваются следующие типы системной противоаварийной автоматики, такие как АПВ, АВР, АЧР.

Устройства АПВ используются для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты. Предусматривается установка устройств АПВ на следующих элементах реконструируемой сети, а именно:

На ВЛ 110 кВ – трехфазное АПВ однократного действия.

Система АВР – это оборудование для автоматического ввода резерва.

Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основной линии. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. При этом процесс восстановления электропитания должен происходить максимально быстро. Обязательным условием является однократность выполняемого действия. То есть не должно быть повторных срабатываний в случае одной и той же неисправности (не устранённые токи короткого замыкания и т.п.). Еще один важный момент – разрыв основной сети должен происходить до подключения резервной линии, обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

Устройство АВР предусматривается для установки на КРУ 10 кВ ПС Заря.

Также, на подстанции Заря предусматривается установка устройтсв автоматической частотной разгрузки. АЧР – это система защиты, которая автоматически отключает часть потребителей при опасном снижении частоты для предотвращения аварии. Принцип работы заключается в следующем: реле контроля частоты непрерывно мониторит сеть, при достижении пороговых значений, АЧР последовательно отключает заранее выбранные группы потребителей, и после нормализации частоты необходим ручной или автоматический ввод отключенных нагрузок.

9 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАДЕЖДИНСКОГО РАЙОНА

9.1 Выбор и характеристика ПВК для расчёта режимов

Для расчета режимов используется программно-вычислительный комплекс RastrWin3. ПВК предназначен для решения задач по анализу, расчету и оптимизации режимов электрических сетей и систем [12].

9.2 Подготовка исходных данных для расчёта

Чтобы узнать параметры режима в ПВК RastrWin 3, необходимо внести параметры линий, трансформаторов, номинальные напряжения и нагрузки [12]. Нагрузки узлов используются из таблицы 6. В расчете режимов отпайки задаются узлами, так как это обеспечивает правильное распределение токов, а также возможность получить достоверные результаты при расчете режимов. Прежде чем расчитать параметры режима, ПВК RastrWin 3 определяет сопротивления и проводимости по формулам ниже:

Активное сопротивление линии:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (125)$$

где r_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (126)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП моделируется для расчета реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ} \ , \tag{127}$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Потери на коронный разряд моделируются для расчета активной проводимостью ВЛ:

$$G = g_0 \cdot l_{ВЛ} , \tag{128}$$

где g_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ задаются в ПВК по формулам:

$$K_{ТН} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \tag{129}$$

$$K_{ТВ} = \frac{U_{ВН}}{U_{ВН}} = 1, \tag{130}$$

где $K_{ТН}, K_{ТВ}$ – коэффициенты трансформации для низкой и высокой сторон;

$U_{НН}, U_{ВН}$ – напряжения на низкой и высокой сторонах двуобмоточного трансформатора.

Реактивные проводимости трансформаторов вычисляются по формулам:

$$B_Т = \frac{\Delta Q_{ХХ}}{U_{ВН}^2} \cdot 10^3 , \tag{131}$$

где ΔQ_{XX} – реактивные потери холостого хода, кВар.

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (132)$$

где ΔP_{XX} – активные потери холостого хода, кВт.

9.3 Расчёт максимального режима и его анализ (режим наибольших нагрузок)

Для выбранного варианта произведем расчёт режима наибольших нагрузок. В таблицах ниже приведены параметры узлов и ветвей необходимые для расчёта.

Таблица 35 – Параметры узлов

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г
1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	5045	Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ	110				
Нагр	5047	Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ	110				
Нагр	9081	Артёмовская ТЭЦ : 5 Тсн	10,5	11,0	9,6		
Нагр	9082	Артёмовская ТЭЦ : 6 Тсн	10,5	11,0	10,2		
Ген	9015	Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 5	10,5			100,0	77,7
Ген	9016	Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 6	10,5			100,0	78,3
Нагр	9019	Артёмовская ТЭЦ : ТН-10,5 Г5 НАМИ-10	10,5				
Нагр	9020	Артёмовская ТЭЦ : ТН-10,5 Г6 НОМ-10	10,5				
Нагр	5997	Отп. 2 на ПС Кролевцы	110				
Нагр	5998	Отп. 2 на ПС Штыково	110				
Нагр	5995	Отп. 1 на ПС Штыково	110				
Нагр	5996	Отп. 1 на ПС Кролевцы	110				
Нагр	5989	Отп. на Кипарисово	110				
Нагр	5281	Давыдовка : 1С 110 кВ	110	24,1	9,1		
Нагр	5282	Давыдовка : 2С 110 кВ	110	3,1	1,4		
Нагр	5301	Кипарисово : СШ	110	4,3	1,8		
Нагр	5321	Кролевцы : 1С 110 кВ	110	24,3	10,1		

Продолжение таблицы 35

1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	5322	Кролевцы : 2С 110 кВ	110	6,1	1,9		
Нагр	5411	Пушкинская : 1С 110 кВ	110	0,1	0,1		
Нагр	5412	Пушкинская : 2С 110 кВ	110	0,1	0,1		
Нагр	5414	Пушкинская : В 110 Давыдовка	110				
Нагр	5416	Пушкинская : В 110 Раздольное-1	110				
Нагр	5421	Раздольное-1 : 1С 110 кВ	110	11,4	4,5		
Нагр	5431	Раздольное-2 : 1С 110 кВ	110	1,6	0,7		
Нагр	5481	Тереховка : 1С 110 кВ	110	0,2	0,1		
Нагр	5482	Тереховка : 2С 110 кВ	110	1,3	0,4		
База	2331	Уссурийск-1 : 1СШ 110 кВ	110			88,8	-19,2
Нагр	2332	Уссурийск-1 : 2СШ 110 кВ	110				
Нагр	5561	Шахта-7 : 1С 110 кВ	110	13,0	5,2		
Нагр	5562	Шахта-7 : 2С 110 кВ	110	13,0	5,2		
Нагр	5571	Штыково : 1С 110 кВ	110	4,9	2,0		
Нагр	5572	Штыково : 2С 110 кВ	110	4,9	2,0		
Нагр	5102	Западная : 1СШ 110 кВ	110	30,0	12,0		
Нагр	5103	Западная : 2СШ 110 кВ	110	30,0	12,0		
Нагр	1001	Отп. 1 на ПС Де-Фриз	110				
Нагр	1002	Отп. 2 на ПС Де-Фриз	110				
Нагр	1003	Казармы: 1С 110	110				
Нагр	1004	Казармы: 2С 110	110				
Нагр	1005	Казармы: Т1 НН	10	2,5	1,0		
Нагр	1006	Казармы: Т2 НН	10	2,5	1,0		
Нагр	1007	Де-Фриз: 1С 110	110				
Нагр	1008	Де-Фриз: 2С 110	110				
Нагр	1009	Де-Фриз: Т1 НН	6	6,1	2,5		
Нагр	1010	Де-Фриз: Т2 НН	6	6,1	2,5		
Нагр	2333	Уссурийск-1: Т1	110				
Нагр	2334	Уссурийск-1: Т2	110				
Нагр	2335	Уссурийск-1: СН	35	43,8	11,4		
Нагр	2336	Уссурийск-1: НН	6				
Нагр	1011	Отп. 1 на ПС Заря	110				
Нагр	1012	Отп. 2 на ПС Заря	110				
Нагр	1013	Заря: 1С 110	110				
Нагр	1014	Заря: 2С 110	110				
Нагр	1015	Заря: Т1 НН	10	5,3	1,8		
Нагр	1016	Заря: Т2 НН	10	5,4	1,9		

Таблица 36 – Параметры ветвей

Тип	Название	R	X	B
1	2	3	4	5
Выкл	Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ - Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ			
Тр-р	Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ - Артёмовская ТЭЦ : 5 Тсн	8,96	12,69	-79,30
ЛЭП	Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ - Отп. 1 на ПС Штыково	3,56	4,03	295,60
ЛЭП	Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ - Шахта-7 : 1С 110 кВ	3,25	6,99	-41,69
Тр-р	Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ - Артёмовская ТЭЦ : 6 Тсн	8,96	12,69	-79,30
ЛЭП	Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ - Отп. 2 на ПС Штыково	0,56	1,03	77,60
Выкл	Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 5 - Артёмовская ТЭЦ : 5 Тсн			
Выкл	Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 5 - Артёмовская ТЭЦ : ТН-10,5 Г5 НАМИ-10			
Выкл	Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 6 - Артёмовская ТЭЦ : 6 Тсн			
Выкл	Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 6 - Артёмовская ТЭЦ : ТН-10,5 Г6 НОМ-10			
ЛЭП	Отп. 2 на ПС Кролевцы - Отп. 2 на ПС Штыково	1,61	3,33	-20,52
ЛЭП	Отп. 1 на ПС Штыково - Отп. 1 на ПС Кролевцы	1,61	3,33	-20,52
Выкл	Давыдовка : 1С 110 кВ - Давыдовка : 2С 110 кВ			
ЛЭП	Давыдовка : 1С 110 кВ - Пушкинская : В 110 Давыдовка	6,88	13,33	-89,30
ЛЭП	Кипарисово : СШ - Отп. на Кипарисово	0,01	0,01	-0,10
ЛЭП	Кролевцы : 1С 110 кВ - Отп. 2 на ПС Кролевцы	0,36	0,65	-4,90
Выкл	Кролевцы : 1С 110 кВ - Кролевцы : 2С 110 кВ			
ЛЭП	Кролевцы : 2С 110 кВ - Отп. 1 на ПС Кролевцы	0,36	0,65	-4,90
Выкл	Пушкинская : 1С 110 кВ - Пушкинская : 2С 110 кВ			
Выкл	Пушкинская : 1С 110 кВ - Пушкинская : В 110 Раздольное-1			
Выкл	Пушкинская : 2С 110 кВ - Пушкинская : В 110 Давыдовка			
Выкл	Пушкинская : В 110 Давыдовка - Пушкинская : В 110 Раздольное-1			
ЛЭП	Пушкинская : В 110 Раздольное-1 - Раздольное-1 : 1С 110 кВ	3,94	5,76	25,10
ЛЭП	Раздольное-1 : 1С 110 кВ - Отп. на Кипарисово	3,54	5,89	25,20
ЛЭП	Раздольное-1 : 1С 110 кВ - Раздольное-2 : 1С 110 кВ	3,41	3,33	12,10
ЛЭП	Раздольное-2 : 1С 110 кВ - Тереховка : 2С 110 кВ	5,47	8,39	-54,30
Выкл	Тереховка : 1С 110 кВ - Тереховка : 2С 110 кВ			
ЛЭП	Уссурийск-1 : 1СШ 110 кВ - Тереховка : 1С 110 кВ	5,47	8,39	-54,30

