

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
«___» _____ 202_г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей Приморского края напряжением
35-220 кВ в районе подстанции Западная в связи с ростом нагрузок в городе
Артём

Исполнитель
студент группы 742 об2

(подпись, дата)

С.А. Никитин

Руководитель
доцент, канд.техн.наук

(подпись, дата)

А.А. Казакул

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

(подпись, дата)

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента _____ Никитина Степана
Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей
Приморского края напряжением 35-220 кВ в районе подстанции Западная в связи с ростом
нагрузок в городе Артём _____

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: контрольные замеры по
подстанциям Приморского края, однолинейные схемы сети, планы подстанций, материалы
преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке
вопросов):

Характеристика района реконструкции, расчет элек-х нагрузок, расчет и анализ режимов,
разработка вариантов реконструкции, расчет ТКЗ, выбор оборудования, разработка
молниезащиты, конструктивное исполнение ПС, РЗиА, экономическая эффективность, БЖД

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 16 рисунков, 29 таблиц, 35
источников, 6 листов графической части

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 _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В., докт.техн.наук,
профессор

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	5
Введение	6
1 Характеристика района проектирования	8
1.1 Климатическая характеристика района проектирования	8
1.2 Анализ электрических сетей и источников питания района проектирования	9
1.3 Анализ загрузки линий и трансформаторов	13
2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	17
2.1 Расчет вероятностно-статистических характеристик потребителей	17
2.2 Определение прогнозируемой нагрузки	18
3 Моделирование электрической сети ПВК RastrWin 3	22
3.1 Подготовка исходных данных	22
3.2 Расчет модели электрической сети с увеличенной нагрузкой до прогнозных значений	25
3.3 Анализ режимов электрической сети расчетной модели	38
4 Разработка вариантов	42
4.1 Вариант №1 – Усиление существующих электрических сетей 35 – 110 кВ	42
4.1.1 Выбор сечения проводов ВЛ	42
4.1.2 Выбор силовых трансформаторов на ПС Западная	44
4.2 Вариант №2 – сооружение нового центра питания	45
4.2.1 Выбор места установки нового центра питания	45
4.2.2 Конфигурация электрической сети после установки ЦП	45
4.2.3 Выбор главной схемы подстанции	47
4.2.4 Компенсация реактивной мощности	48
4.2.5 Выбор силовых трансформаторов	50
4.2.6 Расчет режима электрической сети	50

5	Технико-экономическое сравнение вариантов	56
5.1	Расчет капиталовложений	56
5.2	Расчет эксплуатационных издержек	58
5.3	Сравнение приведенных затрат	59
5.4	Срок окупаемости проекта	59
6	Расчет токов короткого замыкания	62
6.1	Расчетная схема подстанции	62
6.2	Расчет токов короткого замыкания	64
6.3	Расчет периодической составляющей однофазного короткого замыкания	66
6.4	Результаты расчета токов короткого замыкания	67
7	Выбор электрического оборудования	69
7.1	Выбор ошиновки	69
7.2	Выбор изоляторов	71
7.3	Выбор выключателей и разъединителей	72
7.4	Выбор трансформаторов тока	74
7.5	Выбор трансформаторов напряжения	77
7.6	Выбор ОПН	79
7.7	Выбор трансформатора собственных нужд	80
7.8	Выбор ячеек КРУН	81
8	Расчет заземления и молниезащиты	84
8.1	Расчет заземляющего устройства	84
8.2	Расчет защиты от грозовых перенапряжений	92
9	Релейная защита и автоматика	94
9.1	Общие сведения о релейной защите и автоматике	94
9.2	Виды защит трансформаторов	94
9.3	Расчет релейной защиты силового автотрансформатора на проектируемой подстанции	95
9.4	Установка автоматики на проектируемой подстанции	99
10	Безопасность и экологичность	79

10.1 Организационные мероприятия по обеспечению безопасного проведения работ в электроустановках	101
10.2 Охрана труда при оперативном обслуживании и осмотрах электроустановок	103
10.3. Экологичность	106
10.4 Чрезвычайные ситуации	111
Заключение	114
Библиографический список	115

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования;

ВКР – выпускная квалификационная работа;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – напряжение на высокой стороне;

КЗ – короткое замыкание;

КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – Максимальная токовая защита;

НН – напряжение на низкой стороне;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РУ – распределительное устройство;

СиПР – схема и программа развития;

СН – напряжение на средней стороне;

ЦП – центр питания.

ВВЕДЕНИЕ

Рост электрической нагрузки в Приморском крае за последние пять лет заметно увеличился. Это наблюдается во всех энергорайонах, особенно в г. Владивостоке и Центральных электрических сетях, что свидетельствует о динамичном развитии промышленного производства и транспорта в этих районах. Однако, по мере роста электрических нагрузок, пропускная способность распределительных сетей становится недостаточной для надежного электроснабжения потребителей. Такая проблема описана в схеме и программе развития Приморского края 2021-2025 годы [25], связанная с перегрузкой линий 110 кВ электрических сетей в районе ПС Западная.

С учетом выявленных проблем, в районе проектирования складывается ситуация, характеризующаяся перегрузкой оборудования и невозможностью подключения новых потребителей. Поэтому целью ВКР является повышение надежности электроснабжения потребителей в районе ПС Западная.

Основные задачи, необходимые для достижения поставленной цели:

- анализ режимов существующей электрической сети;
- расчет и прогнозирование электрических нагрузок;
- разработка вариантов развития электрической сети;
- расчет и анализ режимов сети после реконструкции;
- технико-экономическое сравнение вариантов;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор электрического оборудования;
- расчет заземляющего устройства и молниезащиты подстанции;
- выбор релейной защиты и автоматики для защиты оборудования;
- соблюдение условий безопасности и экологичности проекта.

Данная квалификационная выпускная работа актуальна тем, что в ней предложено решение проблемы перегрузки одного из наиболее сложных участков сети в Приморском крае.

При выполнении данного дипломного проекта использовались

программные комплексы, такие как: Excel 2007, Mathcad 14.0.1, Microsoft Visio 2016, MathType 5, MicrosoftWord 2016, RastrWin 3.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климатическая характеристика района проектирования

Климат умеренный муссонный, с чертами континентального.

Зима на территории города продолжительная, сухая и морозная, с большим количеством ясных дней. За зиму выпадает всего 13 % от общей годовой суммы осадков. Минимум месячных осадков приходится на январь-февраль. Температура в этот период колеблется от -5°C до -12°C .

При наступлении весны температура воздуха резко увеличивается, усиливается ветер Среднесуточная температура находится в пределах 0°C .

В июне стоит пасмурная погода, с частыми дождями. Влажность воздуха в начале лета — 88 - 95 %. С июля по сентябрь погода меняется на жаркую солнечную. Самым тёплым месяцем является август, на него же приходится максимальное количество осадков — 120 мм.

Осень в городе сухая и тёплая.

Все необходимые климатические характеристики, указаны в таблице 1

Таблица 1 – Климатические условия строительства

Климатические условия	Расчетная величина
1	2
Район по ветру	IV
Толщина стенки гололеда, мм	30
Район по продолжительности гроз	От 20 до 40 часов
Среднегодовая температура	4°C
Абсолютная минимальная температура	-31°C
Температура наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92	-24°C
Преобладающее направление ветра в зимний период	Северное
Средняя скорость ветра в зимний период	6,1 м/с
Количество осадков за ноябрь-март	89 мм
Абсолютная максимальная температура воздуха	31°C
Температура воздуха в теплый период обеспеченностью 0,95	22°C
Преобладающее направление ветра в летний период	Южное

1	2
Средняя скорость ветра в летний период	5,2 м/с
Количество осадков за апрель-октябрь	244 мм

1.2 Анализ электрических сетей и источников питания района проектирования

Энергосистема Приморского является частью Объединенной энергетической системы Востока, в состав которой входят также энергосистемы Хабаровского края, Еврейской автономной области, Амурской области, и Южно-Якутские электрические сети.

ЭС Приморского края делится на южные, северные, западные и центральные электрические сети. В состав южных сетей входят следующие энергорайоны:

- энергорайон № 1 – Часть энергосистемы, расположенная южнее Приморской ГРЭС;
- энергорайон № 2 – Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ;
- энергорайон № 3 – Партизанская ГРЭС – Артемовская ТЭЦ;
- энергорайон города Владивостока.

Рассматриваемый район проектирования расположен на территории южных электрических сетей, энергорайона №2, района ПС 110 кВ «Западная», относящейся к Артемовскому городскому округу [25].

В рассматриваемом районе действует одна тепловая электростанция – Артемовская ТЭЦ (АТЭЦ), расположенная в южной части города Артема. На ней действуют четыре турбоагрегата по 100 МВт каждый, состоящие из турбин КТ-115-8,8-2, КТ-100-90-6 и турбогенераторов ТВФ-100.

Один из генераторов подключен к шинам РУ 220 кВ через трансформатор мощностью 125 МВА, другой к двум, параллельно работающим автотрансформаторам связи 220/110 кВ, мощностью 180 МВА каждый [26], два последних подключены к шинам РУ 110 кВ через трансформаторы мощностью

125 МВА каждый. Также на электростанции установлено РУ 35 кВ, которое связано с РУ 110 кВ тремя трехобмоточными трансформаторами мощностью 32 МВА каждый.

РУ ВН 220 кВ выполнено по схеме две рабочие системы шин с обходной, РУ 110 и 35 кВ выполнены по схеме две рабочие системы шин.

Связь АТЭЦ с электрическими сетями осуществляется по следующим линиям:

- ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Владивостокская ТЭЦ-2;
- ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС «Береговая-2»;
- КВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС «Аэропорт» – ПС «Владивосток»;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС «Западная» – ПС «Кролевцы» – «ПС Штыково» №1;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС «Западная» – ПС «Кролевцы» – «ПС Штыково» №2;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – «ПС Шахта-7»;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС «Промузел»;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС «Смоляниново/ т»;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – «ПС Муравейка»;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС «Уссурийск-1»;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС «Шахтовая»;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС «Птицефабрика»;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС «Мебельная»;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС «Суражевка»;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС «Шкотово».

На рисунке 2 представлена однолинейная схема Артёмовской ТЭЦ

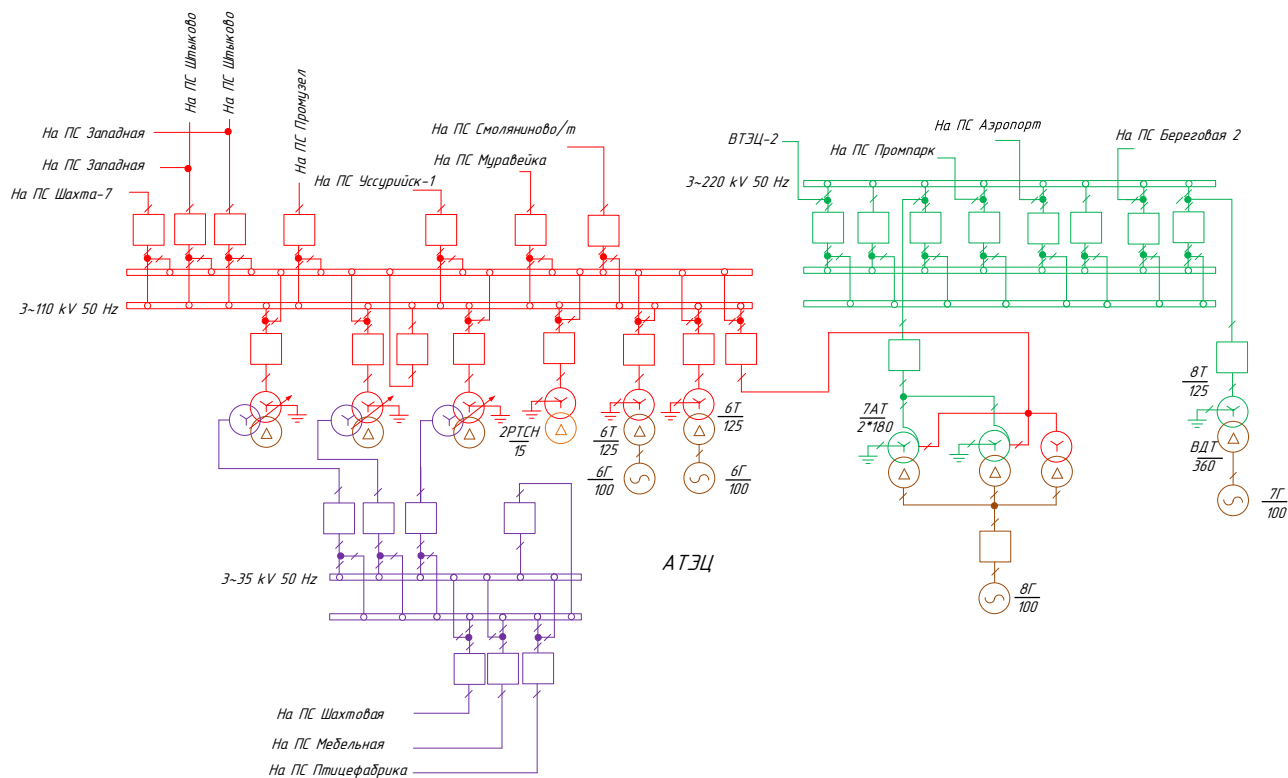


Рисунок 1 – Однолинейная схема Артемовской ТЭЦ

Рассмотрим ближайшие подстанции, входящие в состав района проектирования.

Узловая подстанция Западная 110/35/6 кВ расположена в западной части города Артема. На ней установлены два трехобмоточных трансформатора по 40 МВА каждый. По линиям 110 кВ подстанция подключается с подстанциями 110 кВ Кролевцы, 110 кВ Штыково, 110 кВ Шахта 7, а также с Артемовской ТЭЦ; с ПС 110 кВ Давыдовка, расположенной в Надеждинском муниципальном районе. По линиям 35 кВ она снабжает городские подстанции 35 кВ.

На востоке Артемовского городского округа стоит ПС 500 кВ «Владивосток». По воздушной линии 220 кВ она соединена с ПС 220 кВ «Волна», расположенной во Владивостокском городском округе. Эта линия проходит через город Артем вблизи от подстанции «Западная».

Информация о подстанциях, расположенных на территории района проектирования сведена в таблицу 2.

Таблица 2 – Подстанции

Номинальное напряжение РУ ВН, кВ	Название ПС	Способ присоединения	Схема РУ ВН
1	2	3	4
500	Владивосток	Узловая	6Н-Треугольник
220	Аэропорт	Проходная	7-Четырехугольник
220	Уссурийск 2	Узловая	12-Одна рабочая секционированная выключателем и одна обходная системы шин
110	Западная	Узловая	13-Две рабочие и одна обходная системы шин
110	Кролевцы	Ответвительная	5Н-Мостик
110	Давыдовка	Узловая	9-Одна рабочая секционированная выключателем система шин
110	Шахта 7	Проходная	4Н-Два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линий
110	Кипарисово	Ответвительная	1-Блок (линия – трансформатор) с разъединителем
35	Заводская	Проходная	9-Одна рабочая секционированная выключателем система шин
35	Угловая	Проходная	9-Одна рабочая секционированная разъединителем система шин
35	Артемовская	Узловая	9-Одна рабочая секционированная выключателем система шин
35	Шахтовая	Узловая	9-Одна рабочая секционированная разъединителем система шин

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
35	Птицефабрика	Проходная	9-Одна рабочая секционированная разъединителем система шин
35	Суражевка	Проходная	5Н-Мостик
35	Надеждинская	Узловая	9-Одна рабочая секционированная выключателем система шин
35	Шмидтовка	Проходная	5Н-Мостик
35	Соловей ключ	Проходная	5Н-Мостик
35	Мебельная	Проходная	Два блока трансформатор - линия
35	Трикотажная	Проходная	9-Одна рабочая секционированная выключателем система шин
35	Ключевая	Проходная	9-Одна рабочая секционированная выключателем система шин

1.3 Анализ загрузки линий и трансформаторов

В ходе прохождения преддипломной практики была получена информация о нагрузках трансформаторов и линий электропередачи в нормальном режиме, которая сведена в таблицы 4 и 5.

Таблица 3 – Загрузка трансформаторов

Наименование ПС	Установленная мощность трансформатора, МВА	Загрузка трансформатора, МВА	Относительная загрузка, %
1	2	3	4
110 кВ			
Западная 1С	40	33,73	84,33
Западная 2С	40	26,27	65,57
Шахта 7			
Кролевцы 1С	25	14,41	57,63
Кролевцы 2С	25	9,02	36,07
Давыдовка	25	12,16	48,63

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Давыдовка	25	0	0
35 кВ			
Заводская	6,3	3,32	52,77
Заводская	6,3	1,6	25,43
Угловая	16	13,53	84,58
Угловая	16	7,31	45,7
Артемовская	16	10,37	64,79
Артемовская	16	10,37	64,79
Шахтовая	10	7,36	73,61
Шахтовая	10	6,87	68,75
Птицефабрика	6,3	1,85	29,41
Птицефабрика	6,3	1,75	27,75
Суражевка	4	0,71	17,71
Суражевка	4	0,67	16,64
Надеждинская	16	10,62	66,35
Надеждинская	16	12,64	79
Тавричанка	5,6	3,38	60,43
Тавричанка	5,6	4,38	78,17
Трикотажная	10	3,6	36
Трикотажная	10	4,8	48
Соловей ключ	6,3	5,24	83,22
Соловей ключ	6,3	3,54	56,23

Таблица 4 – Загрузка линий в нормальном режиме.

Наименование линии	Марка провода	Длительно допустимый ток нагрузки при t -5, А	Фактический ток, А	I/I _{ддтн-5} , %
1	2	3	4	5
Западная – Шахта-7	АС-120/19, М-70	435	305	70,1
Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №1	АС-150/24	581	214	42,8

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №2	АС-150/24	581	207	35,6
Западная – Давыдовка	АС-120/19, М-70	435	307	70,6
Артемовская ТЭЦ – Шахта 7	АССС- 150/28, АСКП-240	600	440	73,3
Западная – Артемовская	АС-70/11, М-70	342	0	0
Западная – Надеждинская	АС-150/24, М-50	355	235	66,2
Западная – Заводская №1	АС-240/32	780	46	5,9
Западная – Заводская №2	АС-240/32			
Заводская – Угловая	М-70, АС-240/32	435	330	75,9
Артемовская – Ключевая	АС-50/8	271	15	5,5
Артемовская – Шахтовая	АС-70/11, М-70	342	350	102,4
АТЭЦ – Птицефабрика	АС-70/11	342	50	14,6
Птицефабрика – Кролевцы	АС-70/11	342	0	0
Кролевцы – Щебенка	АС-70/11	342	15	4,4
Кролевцы – Суражевка	АС-70/11	342	8	2,3
Кролевцы – Касатка	АС-70/11	342	80	23,4
Касатка – Ключевая	АС-50/8	271	12	4,4
АТЭЦ – Суражевка	АС-70/11	342	10	2,9
АТЭЦ – Мебельная	АС-300/39	877	132	15
АТЭЦ – Шахтовая	АС-185/29	658	600	91,2
Шахтовая – Трикотажная	АС-300/39, М-70	435	0	0
Кролевцы – Владивосток	АС-120/19, АС-70/11	342	103	30,1
Владивосток – Соловей ключ	АС-70/11	342	103	30,1

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
Соловей ключ – Надеждинская	АС-70/11, АС-95/16	342	61	17,8
Надеждинская – Шмидтовка	АС-70/11	342	193	56,5
Шмидтовка – Давыдовка	АС-120/19, АС-95/16	426	264	62

В нормальном режиме загружена выше предельно-допустимых значений только одна линия 35 кВ – Артемовская – Шахтовая, остальные линии загружены ниже длительно допустимых токов.

При аварийном отключении одной из параллельных линий 110 кВ Артемовская ТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №1 или Артемовская ТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №2 другая перегружается на 121% (727 А), относительно ДДТН; линии 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7 и Западная – Шахта-7 на 115 и 112 % соответственно. Для предотвращения АДТН вышеуказанных линий необходимо отключить нагрузку в объеме не менее 48 МВА на ПС Западная устройствами АОПО [25].

В данном разделе было проанализировано состояние электрической сети в районе проектирования. В ходе анализа было выявлено, что часть линий, загруженных выше предельно-допустимых значений.

Трансформаторы на ПС Западная Т1 и Т2 загружены на 33,73 и 26,27 МВА мощности, соответственно, что составляет 88,33 и 65,57 % [25] от номинальных значений мощности трансформаторов. При аварийном отключении одного из трансформаторов другой будет загружен на 60 МВА мощности, что составляет 150% [25]. Максимальная загрузка трансформаторов с классом напряжения 110 кВ не должна превышать 125% от его номинальной мощности [15].

Вышеуказанные обстоятельства не позволяют увеличить нагрузки потребителей в районе проектирования, поэтому существует актуальность в разработке вариантов реконструкции электрической сети с целью разгрузки электрического оборудования и сохранения надежности электроснабжения.

2 РАСЧЁТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Разрабатывать варианты следует в перспективе увеличения нагрузки на 5 лет. Для этого необходимо, сначала, определить вероятностно-статические характеристики потребителей, а после спрогнозировать их рост в течении пяти лет.

2.1 Расчет вероятностно-статистических характеристик потребителей.

К вероятностно-статическим характеристикам относятся средние и максимальные нагрузки. Для выбора электрического оборудования необходимо знать максимальные значения нагрузки потребителей, для выбора трансформаторов – средние.

Информация о нагрузках подстанций собрана при прохождении практики в АО «ДРСК» и сведена в таблицу 5

Таблица 5 – Нагрузки на подстанциях.

