

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
«_____» _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ
филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с
увеличением трансформаторной мощности подстанции Шахта-7

Исполнитель
студент группы 842-об2

подпись, дата

Е.В. Логинов

Руководитель
доцент

подпись, дата

А.А. Казакул

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

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
профессор,
канд.техн.наук, доцент

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

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

16.03 2022

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Логина Евгений Вячеславовича

Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК»
«Линии электрические сети» в районе размещения трансформаторной подстанции Шахта-7
(утверждено приказом от №)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта)

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Нормативно

справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ.

Данные по подстанции Шахта-7

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

Общая характеристика района, расчет электрических нагрузок, реконструкция
электрической сети, расчет режимов сети, расчет потерь КЗ, Коэффициента и заданных

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 122 страница,

3 рисунка, 84 формулы, 37 таблиц, 32 источника.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность - А.Б. Булгаков, доцент,

кандидат технических наук.

7. Дата выдачи задания 16.03.2022

Руководитель выпускной квалификационной работы: Казакул А.А., руководитель, доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

кандидат технических наук.

Задание принял к исполнению (дата):

ЛЛ
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 122 с., 9 рисунков, 87 формул, 37 таблиц, 32 источника.

ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В выпускной квалификационной работе проведён анализ электрической сети в районе проектирования. Спрогнозированы электрические нагрузки. Рассчитаны нормальные и послеаварийные режимы в ПВК RastrWin3.

Выполнен расчет токов короткого замыкания в ПВК RastrWin3. Выбрано и проверено оборудование для ПС 110 кВ «Шахта 7». Выбраны уставки релейной защиты линии. Спроектирована молниезащита ПС 110 кВ «Шахта 7».

Рассмотрена безопасность и экологичность реконструируемого участка электрической сети. Выполнен расчет санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции и расчёт маслоприёмника.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных сокращений	7
Введение	8
1 Общая характеристика района проектирования	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности	10
1.2 Характеристика источников питания	11
1.3 Характеристика электрических сетей	12
2 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок	15
2.1 Расчет вероятностных характеристик электрических нагрузок	15
2.2 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих подстанций	18
2.3 Анализ существующих режимов рассматриваемых электрических сетей	20
3 Реконструкция электрической сети	23
3.1 Возможная варианты реконструкция сети	23
3.2 Компенсация реактивной мощности	24
3.3 Выбор сечений проводников и проверка существующих	25
3.4 Техничко-экономический расчет	27
4 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов после реконструкции электрической сети	30
4.1 Расчет максимального режима и его анализ	32
4.2 Расчет минимального режима и его анализ	39
4.3 Расчет послеаварийного режима и его анализ	44
5 Расчёт токов короткого замыкания	51
5.1 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК	52
5.2 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin3	54
6 Выбор и проверка электрических аппаратов	59

6.1 Конструктивное исполнение ПС	59
6.2 Выбор и проверка выключателей	60
6.3 Выбор и проверка разъединителей	63
6.4 Выбор трансформаторов тока	64
6.5 Выбор трансформаторов напряжения	67
6.6 Выбор ошиновки РУ ВН	69
6.7 Выбор и проверка опорных изоляторов	72
6.8 Выбор и проверка устройств ВЧ обработки	73
7 Разработка молниезащиты и заземления ПС Шахта-7	75
7.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет	75
7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	80
7.3 Выбор ограничителя перенапряжения	82
8 Конструктивное исполнение новой ВЛ на участке Западная – Шахта-7	84
8.1 Конструкция провода	84
8.2 Выбор опор	84
8.3 Выбор и проверка изоляции ВЛ	85
8.4 Выбор линейной арматуры	86
8.5 Заземление ВЛ	88
9 Релейная защита и автоматика	90
9.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики	90
9.2 Устройства релейной защиты от повреждения трансформаторов на реконструируемой ПС	91
9.3 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора	94
9.4 Релейная защита ВЛ напряжением 110кВ	98
10 Оценка экономической целесообразности реконструкции электрической сети	100
11 Безопасность и экологичность	103

11.1 Безопасность	103
11.2 Экологичность	107
11.3 Чрезвычайные ситуации	112
Заключение	115
Библиографический список	116

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КУ – компенсирующее устройство;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РПН – регулирование под нагрузкой;

ТН – трансформатор напряжения;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

В новой энергетической стратегии России на период до 2035 года сформулированы важнейшие задачи развития топливно-энергетического комплекса и электроэнергетики за счёт преодоления проблем с низкими темпами роста национальной экономики и её диверсификации.

В области электроснабжения потребителей эти задачи предусматривают повышение уровня проектно-конструктивных разработок, внедрение и рациональную эксплуатацию высоконадёжного электрооборудования, снижение непроизводительных расходов электроэнергии при её передаче, распределении и потреблении.