Продолжение таблицы 36

1	2	3	4	5
Выкл	Уссурийск-1 : 1СШ 110 кВ - Уссурийск-1 : 2СШ 110 кВ			
ЛЭП	Уссурийск-1 : 2СШ 110 кВ - Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ	10,66	25,48	-188,30
ЛЭП	Штыково : 1С 110 кВ - Отп. 1 на ПС Штыково	4,57	2,05	-47,80
Выкл	Штыково : 1С 110 кВ - Штыково : 2С 110 кВ			
ЛЭП	Штыково : 2С 110 кВ - Отп. 2 на ПС Штыково	6,57	4,05	-83,40
ЛЭП	Западная : 1СШ 110 кВ - Отп. 2 на ПС Кролевцы	7,89	10,95	-84,30
ЛЭП	Западная : 1СШ 110 кВ - Давыдовка : 2С 110 кВ	3,65	5,96	-93,47
ЛЭП	Западная : 1СШ 110 кВ - Шахта-7 : 2С 110 кВ	5,36	7,85	-66,20
Выкл	Западная : 1СШ 110 кВ - Западная : 2СШ 110 кВ			
ЛЭП	Западная : 2СШ 110 кВ - Отп. 1 на ПС Кролевцы	5,97	11,00	-76,30
ЛЭП	Западная : 2СШ 110 кВ - Отп. на Кипарисово	5,61	8,60	-55,60
Выкл	Шахта-7 : 1С 110 кВ - Шахта-7 : 2С 110 кВ			
ЛЭП	Западная : 1СШ 110 кВ - Отп. 1 на ПС Де-Фриз	0,57	1,66	-93,80
ЛЭП	Западная : 2СШ 110 кВ - Отп. 2 на ПС Де-Фриз	0,57	1,66	-93,80
ЛЭП	Отп. 1 на ПС Де-Фриз - Казармы: 1С 110	0,19	0,34	-2,15
ЛЭП	Отп. 2 на ПС Де-Фриз - Казармы: 2С 110	0,19	0,34	-2,15
Тр-р	Казармы: 1С 110 - Казармы: Т1 НН	1,01	1,63	-0,10
Тр-р	Казармы: 2С 110 - Казармы: Т2 НН	1,01	1,63	-0,10
Выкл	Казармы: Т1 НН - Казармы: Т2 НН			
ЛЭП	Отп. 1 на ПС Де-Фриз - Де-Фриз: 1С 110	2,81	5,02	-29,68
ЛЭП	Отп. 2 на ПС Де-Фриз - Де-Фриз: 2С 110	2,81	5,02	-30,00
Выкл	Де-Фриз: 1С 110 - Де-Фриз: 2С 110			
Тр-р	Де-Фриз: 1С 110 - Де-Фриз: Т1 НН	1,06	2,94	-0,10
Тр-р	Де-Фриз: 2С 110 - Де-Фриз: Т2 НН	1,06	2,94	-0,10
Выкл	Де-Фриз: Т1 НН - Де-Фриз: Т2 НН			
Тр-р	Уссурийск-1 : 1СШ 110 кВ - Уссурийск-1: Т1	0,80	35,50	19,80
Тр-р	Уссурийск-1 : 2СШ 110 кВ - Уссурийск-1: Т2	0,80	35,50	19,80
Тр-р	Уссурийск-1: Т1 - Уссурийск-1: СН	0,80	0,00	0,00
Тр-р	Уссурийск-1: Т2 - Уссурийск-1: СН	0,80	0,00	0,00
Тр-р	Уссурийск-1: Т1 - Уссурийск-1: НН	0,80	0,00	0,00
Тр-р	Уссурийск-1: Т2 - Уссурийск-1: НН	0,80	0,00	0,00
ЛЭП	Отп. 1 на ПС Де-Фриз - Отп. 1 на ПС Заря	1,41	2,44	-17,70
ЛЭП	Отп. 2 на ПС Де-Фриз - Отп. 2 на ПС Заря	1,41	2,44	-17,70
ЛЭП	Отп. 1 на ПС Заря - Заря: 1С 110	0,05	0,08	-0,50
ЛЭП	Отп. 2 на ПС Заря - Заря: 2С 110	0,05	0,08	-0,50
Тр-р	Заря: 1С 110 - Заря: Т1 НН	4,38	86,70	9,30
Тр-р	Заря: 2С 110 - Заря: Т2 НН	4,38	86,70	9,26
Выкл	Заря: 1С 110 - Заря: 2С 110			
Выкл	Заря: Т1 НН - Заря: Т2 НН			

Таблица 37 – Расчетные значения напряжений в узлах

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжение, %
1	2	3	4
Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ	110	114,04	3,67
Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ	110	114,04	3,67
Артёмовская ТЭЦ : 5 Тсн	10,5	10,50	0,00
Артёмовская ТЭЦ : 6 Тсн	10,5	10,50	0,00
Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 5	10,5	10,50	0,00
Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 6	10,5	10,50	0,00
Артёмовская ТЭЦ : ТН-10,5 Г5 НАМИ-10	10,5	10,50	0,00
Артёмовская ТЭЦ : ТН-10,5 Г6 НОМ-10	10,5	10,50	0,00
Отп. 2 на ПС Кролевцы	110	111,40	1,28
Отп. 2 на ПС Штыково	110	113,32	3,01
Отп. 1 на ПС Штыково	110	112,25	2,05
Отп. 1 на ПС Кролевцы	110	111,20	1,09
Отп. на Кипарисово	110	106,43	-3,24
Давыдовка : 1С 110 кВ	110	105,84	-3,78
Давыдовка : 2С 110 кВ	110	105,84	-3,78
Кипарисово : СШ	110	106,43	-3,24
Кролевцы : 1С 110 кВ	110	111,22	1,11
Кролевцы : 2С 110 кВ	110	111,22	1,11
Пушкинская : 1С 110 кВ	110	105,98	-3,65
Пушкинская : 2С 110 кВ	110	105,98	-3,65
Пушкинская : В 110 Давыдовка	110	105,98	-3,65
Пушкинская : В 110 Раздольное-1	110	105,98	-3,65
Раздольное-1 : 1С 110 кВ	110	106,14	-3,51
Раздольное-2 : 1С 110 кВ	110	106,80	-2,91
Тереховка : 1С 110 кВ	110	107,78	-2,02
Тереховка : 2С 110 кВ	110	107,78	-2,02
Уссурийск-1 : 1СШ 110 кВ	110	108,90	-1,00
Уссурийск-1 : 2СШ 110 кВ	110	108,90	-1,00
Шахта-7 : 1С 110 кВ	110	110,31	0,28
Шахта-7 : 2С 110 кВ	110	110,31	0,28
Штыково : 1С 110 кВ	110	112,40	2,19
Штыково : 2С 110 кВ	110	112,40	2,19
Западная : 1СШ 110 кВ	110	107,20	-2,54
Западная : 2СШ 110 кВ	110	107,20	-2,54
Отп. 1 на ПС Де-Фриз	110	107,05	-2,68
Отп. 2 на ПС Де-Фриз	110	107,05	-2,68

Продолжение таблицы 37

1	2	3	4
Казармы: 1С 110	110	107,05	-2,68
Казармы: 2С 110	110	107,05	-2,68
Казармы: Т1 НН	10	9,73	-2,72
Казармы: Т2 НН	10	9,73	-2,72
Де-Фриз: 1С 110	110	106,78	-2,92
Де-Фриз: 2С 110	110	106,78	-2,92
Де-Фриз: Т1 НН	6	5,82	-3,04
Де-Фриз: Т2 НН	6	5,82	-3,04
Уссурийск-1: Т1	110	106,37	-3,30
Уссурийск-1: Т2	110	106,82	-2,89
Уссурийск-1: СН	35	34,40	-1,71
Уссурийск-1: НН	6	5,84	-2,69
Отп. 1 на ПС Заря	110	106,94	-2,79
Отп. 2 на ПС Заря	110	106,94	-2,79
Заря: 1С 110	110	106,93	-2,79
Заря: 2С 110	110	106,93	-2,79
Заря: Т1 НН	10	9,55	-4,46
Заря: Т2 НН	10	9,55	-4,46

Проанализировав напряжения, можно сделать вывод, что напряжения в максимальном режиме находятся в допустимых значениях ±10% от номинального.

Таблица 38 – Токовые нагрузки ЛЭП в максимальном режиме

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
				при t	при t
				+25ºС	-20ºС
1	2	3	4	5	6
Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ, 2 СШ 110 кВ - Отп. 1, 2 на ПС Штыково	110	АС-150/24	284	450	581
Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ - Шахта-7 : 1С 110 кВ	110	АССС 150/28	420	827	827
Отп. 2 на ПС Кролевцы - Отп. 2 на ПС Штыково	110	АС-150/24	285	450	581

Продолжение таблицы 38

1	2	3	4	5	6
Отп. 1 на ПС Штыково - Отп. 1 на ПС Кролевцы	110	АС-150/24	285	450	581
Давыдовка : 1С 110 кВ - Пушкинская : В 110 Давыдовка	110	АС-150/24	65	450	581
Кипарисово : СШ - Отп. на Кипарисово	110	АС-120/19	31	375	484
Кролевцы : 1С, 2С 110 кВ - Отп. 1, 2 на ПС Кролевцы	110	АС-150/24	90	450	581
Пушкинская : В 110 Раздольное-1 - Раздольное-1 : 1С 110 кВ	110	АС-150/24	64	450	581
Раздольное-1 : 1С 110 кВ - Отп. на Кипарисово	110	АС-120/19	41	375	484
Раздольное-1 : 1С 110 кВ - Раздольное-2 : 1С 110 кВ	110	АС-120/19	134	375	484
Раздольное-2 : 1С 110 кВ - Тереховка : 2С 110 кВ	110	АС-120/19	143	375	484
Уссурийск-1 : 1СШ 110 кВ - Тереховка : 1С 110 кВ	110	АС-120/19	151	375	484
Уссурийск-1 : 2СШ 110 кВ - Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ	110	АС-185, М-95	90	422	544
Штыково : 1С, 2С 110 кВ - Отп. 1, 2 на ПС Штыково	110	АС-120/19	78	375	484
Западная : 1СШ, 2СШ 110 кВ - Отп. 1, 2 на ПС Кролевцы	110	АСКП-120/19	44	390	503
Западная : 1СШ 110 кВ - Давыдовка : 2С 110 кВ	110	М-70, АС-120/19	156	337	435

Продолжение таблицы 38

1	2	3	4	5	6
Западная : 1СШ 110 кВ - Шахта-7 : 2С 110 кВ	110	М-70, АС-120/19	279	337	435
Западная : 2СШ 110 кВ - Отп. на Кипарисово	110	АС-120/19	53	375	484
Западная : 1СШ, 2СШ 110 кВ - Отп. 1, 2 на ПС Де-Фриз	110	АСКП-120/19	44	390	503
Отп. 1, 2 на ПС Де-Фриз - Казармы: 1С, 2С 110	110	АСКП-120/19	17	390	503
Отп. 1, 2 на ПС Де-Фриз - Де-Фриз: 1С, 2С 110	110	АСКП-120/19	28	390	503
Отп. 1, 2 на ПС Де-Фриз - Отп. 1, 2 на ПС Заря	110	АС-150/24	36	450	581

Проанализировав токовые нагрузки ЛЭП в максимальном режиме, делаем вывод, что они находится в допустимых пределах. Следовательно, дальнейшая реконструкция не требуется.

9.4 Расчёт минимального режима и его анализ (режим наименьших нагрузок)

Для выбранного варианта произведем расчёт режима наименьших нагрузок.