ПС	Характеристики	
	Суммарная установленная активная мощность подстанции, МВт	Коэффициент реактивной мощности нагрузки, $\text{tg}\varphi$
1	2	3
110 кВ		
ПС 110 кВ Западная 1С	9,44	0,258
ПС 110 кВ Западная 2С	12,37	0,292
ПС 110 кВ Шахта 7	14,197	0,324
ПС 110 кВ Кролевцы 1С	1,62	0,347
ПС 110 кВ Кролевцы 2С	8,697	0,357
ПС 110 кВ Давыдовка	2,755	0,296
35 кВ		
ПС 35 кВ Заводская	4,467	0,387
ПС 35 кВ Угловая	18,745	0,399
ПС 35 кВ Артемовская	19,243	0,402
ПС 35 кВ Шахтовая	13,331	0,398
ПС 35 кВ Птицефабрика	3,356	0,395
ПС 35 кВ Суражевка	1,279	0,392

1	2	3
ПС 35 кВ Надеждинская	22,088	0,399
ПС 35 кВ Шмидтовка	4,855	0,406
ПС 35 кВ Тавричанка	7,76	0,4
ПС 35 кВ Соловей ключ	8,347	0,4

Максимальная нагрузка определяется по формуле (1):

$$P_{\max} = P_{\text{ср}} \cdot K_{\max}, \quad (1)$$

где K_{\max} - коэффициент максимума, равен 1,2.

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности нагрузки.

Рассмотрим расчёт электрических нагрузок на примере ПС 110 кВ
Западная 1С

$$P_{\max} = 9,44 \cdot 1,2 = 11,33 \text{ МВт},$$

$$Q_{\max} = 11,33 \cdot 0,258 = 2,92 \text{ МВАр},$$

$$Q_{\text{ср}} = 9,44 \cdot 0,258 = 2,44 \text{ МВАр}.$$

2.2 Определение прогнозируемой нагрузки

Для определения прогноза роста электрических нагрузок необходимо проанализировать темп развития электрической нагрузки в Приморском крае за последние пять лет. В таблице 6 сведена информация о росте нагрузок.

Информация взята в СиПР Приморского края на 2021-2025 годы [25].

Относительный прирост за 5 лет определяется как среднее геометрическое от показателей прироста за каждый рассматриваемый год.

Таблица 6 – Рост электрической нагрузки за пять лет

Год	Максимум потребления, МВт	Относительный прирост, %
1	2	3
2015	2191	–
2016	2251	2,7
2017	2311	2,6
2018	2443	5,7
2019	2314	-5,2
Относительный прирост за 5 лет, %		1,45

По формуле сложных процентов определяем прогнозируемую нагрузку на 5 лет

$$P_{\text{прог.ср}} = P_{\text{ср}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_0 - t_{\text{прог}}}, \quad (3)$$

где $P_{\text{ср}}$ – средняя мощность за текущий год; ε – относительный прирост электрической нагрузки, $\varepsilon = 1,45\%$ [25]; $t_{\text{прог}}$ – год, на который определяется электрическая нагрузка; t_0 – год начала отсчета;

Реактивная средняя прогнозируемая нагрузка определяется:

$$Q_{\text{прог.ср}} = P_{\text{прог.ср}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (4)$$

где $\text{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности нагрузки

Максимальная нагрузка определяется по формуле (1).

Определим прогнозируемые среднюю и максимальную нагрузки на примере ПС 110 кВ Западная.

$$P_{\text{прог.ср}} = 9,44 \cdot (1 + 0,0145)^5 = 10,15 \text{ МВт},$$

$$P_{\text{прог.мах}} = 10,15 \cdot 1,2 = 12,15 \text{ МВт},$$

$$Q_{\text{прог.ср}} = 10,15 \cdot 0,258 = 2,62 \text{ МВар},$$

$$Q_{\text{прог.мах}} = 12,17 \cdot 0,258 = 3,14 \text{ МВар}.$$

Результаты расчета прогнозируемых нагрузок на подстанциях сведены в таблицу 7

Таблица 7 – Прогнозируемая нагрузка

Наименование ПС	$P_{\text{ср.прог.}}$ МВт	$Q_{\text{ср.прог.}}$ МВар	$P_{\text{мах.прог.}}$ МВт	$Q_{\text{мах.прог.}}$ МВар
1	2	3	4	5
110 кВ				
Западная 1С	10.14	2.62	12.17	3.14
Западная 2С	13.29	3.88	15.95	4.66
Шахта 7	15.26	4.94	18.31	5.93
Кролевцы 1С	1.74	0.60	2.09	0.72
Кролевцы 2С	9.35	3.34	11.22	4.00
Давыдовка	2.96	0.88	3.55	1.05
Казармы	5.06	1.60	6.07	1.92
Кипарисово	3.48	0.76	4.18	0.92
35 кВ				
Заводская	4.80	1.86	5.76	2.23
Угловая	20.14	8.04	24.17	9.64
Артемовская	20.68	8.31	24.82	9.98
Шахтовая	14.33	5.70	17.19	6.84
Птицефабрика	3.61	1.42	4.33	1.71
Суражевка	1.37	0.54	1.65	0.65

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5
Надеждинская	23.74	9.47	28.48	11.37
Шмидтовка	5.22	2.12	6.26	2.54
Тавричанка	8.34	3.34	10.01	4.00
Соловей ключ	8.97	3.59	10.76	4.31

В данном разделе произведен расчет вероятностно-статических характеристик, а также их прогнозирование на 5 лет. Теперь, когда известны значения нагрузок подстанций в районе проектирования можно смоделировать и проанализировать режим электрической сети с увеличенной нагрузкой потребителей. Моделирование произведем в ПВК RastrWin 3.

3 МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В ПВК RASTRWIN 3

3.1 Подготовка исходных данных

Для создания модели сети необходимо рассчитать параметры ЛЭП и параметры трансформаторов.

Для воздушных ЛЭП напряжением 110 кВ и выше и длиной до 400 км применяется П-образная схема замещения [23], показанная на рисунке 2

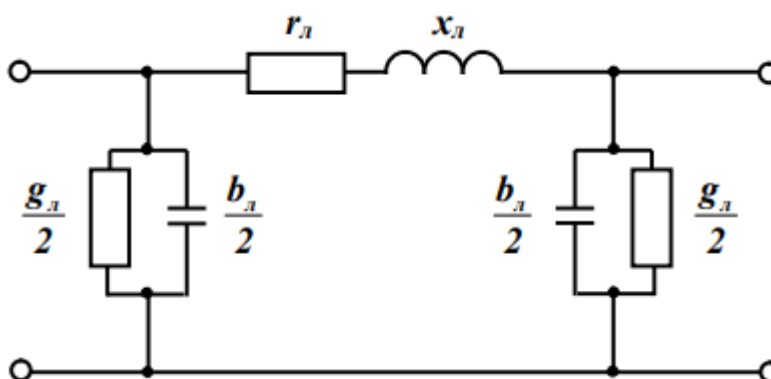


Рисунок 2 – электрическая схема замещения ВЛ 110 кВ и выше
Параметры схемы линии. Активное сопротивление линии:

$$r_L = r_{уд} \cdot l, \quad (5)$$

где $r_{уд}$ – удельное активное сопротивление линии, Ом/км; l – длина линий, км.

Параметры x_L – реактивное сопротивление линии и b_L , – емкостная проводимость линии определяются аналогично.

g_L – активная проводимость линии определяется при наличии коронирования проводов. Условием возникновения короны является:

$$U_{кф} \geq U_{раб}, \quad (6)$$

где $U_{\text{кф}}$ – напряжение зажигания короны, кВ; $U_{\text{раб}}$ – рабочее напряжение линии, кВ.

$$U_{\text{кф}} = 48,9 \cdot m_0 \cdot m_{\text{п}} \cdot \delta \cdot R \cdot \lg \left(\frac{D_{\text{ср}}}{R} \right), \quad (7)$$

где m_0 – коэффициент, учитывающий состояние поверхности проводника; $m_{\text{п}}$ – коэффициент, учитывающий состояние погоды; δ – коэффициент, учитывающий атмосферное давление и температуру окружающей среды; R – радиус провода, см; $D_{\text{ср}}$ – среднегеометрической расстояние провода, см.

Для трансформаторов и автотрансформаторов применяются следующие электрические эквивалентные схемы замещения, показанные на рисунке 3.

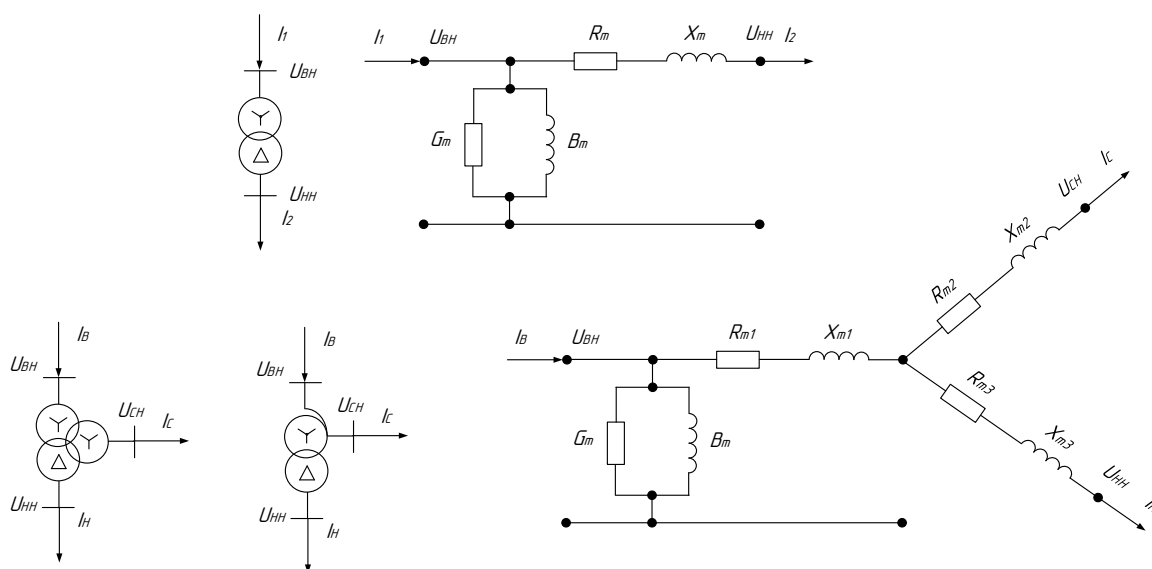


Рисунок 3 – эквивалентная схема замещения трансформаторов.

Для трансформаторов и автотрансформаторов рассчитываются следующие параметры. Активное сопротивление трансформатора, Ом:

$$r_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}^2}, \quad (8)$$

где ΔP_k – потери активной мощности короткого замыкания, кВт; $U_{ВН}$ – напряжение первичной обмотки трансформатора, кВ; $S_{Т.НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора.

Индуктивное сопротивление трансформатора, Ом:

$$x_{\text{тр}} = \frac{u_k \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}, \quad (9)$$

где u_k – напряжение короткого замыкания, %.

Индуктивная проводимость, мкСм:

$$b_{\text{тр}} = \frac{I_x \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{100 \cdot U_{\text{ВН}}^2}, \quad (10)$$

где I_x – ток холостого хода, %

Активная проводимость, мкСм:

$$g_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{ВН}}^2}, \quad (11)$$

где ΔP_x – потери холостого хода, кВт

Коэффициент трансформации:

$$k_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}. \quad (12)$$

В приложении А произведен подробный расчет параметров элементов электрической сети.

3.2 Расчет модели электрической сети с увеличенной нагрузкой до прогнозных значений

На основании расчетных параметров создадим модель электрической сети в ПВК RastrWin 3.

Границы расчетной модели задаем от Артемовской ТЭЦ до ПС 220 кВ Уссурийск-2.

В качестве базисного узла выбираем высокую сторону ПС 220 кВ Уссурийск-2

Модель включает в себя большее число подстанций, чем указано в районе проектирования. Это необходимо для создания более точной модели; для того, чтобы направления и значения потоков мощности соответствовали действительности.

На рисунке 4 представлена схема электрической сети района проектирования

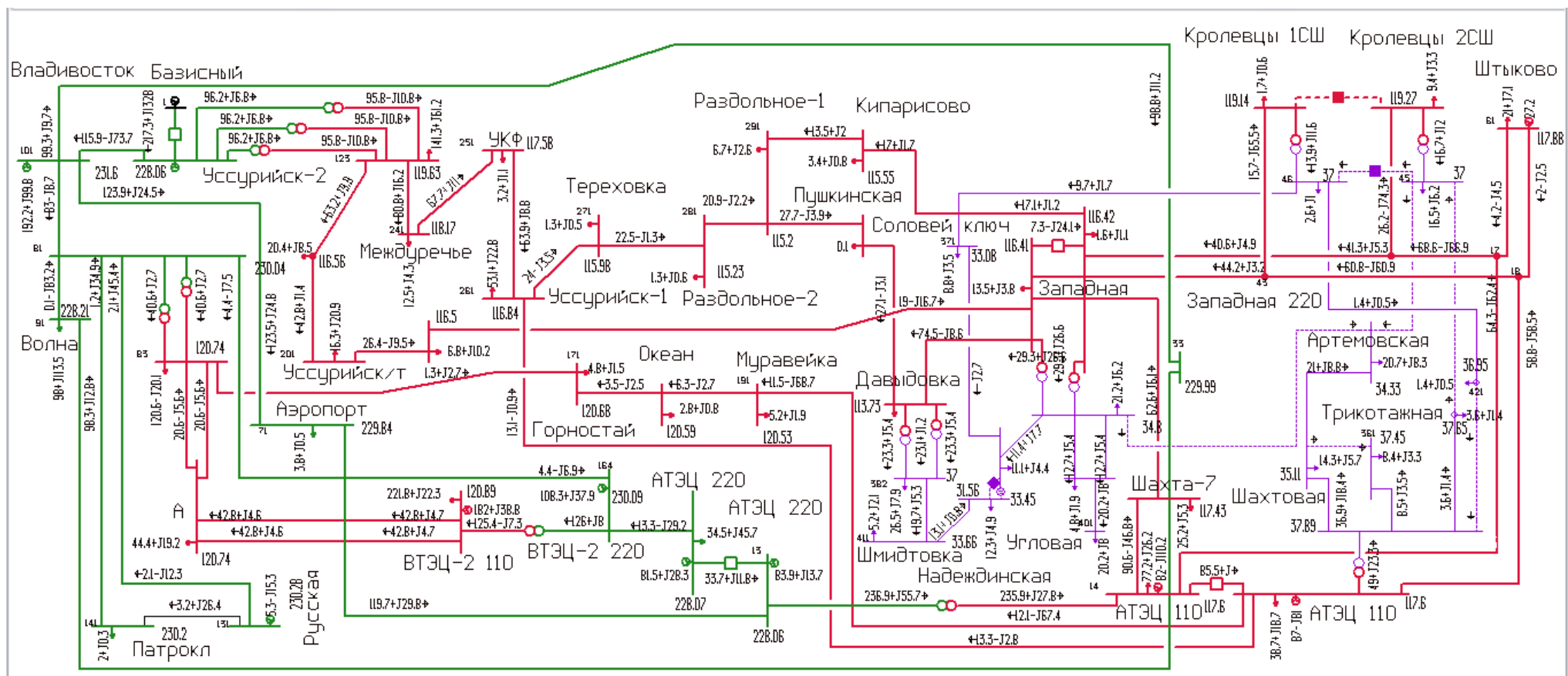


Рисунок 4 – схема района проектирования

Таблица 8 – Узлы. Нормальный режим

Тип	Номер	Название	U _{ном}	Район	P _н	Q _н	P _г	Q _г	V _{зд}	Q _{min}	Q _{max}	V	Delta	dV
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
База	1	Базисный	220	1			217,3	334,8	226,6	-1000	1000	226,6		3,00
Ген	13	АТЭЦ 220	220	1			83,9	13,7	228,1	-1000	1000	228,1	-5,39	3,66
Ген	14	АТЭЦ 110	110	1	77,2	26,2	82,0	110,2	117,6	-1000	1000	117,6	-11,53	6,91
Ген	15	АТЭЦ 220	220	1	34,5	45,7	81,5	28,3	228,1	-1000	1000	228,1	-5,38	3,67
Ген	16	АТЭЦ 110	110	1	38,7	18,7	87	81	117,6	-1000	1000	117,6	-11,54	6,91
Нагр	17	Узел 17	110	1						-1000	1000		-11,96	7,18
Нагр	18	Узел 18	110	1						-1000	1000		-11,94	7,17
Нагр	19	АТЭЦ 35	35	1						-1000	1000		-15,56	8,25
Нагр	21	Шахта-7	110	1	25,2	5,3				-1000	1000		-14,55	6,75
Нагр	31	Западная 1С	110	1	13,5	3,8				-1000	1000		-15,21	5,83
Нагр	32	Западная 2 С	110	1	1,6	1,1				-1000	1000		-4,45	5,84
Нагр	33	Узел 33	220	1						-1000	1000		-23,02	4,54
Нагр	34	Западная 35	35	1	21,2	6,2				-1000	1000		-13,26	0,57
Нагр	41	Кролевцы 1СШ	110	1	1,7	0,6				-1000	1000		-13,48	8,31
Нагр	42	Кролевцы 2СШ	110	1	9,4	3,3				-1000	1000		-13,12	8,43
Нагр	43	Узел 43	110	1						-1000	1000		-13,31	7,99

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Нагр	44	Узел 44	110	1						-1000	1000		-20,04	8,09
Нагр	45	Кролевцы 35	35	1	16,5	6,2				-1000	1000		-18,68	5,71
Нагр	46	Кролевцы 35	35	1	2,6	1,0				-1000	1000		-18,27	5,71
Нагр	51	Давыдовка	110	1	52,7	11,1				-1000	1000		-28,07	3,39
Нагр	52	Давыдовка 35	35	1	26,5	7,9				-1000	1000		-11,93	5,71
Ген	61	Штыково	110	1	21,0	7,1	27,2			-1000	1000		-4,4	7,16
Ген	71	Аэропорт	220	1	3,8	0,5		5,5	229,8	-1000	1000	229,8	-5,79	4,47
Ген	81	Зеленый угол 220	220	1				3,9	230	-1000	1000	230	-12,26	4,56
Ген	83	Зеленый угол 110	110	1	120,6	20,1		-1,9	120,7	-1000	1000	120,7	-5,69	9,76
Ген	91	Волна	220	1	98	113,5		16,5	228,2	-1000	1000	228,2	-3,79	3,73
Ген	101	Владивосток 1С	220	1			192,2	99,8	231,6	-1000	1000	231,6	-0,05	5,27
Ген	121	Уссурииск-2 1С	220	1			79,3	-12,0	226,6	-1000	1000	226,6	-0,07	3,01
Ген	122	Уссурииск-2 2С	220	1			107,1	55,3	226,6	-1000	1000	226,6	-10,25	3,00
Ген	123	Уссурииск-2 110	110	1	141,3	61,2		122,7	119,6	-1000	1000	119,6	-5,79	8,75
Ген	131	Русская	220	1			5,3	-15,3	230,3	-1000	1000	230,3	-5,8	4,67
Ген	141	Патрокл	220	1	2,0	0,3		-19,6	230,2	-1000	1000	230,2	-12,62	4,64
Ген	151	А	110	1	44,4	19,2		-1,2	120,7	-1000	1000	120,7	-12,43	9,76

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ген	161	ВТЭЦ-2 110	110	1	221,8	22,3	182,0	38,8	120,9	-1000	1000	120,9	-12,24	9,9
Ген	164	ВТЭЦ-2 220	220	1			108,3	37,9	230,1	-1000	1000	230,1	-11,8	4,59
Ген	171	Горностай	110	1	4,8	1,5		0,1	120,7	-1000	1000	120,7	-11,76	9,71
Ген	181	Океан	110	1	2,8	0,8		0,9	120,6	-1000	1000	120,6	-14,40	9,63
Ген	191	Муравейка	110	1	5,2	1,9		67,3	120,5	-1000	1000	120,5	11,61	9,57
Ген	201	Уссурийск/т	110	1	16,3	20,9		10,0	116,5	-1000	1000	116,5	12,21	5,91
Нагр	202	Узел 202	110	1	20,4	8,5			116,6	-1000	1000	116,6	13,01	5,96
Ген	211	Надеждинская/т	110	1	6,8	10,2		2,2	115,9	-1000	1000	115,9	14,03	5,39
Ген	241	Междуречье	110	1	12,5	4,3		0,8	118,2	-1000	1000	118,2	-16,00	7,43
Ген	251	УКФ	110	1	3,2	1,1		0,1	117,6	-1000	1000	117,6	-16,04	6,89
Ген	261	Уссурийск-1	110	1	53,1	22,8		11,5	116,8	-1000	1000	116,8	-16,53	6,22
Ген	271	Тереховка	110	1	1,3	0,5		2,2	116,0	-1000	1000	116,0	-15,83	5,44
Ген	281	Раздольное-1	110	1	1,3	0,6		-0,3	115,2	-1000	1000	115,2	-20,61	4,75
Ген	291	Раздольное-2	110	1	6,7	2,6		-1,5	115,2	-1000	1000	115,2	-19,79	4,73
Ген	301	Пушкинская	110	1	0,1			0,4	114,9	-1000	1000	114,9	-16,53	4,45
Ген	311	Кипарисово	110	1	3,4	0,8		1,1	115,6	-1000	1000	115,6	-15,83	5,05
Нагр	341	Артемовская	35	1	20,7	8,3				-1000	1000	34,33	-20,61	1,91

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Нагр	351	Шахтовая	35	1	14,3	5,7				-1000	1000	35,11	-19,79	0,32
Нагр	361	Трикотажная	35	1	8,4	3,3				-1000	1000	37,45	-16,41	6,99
Нагр	371	Соловей ключ	35	1	8,8	3,5				-1000	1000	33,08	-23,77	5,48
Нагр	381	Надеждинская	35	1	11,1	4,4				-1000	1000	33,45	-24,37	4,44
Нагр	382	Надеждинская	35	1	12,3	4,9				-1000	1000	31,56	-37,66	9,83
Нагр	391	Заводская	35	1	4,8	1,9				-1000	1000	34,48	-23,67	1,48
Нагр	401	Угловая	35	1	20,2	8,0				-1000	1000	33,75	-24,60	3,58
Нагр	411	Шмидтовка	35	1	5,2	2,1				-1000	1000	33,66	-34,04	3,83
Нагр	421	Суражевка	35	1	1,4	0,5				-1000	1000	36,95	-18,72	5,56
Нагр	431	Птицефабрика	35	1	3,6	1,4				-1000	1000	37,65	-15,72	7,58