Таблица 39 – Параметры узлов

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г
1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	5045	Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ	110				
Нагр	5047	Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ	110				
Нагр	9081	Артёмовская ТЭЦ : 5 Тсн	10,5	8,3	7,1		
Нагр	9082	Артёмовская ТЭЦ : 6 Тсн	10,5	8,3	7,1		
Ген	9015	Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 5	10,5			100,0	38,2
Ген	9016	Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 6	10,5			100,0	38,2
Нагр	9019	Артёмовская ТЭЦ : ТН-10,5 Г5 НАМИ-10	10,5				

Продолжение таблицы 39

1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	9020	Артёмовская ТЭЦ : ТН-10,5 Г6 НОМ-10	10,5				
Нагр	5997	Отп. 2 на ПС Кролевцы	110				
Нагр	5998	Отп. 2 на ПС Штыково	110				
Нагр	5995	Отп. 1 на ПС Штыково	110				
Нагр	5996	Отп. 1 на ПС Кролевцы	110				
Нагр	5989	Отп. на Кипарисово	110				
Нагр	5281	Давыдовка : 1С 110 кВ	110	10,6	4		
Нагр	5282	Давыдовка : 2С 110 кВ	110	3,1	1,4		
Нагр	5301	Кипарисово : СШ	110	1,5	0,6		
Нагр	5321	Кролевцы : 1С 110 кВ	110	7,5	3,5		
Нагр	5322	Кролевцы : 2С 110 кВ	110	6,1	1,9		
Нагр	5411	Пушкинская : 1С 110 кВ	110	0,1	0,1		
Нагр	5412	Пушкинская : 2С 110 кВ	110	0,1	0,1		
Нагр	5414	Пушкинская : В 110 Давыдовка	110				
Нагр	5416	Пушкинская : В 110 Раздольное-1	110				
Нагр	5421	Раздольное-1 : 1С 110 кВ	110	6	2,4		
Нагр	5431	Раздольное-2 : 1С 110 кВ	110	0,6	0,3		
Нагр	5481	Тереховка : 1С 110 кВ	110	0,1	0,1		
Нагр	5482	Тереховка : 2С 110 кВ	110	1,1	0,4		
База	2331	Уссурийск-1 : 1СШ 110 кВ	110			-62,4	-5,8
Нагр	2332	Уссурийск-1 : 2СШ 110 кВ	110				
Нагр	5561	Шахта-7 : 1С 110 кВ	110	5,6	2,2		
Нагр	5562	Шахта-7 : 2С 110 кВ	110	5,6	2,2		
Нагр	5571	Штыково : 1С 110 кВ	110	2,8	1,1		
Нагр	5572	Штыково : 2С 110 кВ	110	2,8	1,1		
Нагр	5102	Западная : 1СШ 110 кВ	110	10	4		
Нагр	5103	Западная : 2СШ 110 кВ	110	10	4		
Нагр	1001	Отп. 1 на ПС Де-Фриз	110				
Нагр	1002	Отп. 2 на ПС Де-Фриз	110				
Нагр	1003	Казармы: 1С 110	110				
Нагр	1004	Казармы: 2С 110	110				
Нагр	1005	Казармы: Т1 НН	10	1,5	0,5		
Нагр	1006	Казармы: Т2 НН	10	1,5	0,5		
Нагр	1007	Де-Фриз: 1С 110	110				
Нагр	1008	Де-Фриз: 2С 110	110				
Нагр	1009	Де-Фриз: Т1 НН	6	1,2	0,5		
Нагр	1010	Де-Фриз: Т2 НН	6	1,2	0,5		
Нагр	2333	Уссурийск-1: Т1	110				
Нагр	2334	Уссурийск-1: Т2	110				

Продолжение таблицы 39

1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	2335	Уссурийск-1: СН	35	16	5,5		
Нагр	2336	Уссурийск-1: НН	6				
Нагр	1011	Отп. 1 на ПС Заря	110				
Нагр	1012	Отп. 2 на ПС Заря	110				
Нагр	1013	Заря: 1С 110	110				
Нагр	1014	Заря: 2С 110	110				
Нагр	1015	Заря: Т1 НН	10	4,3	1,8		
Нагр	1016	Заря: Т2 НН	10	4,3	1,9		

Таблица 40 – Параметры ветвей

Тип	Название	R	X	B
1	2	3	4	5
Выкл	Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ - Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ			
Тр-р	Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ - Артёмовская ТЭЦ : 5 Тсн	8,96	12,69	-79,30
ЛЭП	Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ - Отп. 1 на ПС Штыково	3,56	4,03	295,60
ЛЭП	Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ - Шахта-7 : 1С 110 кВ	3,25	6,99	-41,69
Тр-р	Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ - Артёмовская ТЭЦ : 6 Тсн	8,96	12,69	-79,30
ЛЭП	Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ - Отп. 2 на ПС Штыково	0,56	1,03	77,60
Выкл	Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 5 - Артёмовская ТЭЦ : 5 Тсн			
Выкл	Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 5 - Артёмовская ТЭЦ : ТН-10,5 Г5 НАМИ-10			
Выкл	Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 6 - Артёмовская ТЭЦ : 6 Тсн			
Выкл	Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 6 - Артёмовская ТЭЦ : ТН-10,5 Г6 НОМ-10			
ЛЭП	Отп. 2 на ПС Кролевцы - Отп. 2 на ПС Штыково	1,61	3,33	-20,52
ЛЭП	Отп. 1 на ПС Штыково - Отп. 1 на ПС Кролевцы	1,61	3,33	-20,52
Выкл	Давыдовка : 1С 110 кВ - Давыдовка : 2С 110 кВ			
ЛЭП	Давыдовка : 1С 110 кВ - Пушкинская : В 110 Давыдовка	6,88	13,33	-89,30
ЛЭП	Кипарисово : СШ - Отп. на Кипарисово	0,01	0,01	-0,10
ЛЭП	Кролевцы : 1С 110 кВ - Отп. 2 на ПС Кролевцы	0,36	0,65	-4,90
Выкл	Кролевцы : 1С 110 кВ - Кролевцы : 2С 110 кВ			
ЛЭП	Кролевцы : 2С 110 кВ - Отп. 1 на ПС Кролевцы	0,36	0,65	-4,90
Выкл	Пушкинская : 1С 110 кВ - Пушкинская : 2С 110 кВ			

Продолжение таблицы 40

1	2	3	4	5
Выкл	Пушкинская : 1С 110 кВ - Пушкинская : В 110 Раздольное-1			
Выкл	Пушкинская : 2С 110 кВ - Пушкинская : В 110 Давыдовка			
Выкл	Пушкинская : В 110 Давыдовка - Пушкинская : В 110 Раздольное-1			
ЛЭП	Пушкинская : В 110 Раздольное-1 - Раздольное-1 : 1С 110 кВ	3,94	5,76	25,10
ЛЭП	Раздольное-1 : 1С 110 кВ - Отп. на Кипарисово	3,54	5,89	25,20
ЛЭП	Раздольное-1 : 1С 110 кВ - Раздольное-2 : 1С 110 кВ	3,41	3,33	12,10
ЛЭП	Раздольное-2 : 1С 110 кВ - Тереховка : 2С 110 кВ	5,47	8,39	-54,30
Выкл	Тереховка : 1С 110 кВ - Тереховка : 2С 110 кВ			
ЛЭП	Уссурийск-1 : 1СШ 110 кВ - Тереховка : 1С 110 кВ	5,47	8,39	-54,30
Выкл	Уссурийск-1 : 1СШ 110 кВ - Уссурийск-1 : 2СШ 110 кВ			
ЛЭП	Уссурийск-1 : 2СШ 110 кВ - Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ	10,66	25,48	-188,30
ЛЭП	Штыково : 1С 110 кВ - Отп. 1 на ПС Штыково	4,57	2,05	-47,80
Выкл	Штыково : 1С 110 кВ - Штыково : 2С 110 кВ			
ЛЭП	Штыково : 2С 110 кВ - Отп. 2 на ПС Штыково	6,57	4,05	-83,40
ЛЭП	Западная : 1СШ 110 кВ - Отп. 2 на ПС Кролевцы	7,89	10,95	-84,30
ЛЭП	Западная : 1СШ 110 кВ - Давыдовка : 2С 110 кВ	3,65	5,96	-93,47
ЛЭП	Западная : 1СШ 110 кВ - Шахта-7 : 2С 110 кВ	5,36	7,85	-66,20
Выкл	Западная : 1СШ 110 кВ - Западная : 2СШ 110 кВ			
ЛЭП	Западная : 2СШ 110 кВ - Отп. 1 на ПС Кролевцы	5,97	11,00	-76,30
ЛЭП	Западная : 2СШ 110 кВ - Отп. на Кипарисово	5,61	8,60	-55,60
Выкл	Шахта-7 : 1С 110 кВ - Шахта-7 : 2С 110 кВ			
ЛЭП	Западная : 1СШ 110 кВ - Отп. 1 на ПС Де-Фриз	0,57	1,66	-93,80
ЛЭП	Западная : 2СШ 110 кВ - Отп. 2 на ПС Де-Фриз	0,57	1,66	-93,80
ЛЭП	Отп. 1 на ПС Де-Фриз - Казармы: 1С 110	0,19	0,34	-2,15
ЛЭП	Отп. 2 на ПС Де-Фриз - Казармы: 2С 110	0,19	0,34	-2,15
Выкл	Казармы: 1С 110 - Казармы: 2С 110			
Тр-р	Казармы: 1С 110 - Казармы: Т1 НН	1,01	1,63	-0,10
Тр-р	Казармы: 2С 110 - Казармы: Т2 НН	1,01	1,63	-0,10
Выкл	Казармы: Т1 НН - Казармы: Т2 НН			
ЛЭП	Отп. 1 на ПС Де-Фриз - Де-Фриз: 1С 110	2,81	5,02	-29,68
ЛЭП	Отп. 2 на ПС Де-Фриз - Де-Фриз: 2С 110	2,81	5,02	-30,00
Выкл	Де-Фриз: 1С 110 - Де-Фриз: 2С 110			
Тр-р	Де-Фриз: 1С 110 - Де-Фриз: Т1 НН	1,06	2,94	-0,10
Тр-р	Де-Фриз: 2С 110 - Де-Фриз: Т2 НН	1,06	2,94	-0,10
Выкл	Де-Фриз: Т1 НН - Де-Фриз: Т2 НН			
Тр-р	Уссурийск-1 : 1СШ 110 кВ - Уссурийск-1: Т1	0,80	35,50	19,80

Продолжение таблицы 40

1	2	3	4	5
Тр-р	Уссурийск-1 : 2СШ 110 кВ - Уссурийск-1: Т2	0,80	35,50	19,80
Тр-р	Уссурийск-1: Т1 - Уссурийск-1: СН	0,80	0,00	0,00
Тр-р	Уссурийск-1: Т2 - Уссурийск-1: СН	0,80	0,00	0,00
Тр-р	Уссурийск-1: Т1 - Уссурийск-1: НН	0,80	0,00	0,00
Тр-р	Уссурийск-1: Т2 - Уссурийск-1: НН	0,80	0,00	0,00
ЛЭП	Отп. 1 на ПС Де-Фриз - Отп. 1 на ПС Заря	1,41	2,44	-17,70
ЛЭП	Отп. 2 на ПС Де-Фриз - Отп. 2 на ПС Заря	1,41	2,44	-17,70
ЛЭП	Отп. 1 на ПС Заря - Заря: 1С 110	0,05	0,08	-0,50
ЛЭП	Отп. 2 на ПС Заря - Заря: 2С 110	0,05	0,08	-0,50
Тр-р	Заря: 1С 110 - Заря: Т1 НН	4,38	86,70	9,30
Тр-р	Заря: 2С 110 - Заря: Т2 НН	4,38	86,70	9,26
Выкл	Заря: 1С 110 - Заря: 2С 110			
Выкл	Заря: Т1 НН - Заря: Т2 НН			

Таблица 41 – Расчетные значения напряжений в узлах

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжение, %
1	2	3	4
Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ	110	117,68	6,98
Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ	110	117,68	6,98
Артёмовская ТЭЦ : 5 Тсн	10,5	10,50	0,00
Артёмовская ТЭЦ : 6 Тсн	10,5	10,50	0,00
Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 5	10,5	10,50	0,00
Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 6	10,5	10,50	0,00
Артёмовская ТЭЦ : ТН-10,5 Г5 НАМИ-10	10,5	10,50	0,00
Артёмовская ТЭЦ : ТН-10,5 Г6 НОМ-10	10,5	10,50	0,00
Отп. 2 на ПС Кролевцы	110	116,39	5,81
Отп. 2 на ПС Штыково	110	117,32	6,66
Отп. 1 на ПС Штыково	110	116,74	6,13
Отп. 1 на ПС Кролевцы	110	116,28	5,71
Отп. на Кипарисово	110	112,81	2,56
Давыдовка : 1С 110 кВ	110	113,14	2,85
Давыдовка : 2С 110 кВ	110	113,14	2,85
Кипарисово : СШ	110	112,81	2,56
Кролевцы : 1С 110 кВ	110	116,30	5,73
Кролевцы : 2С 110 кВ	110	116,30	5,73
Пушкинская : 1С 110 кВ	110	112,42	2,20
Пушкинская : 2С 110 кВ	110	112,42	2,20