Таблица 9 – Ветви. Нормальный режим

Тип	N _{нач}	N _{кон}	Название	R	X	B	G	K _{гр}	N _{анц}	БД _{анц}	P _{нач}	Q _{нач}	I _{max}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Выкл	1	121	Базисный – Уссурийск-2								-217	23	557
Выкл	15	13	АТЭЦ 220 – АТЭЦ 220								-34	-12	90

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Выкл	14	16	АТЭЦ 110 – АТЭЦ 110								-85		420
Выкл	31	32	Западная 1СШ – Западная 2 СШ								-7	24	125
Выкл	42	42	Кролевцы 1СШ – Кролевцы 2 СШ										
Выкл	121	122	Уссурийск-2 1С 220 – Уссурийск-2 2С 220								-85	-35	234
Выкл	381	382	Надеждинская – Надеждинская										
Выкл	45	46	Кролевцы 35 – Кролевцы 35										
ЛЭП	13	71	АТЭЦ 220 – Аэропорт	1,42	7,93	-51,0					119	30	311
ЛЭП	14	21	АТЭЦ 110 – Шахта-7	3,61	6,18	-38,5					-91	47	500
ЛЭП	14	17	АТЭЦ 110 – Узел 17	0,53	1,12	-7,2					-65	62	439
ЛЭП	16	18	АТЭЦ 110 – Узел 18	0,53	1,12	-7,2					-59	58	406
ЛЭП	21	31	Шахта-7 – Западная 1С	1,66	2,70	-15,7					-63	-6	309
ЛЭП	34	391	Западная 35 - Заводская	0,36	1,22						-13	-5	229
ЛЭП	34	391	Западная 35 - Заводская	0,36	1,22						-13	-5	229
ЛЭП	401	391	Угловая – Заводская	0,73	1,23						20	8	371
ЛЭП	34	341	Западная 35 – Артемовская	4,61	4,93								

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЛЭП	341	351	Артемовская – Шахтовая	0,82	1,17						21	8	375
ЛЭП	351	361	Шахтовая – Трикотажная	0,31	0,56								
ЛЭП	361	19	Трикотажная – АТЭЦ 35	0,83	2,83						8	3	139
ЛЭП	351	19	Шахтовая – АТЭЦ 35	1,3	3,3						35	15	629
ЛЭП	19	431	АТЭЦ 35 – Птицефабрика	1,71	1,78						-4	-1	59
ЛЭП	431	45	Птицефабрика – Кролевцы 35	2,44	2,53								
ЛЭП	46	421	Кролевцы 35 – Суражевка	1,03	1,07						-1	-1	23
ЛЭП	421	19	Суражевка – АТЭЦ 35	6,42	6,66								
ЛЭП	45	341	Кролевцы 35 – Артемовская	8,22	7,22								
ЛЭП	46	371	Кролевцы 35 – Соловей ключ	12,98	13,52						-10	-2	154
ЛЭП	371	381	Соловей ключ – Надеждинская	4,21	4,43							3	47
ЛЭП	381	34	Надеждинская – Западная 35	1,74	3,57						11	7	229
ЛЭП	382	411	Надеждинская – Шмидтовка	5,22	5,42						12		226
ЛЭП	411	52	Шмидтовка – Давыдовка 35	4,53	7,77						18	3	319

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЛЭП	31	43	Западная 1С – Узел 43	5,60	11,88	-76,4					43	3	216
ЛЭП	32	44	Западная 2С – Узел 44	5,63	11,94	-76,8					41	5	203
ЛЭП	31	51	Западная 1С – Давыдовка	5,42	8,87	-53,2					-74	9	372
ЛЭП	41	43	Кролевцы 1С – Узел 43	0,33	0,71	-4,6					16	-66	327
ЛЭП	42	44	Кролевцы 2С – Узел 44	0,33	0,71	-4,6					26	-75	383
ЛЭП	44	17	Узел 44 – Узел 17	1,55	3,3	-20,2					68	-69	469
ЛЭП	43	18	Узел 43 – Узел 18	1,52	3,23	-20,7					60	-62	421
ЛЭП	61	17	Штыково – Узел 17	0,54	1,14	-7,3					-4	5	31
ЛЭП	61	18	Штыково – Узел 18	0,54	1,14	-7,3					-2	3	16
ЛЭП	71	101	Аэропорт – Владивосток 1С	1,55	8,68	-55,8					123	25	316
ЛЭП	81	101	Зеленый угол 2С 220 – Владивосток 1С	6,34	27,77	-170,9					82	-3	208
ЛЭП	81	91	Зеленый угол 2С 220 – Волна 220	1,15	5,01	-30,9						-83	213
ЛЭП	101	33	Владивосток 1С – Узел 33	2,56	11,19	-68,9					-99	-10	250
ЛЭП	33	91	Узел 33 – Волна 220	2,70	11,82	-72,8					-99	-11	251
ЛЭП	101	121	Владивосток 1С – Уссурйск-2 1С	5,11	22,39	-137,8					114	-78	354
ЛЭП	81	164	Зеленый угол 2С 220 – ВТЭЦ-2 220	0,42	1,85	-11,4					-4	8	22

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЛЭП	164	15	ВТЭЦ-2 220 – АТЭЦ 220	4,8	20,04	-123,3					13	-23	81
ЛЭП	51	301	Давыдовка – Пушкинская	6,49	13,76	-88,4					27	-3	139
ЛЭП	32	311	Западная 2С – Кипарисово	5,18	8,88	-55,3					-17	-1	85
ЛЭП	291	301	Рздольное-1 – Пушкинская	1,83	3,87	-24,9					-28	4	140
ЛЭП	291	311	Рздольное-1 – Кипарисово	2,34	4,01	-25,0					13	2	69
ЛЭП	281	291	Раздольное-2 – Раздольное-1	0,2	0,34	-2,1					-21	2	106
ЛЭП	271	281	Тереховка – Раздольное-2	5,05	20,27	-53,9					-22	1	112
ЛЭП	261	271	Уссурийск-1 – Тереховка	5,48	9,39	58,5					-24	3	120
ЛЭП	261	16	Уссурийск-1 – АТЭЦ 110	10,35	25,16	-161,1					13	-1	66
ЛЭП	202	201	Узел 202 – Уссурийск/т	0,15	0,21	-1,3					-43	-1	212
ЛЭП	201	211	Уссурийск/т – Надеждинская/т	9,55	20,01	-128,4					-26	10	139
ЛЭП	211	31	Надеждинская/т – Западная 1С	3,36	7,12	-45,8					-19	17	127
ЛЭП	261	251	Уссурийск-1 – УКФ	0,91	3,09	-21,4					64	9	319
ЛЭП	251	241	УКФ – Междуречье	0,67	2,26	-15,7					68	10	335

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЛЭП	241	123	Междуречье – Уссурийск-2 110	1,31	4,43	-30,7					80	14	399
ЛЭП	123	202	Уссурийск-2 110 – Узел 202	4,59	6,51	-39,2					-65	-11	317
ЛЭП	83	171	Зеленый угол 110 – Горностай	0,72	2,43	-16,9					-1	-2	14
ЛЭП	171	181	Горностай – Океан	3,59	12,11	-84,1					4	-3	21
ЛЭП	181	191	Океан – Муравейка	1,93	6,52	-45,2					6	-3	34
ЛЭП	83	151	Зеленый угол 110 – А	0,38	1,40	-9,3					21	-6	102
ЛЭП	83	151	Зеленый угол 110 – А	0,38	1,40	-9,3					21	-6	102
ЛЭП	81	131	Зеленый угол 2С 220 – Русская	0,53	3,26	-109					2	45	114
ЛЭП	131	141	Русская – Патрокл	0,24	1,51	-55,5					-3	3	67
ЛЭП	141	81	Патрокл – Зеленый угол 2С 220	0,30	1,76	-53,8					-1	-6	88
Тр-р	13	14	АТЭЦ 220 – АТЭЦ 110	0,28	23,14	34,0	11,9	0,526			-237	-56	616
Тр-р	31	34	Западная 1С – Западная 35	1,65	57,86	18,2	8,8	0,335			-29	-27	196
Тр-р	32	34	Западная 2С – Западная 35	1,65	57,86	18,2	8,8	0,335			-29	-27	196
Тр-р	16	19	АТЭЦ 110 – АТЭЦ 35	0,55	19,29	0,54	26,5	0,335			-49	-29	280
Тр-р	41	46	Кролевцы 1С – Кролевцы 35	2,96	92,58	13,2	6,5	0,335			-14	-12	88

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Тр-р	42	45	Кролевцы 2С – Кролевцы 35	2,96	92,58	13,2	6,5	0,335			-17	-12	99
Тр-р	51	52	Давыдовка – Давыдовка 35	2,96	92,58	13,2	6,5	0,335			-23	-5	122
Тр-р	51	52	Давыдовка – Давыдовка 35	2,96	92,58	13,2	6,5	0,335			-23	-5	122
Тр-р	81	83	Зеленый угол 2С 220 – Зеленый угол 110	2,67	155,34	5,4	2,1	0,526			-41	-3	102
Тр-р	81	83	Зеленый угол 2С 220 – Зеленый угол 110	2,67	155,34	5,4	2,1	0,526			-41	-3	102
Тр-р	121	123	Уссурийск-2 1С 220 – Уссурийск-2 110	1,07	95,22	9,5	3,7	0,526			-96	-6	245
Тр-р	122	123	Уссурийск-2 1С 220 – Уссурийск-2 110	1,07	95,22	9,5	3,7	0,526			-96	-6	245
Тр-р	122	123	Уссурийск-2 1С 220 – Уссурийск-2 110	1,07	95,22	9,5	3,7	0,526			-96	-6	245
Тр-р	164	161	ВТЭЦ-2 220 – ВТЭЦ-2 220	0,53	47,61	18,9	7,4	0,526			-126	-8	317

Таблица 10 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме.

N _{нач}	N _{кон}	Название	I _{нач}	I _{кон}	Место	I _{доп расч} ДДТН	I/I _{доп} ДДТН
1	2	3	4	5	6	7	8
341	351	Артемовская – Шахтовая	375	375	ВН	342	109,7
351	19	Шахтовая – АТЭЦ 35	629	629	ВН	658	95,5
401	391	Угловая – Заводская	371	371	ВН	434,7	85,4

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8
14	21	АТЭЦ 110 – Шахта-7	500	499	ВН	600	83,4
44	17	Узел 44 – Узел 17	468	469	ВН	581	83,4
14	17	АТЭЦ 110 – Узел 17	439	439	ВН	581	75,6
31	51	Западная 1С – Давыдовка	372	371	ВН	503	73,9
43	18	Узел 43 – Узел 18	420	421	ВН	581	72,5
16	18	АТЭЦ 110 – Узел 18	406	406	ВН	581	70,0
382	411	Надеждинская – Шмидтовка	226	226	ВН	342	66,0
42	44	Кролевцы 2С – Узел 44	382	383	ВН	581	65,9
411	52	Шмидтовка – Давыдовка 35	319	319	ВН	503	63,4
21	31	Шахта-7 – Западная 1С	309	309	ВН	503	61,5
41	43	Кролевцы 1С – Узел 43	327	327	ВН	581	56,4
46	371	Кролевцы 35 – Соловей ключ	154	154	ВН	342	45,1
381	34	Надеждинская – Западная	229	229	ВН	581	39,4
31	43	Западная 1С – Узел 43	216	215	ВН	581	37,2
32	44	Западная 2С – Узел 44	203	202	ВН	581	35,0
361	19	Трикотажная – АТЭЦ 35	139	139	ВН	435	32
34	391	Западная 35 – Заводская	229	229	ВН	781	29,3
34	391	Западная 35 – Заводская	229	229	ВН	781	29,3
33	91	Узел 33 – Волна 220	250	251	ВН	916	27,3
51	301	Давыдовка – Пушкинская	138	139	ВН	581	24,0
19	431	АТЭЦ 35 – Птицефабрика	59	59	ВН	342	17,4
32	311	Западная 2С – Кипарисово	85	85	ВН	503	16,9
371	381	Надеждинская – Соловей ключ	47	47	ВН	342	13,8
46	421	Кролевцы – Суражевка	67	81	ВН	342	6,8

Таблицы ветвей, узлов и токовых нагрузок ЛЭП в послеаварийных режимах указаны в приложении Б.

3.3 Анализ режимов электрической сети расчетной модели.

Сопоставим плотность тока в линиях в нормальном режиме с экономической плотностью тока. Для сталеалюминиевых проводов экономическая плотность тока равна 1 мм^2 , для медных – $1,8 \text{ мм}^2$ [17]. Сопоставление плотностей тока указано в таблице 11

Таблица 11 – Сопоставление плотностей тока в нормальном режиме

Наименование линии	Марка провода	Сечение провода, мм	Фактический ток, А	Плотность тока j , А/мм	Примечание
1	2	3	4	5	6
Владивосток - Волна	АС-300	300	251	0.84	
Западная - Кипарисово	АС-120	120	85	0.71	
Западная - Давыдовка	АС-120, М-70	70	371	5.30	выше $j_{эк}=1$
АТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №1	АС-150	150	420	2.80	выше $j_{эк}=1$
АТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №2	АС-150	150	469	3.13	выше $j_{эк}=1$
Западная – Шахта 7	АС-120, М-70	70	310	4.43	выше $j_{эк}=1$
АТЭЦ – Шахта 7	АССС-150, АСКП-240	240	501	2.09	выше $j_{эк}=1$
Западная – Артемовская	АС-70, М-70	70	0	0.00	Отключена
Новый ЦП – Надеждинская	АС-50, М-50	50	233	4.66	выше $j_{эк}=1$

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6
Западная – Заводская №1	АС-240	240	229	0.95	
Западная – Заводская №2	АС-240	240	229	0.95	
Заводская – Угловая	М-70, АС- 240	70	371	5.30	выше jэк=1
Артемовская – Ключевая	АС-50	50	0	0.00	Отключена
Артемовская – Шахтовая	АС-70, М-70	70	375	5.36	выше jэк=1
АТЭЦ – Птицефабрика	АС-70	70	59	0.84	
Птицефабрика – Кролевцы	АС-70	70	0	0.00	Отключена
Кролевцы – Суражевка	АС-70	70	23	0.33	
АТЭЦ – Суражевка	АС-70	70	0	0.00	Отключена
АТЭЦ – Мебельная	АС-300	300	139	0.46	
АТЭЦ – Шахтовая	АС-185	185	629	3.40	выше jэк=1
Шахтовая – Трикотажная	М-70, АС- 300	70	0	0.00	
Мебельная – Трикотажная	М-70, АС- 300	70	139	1.99	выше jэк=1
Кролевцы – Владивосток	АС-70, АС- 120	70	146	2.09	выше jэк=1
Владивосток – Соловей ключ	АС-70	70	146	2.09	выше jэк=1
Соловей ключ – Надеждинская	АС-70, АС- 95	70	49	0.70	
Надеждинская – Шмидтовка	АС-70	70	226	3.23	выше jэк=1
Шмидтовка – Давыдовка	АС-95, АС- 120	95	319	3.36	выше jэк=1

В нормальном режиме по ВЛ 110 кВ АТЭЦ - Западная - Кролевцы – Штыково и ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7 – Западная через подстанцию Западная протекает ток величиной 85 А (17 МВт) на ПС 110 кВ Кипарисово и 371 А (74,5 МВт) на ПС 110 кВ Давыдовка. При этом, аварийное отключение одной из ВЛ 110 кВ АТЭЦ - Западная - Кролевцы – Штыково, повлечет к перегрузке оставшейся в работе линии. Также перегружаются и другие линии. Список перегруженных линий в различных послеаварийных режимах указан в таблице 12.

Таблица 12 – Перегруженные линии

Наименование линии	Примечание	Фактический ток, А	ДДТН, А	I/I _{ДДТН} , %
110 кВ				
1	2	3	4	5
АТЭЦ – Шахта 7	Аварийное отключение ВЛ 110 Кв АТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №1	646	600	107,7
АТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №1	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ АТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №2	607	581	104,5
АТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №2	Аварийное отключение ВЛ 110 Кв АТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №1	606	581	104,4
Западная – Давыдовка	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Пушкинская - Давыдовка	529	503	105,1
35 кВ				
Артемовская – Шахтовая	Нормальный режим	375	342	109,7
Кролевцы – Владивосток	Аварийное отключение ВЛ 35 Кв Западная – Надеждинская	378	342	110,5

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
Владивосток – Соловей ключ	Аварийное отключение ВЛ 35 Кв Западная – Наеждинская	378	342	110,5
Наеждинская – Шмидтовка	Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Западная – Наеждинская	390	342	114,1

Подробный анализ режимов электрической сети представлен в приложении Б.

При увеличении нагрузки потребителей загрузка трансформаторов на ПС 110 кВ Западная для первого трансформатора составляет 34,75 МВА (86,9%), для второго – 27,32 МВА (68,3%). Загрузка оставшегося в работе трансформатора, при аварийном отключении другого составляет 62,1 МВА (155,3%). Для трансформаторов 110 кВ максимальная перегрузка допустима на 25% от номинальной мощности трансформаторов [15].

В данном разделе была составлена модель электрической сети с увеличенной нагрузкой (до прогнозируемых значений). На основании этой модели разработаны варианты реконструкции электрической сети

4 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ

Токовая перегрузка элементов электрической сети может привести к перебою электроснабжения, тем самым снижает надежность электроснабжения. Поэтому предложенные варианты направлены на устранение перегрузки линий электропередачи.

4.1 Вариант №1 – Усиление существующих электрических сетей 35 – 110 кВ.

Первый вариант основан на данных модели сети в программе RastrWin 3. Вариант предполагает замену перегруженные ЛЭП на большее сечение для предотвращения токовой перегрузки линий в нормальном и послеаварийных режимах.

Необходимо заменить трансформаторы на ПС Западная на трансформаторы большей мощности для снижения аварийной перегрузки до допустимых значений.

4.1.1 Выбор сечения проводов ВЛ

В перегруженных линиях необходимо заменить провода на большее сечение. Сечение проводов ЛЭП выберем по экономической плотности тока:

$$F = \frac{I_P}{j_{ЭК}} \quad (12)$$

где F – экономическое сечение, мм; I_P – расчетный ток, А; $j_{ЭК}$ – экономическая плотность тока;

Примем $j_{ЭК} = 1$ [26]

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_t; \quad (13)$$

где I_{\max} - максимальный ток, А; α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки. Примем данный коэффициент равным 1,06 [28].

Определим экономическое сечение для линии 110 кВ Западная – Давыдовка.

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{P.Зан-Дав} = 1,06 \cdot 358 = 379,5 \text{ А}$$

Экономическое сечение:

$$F = \frac{379,5}{1} = 379,5 \text{ мм}$$

Ближайшее стандартное сечение провода равно 400 мм² такому сечению соответствует провод марки АС-400/22, однако габаритные параметры провода такого сечения не соответствуют линиям 110 кВ [35], поэтому примем к установке высокотемпературные провода с композитным сердечником марки АССС-150/28. Рабочая температура провода составляет 120⁰С, что соответствует токовой нагрузке 644 А. Максимальное значение тока для рассматриваемой линии составляет 529 А (таблица 14), поэтому выбранное сечение проверку по длительно допустимому току проходит.

Провода для других линий выбираются аналогично. В таблицу 13 сведена информация выбранных проводах.

Таблица 13 – Экономическое сечение линий

наименование линии	экономическое сечение F, мм	марка / длина провода	
		устанавливаемого	демонтируемого
1	2	3	4
110 кВ			
Западная – Давыдовка	379,5	АССС-150/28 / 19,45	АС-120 / 4,49, М- 70 / 14,96

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4
АТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №1	430,4	АССС-150/28 / 34,9	АС-150/24 / 34.9
АТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №2	445,4	АССС-150/28 / 34,9	АС-150/24 / 34.9
35 кВ			
Кролевцы – Владивосток	149	АС-150/24 / 15.36	АС-70/11 / 15.21, АС-120/19 / 0.15
Владивосток – Соловей ключ	149	АС-150/24 / 15.1	АС-70/11 / 14.95, АС-120/19 / 0.15
Надеждинская – Шмидтовка	239,6	АССС-150/28 / 12.2	АС-70/11 / 12.2
Артемовская – Шахтовая	397,5	АССС-150/28 / 2,85	АС-70/11 / 0,3; М-70/11 / 2,55

4.1.2 Выбор силовых трансформаторов на ПС Западная.

Мощность трансформатора выбирается по условию (13)

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{S_{\text{н}}}{k_{\text{ПТ}}} \quad (14)$$

где $S_{\text{н}}$ – нагрузка на подстанции, выбирается по суммарной загрузке трансформаторов $S_{\text{н}} = 62,1$ МВА, согласно расчету, в ПК RastrWin3; $k_{\text{ПТ}} = 1,25$ [17];

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{62,1}{1,25} = 49,68 \text{ МВА}$$

Примем к установке два трансформатора марки ТДЦТН-63000/110, с номинальной мощностью 63 МВА.