Продолжение таблицы 41

10	2	3	4
Пушкинская : В 110 Давыдовка	110	112,42	2,20
Пушкинская : В 110 Раздольное-1	110	112,42	2,20
Раздольное-1 : 1С 110 кВ	110	112,02	1,83
Раздольное-2 : 1С 110 кВ	110	111,23	1,11
Тереховка : 1С 110 кВ	110	110,02	0,02
Тереховка : 2С 110 кВ	110	110,02	0,02
Уссурийск-1 : 1СШ 110 кВ	110	108,90	-1,00
Уссурийск-1 : 2СШ 110 кВ	110	108,90	-1,00
Шахта-7 : 1С 110 кВ	110	115,93	5,39
Шахта-7 : 2С 110 кВ	110	115,93	5,39
Штыково : 1С 110 кВ	110	116,83	6,21
Штыково : 2С 110 кВ	110	116,83	6,21
Западная : 1СШ 110 кВ	110	114,19	3,80
Западная : 2СШ 110 кВ	110	114,19	3,80
Отп. 1 на ПС Де-Фриз	110	114,12	3,75
Отп. 2 на ПС Де-Фриз	110	114,12	3,75
Казармы: 1С 110	110	114,12	3,74
Казармы: 2С 110	110	114,12	3,74
Казармы: Т1 НН	10	10,37	3,73
Казармы: Т2 НН	10	10,37	3,73
Де-Фриз: 1С 110	110	114,08	3,71
Де-Фриз: 2С 110	110	114,08	3,71
Де-Фриз: Т1 НН	6	6,22	3,69
Де-Фриз: Т2 НН	6	6,22	3,69
Уссурийск-1: Т1	110	107,68	-2,11
Уссурийск-1: Т2	110	108,13	-1,70
Уссурийск-1: СН	35	34,86	-0,40
Уссурийск-1: НН	6	5,91	-1,50
Отп. 1 на ПС Заря	110	114,03	3,66
Отп. 2 на ПС Заря	110	114,03	3,66
Заря: 1С 110	110	114,02	3,66
Заря: 2С 110	110	114,02	3,66
Заря: Т1 НН	10	10,22	2,17
Заря: Т2 НН	10	10,22	2,17

Проанализировав напряжения, можно сделать вывод, что напряжения в минимальном режиме находятся в допустимых значениях ±10% от номинального.

Таблица 42 – Токовые нагрузки ЛЭП в минимальном режиме

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
				при t	при t
				+25ºС	-20ºС
1	2	3	4	5	6
Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ, 2 СШ 110 кВ - Отп. 1, 2 на ПС Штыково	110	АС-150/24	181	450	581
Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ - Шахта-7 : 1С 110 кВ	110	АССС 150/28	324	827	827
Отп. 2 на ПС Кролевцы - Отп. 2 на ПС Штыково	110	АС-150/24	185	450	581
Отп. 1 на ПС Штыково - Отп. 1 на ПС Кролевцы	110	АС-150/24	185	450	581
Давыдовка : 1С 110 кВ - Пушкинская : В 110 Давыдовка	110	АС-150/24	46	450	581
Кипарисово : СШ - Отп. на Кипарисово	110	АС-120/19	22	375	484
Кролевцы : 1С, 2С 110 кВ - Отп. 1, 2 на ПС Кролевцы	110	АС-150/24	67	450	581
Пушкинская : В 110 Раздольное-1 - Раздольное-1 : 1С 110 кВ	110	АС-150/24	44	450	581
Раздольное-1 : 1С 110 кВ - Отп. на Кипарисово	110	АС-120/19	23	375	484
Раздольное-1 : 1С 110 кВ - Раздольное-2 : 1С 110 кВ	110	АС-120/19	78	375	484
Раздольное-2 : 1С 110 кВ - Тереховка : 2С 110 кВ	110	АС-120/19	86	375	484
Уссурийск-1 : 1СШ 110 кВ - Тереховка : 1С 110 кВ	110	АС-120/19	112	375	484

Продолжение таблицы 42

1	2	3	4	5	6
Уссурийск-1 : 2СШ 110 кВ - Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ	110	АС-185, М-95	76	422	544
Штыково : 1С, 2С 110 кВ - Отп. 1, 2 на ПС Штыково	110	АС-120/19	53	375	484
Западная : 1СШ, 2СШ 110 кВ - Отп. 1, 2 на ПС Кролевцы	110	АСКП-120/19	28	390	503
Западная : 1СШ 110 кВ - Давыдовка : 2С 110 кВ	110	М-70, АС-120/19	104	337	435
Западная : 1СШ 110 кВ - Шахта-7 : 2С 110 кВ	110	М-70, АС-120/19	171	337	435
Западная : 2СШ 110 кВ - Отп. на Кипарисово	110	АС-120/19	33	375	484
Западная : 1СШ, 2СШ 110 кВ - Отп. 1, 2 на ПС Де-Фриз	110	АСКП-120/19	27	390	503
Отп. 1, 2 на ПС Де-Фриз - Казармы: 1С, 2С 110	110	АСКП-120/19	12	390	503
Отп. 1, 2 на ПС Де-Фриз - Де-Фриз: 1С, 2С 110	110	АСКП-120/19	14	390	503

Проанализировав токовые нагрузки ЛЭП в минимальном режиме, делаем вывод, что они находится в допустимых пределах. Следовательно, дальнейшая реконструкция не требуется.

9.5 Расчёт послеаварийного режима и его анализ

Для выбранного варианта произведем расчёт режима наименьших нагрузок. Для этого производится отключение ЛЭП Западная – Казармы. В таблицах ниже приведены параметры узлов и ветвей необходимые для расчёта.

Таблица 43 – Параметры узлов

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г
1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	5045	Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ	110				
Нагр	5047	Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ	110				
Нагр	9081	Артёмовская ТЭЦ : 5 Тсн	10,5	11,0	9,6		
Нагр	9082	Артёмовская ТЭЦ : 6 Тсн	10,5	11,0	10,2		
Ген	9015	Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 5	10,5			100,0	77,7
Ген	9016	Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 6	10,5			100,0	78,3
Нагр	9019	Артёмовская ТЭЦ : ТН-10,5 Г5 НАМИ-10	10,5				
Нагр	9020	Артёмовская ТЭЦ : ТН-10,5 Г6 НОМ-10	10,5				
Нагр	5997	Отп. 2 на ПС Кролевцы	110				
Нагр	5998	Отп. 2 на ПС Штыково	110				
Нагр	5995	Отп. 1 на ПС Штыково	110				
Нагр	5996	Отп. 1 на ПС Кролевцы	110				
Нагр	5989	Отп. на Кипарисово	110				
Нагр	5281	Давыдовка : 1С 110 кВ	110	24,1	9,1		
Нагр	5282	Давыдовка : 2С 110 кВ	110	3,1	1,4		
Нагр	5301	Кипарисово : СШ	110	4,3	1,8		
Нагр	5321	Кролевцы : 1С 110 кВ	110	24,3	10,1		
Нагр	5322	Кролевцы : 2С 110 кВ	110	6,1	1,9		
Нагр	5411	Пушкинская : 1С 110 кВ	110	0,1	0,1		
Нагр	5412	Пушкинская : 2С 110 кВ	110	0,1	0,1		
Нагр	5414	Пушкинская : В 110 Давыдовка	110				
Нагр	5416	Пушкинская : В 110 Раздольное-1	110				
Нагр	5421	Раздольное-1 : 1С 110 кВ	110	11,4	4,5		
Нагр	5431	Раздольное-2 : 1С 110 кВ	110	1,6	0,7		
Нагр	5481	Тереховка : 1С 110 кВ	110	0,2	0,1		
Нагр	5482	Тереховка : 2С 110 кВ	110	1,3	0,4		
База	2331	Уссурийск-1 : 1СШ 110 кВ	110			88,8	-19,2
Нагр	2332	Уссурийск-1 : 2СШ 110 кВ	110				
Нагр	5561	Шахта-7 : 1С 110 кВ	110	13,0	5,2		
Нагр	5562	Шахта-7 : 2С 110 кВ	110	13,0	5,2		
Нагр	5571	Штыково : 1С 110 кВ	110	4,9	2,0		
Нагр	5572	Штыково : 2С 110 кВ	110	4,9	2,0		
Нагр	5102	Западная : 1СШ 110 кВ	110	30,0	12,0		
Нагр	5103	Западная : 2СШ 110 кВ	110	30,0	12,0		
Нагр	1001	Отп. 1 на ПС Де-Фриз	110				

Продолжение таблицы 43

1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	1003	Казармы: 1С 110	110				
Нагр	1004	Казармы: 2С 110	110				
Нагр	1005	Казармы: Т1 НН	10	2,5	1,0		
Нагр	1006	Казармы: Т2 НН	10	2,5	1,0		
Нагр	1007	Де-Фриз: 1С 110	110				
Нагр	1008	Де-Фриз: 2С 110	110				
Нагр	1009	Де-Фриз: Т1 НН	6	6,1	2,5		
Нагр	1010	Де-Фриз: Т2 НН	6	6,1	2,5		
Нагр	2333	Уссурийск-1: Т1	110				
Нагр	2334	Уссурийск-1: Т2	110				
Нагр	2335	Уссурийск-1: СН	35	43,8	11,4		
Нагр	2336	Уссурийск-1: НН	6				
Нагр	1011	Отп. 1 на ПС Заря	110				
Нагр	1012	Отп. 2 на ПС Заря	110				
Нагр	1013	Заря: 1С 110	110				
Нагр	1014	Заря: 2С 110	110				
Нагр	1015	Заря: Т1 НН	10	5,3	1,8		
Нагр	1016	Заря: Т2 НН	10	5,4	1,9		

Таблица 44 – Параметры ветвей

Тип	Название	R	X	B
1	2	3	4	5
Выкл	Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ - Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ			
Тр-р	Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ - Артёмовская ТЭЦ : 5 Тсн	8,96	12,69	-79,30
ЛЭП	Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ - Отп. 1 на ПС Штыково	3,56	4,03	295,60
ЛЭП	Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ - Шахта-7 : 1С 110 кВ	3,25	6,99	-41,69
Тр-р	Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ - Артёмовская ТЭЦ : 6 Тсн	8,96	12,69	-79,30
ЛЭП	Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ - Отп. 2 на ПС Штыково	0,56	1,03	77,60
Выкл	Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 5 - Артёмовская ТЭЦ : 5 Тсн			
Выкл	Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 5 - Артёмовская ТЭЦ : ТН-10,5 Г5 НАМИ-10			
Выкл	Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 6 - Артёмовская ТЭЦ : 6 Тсн			
Выкл	Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 6 - Артёмовская ТЭЦ : ТН-10,5 Г6 НОМ-10			
ЛЭП	Отп. 2 на ПС Кролевцы - Отп. 2 на ПС Штыково	1,61	3,33	-20,52
ЛЭП	Отп. 1 на ПС Штыково - Отп. 1 на ПС Кролевцы	1,61	3,33	-20,52