4.1.3 Расчет режима электрической сети

На рисунке 5 представлена схема электрической сети варианта №1

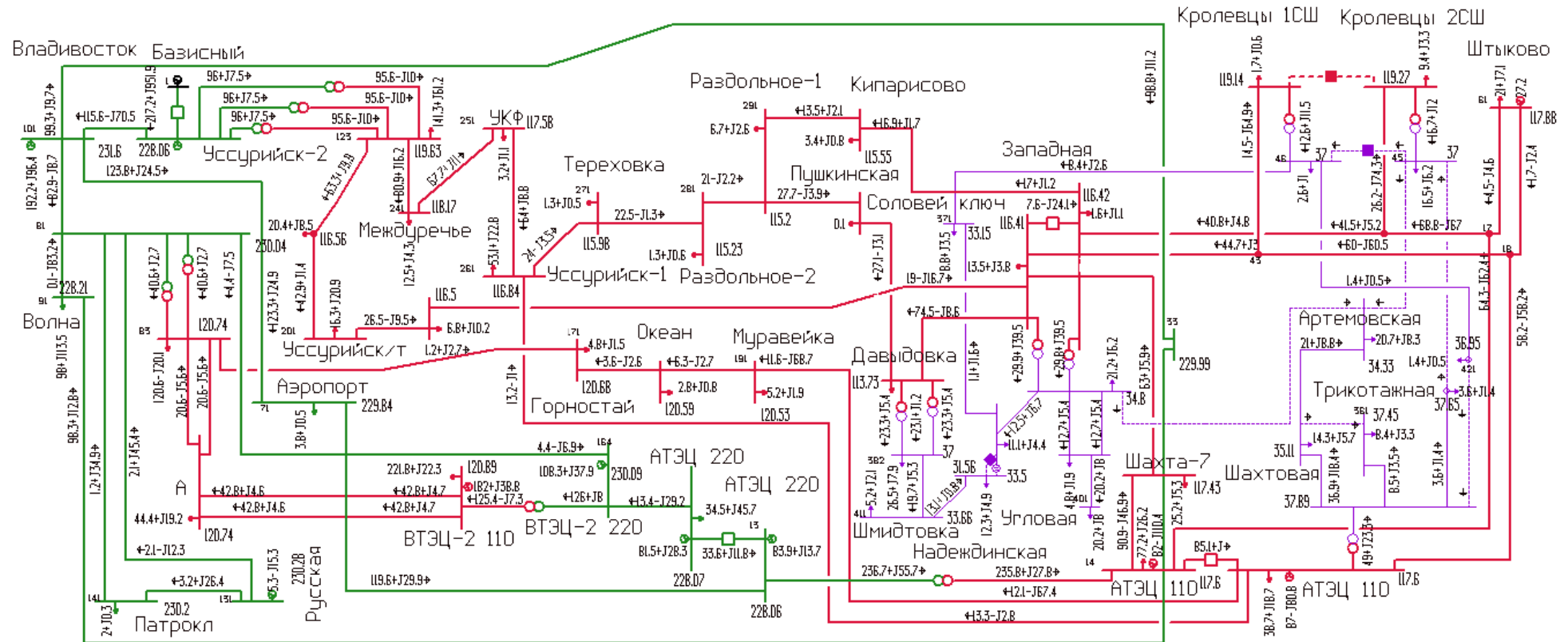


Рисунок 5 – Режим сети варианта №1

Данные о нагрузках линий сведены в таблицу 14

Таблица 14 – нагрузки линий

Наименование линии	Марка провода	Сечение провода, мм	Фактический ток, А	Плотность тока j, А/мм	Примечание
1	2	3	4	5	6
Волна - Владивосток	АС-300	300	262	0,87	
Новый ЦП - Кипарисово	АС-120	120	66	0.55	
Новый ЦП - Давыдовка	АС-120, М-70	70	358	5.11	выше jэк=1
АТЭЦ – Шахта 7	АССС-150, АСКП-240	240	273	1.14	выше jэк=1
АТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №1	АС-150	150	343	2.29	выше jэк=1
АТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №2	АС-150	150	325	2.17	выше jэк=1
Западная – Шахта 7	АС-120, М-70	70	188	2.69	выше jэк=1
Западная – Артемовская	АС-70, М-70	70	0	0.00	отключена
Новый ЦП – Надеждинская	АС-50, М-50	50	233	4.66	выше jэк=1
Западная – Заводская №1	АС-240	240	229	0.95	
Западная – Заводская №2	АС-240	240	229	0.95	
Заводская – Угловая	М-70, АС-240	70	371	5.30	выше jэк=1

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6
Артемовская – Ключевая	АС-50	50	0	0.00	отключена
Артемовская – Шахтовая	АС-70, М-70	70	375	5.36	выше $j_{ЭК}=1$
АТЭЦ – Птицефабрика	АС-70	70	59	0.84	
Птицефабрика – Кролевцы	АС-70	70	0	0.00	отключена
Кролевцы – Суражевка	АС-70	70	23	0.33	
АТЭЦ – Суражевка	АС-70	70	0	0.00	отключена
АТЭЦ – Мебельная	АС-300	300	139	0.46	
АТЭЦ – Шахтовая	АС-185	185	629	3.40	выше $j_{ЭК}=1$
Шахтовая – Трикотажная	М-70, АС-300	70	0	0.00	отключена
Мебельная – Трикотажная	М-70, АС-300	70	139	1.99	выше $j_{ЭК}=1$
Кролевцы – Владивосток	АС-70, АС-120	70	146	2.09	выше $j_{ЭК}=1$
Владивосток – Соловей ключ	АС-70	70	146	2.09	выше $j_{ЭК}=1$
Соловей ключ Надеждинская	АС-70, АС-95	70	49	0.70	
Надеждинская – Шмидтовка	АС-70	70	226	3.23	выше $j_{ЭК}=1$
Шмидтовка – Давыдовка	АС-95, АС-120	95	319	3.36	выше $j_{ЭК}=1$

Подробный анализ режимов электрической сети для первого варианта представлен в приложении В.

Вариант №1 предполагает замену двух трансформаторов ТДТН-40000/110 на трансформаторы ТДЦТН-63000/110, а также замену 89,27 км провода линий 110 кВ и 52,7 км провода линий 35 кВ.

4.2 Вариант №2 – сооружение нового центра питания.

В ПК RastrWin3 разработана модель реконструируемой сети для второго варианта. Вариант предполагает строительство нового центра питания – подстанции 220/110/35 кВ с установкой одного автотрансформатора.

4.2.1 Выбор места установки нового центра питания

Вблизи от ПС 110 кВ Западная проходит ЛЭП 220 кВ Владивосток – Волна. Центр питания необходимо подключить в распорку этой линии, что позволит запитать его от линии 220 кВ, не нагружая при этом ВЛ 110 кВ. Центр питания следует устанавливать вблизи от ПС 110 кВ Западная, что позволит переключить линии 110 и 35 кВ с минимальным количеством возводимых опор для подключения линий на новую подстанцию.

4.2.2 Конфигурация электрической сети после установки ЦП

ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка и ВЛ 110 кВ Западная – Кипарисово переводятся с подстанции Западная на новый ЦП. Данная мера позволяет разгрузить ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №1, АТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №2, АТЭЦ – Шахта-7, Западная – Шахта-7.

Новый ЦП подключаем по ЛЭП 35 кВ к ПС Западная, но при этом, ВЛ 35 кВ Западная – Надеждинская переводим с подстанции Западная на новый ЦП. Согласно данным ПЭС Приморского края [26], ПС 35 кВ Надеждинская (по линии 35 кВ Западная – Надеждинская) питается от трансформатора Т2, установленного на ПС 110 кВ Западная (рисунок 5). После перевода линии на новую подстанцию на трансформатор Т2 можно перевести одну из параллельных линий 35 кВ Западная – Заводская с трансформатора Т1 (до этого обе линии питались от трансформатора Т1 [26]). Эти меры позволяют разгрузить трансформаторы Т1 и Т2 на ПС 110 кВ Западная. Линия 35 кВ между новым ЦП и подстанцией Западная необходима, в случае, если произойдет аварийное отключение автотрансформатора на строящемся центре питания. В этом случае,

электроснабжение на ПС 35 кВ Надеждинская, обеспечит ПС Западная через ВЛ 35 кВ Западная – Новый ЦП – Надеждинская.

На рисунке 6 схема присоединений к ПС Западная до реконструкции, а на рисунке 7 – после.

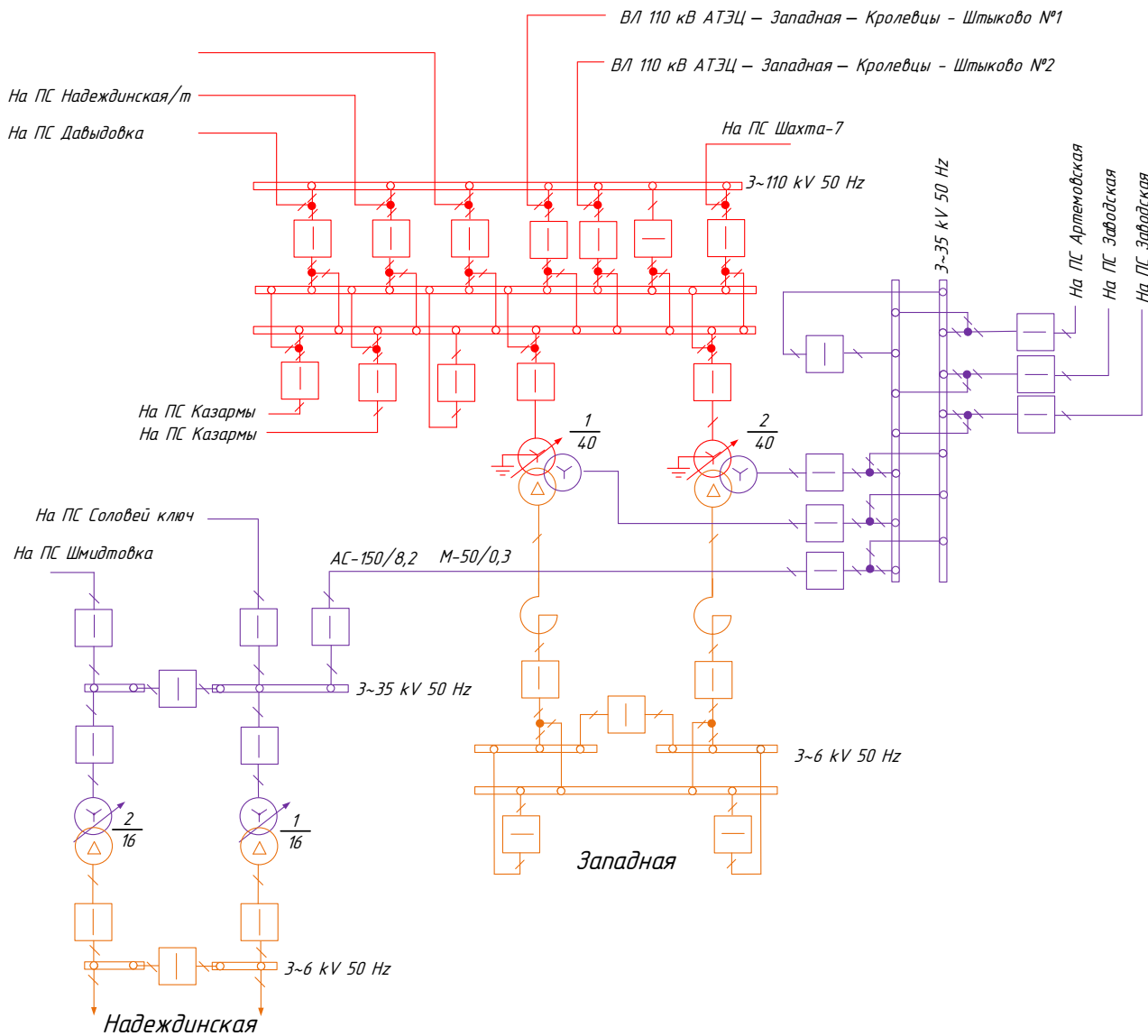


Рисунок 6 – электрическая сеть до реконструкции

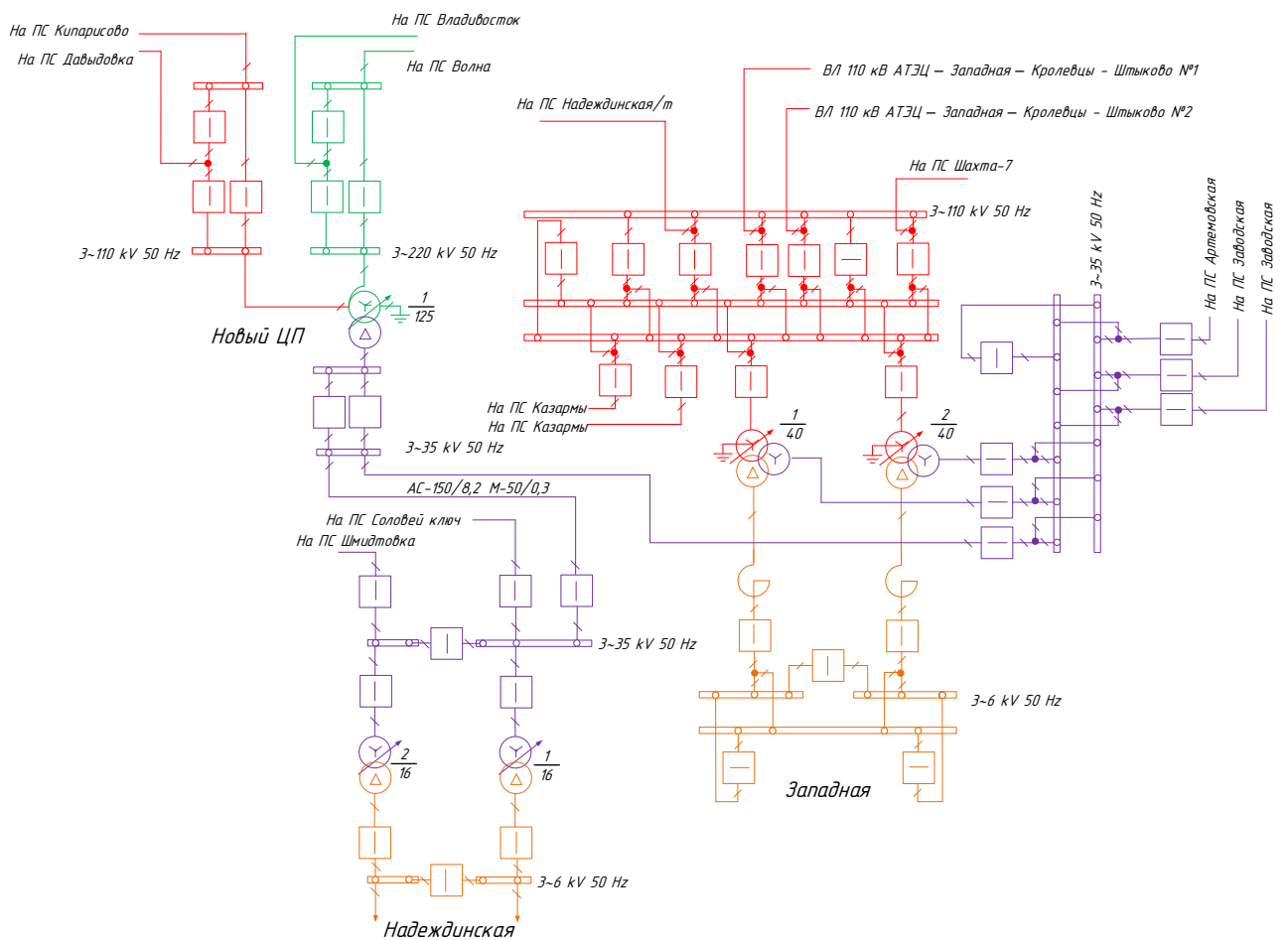


Рисунок 7 – электрическая сеть после реконструкции. Вариант №2

4.2.3 Выбор главной схемы подстанции

Определяющим при проектировании электрической части подстанций, является выбор главной схемы, так как он определяет состав элементов и связей между ними.

Принимаем к установке на РУ следующие схемы, указанные в таблице 1.5.

Таблица 15 – Схемы РУ на разные номинальные напряжения подстанции

	РУВН	РУСН	РУНН
1	2	3	4
Вид схемы РУ	6Н-Треугольник	6Н-Треугольник	3Н-Блок (линия-трансформатор) с выключателем

На стороне ВН и СН применяются схемы треугольника. Схема является экономичной, потому что на три присоединения используются три выключателя.

Каждое присоединение включено в схему РУ через два выключателя, независимых друг от друга, что увеличивает гибкость и надежность схемы. При аварийном отключении одного из присоединений, линии или трансформатора, двое других остаются в работе.

В качестве распределительного устройства 35кВ используется одна не секционированная система шин. Данная схема является простой и экономичной. Надежность схемы низкая. Однако, нагрузкой на низкой стороне ЦП является ПС 35 кВ Надеждинская, которая (при отключении линии, питающей ее от ЦП) имеет возможность получать питание по ВЛ 35 кВ Надеждинская – Шмидтовка и по ВЛ 35 кВ Надеждинская – Соловей ключ.

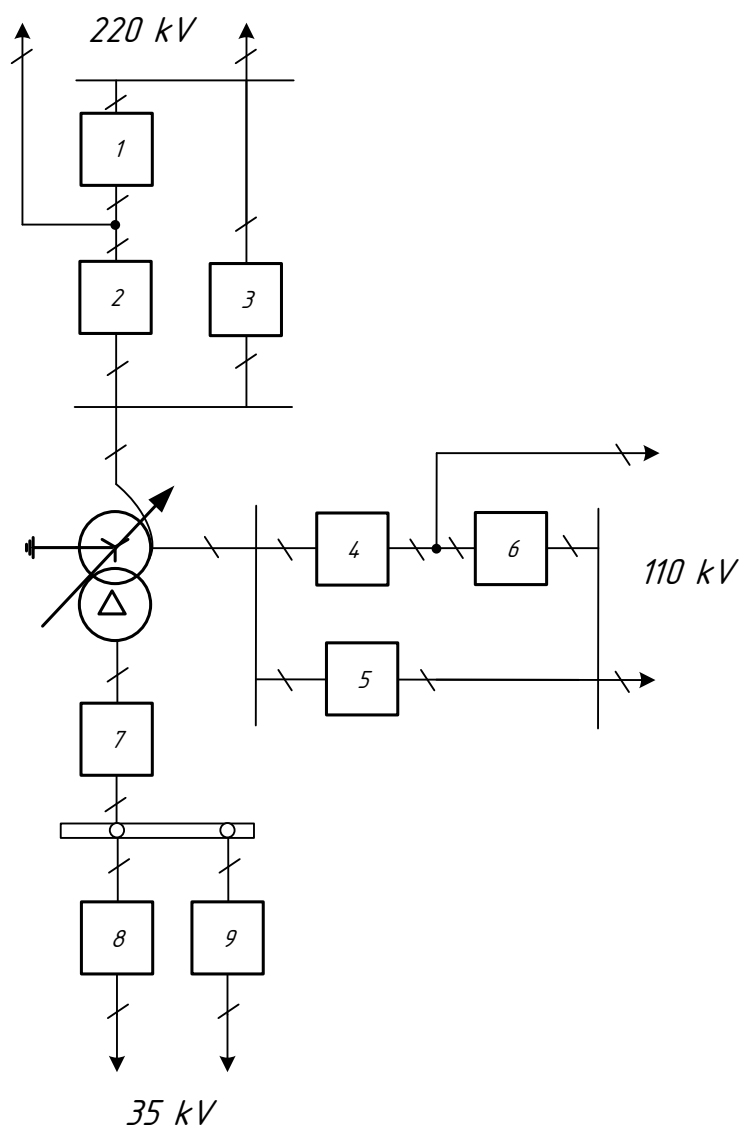


Рисунок 8 – Главная схема подстанции

4.2.4 Компенсация реактивной мощности.

Передача большой реактивной мощности по ВЛЭП неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии. Решением данной проблемы является компенсация реактивной мощности. Для этого необходима установка компенсирующих устройств.

Выбор КУ проводим по следующему алгоритму.

Рассчитываем экономически целесообразную реактивную мощность, которую требуется передать:

$$Q_{\text{э}} = P_{\text{max}} \cdot \text{tg}\varphi \quad (15)$$

где P_{max} - Суммарная установленная мощность одной подстанции, МВт;

$\text{tg}\varphi$ - коэффициент реактивной мощности, задаваемых энергосистемой.

Примем $\text{tg}\varphi = 0,4$

Определяем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{э}} \quad (16)$$

Если значение $Q_{\text{КУ}}$ – отрицательное, то компенсация реактивной мощности не требуется

Максимальные активная и реактивная мощности на стороне НН соответственно равны:

$$P_{\text{max}} = 28,48 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{max}} = 11,37 \text{ МВАр}$$

Характеристики КУ:

$$Q_3 = 28,48 \cdot 0,4 = 11,39 \text{ МВАр}$$

$$Q_{ку} = 11,37 - 11,39 = -0,02 \text{ МВАр}$$

Отрицательное значение $Q_{ку}$ говорит о том, что на сооружаемой подстанции компенсация реактивной мощности не требуется

4.2.5 Выбор силовых трансформаторов.

Мощность автотрансформатора выбирается по условию (17)

$$S_{тр} \geq S_{110} + S_{нн} \quad (17)$$

где S_{110} – поток мощности, протекающий через автотрансформатор в сеть 110 кВ, $S_{110} = 98,55$ МВА, согласно расчету; $S_{нн}$ – нагрузка на обмотке НН – нагрузка подстанции 35 кВ Надеждинская

Новая подстанция по линии 35 кВ питает часть нагрузки ПС 35 кВ Надеждинская. Следует учесть, что, ПС Западная питает только половину (относящуюся к трансформатору Т1) нагрузки подстанции 35 кВ Надеждинская (секционный выключатель на РУ ВН и выключатель переемычки на РУ НН на ПС Надеждинская отключены, рисунок 7) [25], поэтому нагрузка НН нового ЦП определяется максимальной прогнозной нагрузкой ПС Надеждинская, относящейся к трансформатору Т1; $S_{нн} = 12,7$ МВА

$$S_{тр} \geq 98,55 + 12,7 = 111,25 \text{ МВА}$$

Примем к установке автотрансформатор марки АДЦТН-125000/220/110, с номинальной мощностью 125 МВА, мощность обмотки НН равна 63 МВА.

4.2.6 Расчет режима электрической сети

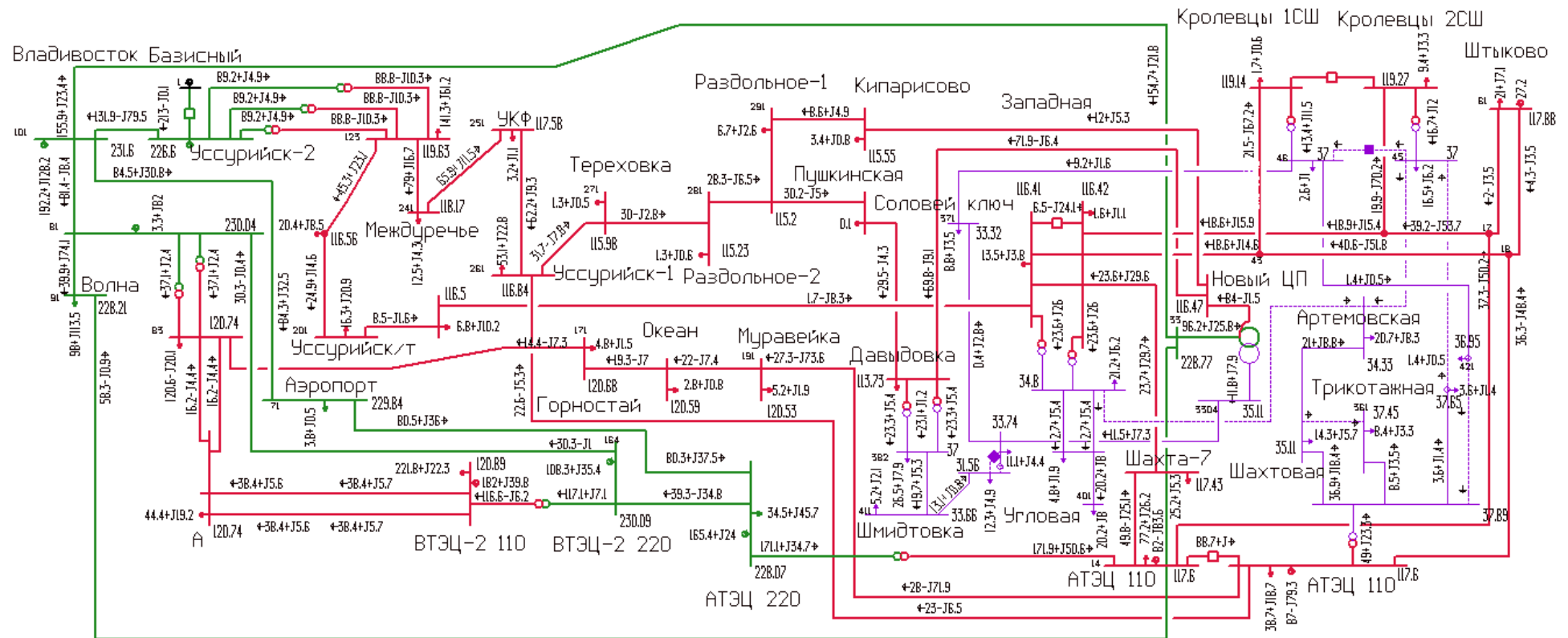


Рисунок 9 – Режим сети варианта №2

Данные о нагрузках линий сведены в таблицу 16

Таблица 16 – нагрузки линий

Наименование линии	Марка провода	Сечение провода, мм	Фактический ток, А	Плотность тока j, А/мм	Примечание
1	2	3	4	5	6
Новый ЦП - Волна	АС-300	300	148	0.49	
Новый ЦП - Владивосток	АС-300	300	394	1.31	выше jэк=1
Новый ЦП - Кипарисово	АС-120	120	66	0.55	
Новый ЦП - Давыдовка	АС-120, М-70	70	358	5.11	выше jэк=1
АТЭЦ – Шахта 7	АССС-150, АСКП-240	240	273	1.14	выше jэк=1
АТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №1	АС-150	150	343	2.29	выше jэк=1
АТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №2	АС-150	150	325	2.17	выше jэк=1
Западная – Шахта 7	АС-120, М-70	70	188	2.69	выше jэк=1
Западная – Артемовская	АС-70, М-70	70	0	0.00	отключена
Новый ЦП – Надеждинская	АС-50, М-50	50	233	4.66	выше jэк=1
Западная – Заводская №1	АС-240	240	229	0.95	
Западная – Заводская №2	АС-240	240	229	0.95	

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6
Заводская – Угловая	М-70, АС-240	70	371	5.30	выше jэк=1
Артемовская – Ключевая	АС-50	50	0	0.00	отключена
Артемовская – Шахтовая	АС-70, М-70	70	375	5.36	выше jэк=1
АТЭЦ – Птицефабрика	АС-70	70	59	0.84	
Птицефабрика – Кролевцы	АС-70	70	0	0.00	отключена
Кролевцы – Суражевка	АС-70	70	23	0.33	
АТЭЦ – Суражевка	АС-70	70	0	0.00	отключена
АТЭЦ – Мебельная	АС-300	300	139	0.46	
АТЭЦ – Шахтовая	АС-185	185	629	3.40	выше jэк=1
Шахтовая – Трикотажная	М-70, АС-300	70	0	0.00	отключена
Мебельная – Трикотажная	М-70, АС-300	70	139	1.99	выше jэк=1
Кролевцы – Владивосток	АС-70, АС-120	70	146	2.09	выше jэк=1
Владивосток – Соловей ключ	АС-70	70	146	2.09	выше jэк=1
Соловей ключ Надеждинская	АС-70, АС-95	70	49	0.70	
Надеждинская – Шмидтовка	АС-70	70	226	3.23	выше jэк=1
Шмидтовка – Давыдовка	АС-95, АС-120	95	319	3.36	выше jэк=1

Список перегруженных линий по току выше длительно-допустимых значений показан в таблице 17.

Подробный анализ режимов электрической сети для второго варианта представлен в приложении В.

Таблица 17 – Перегруженные линии

Наименование линии	Примечание	Фактический ток, А	ДДТН А	I/I _{ДДТН} %
1	2	3	4	5
110 кВ				
новый ЦП – Давыдовка	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Пушкинская - Давыдовка	529	503	104,7
35 кВ				
Артемовская – Шахтовая	Нормальный режим	375	342	109,7
Кролевцы – Владивосток	Аварийное отключение ВЛ 35 кВ новый ЦП – Надеждинская	378	342	113,7
Владивосток – Соловей ключ	Аварийное отключение ВЛ 35 кВ новый ЦП – Надеждинская	378	342	113,7
Надеждинская – Шмидтовка	Аварийное отключение ВЛ 35 кВ новый ЦП – Надеждинская	390	342	113,9

Благодаря переводу ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка и ВЛ 110 кВ Западная – Кипарисово на новую подстанцию 220/110/35 кВ, удалось разгрузить ВЛ 110 кВ АТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №1 на 100 А (19 МВА), ВЛ 110 кВ АТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №2 на 83 А (15,8 МВА)

После перевода ВЛ 35 кВ Западная – Надеждинская на новую подстанцию 220/110/35 кВ, загрузка трансформатора Т1 и Т2 на ПС 110 кВ Западная составляет 20,95 МВА и 28,41 МВА соответственно. При аварийном отключении

одного из трансформаторов, нагрузка на другом равняется 49,36 МВА, что составляет 123,4% от номинальной мощности трансформатора.

В перегруженных линиях необходимо заменить провода на большее сечение. Сечение проводов ЛЭП выберем по экономической плотности тока. В таблицу 18 сведена информация выбранных проводов.

Таблица 18 – Экономическое сечение линий

наименование линии	экономическое сечение F, мм	марка / длина провода	
		устанавливаемого	демонтируемого
110 кВ			
1	2	3	4
Новый ЦП – Давыдовка	379,5	АССС-150/28 / 19,45	АС-120 / 4,49, М- 70 / 14,96
35 кВ			
Кролевцы – Владивосток	149	АС-150/24 / 15.36	АС-70/11 / 15.21, АС-120/19 / 0.15
Владивосток – Соловей ключ	149	АС-150/24 / 15.1	АС-70/11 / 14.95, АС-120/19 / 0.15
Надеждинская – Шмидтовка	239,6	АССС-150/28 / 19,45	АС-70/11 / 12.2
Артемовская – Шахтовая	397,5	АССС-150/28 / 19,45	АС-70/11 / 0,3; М-70 / 2,55

Вариант №2 предполагает строительство новой подстанции 220/110/35 кВ с установкой одного автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110, а также замену 19,45 км провода линий 110 кВ и 52,7 км провода линий 35 кВ

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ

Выбор оптимального варианта электрической сети осуществляется по минимуму приведенных затрат.

Расчет приведенных затрат производится по формуле [28]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (18)$$

где K – суммарные капиталовложения в проектируемую сеть; I – суммарные затраты на передачу электроэнергии; E – ставка рефинансирования.

5.1 Расчет капиталовложений

Для варианта №1 капиталовложения определяются стоимостью реконструкции (техперевооружения и расширения) действующих объектов и могут определяться с учетом затрат, связанных с их реализацией, по формуле:

$$K_{рек} = K_{нов} + K_{дем} - K_{ост} \quad (19)$$

где $K_{нов}$ – стоимость вновь устанавливаемого оборудования; $K_{дем}$ – стоимость демонтажа; $K_{ост}$ – остаточная стоимость демонтируемого оборудования, которое не отработало нормативный срок службы и пригодно для использования на других объектах.

$K_{ост}$ определяется по формуле

$$K_{ост} = K_{нов} \left(1 - \frac{a_p \cdot t}{100} \right) \quad (20)$$

где K_0 – первоначальная стоимость демонтируемого оборудования, принимается по действующим ценам; t – продолжительность эксплуатации оборудования до его демонтажа, лет; a_p – норма амортизационных отчислений на реновацию, для воздушных линий и трансформаторов при $t = 20$ лет, $a_p = 0,05$ [28];

Расчет капиталовложений для варианта №2, помимо реконструкции линий, включает в себя строительство ПС, поэтому капиталовложения считаются по следующей формуле

$$K = K_{рек} + k_3 \cdot K_{ПС} \quad (21)$$

где $K_{ПС}$ – капиталовложения на строительство ПС; k_3 – зональный коэффициент $k_3 = 1,6$,

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН (СН) и НН, затраты на монтаж и наладку [28].

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

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций вычисляются по следующей формуле:

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{ИНФ} \quad (22)$$

где $K_{ОРУ}$ – капиталовложения в распределительные устройства; $K_{ТР}$ – капиталовложения в трансформаторы; $K_{КУ}$ – капиталовложения в компенсирующие устройства; $K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат на строительство ПС; $K_{ИНФ}$ – коэффициент инфляции.

Расчет капиталовложений в линии для указан в приложении Г.

5.2 Расчет эксплуатационных издержек

Суммарные издержки определяются следующим образом:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W}, \quad (23)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления; $I_{ЭКС}$ – эксплуатационные затраты; $I_{\Delta W}$ – расходы на потери электроэнергии.

Амортизационные отчисления определяются по формуле:

$$I_{AM} = \frac{K_{ПС}}{T_{сл.пс}} + \frac{K_{ВЛ}}{T_{сл.вл}}, \quad (24)$$

Расчет эксплуатационных издержек определяется по формуле:

$$I_{ЭКС} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ПС} + K_{ВЛ} \cdot \alpha_{ВЛ} \quad (25)$$

где $K_{ПС}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ПС; $K_{ВЛ}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ВЛ; $\alpha_{ПС}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС, $\alpha_{ПС} = 0,059$ [28]; $\alpha_{ВЛ}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ВЛ, $\alpha_{ВЛ} = 0,008$ [28].

Расходы на потери электроэнергии в сети определяются по следующей формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W} \quad (26)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в схеме, кВт·ч; $C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии – 2,57 руб/кВт·ч. [12]

Подробный экономический расчет приведен в приложении Г.

5.3 Сравнение приведенных затрат

Получив в результате расчета значения суммарных капиталовложений в проектируемую сеть и издержек, рассчитываются приведенные затраты по формуле (22) для каждого варианта.

Сравнительные характеристики полученных результатов сводятся в соответствующую таблицу, в которой должны быть указаны: номинальное напряжение сети СВН, кВ; суммарные капиталовложения, млрд. руб.; суммарные издержки, млрд. руб.; приведенные затраты, млрд. руб.

Таблица 19 – Экономическое сравнение вариантов

Параметры	Вариант 1	Вариант 2
1	2	3
К, млн. руб.	1646,837	1565,321
И, млн. руб.	118,017	102,347
З, млн. руб.	318,872	293,013

Для дальнейшего расчета выбираем второй вариант развития электрической сети.

5.4 Срок окупаемости проекта

Срок окупаемости проекта – это период времени, за который сумма чистого денежного потока от нового проекта покроет сумму вложенных в него средств. Может измеряться в месяцах или годах.

Рассчитывается по формуле:

$$T_{OK} = \frac{K}{\Pi_q + I_A} \quad (27)$$

где K - капитальные вложения, млн.руб; Π_q - чистая прибыль, млн.руб;
 I_A - амортизационные отчисления, млн.руб.

Чистая прибыль – это итоговая часть дохода, которая осталась после всех вычетов: на налоги, зарплаты, закупку оборудования, аренду и прочих затрат.

Рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{ч}} = O - И - Н \quad (28)$$

где O - доход от полезного отпуска электрической энергии, млн.руб; $И$ - издержки, млн.руб; $Н$ - налог на прибыль. На 2021 год ставка налога на прибыль составляет 20% [21].

Доход от полезного отпуска электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$O = W_{\text{ПО}} \cdot T_{\text{пер}} \quad (29)$$

где $W_{\text{ПО}}$ - полезный отпуск, тыс.кВт·ч; $T_{\text{пер}}$ - средний тариф на передачу электроэнергии, для Приморского края он равен 1500 руб./тыс.кВт·ч [12].

Полезный отпуск рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{\text{ПО}} = \sum P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \quad (30)$$

$$W_{\text{ПО}} = 30,67 \cdot 5600 = 153350 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч}$$

Далее находим доход от полезного отпуска электроэнергии, тыс руб:

$$O = 153350 \cdot 1,5 = 230025 \text{ тыс.руб}$$

Налог на прибыль, зависит от дохода от полезного отпуска электроэнергии и от издержек, рассчитывается по формуле, приведенной ниже, тыс руб:

$$H = 0,2 \cdot (O - И) \quad (31)$$

$$H = 0,2 \cdot (230025 - 102347) = 25580 \text{ тыс.руб}$$

Рассчитываем чистую прибыль, тыс руб:

$$П_{ч} = 230025 - 102347 - 25580 = 102358 \text{ тыс.руб}$$

Теперь находим срок окупаемости, в годах:

$$T_{ок} = \frac{1565320}{102358 + 30166} = 11,815 \text{ года}$$

Выбрав вариант №2, определим для него токи КЗ для последующего выбора оборудования.

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания необходим для проверки электрических аппаратов и проводников. В таблице 20 сопоставлены расчетные условия проверки и виды коротких замыканий. [20]

Таблица 20 – Расчетные условия для проверки аппаратов и проводников

Расчетные условия	Вид КЗ
Определение электродинамической стойкости аппаратов и жестких шин	Трехфазное КЗ
Определение термической стойкости аппаратов и проводников	Трехфазное КЗ
Определение коммутационной способности аппаратов	Трехфазное или однофазное КЗ

В процессе расчета токов короткого замыкания необходимо определить значения:

$I_{по}^{(1)}$; $I_{по}^{(3)}$ – периодические составляющие однофазного и трехфазного тока короткого замыкания, соответственно;

$i_{уд}$ – ударный ток трехфазного короткого замыкания;

i_a – апериодическая составляющая трехфазного тока короткого замыкания в начальный момент времени.

6.1 Расчетная схема подстанции

Для определения токов КЗ необходимо составить расчетную схему.

Расчетная схема – упрощенная схема в однолинейном исполнении, на которой указываются все элементы и их номинальные параметры, влияющие на расчеты токов КЗ.

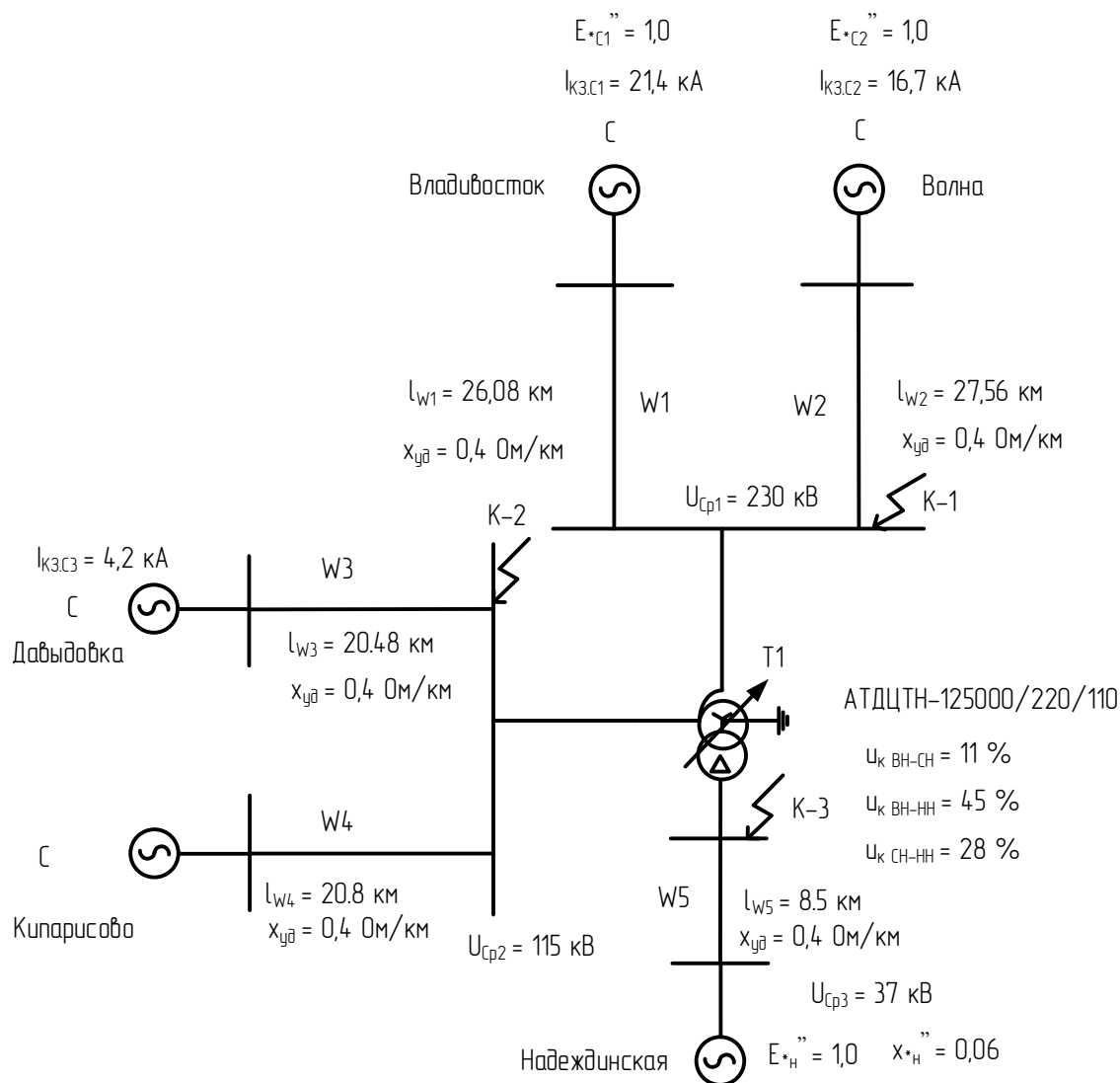


Рисунок 10 – Расчетная схема подстанции

В соответствии с расчетной схемой составляется эквивалентная схема замещения прямой последовательности. Схема замещения прямой последовательности соответствует схеме для расчетов симметричных трехфазных токов КЗ. Для двухфазных в дополнительно прямой последовательности составляется схема обратной последовательности. Для однофазных и двухфазных на землю составляются все три схемы: прямой, обратной и нулевой последовательности.

На схеме замещения прямой последовательности указываются сопротивления элементов электрической сети, а также э.д.с. всех источников питания, приведенные к базисной ступени трансформации в относительных единицах. На рисунке 11 представлена схема замещения прямой последовательности для проектируемой подстанции.

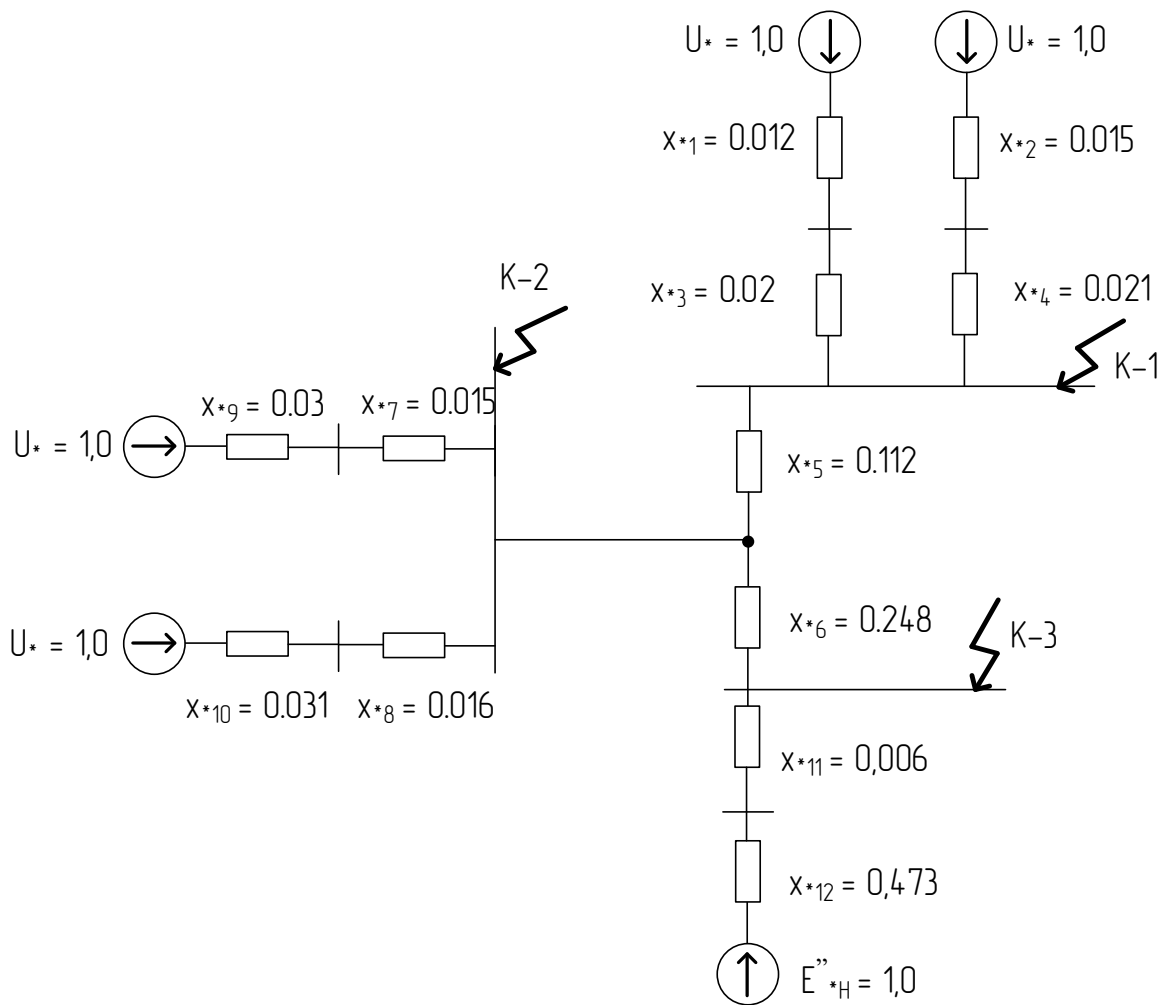


Рисунок 11 – Схема замещения прямой последовательности

6.2 Расчет токов трехфазного короткого замыкания.