Продолжение таблицы 44

1	2	3	4	5
Выкл	Давыдовка : 1С 110 кВ - Давыдовка : 2С 110 кВ			
ЛЭП	Давыдовка : 1С 110 кВ - Пушкинская : В 110 Давыдовка	6,88	13,33	-89,30
ЛЭП	Кипарисово : СШ - Отп. на Кипарисово	0,01	0,01	-0,10
ЛЭП	Кролевцы : 1С 110 кВ - Отп. 2 на ПС Кролевцы	0,36	0,65	-4,90
Выкл	Кролевцы : 1С 110 кВ - Кролевцы : 2С 110 кВ			
ЛЭП	Кролевцы : 2С 110 кВ - Отп. 1 на ПС Кролевцы	0,36	0,65	-4,90
Выкл	Пушкинская : 1С 110 кВ - Пушкинская : 2С 110 кВ			
Выкл	Пушкинская : 1С 110 кВ - Пушкинская : В 110 Раздольное-1			
Выкл	Пушкинская : 2С 110 кВ - Пушкинская : В 110 Давыдовка			
Выкл	Пушкинская : В 110 Давыдовка - Пушкинская : В 110 Раздольное-1			
ЛЭП	Пушкинская : В 110 Раздольное-1 - Раздольное-1 : 1С 110 кВ	3,94	5,76	25,10
ЛЭП	Раздольное-1 : 1С 110 кВ - Отп. на Кипарисово	3,54	5,89	25,20
ЛЭП	Раздольное-1 : 1С 110 кВ - Раздольное-2 : 1С 110 кВ	3,41	3,33	12,10
ЛЭП	Раздольное-2 : 1С 110 кВ - Тереховка : 2С 110 кВ	5,47	8,39	-54,30
Выкл	Тереховка : 1С 110 кВ - Тереховка : 2С 110 кВ			
ЛЭП	Уссурийск-1 : 1СШ 110 кВ - Тереховка : 1С 110 кВ	5,47	8,39	-54,30
Выкл	Уссурийск-1 : 1СШ 110 кВ - Уссурийск-1 : 2СШ 110 кВ			
ЛЭП	Уссурийск-1 : 2СШ 110 кВ - Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ	10,66	25,48	-188,30
ЛЭП	Штыково : 1С 110 кВ - Отп. 1 на ПС Штыково	4,57	2,05	-47,80
Выкл	Штыково : 1С 110 кВ - Штыково : 2С 110 кВ			
ЛЭП	Штыково : 2С 110 кВ - Отп. 2 на ПС Штыково	6,57	4,05	-83,40
ЛЭП	Западная : 1СШ 110 кВ - Отп. 2 на ПС Кролевцы	7,89	10,95	-84,30
ЛЭП	Западная : 1СШ 110 кВ - Давыдовка : 2С 110 кВ	3,65	5,96	-93,47
ЛЭП	Западная: 1СШ 110 кВ - Шахта-7 : 2С 110 кВ	5,36	7,85	-66,20
Выкл	Западная 1СШ 110 кВ - Западная : 2СШ 110 кВ			
ЛЭП	Западная: 2СШ 110 кВ - Отп. 1 на ПС Кролевцы	5,97	11,00	-76,30
ЛЭП	Западная: 2СШ 110 кВ - Отп. на Кипарисово	5,61	8,60	-55,60
Выкл	Шахта-7: 1С 110 кВ - Шахта-7 : 2С 110 кВ			
ЛЭП	Западная: 1СШ 110 кВ - Отп. 1 на ПС Де-Фриз (откл.)	—	—	—
ЛЭП	Западная : 2СШ 110 кВ - Отп. 2 на ПС Де-Фриз	0,57	1,66	-93,80
ЛЭП	Отп. 1 на ПС Де-Фриз - Казармы: 1С 110 (откл.)	—	—	—
ЛЭП	Отп. 2 на ПС Де-Фриз - Казармы: 2С 110	0,19	0,34	-2,15
Выкл	Казармы: 1С 110 - Казармы: 2С 110			
Тр-р	Казармы: 1С 110 - Казармы: Т1 НН	1,01	1,63	-0,10
Тр-р	Казармы: 2С 110 - Казармы: Т2 НН	1,01	1,63	-0,10
Выкл	Казармы: Т1 НН - Казармы: Т2 НН			

Продолжение таблицы 44

1	2	3	4	5
ЛЭП	Отп. 1 на ПС Де-Фриз - Де-Фриз: 1С 110	2,81	5,02	-29,68
ЛЭП	Отп. 2 на ПС Де-Фриз - Де-Фриз: 2С 110	2,81	5,02	-30,00
Выкл	Де-Фриз: 1С 110 - Де-Фриз: 2С 110			
Тр-р	Де-Фриз: 1С 110 - Де-Фриз: Т1 НН	1,06	2,94	-0,10
Тр-р	Де-Фриз: 2С 110 - Де-Фриз: Т2 НН	1,06	2,94	-0,10
Выкл	Де-Фриз: Т1 НН - Де-Фриз: Т2 НН			
Тр-р	Уссурийск-1 : 1СШ 110 кВ - Уссурийск-1: Т1	0,80	35,50	19,80
Тр-р	Уссурийск-1 : 2СШ 110 кВ - Уссурийск-1: Т2	0,80	35,50	19,80
Тр-р	Уссурийск-1: Т1 - Уссурийск-1: СН	0,80	0,00	0,00
Тр-р	Уссурийск-1: Т2 - Уссурийск-1: СН	0,80	0,00	0,00
Тр-р	Уссурийск-1: Т1 - Уссурийск-1: НН	0,80	0,00	0,00
Тр-р	Уссурийск-1: Т2 - Уссурийск-1: НН	0,80	0,00	0,00
ЛЭП	Отп. 1 на ПС Де-Фриз - Отп. 1 на ПС Заря	1,41	2,44	-17,70
ЛЭП	Отп. 2 на ПС Де-Фриз - Отп. 2 на ПС Заря	1,41	2,44	-17,70
ЛЭП	Отп. 1 на ПС Заря - Заря: 1С 110	0,05	0,08	-0,50
ЛЭП	Отп. 2 на ПС Заря - Заря: 2С 110	0,05	0,08	-0,50
Тр-р	Заря: 1С 110 - Заря: Т1 НН	4,38	86,70	9,30
Тр-р	Заря: 2С 110 - Заря: Т2 НН	4,38	86,70	9,26
Выкл	Заря: 1С 110 - Заря: 2С 110			
Выкл	Заря: Т1 НН - Заря: Т2 НН			

Таблица 45 – Расчетные значения напряжений в узлах

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжение, %
1	2	3	4
Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ	110	114,00	3,63
Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ	110	114,00	3,63
Артёмовская ТЭЦ : 5 Тсн	10,5	10,50	0,00
Артёмовская ТЭЦ : 6 Тсн	10,5	10,50	0,00
Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 5	10,5	10,50	0,00
Артёмовская ТЭЦ : ТГ № 6	10,5	10,50	0,00
Артёмовская ТЭЦ : ТН-10,5 Г5 НАМИ-10	10,5	10,50	0,00
Артёмовская ТЭЦ : ТН-10,5 Г6 НОМ-10	10,5	10,50	0,00
Отп. 2 на ПС Кролевцы	110	111,35	1,22
Отп. 2 на ПС Штыково	110	113,27	2,97
Отп. 1 на ПС Штыково	110	112,20	2,00
Отп. 1 на ПС Кролевцы	110	111,14	1,04

Продолжение таблицы 45

1	2	3	4
Отп. на Кипарисово	110	106,36	-3,31
Давыдовка : 1С 110 кВ	110	105,75	-3,86
Давыдовка : 2С 110 кВ	110	105,75	-3,86
Кипарисово : СШ	110	106,36	-3,31
Кролевцы : 1С 110 кВ	110	111,16	1,05
Кролевцы : 2С 110 кВ	110	111,16	1,05
Пушкинская : 1С 110 кВ	110	105,91	-3,72
Пушкинская : 2С 110 кВ	110	105,91	-3,72
Пушкинская : В 110 Давыдовка	110	105,91	-3,72
Пушкинская : В 110 Раздольное-1	110	105,91	-3,72
Раздольное-1 : 1С 110 кВ	110	106,07	-3,57
Раздольное-2 : 1С 110 кВ	110	106,75	-2,96
Тереховка : 1С 110 кВ	110	107,75	-2,04
Тереховка : 2С 110 кВ	110	107,75	-2,04
Уссурийск-1 : 1СШ 110 кВ	110	108,90	-1,00
Уссурийск-1 : 2СШ 110 кВ	110	108,90	-1,00
Шахта-7 : 1С 110 кВ	110	110,24	0,22
Шахта-7 : 2С 110 кВ	110	110,24	0,22
Штыково : 1С 110 кВ	110	112,35	2,14
Штыково : 2С 110 кВ	110	112,35	2,14
Западная : 1СШ 110 кВ	110	107,11	-2,63
Западная : 2СШ 110 кВ	110	107,11	-2,63
Казармы: 1С 110	110	106,77	-2,94
Казармы: 2С 110	110	106,77	-2,94
Казармы: Т1 НН	10	9,70	-2,98
Казармы: Т2 НН	10	9,70	-2,98
Де-Фриз: 1С 110	110	106,50	-3,18
Де-Фриз: 2С 110	110	106,50	-3,18
Де-Фриз: Т1 НН	6	5,80	-3,30
Де-Фриз: Т2 НН	6	5,80	-3,30
Уссурийск-1: Т1	110	106,37	-3,30
Уссурийск-1: Т2	110	106,82	-2,89
Уссурийск-1: СН	35	34,40	-1,71
Уссурийск-1: НН	6	5,84	-2,69
Отп. 1 на ПС Заря	110	106,65	-3,04
Отп. 2 на ПС Заря	110	106,65	-3,04
Заря: 1С 110	110	106,65	-3,05
Заря: 2С 110	110	106,65	-3,05
Заря: Т1 НН	10	9,53	-4,72
Заря: Т2 НН	10	9,53	-4,72

Проанализировав напряжения, можно сделать вывод, что напряжения в послеаварийном режиме находятся в допустимых значениях ±10% от номинального.

Таблица 46 – Токовые нагрузки ЛЭП в послеаварийном режиме

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
				при t	при t
				+25ºС	-20ºС
1	2	3	4	5	6
Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ, 2 СШ 110 кВ - Отп. 1, 2 на ПС Штыково	110	АС-150/24	289	450	581
Артёмовская ТЭЦ : 1 СШ 110 кВ - Шахта-7 : 1С 110 кВ	110	АССС 150/28	429	827	827
Отп. 2 на ПС Кролевцы - Отп. 2 на ПС Штыково	110	АС-150/24	290	450	581
Отп. 1 на ПС Штыково - Отп. 1 на ПС Кролевцы	110	АС-150/24	290	450	581
Давыдовка : 1С 110 кВ - Пушкинская : В 110 Давыдовка	110	АС-150/24	84	450	581
Кипарисово : СШ - Отп. на Кипарисово	110	АС-120/19	31	375	484
Кролевцы : 1С, 2С 110 кВ - Отп. 1, 2 на ПС Кролевцы	110	АС-150/24	89	450	581
Пушкинская : В 110 Раздольное-1 - Раздольное-1 : 1С 110 кВ	110	АС-150/24	83	450	581
Раздольное-1 : 1С 110 кВ - Раздольное-2 : 1С 110 кВ	110	АС-120/19	186	375	484
Раздольное-2 : 1С 110 кВ - Тереховка : 2С 110 кВ	110	АС-120/19	196	375	484

Продолжение таблицы 46

1	2	3	4	5	6
Уссурийск-1 : 1СШ 110 кВ - Тереховка : 1С 110 кВ	110	АС-120/19	203	375	484
Уссурийск-1 : 2СШ 110 кВ - Артёмовская ТЭЦ : 2 СШ 110 кВ	110	АС-185, М-95	40	422	544
Штыково : 1С, 2С 110 кВ - Отп. 1, 2 на ПС Штыково	110	АС-120/19	42	375	484
Западная : 1СШ, 2СШ 110 кВ - Отп. 1, 2 на ПС Кролевцы	110	АСКП-120/19	186	390	503
Западная : 1СШ 110 кВ - Давыдовка : 2С 110 кВ	110	М-70, АС-120/19	131	337	435
Западная : 1СШ 110 кВ - Шахта-7 : 2С 110 кВ	110	М-70, АС-120/19	289	337	435
Западная : 2СШ 110 кВ - Отп. на Кипарисово	110	АС-120/19	22	375	484
Западная : 1СШ, 110 кВ - Отп. 1 на ПС Де-Фриз	110	АСКП-120/19	186	390	503
Западная : 2СШ 110 кВ - Отп. 2 на ПС Де-Фриз	110	АСКП-120/19	_	390	503
Отп. 1 на ПС Де-Фриз - Казармы: 1С 110	110	АСКП-120/19	33	390	503
Отп. 2 на ПС Де-Фриз - Казармы: 2С 110	110	АСКП-120/19	_	390	503
Отп. 1, 2 на ПС Де-Фриз - Отп. 1, 2 на ПС Заря	110	АС-150/24	153	450	581

Проанализировав токовые нагрузки ЛЭП в послеаварийном режиме, делаем вывод, что они находится в допустимых пределах. Следовательно, дальнейшая реконструкция не требуется.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАДЕЖДИНСКОГО РАЙОНА

Энергетические объекты оказывают одно из самых значительных отрицательных влияний на экологическую обстановку. Игнорирование правил работы этих объектов чревато серьезными последствиями, среди которых: финансовые потери, перебои в подаче электроэнергии, человеческие жертвы и техногенные аварии. В выпускной квалификационной работе «Реконструкция электрических сетей Надеждинского района Приморского края при вводе подстанции Заря» будут рассмотрены такие пункты как: безопасность, экологичность и чрезвычайные ситуации.

10.1 Безопасность

При производстве работ необходимо руководствоваться положениями государственных нормативно-технических документов и внутренних инструкций организаций:

1. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/.
2. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».
3. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные виды работ.
4. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.
5. Правила по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов / Приказ от 28 октября 2020 года N 753н.

Требования к персоналу, выполняющему осмотры и оперативное обслуживание электроустановок [1]:

1. Осмотры действующих электроустановок могут проводится одним работником из числа дежурного персонала, имеющего группу доступа не ниже 3.

2. Оперативные переключения должен выполнять оперативно-ремонтный или оперативный персонал, по распоряжению вышестоящего дежурного персонала. Распоряжение может быть передано по телефону, радио трубке, устно с внесением в оперативный журнал.

Требования к персоналу, осуществляющих монтажные работы:

– вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем организации или структурного подразделения и закрепляется соответствующим распоряжением;

– отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

– работники, при выполнении работ, должны пройти профессиональную подготовку, которая будет соответствовать характеру работы. При ее отсутствии, работники должны быть обучены в профессиональных центрах подготовки персонала. Требования при монтаже:

– профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

– проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр.

– электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

– работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником.

Безопасность при проведении работ в распределительных устройствах:

При выполнении работы на выкатной тележке выключателя шкафа комплектного распределительного устройства, необходимо:

– выкатить ее в ремонтное положение;

– шторки отсека, в котором остались токоведущие части под напряжением, должны быть заперты на замок;

– вывесить соответствующий плакат «стой напряжение», на тележке где предстоит работать;

– вывесить плакат «работать здесь».

При выполнении работ вне комплектного распределительного устройства, то есть на подключённом к нему оборудовании необходимо:

– выкатить тележку выключателя в ремонтное положение из шкафа, при этом разрешается при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой устанавливать ее в испытательное положение, при отсутствии такой блокировки устанавливать тележку в испытательное положение можно при условии запирания шторок на замок;

– устанавливать в испытательное положение тележки выключателя для опробования допускается только в случае, когда работы вне комплектного распределительного устройства не проводится либо выполнено заземление в шкафу комплектного распределительного устройства.

Основные требования техники безопасности при работах в трансформаторных подстанциях:

– при выполнении работ в комплектных трансформаторных подстанциях без отключения источника питания напряжением выше 1000 В допускается выполнять только осмотр и ремонт, которые возможно выполнить стоя на площадке при условии соблюдения определенных расстояний до токоведущих частей находящихся под напряжением. При условии, если это расстояния до

токоведущих частей меньше допустимых значений, то данная работа должна выполняться с соответствующим отключением электрооборудования.

– допуск работников на комплектные трансформаторные подстанции независимо от того присутствует напряжение на них или нет должен выполняться только после их отключения коммутационными аппаратами, при этом если не исключена подача напряжения на рабочее место, то должны быть отключены коммутационные аппараты с противоположной стороны и приняты меры против самопроизвольного включения коммутационных аппаратов. На трансформаторных подстанциях и других устройствах не имеющих стационарных ограждений приводы разъединителей либо выключателей нагрузки должны быть заперты на замок, стационарные лестницы и площадки обслуживания должны быть сблокированы с разъединителями из также заперты на замок.

Безопасность при эксплуатации трансформатора:

Осмотр силовых трансформаторов выполняется непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями.

Отбор газа из газового реле работающего трансформатора должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора.

Работы, связанные с выемкой активной части из бака трансформатора или поднятием колокола, должны выполняться по специально разработанному для местных условий проекту производства работ.

Перед проникновением внутрь трансформатора следует убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с кислородным содержанием воздуха в баке не менее 20%.

10.2 Экологичность

В процессе проектирования и функционирования реакторной установки необходимо предусмотреть комплекс мероприятий, направленных на бережное

отношение к земле и ее рациональное использование, защиту водных объектов, сохранение флоры и фауны наземных экосистем. Также требуется реализовать действия по смягчению неблагоприятного влияния на локальный климат, обеспечить поддержку социальной сферы, организовать систему мониторинга взаимодействия объекта с окружающей средой. Обязательным условием является соблюдение действующих норм природоохранного законодательства Российской Федерации, подтвержденное соответствующими заключениями. При разработке проектов и модернизации подстанций необходимо, чтобы применяемые технические решения соответствовали современным экологическим стандартам.

При разработке проектов новых или модернизируемых открытых распределительных устройств следует предусмотреть меры, гарантирующие соблюдение допустимых уровней звукового давления на прилегающих к ним жилых территориях. Данные меры должны соответствовать санитарным нормам, установленным Министерством здравоохранения Российской Федерации.

Решение о возведении шумозащитных конструкций принимается, опираясь на результаты фактических измерений уровня шума, производимого работающими трансформаторами (реакторами). Замеры проводятся вблизи жилых и общественных построек, находящихся на территории распределительного устройства.

При размещении РУ в местах массового гнездования и местах остановки перелетных птиц во время полетов, для предотвращения их гибели необходимо прикрыть отверстия полых железобетонных опор сетками или оголовьями, а также установить на порталах и опорах отходящих линий до 330 кВ, специальные ограждения от птиц [1].

Проведем расчет шума, создаваемый трансформаторами:

На проектируемой ПС 110 кВ Заря планируется установка трансформатора ТДН-10000/110 [2]. В таблице 47 представлены параметры трансформатора этой марки.

Таблица 47 – Параметры трансформатора ТДН-10000/110

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, кг		Габариты, мм		
		полная	масла	А	Б	Н
ТДН-10000/110	10	28300	9000	5095	3140	5010

В расчетах принимаем наиболее жесткие требования допустимых уровней шума, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов [3].

Допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к зданиям гостиниц и общежитий, составляет: 45 дБА.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной масла (системы охлаждения вида Д) уровень звуковой мощности L_{PA} составляет ($S_{ном}$ = 10 МВА, $U_{ном}$ = 110 кВ): 87 дБА.

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

$$L_{PA} = L_A + 10 lg \frac{S}{S_0}, \quad (133)$$

где S – площадь поверхности полусферы, м^2;

При оценке шума, который создает трансформатор в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора (R > 30 м) можно определить по формуле

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 lg \frac{S}{S_0}, \quad (134)$$

На подстанции, согласно техническим условиям на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК», планируется расположить 2 трансформатора. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

Для определения минимального расстояния от источников, расположенных на подстанции, до границы жилых домов по формуле необходимо сделать следующие допущения:

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

$$L_{PA\Sigma} = 10\,lg \sum_{i=1}^{N} 10^{0,1 L_{PAi}}\,, \tag{135}$$

где N – количество источников шума (ТМ);

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

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

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot lg \sum_{i=1}^{2} 10^{0,1 \cdot 87} = 90 \text{ дБА.}$$

На границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_A(R) = ДУ_{L_A}$, тогда $R = R_{\min}$.

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

$$ДУ_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10\,lg \frac{2\pi R_{min}}{S_0}. \tag{136}$$

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

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1\left(L_{PA\Sigma} - \Delta V_{L_A}\right)}}{2\pi}} \qquad (137)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(90-45)}}{2\pi}} = 70,9 \ м.$$

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

Маслоприемники, маслоотводы и маслосборники должны выполняться для силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 9 т в единице [4].

Если вес масла в трансформаторе не превышает 50 т, размеры маслоприёмника должны быть таковы, чтобы выступать за границы трансформатора на 1,5 м. В случае, когда масса масла в трансформаторе превышает 20 т, необходимо предусмотреть конструкцию маслоприёмника с системой отвода масла и маслосборником. Важно, чтобы объём этого маслоприёмника был достаточным для полного вмещения всего объёма масла, содержащегося в трансформаторе.

Датчик присутствия воды, интегрированный в маслоприемник, передает сигнал тревоги на панель управления. Внутренние стенки маслоприемника обработаны специальным, устойчивым к маслам покрытием.

Для транспортировки масла могут использоваться как подземные трубопроводные системы, так и открытые каналы, такие как кюветы или лотки. Ключевым требованием является обеспечение эффективного отвода масла и воды из маслоприемника. Эта задача выполняется автоматическими стационарными установками и гидрантами, обеспечивающими транспортировку

жидкостей на безопасное, с точки зрения пожарной безопасности, расстояние от оборудования и зданий. Важно, чтобы не менее половины объема масла и весь объем воды, использованной для тушения пожара, были удалены в течение 15 минут (0,25 часа).

Габариты маслоприемника будут равны:

$$B = A + 2 \cdot \Delta, \tag{138}$$

где А – длинна трансформатора, м.

$$B = 5{,}10 + 2 \cdot 1 = 7{,}10 \text{ м.}$$

$$Г = Б + 2 \cdot \Delta, \tag{139}$$

где Б –ширина трансформатора, м.

$$Г = 3{,}14 + 2 \cdot 1 = 5{,}14 \text{ м.}$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{МП} = B \cdot Г. \tag{140}$$

$$S_{МП} = 7{,}10 \cdot 5{,}14 = 36{,}49 \text{ м}^2.$$

Определяем глубину маслоприемника. Высота маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_Г + h_B + h_{ТМ+H_2O}, \tag{141}$$

где $h_Г$ – высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ, равным 0,3 м;

$h_В$ – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, согласно ПУЭ, примем равным 0,1 м;

$h_{ТМ+Н20}$ – высота 100 % объема масла и 80% объема воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с · м^2 в течение 30 мин.

$h_{ТМ}$ рассчитаем по формуле:

$$h_{TM} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}}, \tag{142}$$

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}} \tag{143}$$

$$V_{TM} = \frac{9000}{880} = 10,23 \text{ м}^3$$

$$h_{TM} = \frac{10,23}{36,49} = 0,28 \text{ м}.$$

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}}. \tag{144}$$

Объем воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \tag{145}$$

где I=0,2 л/с м2 – секундный расход воды;

t=30 мин =1800с.

$S_{БПТ}$ – площадь боковой поверхности трансформатора.