Определяем параметры схемы замещения. Расчет производим в относительных единицах. Базисную мощность примем равной $S_{\text{б}} = 100$ МВА; базисное напряжение $U_{\text{б}} = 230$ кВ; эдс системы $E_{\text{с}} = 1$, и эдс нагрузки $E_{\text{н}} = 1$ в относительных единицах. Базисный ток определяется по формуле:

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}}, \quad (32)$$

Расчет сопротивлений.

Сопротивление системы $X_{\text{с}}$ определяется по формуле:

$$X_{C*} = \frac{S_{\sigma}}{S_{K3}}, \quad (33)$$

где S_{K3} - мощность короткого замыкания системы.

Сопротивление линии:

$$X_{л*} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}, \quad (34)$$

где U_{σ} – базисное напряжение

Сопротивления обмоток трансформатора определяются по формулам:

$$X_{Ti} = \frac{u_{ki}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{НОМАТ}}, \quad (35)$$

где $u_{кв}$, $u_{кс}$, $u_{кв}$ – напряжение короткого замыкания обмоток ВН, СН, НН автотрансформатора соответственно; $S_{НОМАТ}$ – номинальная мощность автотрансформатора.

Сопротивления нагрузки определяются по формулам:

$$X_{Н} = X_{*Н} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{Н}}, \quad (36)$$

где $X_{*Н}$ – сопротивление нагрузки в относительных единицах.

Расчет периодической составляющей тока короткого замыкания

$$I_{n0} = \frac{E''_{*\Sigma}}{x_{*\Sigma}} I_{\sigma}, \quad (37)$$

где $E''_{*1\Sigma}$ – эквивалентная сверхпереходная э.д.с.; $x_{*\Sigma}$ – эквивалентное сопротивление схемы

Ударные токи определяем по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} I_{п0} k_{уд}, \quad (38)$$

где $k_{уд}$ – коэффициент ударного тока КЗ.

6.3 Расчет периодической составляющей однофазного короткого замыкания

Для определения $I_{п0}^{(1)}$ необходимо составить схемы замещения обратной и нулевой последовательности. Они показаны на рисунке 12 для точки К-1.

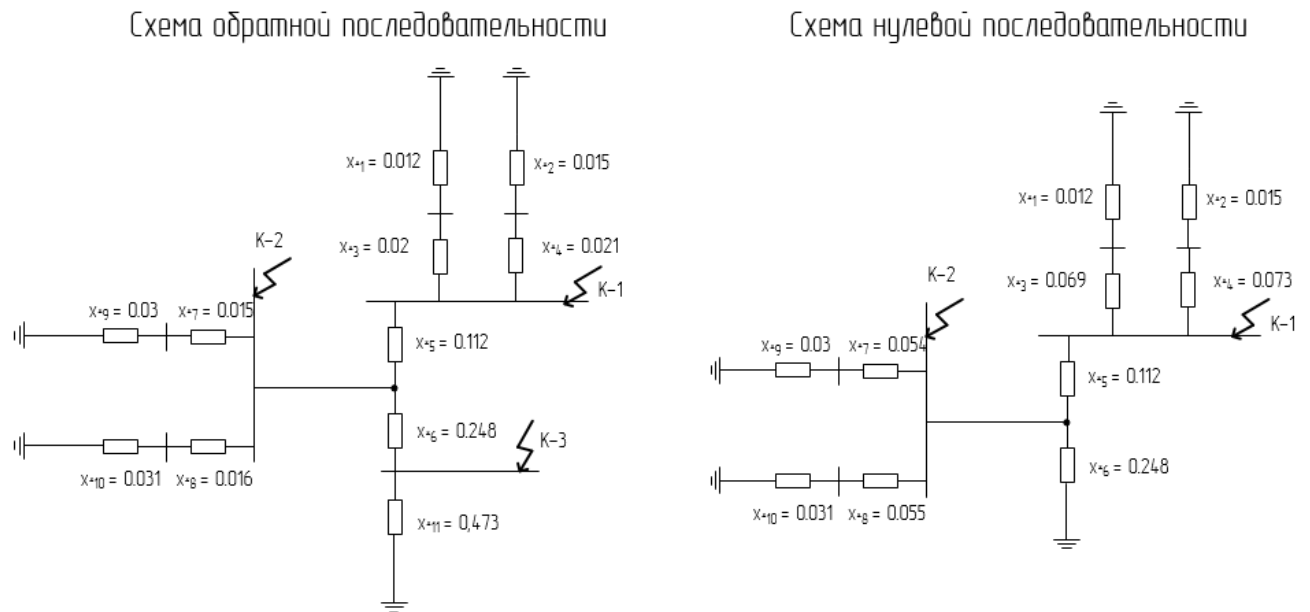


Рисунок 12 – Схемы обратной и нулевой последовательности

Далее, определяем результирующие сопротивления обратной и нулевой последовательности.

Узнав все необходимые параметры определим периодическую составляющую тока короткого замыкания

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{3 \cdot E_{*\Sigma}''}{x_{*1\Sigma} + x_{*2\Sigma} + x_{*0\Sigma}} I_{\sigma} \quad (39)$$

где $x_{1\Sigma}$, $x_{2\Sigma}$, $x_{0\Sigma}$ – суммарные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности.

6.4 Результаты расчета токов короткого замыкания

Результаты расчета токов короткого замыкания в точках К-1, К-2, К-3 запишем в таблицу 20.

Таблица 21 – Токи короткого замыкания

Параметр	Значение
1	2
Точка короткого замыкания	К-1
Базовая мощность S_{σ} , МВА	100
Среднее базовое напряжение $U_{\text{ср.б}}$, кВ	230
Базовый ток, А	251
$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	17.19
$I_{\text{по}\Sigma}^{(1)}$, кА	12.9
T_{Γ} , с	0,075
γ_{Γ}	1
$I_{\text{п}\Gamma}^{(3)}$, кА	15.83
$k_{\text{уд}}$	1,717
$T_{\text{а}}$, с	0,03
$i_{\text{уд}}^{(3)}$, кА	41.74
$i_{\text{а}\Gamma}^{(3)}$, кА	2.36
Точка короткого замыкания	К-2
$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	34.38
$I_{\text{п}\Gamma}^{(3)}$, кА	34.38
$k_{\text{уд}}$	1,608
$T_{\text{а}}$, с	0,02
$i_{\text{уд}}^{(3)}$, кА	78.17
$i_{\text{а}\Gamma}^{(3)}$, кА	1.143
Точка короткого замыкания	К-3
$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	19.83
$I_{\text{п}\Gamma}^{(3)}$, кА	22.26
$k_{\text{уд}}$	1,608
$T_{\text{а}}$, с	0,02

Продолжение таблицы 21

1	2
$i_{уд}^{(3)}$, кА	13.27
$i_{аГ}^{(3)}$, кА	0.11

Подробный расчёт токов короткого замыкания представлен в приложении Д.

Рассчитав токи короткого замыкания приступим к выбору электрического оборудования.

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

7.1 Выбор выключателей и разъединителей.

Выбор выключателей производится по номинальному напряжению и номинальному току

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}, \quad (48)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}; k_{\text{пт}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}, \quad (49)$$

Проверку производят по следующим условиям. Сначала проверяют на симметричный ток отключения

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}, \quad (50)$$

Затем проверяют возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \frac{\beta_{\text{норм}}}{2} I_{\text{откл.ном}} \geq i_{\text{а.т}}. \quad (51)$$

где $\beta_{\text{норм}}$ – нормированное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе, %.

Проверка по включающей способности

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{п.0}}, \quad (62)$$

По электродинамической стойкости

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п.0}}, \quad (63)$$

По термической стойкости

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}. \quad (64)$$

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

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

На стороне СН выбираем разъединители РНДЗ.1-110/1000 УХЛ1 и РДЗ.2-110/1000 УХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателей и разъединителей представлено в таблице 22

Таблица 22 – Выбор выключателей и разъединителей.

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель	Разъединитель
1	2	3
РУ ВН 220 кВ	ВЭБ-220-50/2500УХЛ1	РНДЗ-1-220/1000 ХЛ1 РНДЗ-2-220/1000 ХЛ1
$U_{\text{сет.ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 392 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{ПТ}} = 17,19 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_{\text{аТ}} = 2,36 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 16,26 \text{ кА}$	–
$I_{\text{П0}} = 17,19 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$	–
$I_{\text{П0}} = 17,19 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_{\text{уд}} = 41,74 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 100(100) \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 67,95 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 4800(1600) \text{ кА}^2\text{с}$
РУ СН 110 кВ	ВЭБ-110-40/2500УХЛ1	РНДЗ-1-35/1000 ХЛ1 РНДЗ-2-35/1000 ХЛ1

1	2	3
$U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 495 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{ПТ}} = 34,38 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{\text{аТ}} = 1,14 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 16,97 \text{ кА}$	–
$I_{\text{ПО}} = 34,38 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	–
$I_{\text{ПО}} = 34,38 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{\text{уд}} = 78,17 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 63 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 253,98 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$
РУ НН 35 кВ	ВВУ СЭЩ-20/400ХЛ1	–
$U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	–
$I_{\text{max}} = 251 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	–
$I_{\text{ПТ}} = 19,83 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	–
$i_{\text{аТ}} = 0,11 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 11,31 \text{ кА}$	–
$I_{\text{ПО}} = 19,83 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	–
$I_{\text{ПО}} = 19,83 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 20 \text{ кА}$	–
$i_{\text{уд}} = 13,27 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 128 \text{ кА}$	–
$B_{\text{к}} = 588 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	–

Рассчитав максимальные токи на подстанции, а также токи короткого замыкания, выберем к установке на РУ ВН 220 кВ элегазовые выключатели марки ВЭБ-220-50/2500УХЛ1, с номинальным током отключения 50 кА, с климатическим исполнением для умеренного и холодного климата, наружной установки. На РУ СН 110 кВ выберем элегазовые выключатели марки ВЭБ-110-40/2500УХЛ1; на РУ НН 35 кВ – вакуумные выключатели марки ВВУ СЭЩ-20/400ХЛ1, применяемые в ячейках КРУН.

7.2 Выбор ошиновки

Ошиновка в пределах РУ всех напряжений проверке по экономической плотности тока не подлежит поэтому выбор производим по наибольшему длительному току. Для РУ ВН его значение равно:

$$I_{\text{max}} = 1,25 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.т}}}, \quad (40)$$

$$I_{\max} = 1,25 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 230} = 392 \text{ А.}$$

Выбираем для ошиновки провод АС-240/39 с допустимым током 610 А.

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ по формуле:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} \leq q_{\text{станд}}, \quad (41)$$

где $B_{\text{к}}$ – интеграл Джоуля; $C = 82$ – для провода марки АС [Рожкова]; q_{\min} – минимальное сечение провода; $q_{\text{станд}}$ – выбранное сечение провода из стандартного ряда.

$$B_{\text{к}} = I^2_{\text{по}} \left(t_{\text{откл}} + T_{\text{а.экв}} \right), \quad (42)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ, для зоны РУ ВН принимается равным 0,2с [20]; $T_{\text{а.экв}}$ – эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей (можно принять наибольшее из значений источников питания); $q_{\text{станд}}$ – выбранное сечение провода из стандартного ряда.

$$B_{\text{к}} = 17,19^2 (0,2 + 0,03) = 67,95,$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{67,95}}{0,082} = 100,53 \leq 240,$$

Проверка по условиям короны. Разряд короны возникает при начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см

$$E_0 = 30.3m \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (43)$$

где m – коэффициент шероховатости проводника ($m = 0.82$); r_0 – радиус провода, см

Напряженность около проводника определяется:

$$E = \frac{0.354 \cdot U}{D_{\text{cp}} \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_0}}, \quad (44)$$

где U – линейное напряжение, кВ; D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см. При горизонтальном расположении фаз $D_{\text{cp}} = 1.26D$; D – расстояние между проводами фаз, см

При горизонтальном расположении проводов значение напряженности поля около среднего провода на 7 % больше, величины определенной по формуле (44).

Провода не будут коронировать, если значение напряженности около любого провода не будет превышать $0,9E_0$. Таким образом условие отсутствия короны можно записать в виде:

$$1,07E \leq 0,9E_0. \quad (45)$$

Для выбранного провода АС 240/39 $1,07E = 28,91$ кВ/см, а $0,9 E_0 = 28,8$ кВ, следовательно, выбранный провод по условию короны не подходит. Выбираем провод марки АС 300/39, для которого $1,07E = 26,47$ кВ/см, а $0,9 E_0 = 28,47$ кВ/см.

На электродинамическое воздействие тока КЗ гибкие провода не проверяются, так как $I_{\text{к}}^{(3)} \leq 20$ кА.

На РУ СН 110 кВ ошиновка выполнена гибким проводом марки АС-240.

7.3 Выбор изоляторов

Выбор производится по номинальному напряжению и допустимой нагрузке.

$$F_{\text{расч}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}, \quad (46)$$

где $F_{\text{расч}}$ – сила, действующая на изолятор, Н; $F_{\text{разр}}$ – разрушающая нагрузка на изгиб, Н.

$$F_{\text{расч}} = 1,5 \frac{I_{\text{по}}^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (47)$$

где a – расстояние между соседними фазами, м.

Для РУ ВН выбираем подвесные изоляторы серии ЛК 70/220-И УХЛ1.

Для РУ СН выбираем подвесные изоляторы серии ЛК 70/110-И УХЛ1.

7.4 Выбор трансформаторов тока.

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, по току, по электродинамической и термической стойкости, а также по вторичной нагрузке, конструкции и классу точности.

Выбор по номинальному напряжению и току подобен выбору выключателей по формулам (57) и (58)

Номинальный ток трансформатора тока должен быть максимально близким по значению к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки увеличивает погрешность.

По электродинамической стойкости:

$$k_{\text{эд}} \sqrt{2} I_{1\text{ном}} \geq i_{\text{уд}}; i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (65)$$

где $k_{\text{эд}}$ – кратность электродинамической стойкости; I_1 – первичный номинальный ток прибора, А.

По термической стойкости:

$$\left(k_{\text{т}} I_{1\text{ном}} \right)^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}; I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (66)$$

где $k_{\text{эд}}$ – кратность электродинамической стойкости; I_1 – первичный номинальный ток прибора, А.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$z_2 = z_{2\text{ном}}, \quad (67)$$

где z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока; $z_{2\text{ном}}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $z_2 \approx r_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{приб}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{к}}$:

$$r_2 = r_{\text{пр}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}}, \quad (68)$$

где $r_{\text{приб}}$ – активное сопротивление приборов учета, Ом – определяется по каталогу $r_{\text{пр}}$ – активное сопротивление проводов, Ом; $r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов, при подключении двух-трех приборов $r_{\text{к}} = 0,05$ Ом; при подключении приборов большего числа $r_{\text{к}} = 0,1$ Ом.

Неизвестно лишь значение сопротивления соединительных проводов $r_{\text{пр}}$, поэтому формулу (65) можно записать в виде:

$$r_{\text{пр}} = r_2 - r_{\text{приб}} + r_{\text{к}}, \quad (69)$$

Узнав сопротивление проводов, можно определить их сечение

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (70)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода; $l_{\text{расч}}$ – расчетная длина провода.

Сопротивление приборов определяется:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}. \quad (71)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами, ВА; I_2 – вторичный номинальный ток прибора, А.

Для нахождения $S_{\text{приб}}$ нужно определить число и тип измерительных приборов. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Контрольно-измерительные приборы на подстанции

Цепь	Место установки	Перечень приборов
1	2	3
Трехобмоточный трансформатор	ВН	Амперметр
	СН	Амперметр, ваттметр, варметр, электронный счетчик
	НН	Амперметр, ваттметр, варметр, электронный счетчик
Сборные шины 220 кВ	На каждой секции шин	Вольтметр с переключателем для измерений трех междуфазных напряжений
Сборные шины 35 кВ	На каждой секции шин	Вольтметр с переключателем для измерений трех междуфазных напряжений
Сборные шины 6 кВ	На каждой секции шин	Вольтметр с переключателем для измерений трех междуфазных напряжений
Секционный выключатель	–	Амперметр
Линия 220 кВ	–	Амперметр, ваттметр, варметр, электронный счетчик
Линия 35 кВ	–	Амперметр, ваттметр, варметр, электронный счетчик
Линия 6 кВ	–	Амперметр, электронный счетчик
ТСН	–	Амперметр, электронный счетчик

Загрузка трансформаторов тока указана в таблице 24.

Таблица 24 – Приборы, на вторичной обмотке трансформатора тока

1	Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
220 кВ	Амперметр	ЦП8501	0,1	0,1	0,1
	ФИП	ИМФ-3Р	1,5	1,5	1,5
	Ваттметр	ЦП8506	0,5	0,5	0,5
	Варметр	ЦП8506	0,5	0,5	0,5
	Электронный счетчик энергии	ЕА05РАL	1,0	1,0	1,0
	Итого	–	3,6	3,6	3,6
35 кВ	Амперметр	ЦП8501	0,1	0,1	0,1
	Ваттметр	ЦП8506	0,5	0,5	0,5
	Варметр	ЦП8506	0,5	0,5	0,5
	Итого	–	1,1	1,1	1,1
6 кВ	Амперметр	ЦП8501	0,1	0,1	0,1
	Ваттметр	ЦП8506	0,5	0,5	0,5

1	2	3	4	5	6
6 кВ	Варметр	ЦП8506	0,5	0,5	0,5
	Итого	–	1,1	1,1	1,1

Для 220 кВ применяются ТФЗМ-220Б; для 35 кВ – ТОЛ СЭЩ-35; для 6 кВ – ТОЛ-10.

7.5 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}} \quad (72)$$

где $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\text{расч}}$.

Таблица 25 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка S, ВА
1	2	3	4
Шины 220 кВ			
Вольтметр	1	ЦП 8501	2,5
Вольтметр пофазный	1	ЦП 8501	2,5
Варметр	2	ЦП 8506	6
Ваттметр	2	ЦП 8506	6
Счетчик комплексный	2	EA05RAL	3
ФИП	1	ИМФ-3Р	4,5

1			2
Итого:			24,5
Шины 35 кВ			
Вольтметр	1	ЦП 8501	2,5
Вольтметр пофазный	1	ЦП 8501	2,5
Варметр	1	ЦП 8506	3
Ваттметр	1	ЦП 8506	3
Итого:			11
Шины 6 кВ			
Вольтметр	1	ЦП 8501	2,5
Вольтметр пофазный	1	ЦП 8501	2,5
Варметр	1	ЦП 8506	3
Ваттметр	1	ЦП 8506	3
Счетчик комплексный	18	EA05RAL	54
Итого:			65

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (73)$$

$$S_p = \sqrt{128^2 + 96^2} = 160 \text{ ВА.}$$

Выбор и сравнение каталожных данных с расчетными представлен в таблице 26.

Таблица 26 - Сопоставление каталожных и расчетных данных.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
НКФ-220 У1		
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сети}}$
$S_{\text{НОМ}} = 400 \text{ ВА}$	$S_{\text{расч}} = 24,5 \text{ ВА}$	$S_{\text{НОМ}} \geq S_{\text{расч}}$
ЗНОМ-35 У1		
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сети}}$
$S_{\text{НОМ}} = 150 \text{ ВА}$	$S_{\text{расч}} = 11 \text{ ВА}$	$S_{\text{НОМ}} \geq S_{\text{расч}}$
НТМИ-6 У1		
$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сети}}$
$S_{\text{НОМ}} = 75 \text{ ВА}$	$S_{\text{расч}} = 65 \text{ ВА}$	$S_{\text{НОМ}} \geq S_{\text{расч}}$

7.6 Выбор ОПН

Для защиты электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений применяются ОПН – ограничители перенапряжения, основанные на полупроводниковых материалах с нелинейной вольтамперной характеристикой.

Выбираем для напряжения 220 кВ ОПН-220 УХЛ1, для 110 кВ – ОПН-110 УХЛ1, для 35 кВ – ОПН-35 УХЛ1. Основные характеристики ОПН указаны в таблице 27

Таблица 27 – Характеристики ОПН

Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	Взрывобезопасность при токе КЗ, кА
1	2	3	4
ОПН-220 УХЛ1			
220	168	10	30
ОПН-35 УХЛ1			
35	40,5	10	30
ОПН-6 УХЛ1			
6	6,9	10	30

7.7 Выбор трансформатора собственных нужд

В состав собственных нужд ПС переменного тока входят цепи оперативного тока, вентиляторы и компрессоры систем охлаждения трансформаторов, освещение, электроотопление помещений, электроподогрев коммутационной аппаратуры высокого напряжения и шкафов, устанавливаемых на открытом воздухе, связь, сигнализация и т. д.