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + Б) \quad (146)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 5,01 \cdot (5,10 + 3,14) = 82,57 \text{ м}^2.$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (36,49 + 82,57) = 34,29 \text{ м}^3.$$

$$h_{H_2O} = \frac{34,29}{36,49} = 0,94 \text{ м}.$$

Суммарно высота маслоприемника составит:

$$h_{МП} = 0,30 + 0,10 + 0,28 + 0,94 = 1,62 \text{ м}.$$

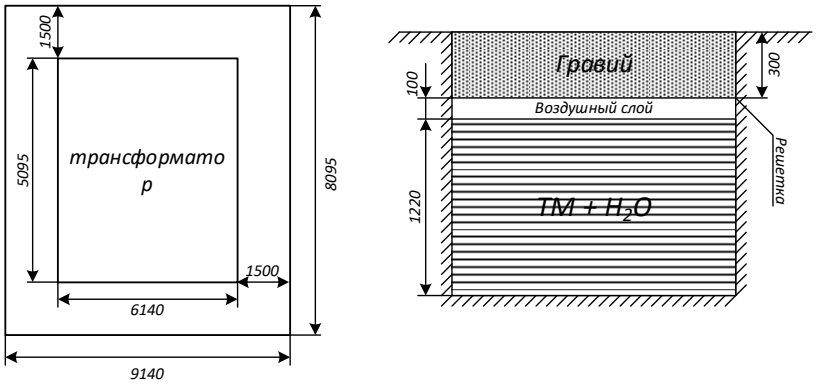

Рисунок 19 – Эскиз маслоприемника

10.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайной ситуацией называется обстановка, складывающаяся на конкретной территории из-за происшествия, стихийного бедствия или техногенного события. Она характеризуется потенциальной угрозой для людей, приводящей к травмам, гибели или негативному воздействию на здоровье, а также к серьёзному урону для окружающей среды и существенным финансовым убыткам.

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные меры обеспечения пожарной безопасности.

Риск возгорания электрооборудования обусловлен применением воспламеняемых изоляционных компонентов, таких как резина, лаки, масла и другие аналогичные вещества. Причинами возгорания могут быть электрические искры, дуги, короткое замыкание и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и устройств.

Меры пожарной безопасности, предпринятые в проекте: системы аварийного освещения, системы оповещения о пожаре, системы и средства пожаротушения.

Для оперативного уведомления сотрудников о возгорании и организации их выхода из здания применяются пожарная сигнализация и резервное освещение. Оповещение о пожаре должно производиться с использованием как звуковых, так и световых индикаторов. В свою очередь, эвакуационное освещение предназначено для подсветки и указания маршрутов эвакуации внутри помещений.

Чтобы установить нужное число первичных средств для тушения пожара, требуется учитывать категорию помещений и зон по уровню взрывопожарной и пожарной опасности, возможный класс пожаров, а также размер помещения или территории.

Территория подстанции отнесена к классу В-3 по НПБ 105-95, как трансформаторная подстанция с содержанием горючего масла в единице

оборудования более 60 кг. В этом случае территория подстанции должна оснащаться первичными средствами защиты, так как её территория превышает 100 м^2.

Класс пожаров, которые могут возникнуть на территории подстанции – пожары класса Е (пожар, связанный с горением электроустановок).

На территории ПС согласно нормам оснащения территорий, первичными средствами пожаротушения необходимо установить 1 пожарный щит типа ЩП - Е. В комплектацию щита входят: огнетушитель ручной порошковый с соотношением вместимости (л) и массы огнетушащего вещества 10/9, крюк с деревянной рукояткой, комплект для резки электропроводов, асбестовое полотно, совковая лопата, ящик с песком.

Ящики с песком, как правило, должны устанавливать со щитами открытых площадок, где возможен разлив легковоспламеняющихся или горючих жидкостей. Исходя из того, что для территорий подстанции на каждые 1000 м^2 должно приходиться 0,5 м^3 песка, в каждом из ящиков на ПС должно быть не менее 0,5 м^3 песка. Конструкция ящика должна обеспечивать удобство извлечения песка и исключать попадание осадков.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе проведена реконструкция электрических сетей Надеждинского района Приморского края при вводе подстанции Заря.

В ходе работы были решены поставленные задачи, а именно: проанализирована электрическая сеть Надеждинского района, разработан и обоснован выбранный вариант реконструкции сети, которая и потребуется для ввода новой подстанции Заря, рассчитаны токи короткого замыкания и выбрано соответствующее оборудование подстанции. Также разработано заземление и молниезащита подстанции и рассмотрена безопасность и экологичность выбранного варианта реконструкции электрической сети.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс] : сб. учеб. метод. материалов для всех направлений подготовки бакалавров и специалистов / АмГУ, ИФФ; сост. А.Б. Булгаков, В.Н. Аверьянов, М. В. Гриценко. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9036.pdf (дата обращения 30.04.2025).

2. Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.

3. ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов, категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. – Введ. 1971-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 1969. – 72 с.

4. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. [Электронный ресурс]. URL: https://electromontaj-proekt.ru/data/documents/gost-32144-2013.pdf?ysclid=mawpgrctsn348859399 (дата обращения 23.03.2025).

5. ГОСТ Р 53735.5 – 2009 (МЭК 60099-5:2000). Разрядники вентильные и ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Часть5. Рекомендации по выбору и применению : Москва, Стандартинформ, 2011. – 42 с.

6. ГОСТ Р МЭК 62305-1 – 2010. Менеджмент риска. Защита от молнии. Общие принципы. Часть 1 : Москва, Стандартинформ, 2011. – 50 с.

7. Казакул, Алексей Александрович. Электротехнические расчеты при проектировании ЭЭС с использованием ПВК [Электронный ресурс] : метод. указания по выполнению курс. работы по дисц. "Алгоритмы задач

электроэнергетики" / А. А. Казакул ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 63 с. – Режим доступа : https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7064.pdf (дата обращения 04.05.2025).

8. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Электрические станции и подстанции [Электронный ресурс]: учебное пособие / сост.: Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013 - 201 с. https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7023.pdf (дата обращения 14.04.2025).

9. Надеждинский район [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Надеждинский_район (дата обращения 10.03.2025).

10. Надеждинский район – расположение на карте, население, история [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ru.ruwiki.ru/wiki/Надеждинский_район (дата обращения 10.03.2025).

11. Наумов, И.В. Расчет и выбор оборудования районных трансформаторных подстанций : учебное пособие / И. В. Наумов, Т. Б. Лещинская, Д. А. Иванов. – Иркутск, энергоатомстандарт, 2012. – 95 с.

12. Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.rastrwin.ru (дата обращения 06.05.2025).

13. Постановление Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технического использования функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

14. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

15. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / Изд. 7-е [Электронный ресурс]. URL: https://pue-7.ru/pue_7.pdf?ysclid=mawrt7a4i7837988430 (дата обращения 02.04.2025).

16. Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии». [Электронный ресурс]: офиц. сайт – Режим доступа: https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=256534 (дата обращения 15.04.2025).

17. РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

18. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : 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. - 160 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9689.pdf (дата обращения 20.05.2025).

19. Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс] : учеб.пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск: Издво Амур.гос. ун-та, 2015. - 191 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf (дата обращения 15.04.2025).

20. Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть вторая [Электронный ресурс]: учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2022. – 248 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/11781.pdf (дата обращения 06.04.2023).

21. Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть вторая [Электронный ресурс]: учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 177 с.

http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/11781.pdf (дата обращения 06.04.2025).

22. Савина, Наталья Викторовна. Электрические сети в примерах и расчетах [Текст] : учеб. пособие: рек. ДВ УМЦ / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов, Л. Н. Дудченко ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 1999. - 238 с.

23. СО 153-34.20.118-2003. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем.

24. СО 153-34.20.501-2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.

25. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 – Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения – ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

26. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025-2030 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.so-ups.ru/future-planning/sipr-ees/ (дата обращения 11.04.2025).

27. Техническое описание на силовые двухобмоточные трансформаторы // Характеристики и параметры трехфазного трансформатора [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://transelektro.nt-rt.ru/images/manuals/TDN.pdf (дата обращения 30.04.2025).

28. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г.Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 392 с.

29. Электротехнический справочник: В 4 т./ Под общ. ред. В.Г. Герасимова Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии: справочное издание. – 2017. – 964 с. – ISBN 978- 5-383- 01205-5 - Текст: электронный // ЭБС "Консультант студента": [сайт]. - URL: http://www.studentlibrary.ru/book/ISBN9785383012055.html (дата обращения 06.04.2025).

30. Энергия. Официальный сайт Раменского электротехнического завода [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ramenergy.ru/products/nami-110/?ysclid=mb8qhjzzp4336419382 (дата обращения 19.05.2025).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Графика в ПВК RastrWin3