Усредненное значение максимальной нагрузки собственных нужд ПС с номинальным напряжением 220 кВ принимаем $P_{с.н.} = 200$ кВт, $\cos\phi = 0.85$ [28]

Суммарная полная нагрузка собственных нужд равняется, кВА:

$$S_{с.н.} = \sqrt{P_{с.н.}^2 + (P_{с.н.} \cdot \operatorname{tg}(\phi))^2}, \quad (74)$$

$$S_{\text{с.н.}} = \sqrt{200^2 + (200 \cdot 0.62)^2} = 235.3 \text{ кВА.}$$

На ПС 220 кВ устанавливаются два трансформатора с.н., мощность которых рассчитывается по формуле (74)

$$S_{\text{тр.с.н.}} = \frac{S_{\text{с.н.}}}{k_3 \cdot n_{\text{тр}}}, \quad (75)$$

где k_3 – коэффициент загрузки трансформатора с.н., $k_3 = 0,7$; $n_{\text{тр}}$ – число трансформаторов с.н., шт

$$S_{\text{тр.с.н.}} = \frac{235,3}{0,7 \cdot 2} = 168,1 \text{ кВА.}$$

В качестве трансформаторов собственных нужд выбираем трансформаторы марки ТМГ-250/35

7.8 Выбор ячеек КРУН

РУ 35 кВ выполнено на базе КРУН СЭЩ-65УХЛ1. Технические параметры для данной серии указаны в таблице 28.

Таблица 28 – Технические параметры

Наименование параметра	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольший ток главных цепей шкафов, А	1000
Наибольший ток сборных шин, А	1000
Номинальный ток отключения выключателя КРУН, кА	40
Ток термической стойкости выключателя, кА	40
Ток электродинамической стойкости, кА	40
Уровень изоляции по ГОСТ 1516.1-76	б
Вид изоляции	Комбинированная
Тип привода	Электропривод

КРУН состоит из отдельных шкафов и элементов стыковки этих шкафов. Шкафы КРУ унифицированы и имеют одинаковые габаритные размеры. Внутренний объем ячейки разделен на два отсека, отделенных друг от друга – отсек высокого напряжения и релейный шкаф, состоящий из двух шкафов левого и правого. В отсеке высокого напряжения располагается все высоковольтное оборудование: трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, изоляторы, сборные шины, относящиеся к ячейке, выкатной элемент (тележка), включая низковольтное оборудование, относящееся к тележке. Все высоковольтное оборудование располагается в одном общем объеме и скомпоновано в основном на задней стенке по вертикали. Внизу сборные шины с неподвижными контактными выводами, над ними трансформаторы тока с неподвижными контактами на нижних выводах, выше трансформаторы напряжения и т.п. На рисунке представлен общий вид ячейки КРУ [13].

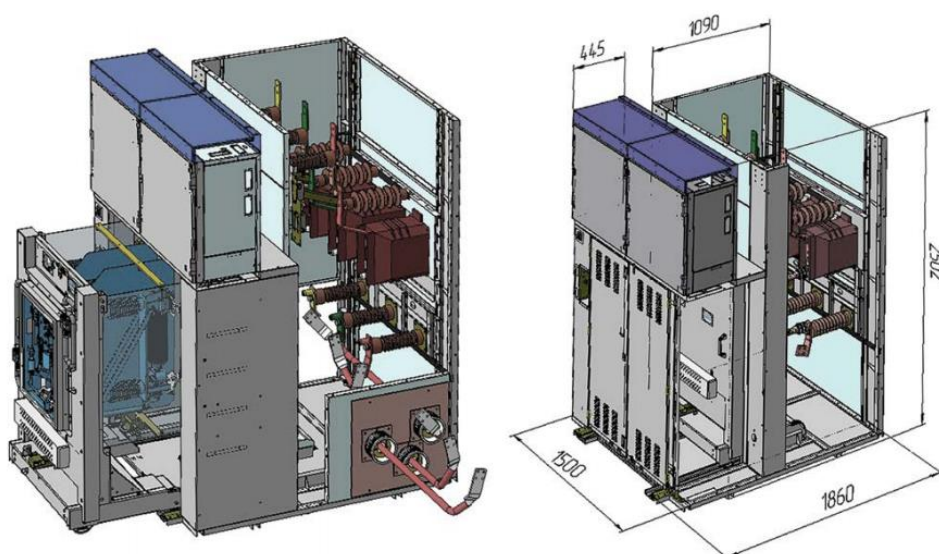


Рисунок 13 – Общий вид ячейки с габаритными размерами

Шкафы КРУ-СЭЩ-65 расположены в один ряд. Расстояние между фасадами не менее 2500 мм. Поставка шкафов КРУ осуществляется в укрупненном транспортном блоке, состоящем из четырех ячеек. Шкафы КРУ рассчитаны на одностороннее обслуживание.

Ошиновка КРУ-СЭЩ-65 выполнена неизолированными шинами, имеет прямую или обратную фазировку для всего РУ при расположении транспортных модулей в ряд. При параллельном расположении секций фазировка может быть одновременно прямой и обратной в разных секциях. Внутри РУ транспозиция не предусмотрена

Для увеличения заводской готовности распределительного устройства 35 кВ, а также расширения районов использования КРУ-СЭЩ-65, заводом разработан вариант крупноблочного распределительного устройства 35 кВ климатического исполнения УХЛ1 заводского изготовления, укрупненный транспортный блок которого состоит из ячеек в количестве от двух до пяти, установленных на общее основание и укрытых дополнительной утепленной оболочкой, которая предусматривает коридор обслуживания вдоль фасада ячеек и двухскатную крышу с проходными изоляторами 35 кВ (Рисунок 14)

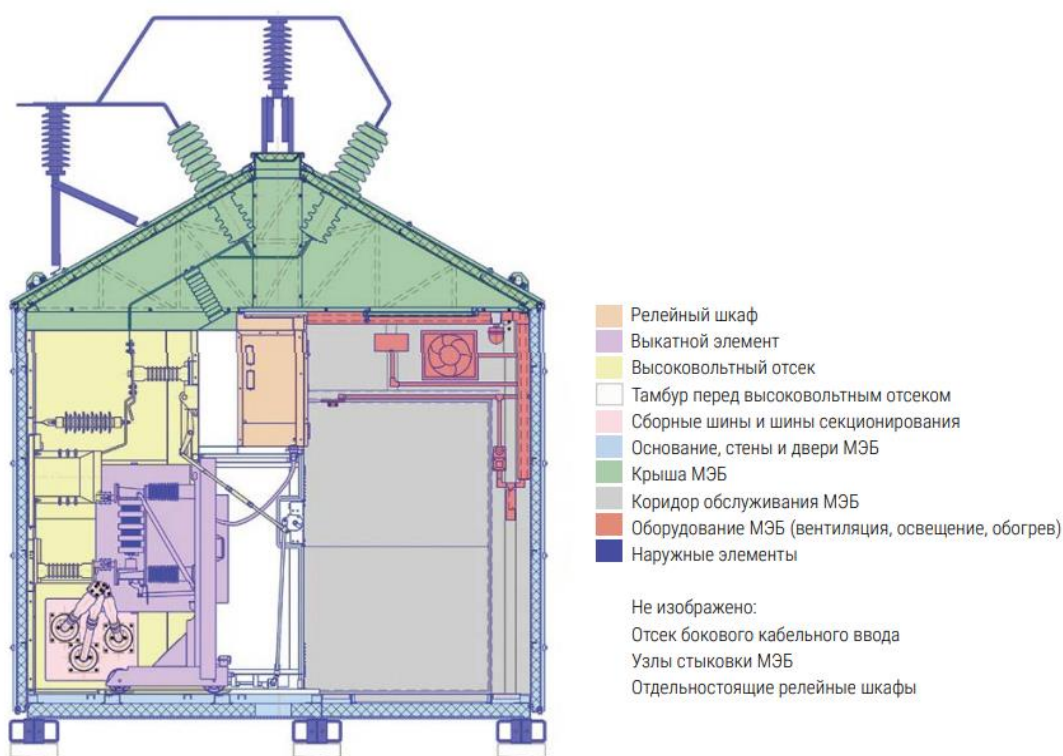


Рисунок 14 – Устройство КРУН СЭЩ-65

РУ НН 35 кВ выполнено в виде укрупненного блока наружной установки с шестью ячейками КРУ-СЭЩ 35 кВ.

8 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

8.1 Расчет заземляющего устройства.

Для обеспечения безопасности работ на подстанции необходимо обеспечить безопасное напряжение прикосновения. Это возможно благодаря установке искусственного заземлителя. Заземлитель представляет собой сложную конструкцию, состоящую из горизонтальной металлической сетки и вертикальных металлических прутков. Сетка равномерно охватывает всю площадь подстанции, что способствует выравниванию потенциала на поверхности земли. Она состоит из продольных и поперечных прутков, соединенных сваркой. Согласно ПУЭ [17] заземляющее устройство электроустановок сети с глухо заземленной нейтралью выполняется с учетом сопротивления заземления $R_3 \leq 0,5$.

В рассматриваемом регионе преобладает глиняный тип грунта. Время срабатывания релейной защиты равно 0,2 с. Время отключения выключателя составляет 0,055 с. Система трос-опора является искусственным заземлением с сопротивлением 1,3 Ом. Удельное сопротивление грунта – 60 Ом

К установке принимаем вертикальный заземлитель – стержень, диаметром 20 мм и длиной $l_B = 5$ м, сечением $S_{пр.в} = 314$ мм²; горизонтальный заземлитель выполнен металлической полосой 60 х 5мм с поперечным сечением $S_{пол} = 300$ мм²; Расстояние между горизонтальными заземлителями составляет 6 м. Размеры проектируемой подстанции составляют 135 м длины и 45 м ширины.

Предварительная площадь заземлителя определяется по формуле (76)

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) \quad (76)$$

где A и B – длина и ширина ПС

$$S = (135 + 2 \cdot 1.5) \cdot (45 + 2 \cdot 1.5) = 6624 \text{ м}^2$$

Термическая стойкость прутка

$$F_{\text{Т.с.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{к}}^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}} + q_{\text{кор}} \quad (77)$$

где – $I_{\text{к}}$ – ток короткого замыкания на стороне 220, кВ, $I_{\text{к}} = 3 I_{\text{к}}^{(3)}$; t – расчетное время короткого замыкания, с; β – коэффициент стали, $\beta = 21$; $q_{\text{кор}}$ – сечение коррозии за 20 лет, принимается равным 5,06 [17]

$$F_{\text{Т.с.}} = \sqrt{\frac{(3 \cdot 17190)^2 \cdot 0,255}{400 \cdot 21}} + 5,06 = 289 \text{ мм}, 314 > 289$$

Выбранное сечение удовлетворяет проверке по термической стойкости.

Сопротивление искусственного заземлителя с учетом использования системы трос-опора, Ом

$$R_{\text{И}} = \frac{r_{\text{зем}} \cdot r_{\text{T-0}}}{r_{\text{T-0}} - r_{\text{зем}}} \quad (78)$$

$$R_{\text{И}} = \frac{0,5 \cdot 1,3}{1,3 - 0,5} = 0,813 \text{ Ом}$$

Сопротивление одного вертикального стержня, Ом:

$$R_0 = \frac{K_c \cdot \rho_{\text{уд}}}{2\pi \cdot L_{\text{В}}} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot L_{\text{В}}}{d} \right) + 0,5 \ln \left(\frac{4T + L_{\text{В}}}{4T - L_{\text{В}}} \right) \right) \quad (79)$$

где K_c – коэффициент климатического сопротивления грунта, равен 1,2;
 $\rho_{\text{уд}}$ – удельное сопротивление грунта; $L_{\text{В}}$ – длина электрода; d – внешний диаметр электрода; T – глубина заложения от поверхности земли до середины стержня.

$$R_0 = \frac{1,2 \cdot 60}{2\pi \cdot 5} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 5}{0,016} \right) + 0,5 \ln \left(\frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5} \right) \right) = 15,668 \text{ Ом}$$

Количество вертикальных стержней при коэффициенте использования –
 $\eta_{\text{В}} = 0,6$, шт:

$$n_0 = \frac{R_0}{\eta_B \cdot R_{\text{И}}} \quad (80)$$

$$n_0 = \frac{15.668}{0.6 \cdot 0,813} = 32,12_{\text{шт}}$$

Принимаем к установке 33 стержня.

Определим сопротивление горизонтальных заземлителей

Растекание тока по периметру горизонтального заземлителя:

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{n_{\Gamma}} \frac{K_c \rho_{\text{уд}}}{2\pi \cdot P} \cdot \ln \frac{2 \cdot P^2}{b \cdot t} \quad (81)$$

где b – ширина заземлителя, м; P – периметр контура; n_{Γ} – коэффициент спроса горизонтальных заземлителей, равен 0,24 [17]; t – заглубление горизонтального заземлителя, принимается 0,8 м; $K_c = 1,5$ [17]

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{0,24} \frac{1,5 \cdot 60}{2\pi \cdot 372} \cdot \ln \frac{2 \cdot 372^2}{0,06 \cdot 0,8} = 2,498 \text{ Ом}$$

Сопротивление вертикального заземлителя с учетом сопротивления горизонтального, Ом;

$$R_B = \frac{R_\Gamma \cdot R_{II}}{R_\Gamma - R_{II}} \quad (82)$$

$$R_B = \frac{2,498 \cdot 0,813}{2,498 - 0,813} = 1,205 \text{ Ом}$$

Определим уточненное число вертикальных электродов по формуле (79), при $\eta_B = 0,47$

$$n_B = \frac{15,668}{1,205 \cdot 0,47} = 27,7 \text{ шт}$$

Принимаем к установке 28 электродов.

Количество продольных полос сетки заземлителя определяется по следующим формулам:

$$n_a = \frac{A + 2 + 1,5}{a} \quad (83)$$

$$n_b = \frac{B + 2 + 1,5}{a} \quad (84)$$

a – расстояние между полосами сетки.

Количество продольных полос, шт:

$$n_a = \frac{135 + 2 \cdot 1,5}{6} = 23 \text{ шт}$$

Количество поперечных полос:

$$n_b = \frac{45 + 2 \cdot 1,5}{6} = 8 \text{ шт}$$

Общая длина сетки заземлителя:

$$L_{\Gamma} = n_b \cdot (n_a - 1) \cdot a + n_a \cdot (n_b - 1) \cdot a \quad (85)$$

$$L_{\Gamma} = 8 \cdot (23 - 1) \cdot 6 + 23 \cdot (8 - 1) \cdot 6 = 2022 \text{ м}$$

Площадь заземлителя, м²

$$S_3 = (n_a - 1) \cdot a \cdot (n_b - 1) \cdot a \quad (86)$$

$$S_3 = (23-1) \cdot 6 \cdot (8-1) \cdot 6 = 5544 \text{ м}^2$$

Средняя длина полосы:

$$L_{\text{ср}} = \frac{A+3+B+3}{2} \quad (87)$$

$$L_{\text{ср}} = \frac{135+3+45+3}{2} = 93 \text{ м}$$

Среднее количество полос:

$$n_{\text{ср}} = \frac{L_{\Gamma}}{L_{\text{ср}}} + 1 \quad (88)$$

$$n_{\text{ср}} = \frac{1860}{77} + 1 = 23 \text{ шт}$$

Горизонтальный заземлитель состоит из 14 продольных и 12 поперечных полос, вертикальный – из 28 электрода. Соединение элементов заземлителя выполняется сваркой внахлест.

Рассчитаем общее сопротивление стационарного заземлителя по формуле (88)

$$R_{\text{ОРУ}} = \frac{R_{\text{В}} \cdot R_{\Gamma}}{\eta(R_{\text{В}} \cdot n_{\text{В}} + R_{\Gamma} \cdot n_{\text{ср}})} \quad (89)$$

η – коэффициент использования сложного заземлителя, равен 0,5

$$R_{ОРУ} = \frac{1,205 \cdot 2,498}{0,5(1,205 \cdot 28 + 2,498 \cdot 23)} = 0,066 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{и} = \alpha_{и} \cdot R_{ОРУ} \quad (90)$$

$\alpha_{и}$ – импульсный коэффициент.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_3}}{(\rho_{ЭКВ} + 320) \cdot 105}} \quad (91)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{5544}}{(90 + 320) \cdot 105}} = 1,61$$

$$R_{и} = 1,61 \cdot 0,066 = 0,106 \text{ Ом}$$

Сопротивление сложного заземлителя 220 кВ соответствует требованиям.

8.2 Расчет защиты от грозových перенапряжений.

Для защиты подстанции от прямых ударом молний силовых трансформаторов и оборудования применяется два тросовых молниеотвода. Они устанавливаются на линейные порталы подстанции.

Молниезащита распределительных устройств типа КРУН не требует особых мер, потому что данный вид устройств имеет металлический каркас, жестко связанный с внешним контуром заземления [18].

Высоту защищаемого объекта принимаем по высоте линейного портала $h_x = 14.2$ м. Высоту молниеотвода принимаем равной высоте опор грозотроса $h_{оп} = 32$ м.

При длине пролета между опорами грозотроса $a < 120$ м, стрела провеса в середине пролета равна, м:

$$h = h_{оп} - 2 \quad (92)$$

$$h = 32 - 2 = 30 \text{ м}$$

Определяем эффективную высоту молниеотвода:

$$h_0 = 0.85h \quad (93)$$

$$h_0 = 0.85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}$$

Определим радиус зоны защиты на уровне земли по формуле

$$r_0 = 1.2h \quad (94)$$

$$r_0 = 1.2 \cdot 30 = 36 \text{ м}$$

Определим радиус зоны на высоте защищаемого объекта

$$r_x = \frac{r_0 (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (95)$$

$$r_x = \frac{36(25,5 - 14,2)}{25,5} = 15,95 \text{ м}$$

Для защиты РУ 110 кВ установим отдельно стоящие тросовые молниеотводы, высота которых 26 м.

Установка данного вида молниеотвода обеспечивает необходимый уровень защищенности от прямых ударов молний на всех уровнях – от земли до линейных порталов. Полный расчет молниезащиты описан в приложении Е. План подстанции с зонами защит показан на 5 листе графической части.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

9.1 Общие сведения о релейной защите и автоматике

Согласно, ПУЭ электроустановки подстанций должны защищены от сбоев в эксплуатации и токов короткого замыкания. Такую функцию выполняют устройства релейной защиты и автоматика (РЗА).

Сегодня, все больше устройств РЗА выполняются на основе микропроцессорной техники. В первую очередь это связано с повышением надежности устройств; во-вторых, снижается стоимость, за счет применения более дешевых материалов; в-третьих, габаритные размеры устройств РЗА в разы меньше по сравнению с устройствами, основанными на реле.

В ВКР для защиты трансформаторов от токов КЗ применяются микропроцессорные устройства релейной защиты, работающие на базе шкафа защит и автоматики серии ШЭ2607 148. Данный шкаф включает в себя следующий перечень защит:

- газовую защиту трансформаторов;
- максимальную токовую защиту;
- дифференциальную защиту трансформаторов с торможением;
- защиту от перегрузок.

Для защиты трансформатора рассчитаем максимальную токовую защиту.

9.2 Виды защит трансформаторов

Защита от перегрузки. При длительной работе трансформаторов возможна их перегрузка, поэтому работу трансформатора должен контролировать дежурный персонал. Если на подстанции, нет оперативного персонала, то контроль параметров перегрузки трансформатора должен осуществляться с помощью устройств телемеханики. Согласно ПУЭ, силовые трансформаторы мощностью более 0,4 МВА, обеспечиваются устройствами защиты от перегрузки в обязательном порядке [19]. Одной из мер по разгрузки трансформаторов является перевод нагрузки на смежные источники питания.

При внутренних повреждениях трансформаторов, имеющих масляное охлаждение применяется газовая защита. При срабатывания газовой защиты основан на термическом разложение трансформаторного масла. Большие токи приводят к интенсивному нагреву масла. Нагреваясь, масло разлагается, и при этом выделяется газ. Газообразование влечет к увеличению давления внутри расширителя трансформатора и срабатыванию газового реле. Наличие газовой защиты является обязательным на трансформаторах и автотрансформаторах с номинальной мощностью 6300 кВА и более [17].

9.3 Расчет релейной защиты силового автотрансформатора на проектируемой подстанции.

На основании методических указаний [19], примем к установке шкаф серии ШЭ2607 042.

Произведем расчет уставок защит автотрансформатора.

Первым делом указываем номинальные напряжения на каждой стороне автотрансформатора. Номинальные напряжения обмоток равны: $U_{\text{ном.ВН}} = 220$ кВ, $U_{\text{ном.СН}} = 110$ кВ, $U_{\text{ном.НН}} = 35$ кВ. Токи защиты трансформатора соответствующих сторон равны 315, 660 и 1050 А.

Коэффициент трансформации тока обмотки ВН:

$$K_{\text{тт.ВН}} = \frac{315}{5} = 63$$

$$K_{\text{тт.СН}} = \frac{660}{5} = 132$$

$$K_{\text{тг.нн}} = \frac{1050}{5} = 210$$

Номинальная мощность стороны ВН принимается на 0,1 больше номинальной мощности трансформатора: $S_{\text{ном.нн}} = 137,5 \text{ МВА}$.