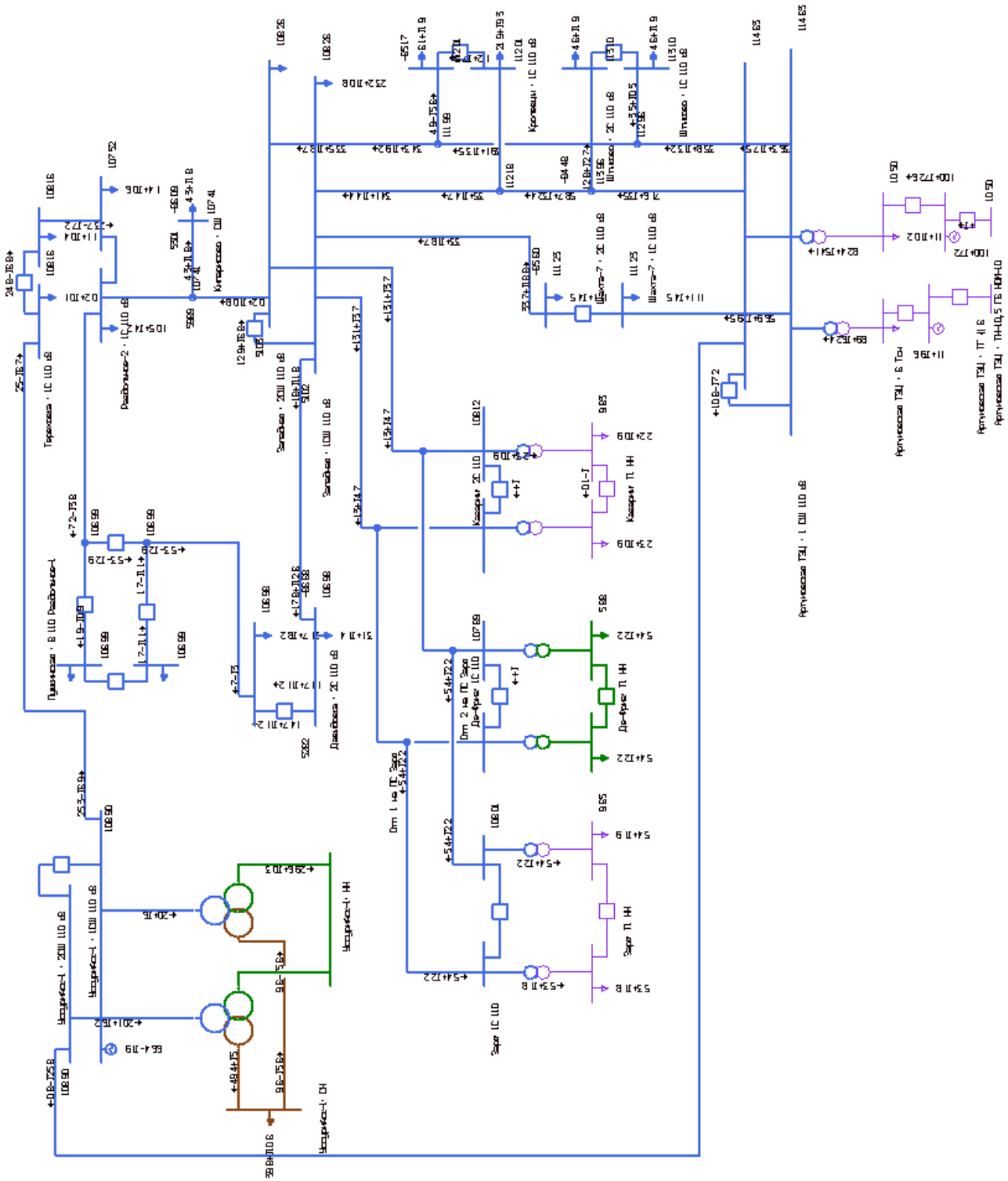

Рисунок А.1 – Эквивалент моделируемого участка в нормальном режиме

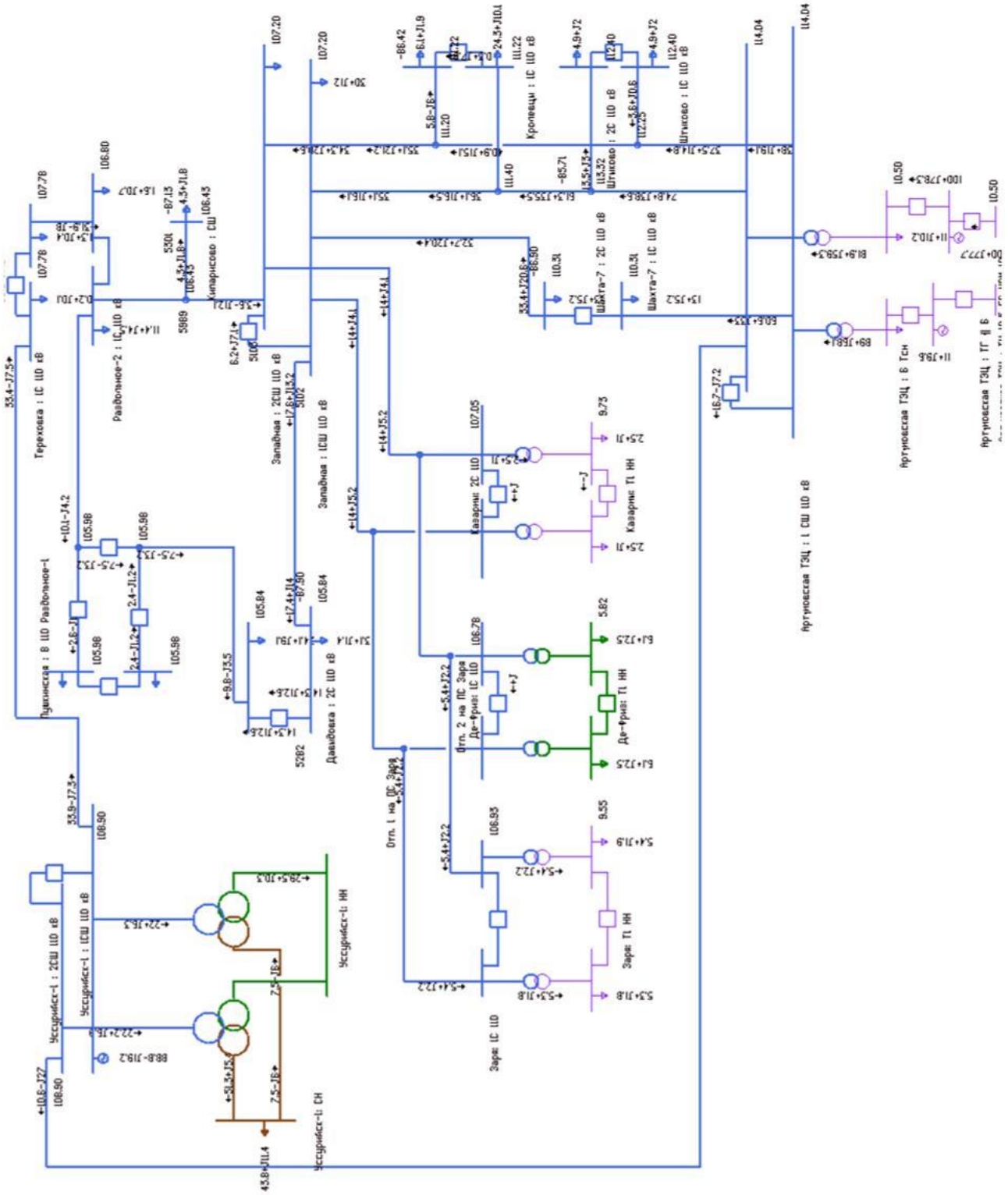

Рисунок А.2 – Эквивалент моделируемого участка в максимальном режиме

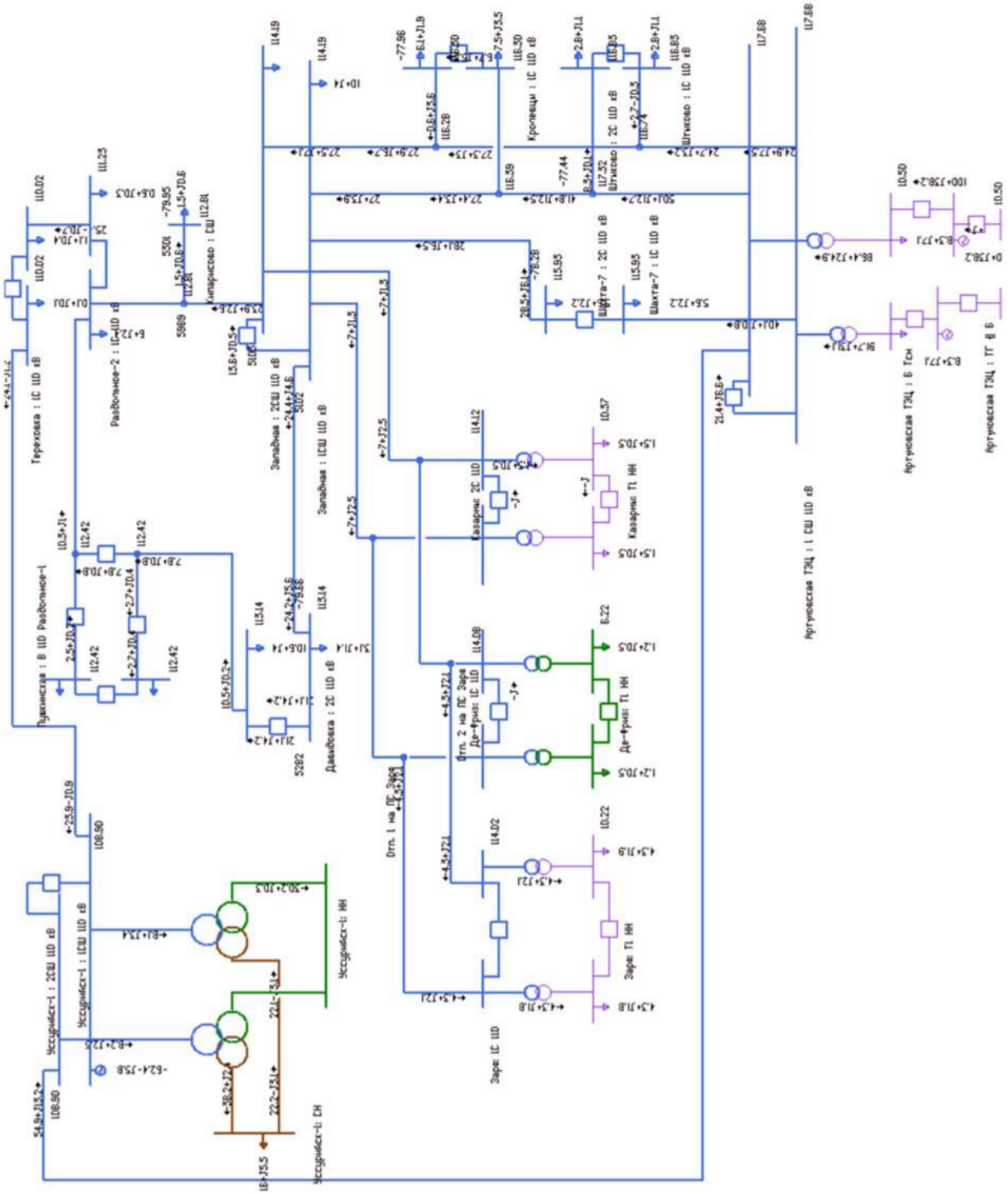

Рисунок А.3 – Эквивалент моделируемого участка в минимальном режиме

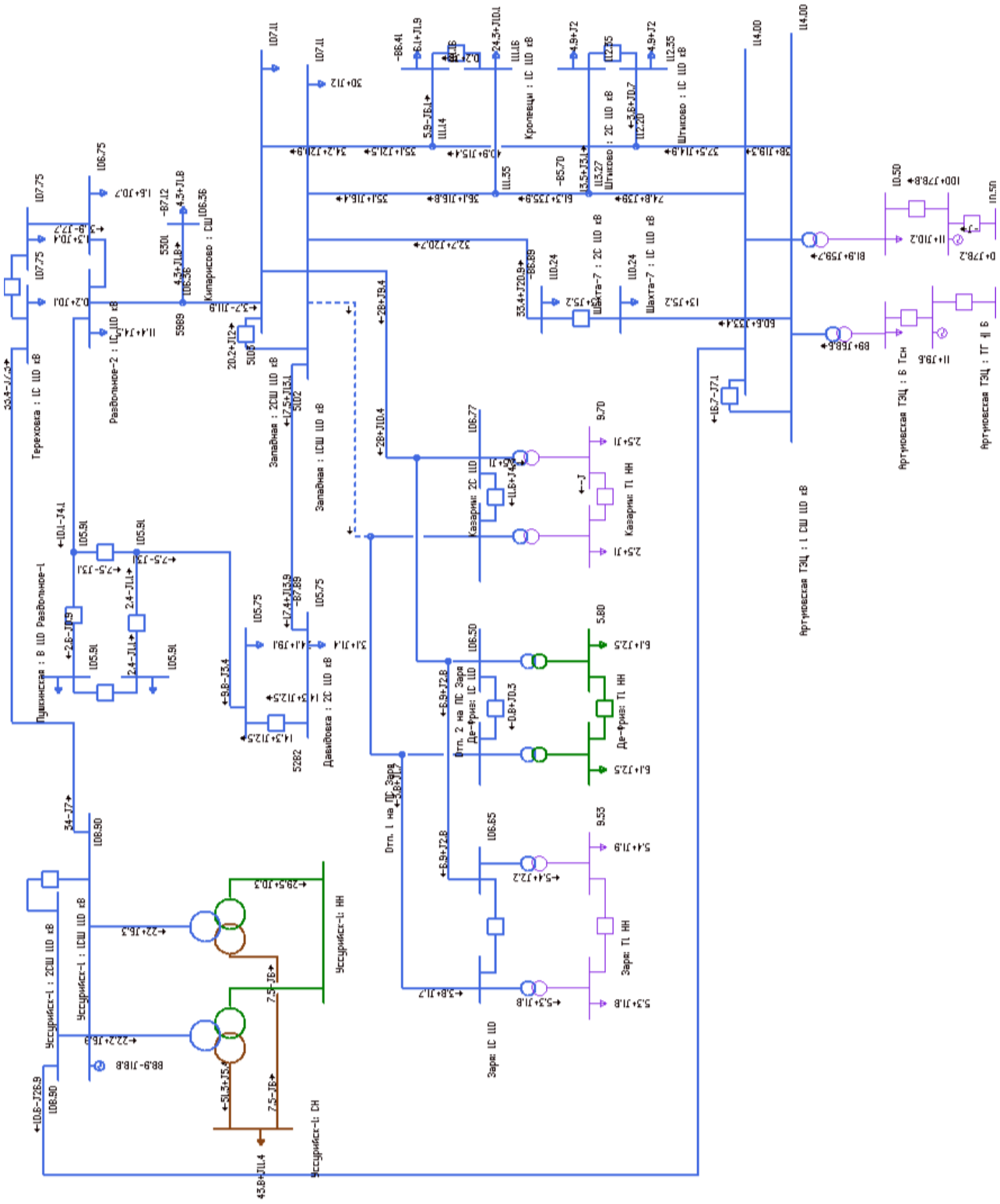

Рисунок А.4 – Эквивалент моделируемого участка в послеаварийном режиме