Номинальный ток ВН:

$$I_{\text{ном.вн}} = \frac{137500}{\sqrt{3} \cdot 220} = 361 \text{ А},$$

Номинальный ток СН:

$$I_{\text{ном.сн}} = \frac{137500}{\sqrt{3} \cdot 110} = 722 \text{ А},$$

Номинальный ток НН:

$$I_{\text{ном.нн}} = \frac{69300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1143 \text{ А},$$

Цифровое выравнивание плеч высокой стороны. Номинальный вторичный ток высокой стороны:

$$I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}} = \frac{I_{\text{НОМ.ВН}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}}, \quad (96)$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}} = \frac{361}{63} = 5,73 \text{ А},$$

$$0,1 \leq \frac{I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}}}{I_{\text{НОМ.Т.ВН}}} \leq 4, \quad (97)$$

где $I_{\text{НОМ.Т.ВН}}$ – ширина ОРУ, принимаемое значение 5А;

$$0,1 \leq \frac{5,73}{5} = 1,146 \leq 4,$$

Цифровое выравнивание плеч средней стороны. Номинальный вторичный ток высокой стороны:

$$I_{\text{НОМ.ВТ.СН}} = \frac{722}{132} = 5,47 \text{ А},$$

$$0,1 \leq \frac{5,47}{5} = 1,094 \leq 4,$$

Цифровое выравнивание плеч низкой стороны. Номинальный вторичный ток высокой стороны:

$$I_{\text{НОМ.ВТ.НН}} = \frac{1143}{210} = 5,443 \text{ А},$$

$$0,1 \leq \frac{5,443}{5} = 1,089 \leq 4,$$

Сторона ВН выбирается в качестве базисной стороны, и равняется 361 А.

Рассчитаем максимальную токовую защиту. Первичный ток срабатывания МТЗ рассчитывается от максимального тока нагрузки и определяется по выражению:

$$I_{\text{сз.вн}} = \frac{K_{\text{ост}} \cdot K_{\text{сзп}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{нагр.мах.вн}}, \quad (98)$$

где $K_{\text{ост}}$ – коэффициент отстройки, примем равным 1,2 [30]; $K_{\text{сзп}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока при условии самозапуска электродвигателей нагрузки, в первоначальных расчетах можно принять равным 1,5; $K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, равен 0,95 [30]

$$I_{\text{сз.вн}} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 361 = 684 \text{ А},$$

Согласование с МТЗ СН

$$I_{\text{сз.сн}} \geq K_{\text{ост}} \cdot K_{\text{ток}} \cdot I_{\text{сз.пред}} \quad (99)$$

где $I_{\text{сз.пред}}$ – ток срабатывания МТЗ СН, принимаем 975 А; $K_{\text{ток}}$ – коэффициент, равный отношению тока в смежном элементе, с током защиты элемента, которого производится согласование.

$$I_{\text{сз.сн}} \geq 1,2 \cdot 0,79 \cdot 750 = 711 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности равен

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз. min в н-нн}}}{I_{\text{сз. в н}}} \quad (100)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1081}{711} = 1,52 \geq 1,2 - \text{условие чувствительности соблюдается.}$$

Для стороны НН максимальная токовая защита равна 1300А, коэффициент чувствительности равен 1,37.

9.4 Установка автоматики на проектируемой подстанции

На подстанции применяется автоматизированное управление технологическими процессами собственных нужд, перечень которых описан ниже:

- управление охлаждающими устройствами трансформаторов.
- релейная защита электрического оборудования подстанции
- регулирование коэффициента трансформации автотрансформатора.
- обогрев приводов выключателей и разъединителей.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

10.1 Организационные мероприятия по обеспечению безопасного проведения работ в электроустановках.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

- а. оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- б. выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе с учетом требований
- в. оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Работник, выдающий наряд-допуск, отдающий распоряжение, определяет необходимость и возможность безопасного выполнения работы. Он является ответственным за достаточность и правильность указанных в наряде-допуске (распоряжении) мер безопасности; за качественный и количественный состав бригады и назначение ответственных за безопасное выполнение работ; за соответствие групп по электробезопасности работников, указанных в наряде-допуске, выполняемой работе; за проведение целевого инструктажа ответственному руководителю работ.

Право выдачи нарядов-допусков и распоряжений предоставляется работникам из числа административно-технического персонала, имеющим группу V по электробезопасности (при эксплуатации электроустановок напряжением выше 1000 В), группу по электробезопасности не ниже IV (при эксплуатации электроустановок напряжением до 1000 В).

В случае отсутствия работников, имеющих право выдачи нарядов-допусков и распоряжений, при работах по предотвращению аварий или ликвидации их последствий допускается выдача нарядов-допусков и распоряжений работниками из числа оперативного персонала, имеющими группу IV по электробезопасности, находящимися непосредственно на

территории объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя электроэнергии. Предоставление оперативному персоналу права выдачи нарядов-допусков и распоряжений должно быть оформлено ОРД организации (обособленного подразделения).

Работник, выдающий разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск, является ответственным:

- а. за выдачу команд по отключению и заземлению линий электропередачи и оборудования, находящихся в его технологическом управлении, и получение подтверждения их выполнения, а также за самостоятельные действия по отключению и заземлению ЛЭП и оборудования, находящихся в его технологическом управлении;
- б. за соответствие и достаточность предусмотренных нарядом-допуском (распоряжением) мер по отключению и заземлению оборудования с учетом фактической схемы электроустановок;
- в. за координацию времени и места работ допущенных бригад (группа из двух человек и более), в том числе за учет бригад, а также за получение информации от всех допущенных к работам в электроустановке бригад (допускающих) о полном окончании работ и возможности включения электроустановки в работу.

Ответственный руководитель работ является ответственным за выполнение указанных в наряде-допуске мероприятий по подготовке рабочего места и их достаточность, за принимаемые им дополнительные меры безопасности, необходимые по условиям выполнения работ, за полноту и качество целевого инструктажа бригады, в том числе проводимого допускающим и производителем работ, а также за организацию безопасного ведения работ.

б. Работник из числа электротехнического персонала, производящий подготовку рабочих мест и (или) оценку достаточности принятых мер по их подготовке, инструктирующий членов бригады и осуществляющий допуск к работе (далее - допускающий), является ответственным за правильность и

достаточность принятых им мер безопасности по подготовке рабочих мест и соответствие их мероприятиям, указанным в наряде-допуске или распоряжении, характеру и месту работы, за правильный допуск к работе, а также за полноту и качество проводимого им целевого инструктажа.

Производитель работ отвечает:

за соответствие подготовленного рабочего места мероприятиям, необходимым при подготовке рабочих мест и отдельным указаниям наряда-допуска;

- а. за четкость и полноту целевого инструктажа членов бригады;
- б. за наличие, исправность и правильное применение необходимых средств защиты, инструмента, инвентаря и приспособлений;
- в. за сохранность на рабочем месте ограждений, плакатов (знаков безопасности), предназначенных для предупреждения человека о возможной опасности, запрещении или предписании определенных действий, а также для информации о расположении объектов, использование которых связано с исключением или снижением последствий воздействия опасных и (или) вредных производственных факторов, заземлений, запирающих устройств;
- г. за безопасное проведение работы и соблюдение Правил им самим и членами бригады;
- д. за осуществление постоянного контроля за членами бригады.

10.2 Охрана труда при оперативном обслуживании и осмотрах электроустановок

Оперативное обслуживание электроустановок должны выполнять работники из числа оперативного и оперативно-ремонтного персонала, а также работники из числа административно-технического персонала, имеющие V группу по электробезопасности при эксплуатации электроустановок выше 1000 В и IV группу по электробезопасности при эксплуатации электроустановок до 1000В.

В электроустановках напряжением выше 1000В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, и старшие по смене должны иметь группу по электробезопасности не ниже IV, остальные работники в смене - группу не ниже III.

В электроустановках напряжением до 1000В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, должны иметь группу по электробезопасности не ниже III.

При осмотрах электроустановок, перемещении техники и грузов не допускается приближение людей, гидравлических подъемников, телескопических вышек, экскаваторов, тракторов, автопогрузчиков, бурильно-крановых машин, выдвигаемых лестниц с механическим приводом (далее - механизмы) и технических устройств циклического действия для подъема и перемещения груза, гидравлических подъемников, телескопических вышек (далее - подъемные сооружения), а также токопроводящей части стрелы при использовании подъемника (вышки) с изолирующим звеном к находящимся под напряжением неогражденным или неизолированным токоведущим частям на расстояния менее указанных в таблице 29.

Таблица 29 – Допустимые расстояния до токоведущих частей электроустановок

Напряжение электроустановок, кВ	Расстояние от работников и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м	Расстояния от механизмов и подъемных сооружений в рабочем и транспортном положении от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м
1	2	3
ВЛ до 1	0,6	1,0
Остальные электроустановки:		
до 1	не нормируется (без прикосновения)	1,0
1-35	0,6	1,0
60 - 110	1,0	1,5

1	2	3
150	1,5	2,0
220	2,0	2,5

Единоличный осмотр электроустановки, электротехнической части технологического оборудования имеет право выполнять работник из числа оперативного персонала, имеющий группу по электробезопасности не ниже III, либо работник из числа административно-технического персонала, на которого возложены обязанности по организации технического и оперативного обслуживания, проведения ремонтных, монтажных и наладочных работ в электроустановках, имеющий: группу V по электробезопасности - при эксплуатации электроустановки напряжением выше 1000 В; группу IV по электробезопасности - при эксплуатации электроустановки напряжением до 1000В.

При осмотре электроустановок напряжением выше 1000 В не допускается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями или барьерами, препятствующими приближению к токоведущим частям на расстояния менее указанных в таблице 1

При замыкании на землю в электроустановках напряжением 3-35 кВ приближаться к месту замыкания на расстояние менее 4 м в закрытом распределительном устройстве и менее 8 м в открытом распределительном устройстве и на ВЛ допускается только для оперативных переключений с целью ликвидации замыкания и освобождения людей, попавших под напряжение. При этом следует пользоваться электрозащитными средствами.

При несчастных случаях для освобождения пострадавшего от действия электрического тока напряжение должно быть снято немедленно без предварительного разрешения оперативного персонала.

Отключать и включать электрические аппараты, напряжением выше 1000В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках и применением средств защиты лица от воздействия электрической дуги.

10.3. Экологичность

Основным источником шума на подстанции является силовой трансформатор. Гул, трансформатора возникает в результате магнитострикции его сердечника. Магнитострикция – это физический эффект, который приводит к изменению размеров и объема тела, через которое проходит магнитный поток. При этом значительным изменениям подвержены материалы с сильными магнитными свойствами, как раз из которых и изготавливаются сердечники трансформаторов.

На ниже представленном рисунке продемонстрирована периодичность проходящих сжатий-растяжений сердечника за один цикл изменения магнитного потока.

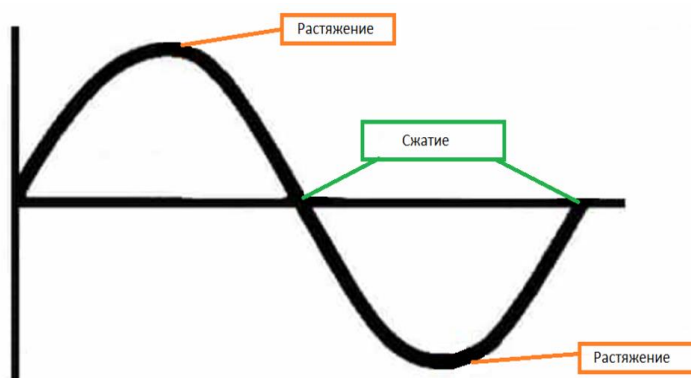


Рисунок 15 – магнитострикция трансформатора

Как раз эти линейные колебания и создают в окружающем воздушном пространстве звуковую волну определенной частоты. А это значит, если сердечник подвергается одному сжатию и одному растяжению за один цикл, то при частоте в 50 Гц формируются звуковые волны с частотой в 100 Герц. Именно такой частоты слышен звук при работе трансформатора.

При проектировании нового центра питания планируется установить автотрансформатор марки АДЦТН-125000/220/110 мощностью 125 МВА. Охлаждение трансформатора осуществляется принудительной циркуляцией воздуха и принудительной циркуляцией масла.

Корректированные уровни звуковой мощности трансформаторов с принудительной циркуляцией воздуха и масла приведены в ГОСТ 12.2.024-87 [5]. Если уровень шума, работающих трансформаторов не соответствует нормам, необходимо применить способы по снижению этой величины. Одним из таких способов является установка специальных экранов, подавляющих звук.

Определим минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические нормы по уровню шума. Исходные данные приведены в таблице 30

Таблица 30 - Исходные данные

Кол-во тр-в N	Вид системы охлаждения	Мощность трансформатора, МВА	Класс напряжения, кВ	Тип территории
1	2	3	4	5
1	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ, НДЦ)	125	220	Территория, непосредственно прилегающая к жилым домам

По таблице 31 колонка № 13 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [24] «Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов. Допустимый уровень шума для территории, непосредственно прилегающие к жилым домам составляет: 45 дБА.

Определяем шумовые характеристики источника шума. Согласно ГОСТ 12.2.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля» [5]. В данном стандарте приводятся корректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения.

Корректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ и НДЦ) уровень звуковой мощности составляет ($S_{\text{ном}} = 125 \text{ МВА}$, $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$):

$$L_{WA} = 105 \text{ дБА.}$$

Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки. Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, и его корректированный уровень звуковой мощности равен L_{WA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A (рисунок 2).

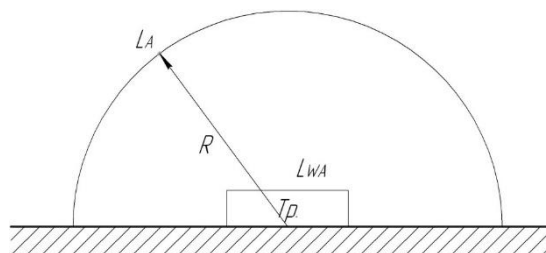


Рисунок 16 – Излучение шума трансформатором.

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.2.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0} \tag{101}$$

где S - площадь поверхности полусферы, м^2 ; $S_0 = 1 \text{ м}^2$.

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

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0} \quad (102)$$

где $S = \pi R^2$.

На ПС расположены 2 трансформатора в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 17.

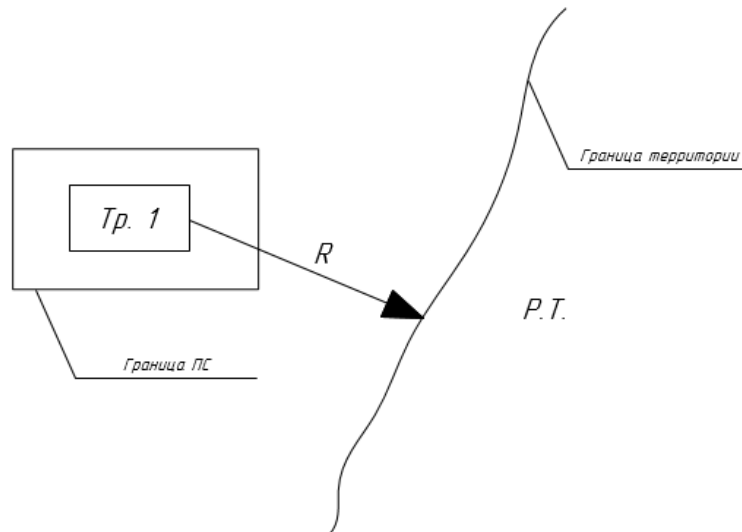


Рисунок 17 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки.

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять допущение, что расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{PA\Sigma} \geq 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0.1L_{PAi}} \quad (103)$$

где N - количество источников шума ; L_{PAi} – скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

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

$$L_{\text{РА}\Sigma} \geq 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0.1 \cdot 105} = 108.0 \text{ дБА}$$

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

Исходя из принятых допущений выражение можно переписать в следующем виде

$$ДУ_{L_A} = L_{\text{РА}\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\text{min}}}{S_0} \quad (104)$$

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

$$R_{\text{min}} = \sqrt{\frac{10^{0.1(L_{\text{РА}\Sigma} - ДУ_{L_A})}}{2\pi}} \quad (105)$$

$$R_{\text{min}} = \sqrt{\frac{10^{0.1(108,01-45)}}{2\pi}} = 564,16 \text{ м}$$

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

10.4 Чрезвычайные ситуации

В качестве чрезвычайной ситуации на проектируемой подстанции нового центра питания рассмотрим пожар и противопожарные меры.

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, представляющего опасность для окружающих, и, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Согласно ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда» [4] пожарная безопасность должна выполнять одну из следующих задач:

- а. исключать возникновение пожара;
- б. обеспечивать пожарную безопасность людей;
- в. обеспечивать пожарную безопасность материальных ценностей;
- г. обеспечивать пожарную безопасность людей и материальных ценностей одновременно.

1.2. Объекты должны иметь системы пожарной безопасности, направленные на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара, в том числе их вторичных проявлений, на требуемом уровне.

Требуемый уровень обеспечения пожарной безопасности людей с должен быть не менее 0,999999 предотвращения воздействия опасных факторов в год в расчете на каждого человека, а допустимый уровень пожарной опасности для людей должен быть не более 10^{-6} воздействия опасных факторов пожара, превышающих предельно допустимые значения, в год в расчете на каждого человека.

10.3.1 Требования к способам обеспечения пожарной безопасности

1. Предотвращение пожара должно достигаться предотвращением образования горючей среды и (или) предотвращением образования в горючей среде (или внесения в нее) источников зажигания.
2. Предотвращение образования горючей среды должно обеспечиваться одним из следующих способов или их комбинаций:

- а. максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов;
- б. максимально возможным по условиям технологии и строительства ограничением массы и (или) объема горючих веществ, материалов и наиболее безопасным способом их размещения;
- в. изоляцией горючей среды (применением изолированных отсеков, камер, кабин и т.п.);
- г. поддержанием безопасной концентрации среды в соответствии с нормами и правилами и другими нормативно-техническими, нормативными документами и правилами безопасности;
- д. достаточной концентрацией флегматизатора в воздухе защищаемого объема (его составной части);
- е. поддержанием температуры и давления среды, при которых распространение пламени исключается;
- ж. максимальной механизацией и автоматизацией технологических процессов, связанных с обращением горючих веществ;
- з. установкой пожароопасного оборудования по возможности в изолированных помещениях или на открытых площадках;
- и. применением устройств защиты производственного оборудования с горючими веществами от повреждений и аварий, установкой отключающих, отсекающих и других устройств.

3. Предотвращение образования в горючей среде источников зажигания должно достигаться применением одного из следующих способов или их комбинацией:

- а. применением машин, механизмов, оборудования, устройств, при эксплуатации которых не образуются источники зажигания;
- б. применением электрооборудования, соответствующего пожароопасной и взрывоопасной зонам, группе и категории взрывоопасной смеси;

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были предложены варианты усиления электрической сети 110 кВ в районе ПС 110 кВ Западная.

В рамках выпускной квалификационной работы были решены следующие задачи: разработка вариантов усиления электрической сети; моделирование и расчет реконструируемой сети в ПВК RastrWin3; расчет токов короткого замыкания; проектирование подстанции 220/110/35 кВ с выбором современного оборудования; расчет заземления и молниезащиты проектируемой подстанции, расчет максимальной токовой защиты трансформатора; обеспечение безопасных условий труда сотрудников, обслуживающих подстанцию.

В результате, для разгрузки сети 110 кВ и трансформаторов на ПС Западная, предложено строительство подстанции 220/110/35 кВ с переводом на нее части ВЛ с ПС Западная.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов / В.А. Андреев – 6-е изд., стер. – М.: «Высшая школа», 2008. – 639 с.
2. Булгаков А.Б. «БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ». Благовещенск: АмГУ, 2013.
3. Булгаков А.Б. «БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ». Модуль «Теоретические основы безопасности жизнедеятельности». Благовещенск: АмГУ, 2014.
4. ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)». Пожарная безопасность. Общие требования.
5. ГОСТ 12.2.024-87 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)». Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.
6. Железко, Ю. С. Расчёт и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчётов / Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. – М.: ЭНАС, 2008. – 280 с.
7. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М.: Энергоатомиздат, 2011.-288 с.: ил.
8. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 592 с
9. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклипаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
10. Неуймин, В.Г. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя / В.Г. Неуймин, Е. В. Машалов, А.С. Александров, А.А.Багрянцев – Екатеринбург, 2013. – 266 с.
11. Официальный сайт RastrWin. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru/>.
12. Официальный сайт ДЭК Дальэнергосбыт. – Режим доступа: https://www.dvec.ru/dalsbyt/private_clients/tariffs/.

13. Официальный сайт Электрощит Самара. – Режим доступа: <https://www.electroshield.ru/>.
14. ПОТЭУ 2014 «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».
15. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию».
16. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23.06.2015 г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии»
17. Правила устройства электроустановок: нормативно-технич. материал. – 7-е изд. – М.: Энергосервис, 2003. – 280с.
18. РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».
19. Релейная защита и автоматика электрических 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. - Б. ц
20. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. - Издательский центр "Академия", 2005. -448 с.
21. РусГидро ОАО НИИЭС Обоснование инвестиций в строительство Дальневосточной ВЭС. Информационный материал для ознакомления общественности при подготовке технического задания по оценке воздействия на окружающую среду. – Владивосток, 2009. – 33 с.
22. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. – М.: учеб. пособие: рек. ДВ УМЦ,

2008. – 54 с.

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

24. Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах: учебное пособие. / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко – Благовещенск: Издательство Амурск. гос. ун-та, 2012. – 238с.

25. САНИТАРНЫЕ НОРМЫ: 2.2.4/2.1.8.562-96.

26. Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 5-ти летний период до 2026. – М.: АО Научный технический центр Единой энергетической системы, 2021. – 244 с.

27. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99 (с Изменениями N 1, 2).

28. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М.: НТФ «Энергоспогресс», 2012. – 376с.

29. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.

30. СО 34.35.310 (РД 34.35.310-97) Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем.

31. СТО 56947007-29.120.70.99-2011 Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП "ЭКРА".

32. Укрупненные нормативы цен типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства – М.: электронный текст АО «Кодекс», 2019. – 123с.

33. Ульянов, С. А. Электромагнитные переходные процессы : моногр. / С. А. Ульянов. - М. : Энергия, 2002. – 260 с

34. Электробезопасность: учеб. пособие / Ю.В. Мясоедов, Л.А.

Мясоедова, И.Г. Подгурская; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос.

ун-та, 2014. - 91 с.: ил. - Б. ц.

35. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 2012. – 964 с.