Основными потребителями электроэнергии являются различные отрасли промышленности, транспорт, сельское хозяйство, коммунальное хозяйство городов и поселков.

В выпускной квалификационной работе поставлены и решены следующие задачи:

- Характеристика района проектирования;
- Расчет и прогнозирование электрических нагрузок;
- Расчет и анализ установившихся режимов в существующих сетях;
- Выбор оборудования;
- Расчет экономической части;
- Выбор и расчет уставок выбранных устройств РЗА;
- Расчет молниезащиты и заземления проектируемой подстанции;
- Расчет безопасности и экологичности;

Выпускная квалификационная работа была разработана в операционной системе Windows 10 2022 г. с использованием приложений: Microsoft Office

Word 2016 г. , Microsoft Office Visio 2016 г, Microsoft Office Excel 2016 г.,
Mathcad 15.0, ПБК Растрвин 3.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Приморский край занимает юго-восточную окраину России, расположен в самой южной части Дальнего Востока в пограничной зоне и непосредственно граничит с странами Северо-Восточной Азии. Данный регион граничит на западе – с КНР, на юго-западе – с КНДР, на севере – с Хабаровским краем, с востока и юго-востока омывается Японским морем.

Приморский край занимает территорию в 165,9 км², что составляет 0,97% площади Российской Федерации. Административным центром является город Владивосток. В состав края входят 12 городских округов, 22 муниципальных района, 25 городских и 112 сельских поселений. В состав Приморского края кроме материковой части входят острова: Русский, Путятин, Аскольд, Попова, Лисий, Рейнеке, Рикорда, Сибирякова, Елены, Фуругельма и др.

Крайняя северная точка края расположена у истока реки Дагды, южная — в устье реки Туманной на границе с КНДР, западная — вблизи истока реки Новгородовка, восточная — мыс Золотой. Расстояние между крайними точками равно: западной и восточной по равноудалённой параллели — 430 км, северной и южной по меридиану — 900 км.

Климат Приморского края умеренный муссонный. Зима сухая и холодная с ясной погодой. Весна продолжительная, прохладная, с частыми колебаниями температуры. Лето тёплое и влажное, на летние месяцы приходится максимум количества осадков. Осень тёплая, сухая, с ясной погодой. Рассматриваемая сеть находится на юге Приморского края.

Основные климатические характеристики района сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Расчетная величина
Район по ветру	IV
Нормативная скорость ветра, м/сек	6
Район по гололеду	IV
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Низшая температура воздуха, °С	-48,8
Среднегодовая температура воздуха, °С	7
Высшая температура воздуха, °С	41
Число грозových часов в год	20-40
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	3-5
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<30
Вес снегового покрова, кгс/м ²	100
Продолжительность отопительного периода, сут.	200
Температура гололедообразования, °С	-10
Степень загрязнения атмосферы	II
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	1,5
Сейсмичность района, балл.	6

1.2 Характеристика источников питания

Приморский край имеет собственные источники питания: Артемовская ТЭЦ, Владивостокская ТЭЦ, Приморская ГРЭС, Партизанская ГРЭС. Электроснабжение края осуществляется электростанциями ОАО «Дальневосточная генерирующая компания». Поставка электроэнергии происходит по сети 500 кВ от Амурской энергосистемы. Распределение электроэнергии потребителям области осуществляется по сетям 6-10-35-110

кВ, принадлежащим филиалу ОАО «ДРСК» «Приморские электрические сети».

Для рассматриваемого участка сети 110 кВ источником питания является «Артемовская ТЭЦ».

Характеристики «Артемовской ТЭЦ»:

1. На подстанции установлены: два двухобмоточных трансформатора $S_{ном1} = 125$ МВ.А; 3 трехобмоточных трансформатора $S_{ном2} = 40$ МВ.А; и 1 автотрансформатор $S_{ном3} = 1$ МВ.А
2. Выработка электроэнергии осуществляется четырьмя генераторами мощностью $S_{ном} = 100$ МВ.А каждый;
3. Распределительные устройства 110 кВ, 35 кВ выполнены открытыми (ОРУ);
4. ОРУ 110 кВ «АТЭЦ» выполнено по схеме – двух секционированная система сборных шин с обходной системой шин, выключателями типа СМВ-110 (линейные и секционный) и отделителями типа ЗНО-110-1Т в цепях трансформаторов, от ОРУ 110 кВ отходят семь ВЛ 110 кВ;

ОРУ 35 кВ «АТЭЦ», выполнено по схеме – одна секционированная система шин, от ОРУ 35 кВ отходят пять ВЛ 35 кВ.

1.3 Характеристика электрических сетей

На рисунке 1 представлена существующая однолинейная схема в районе.

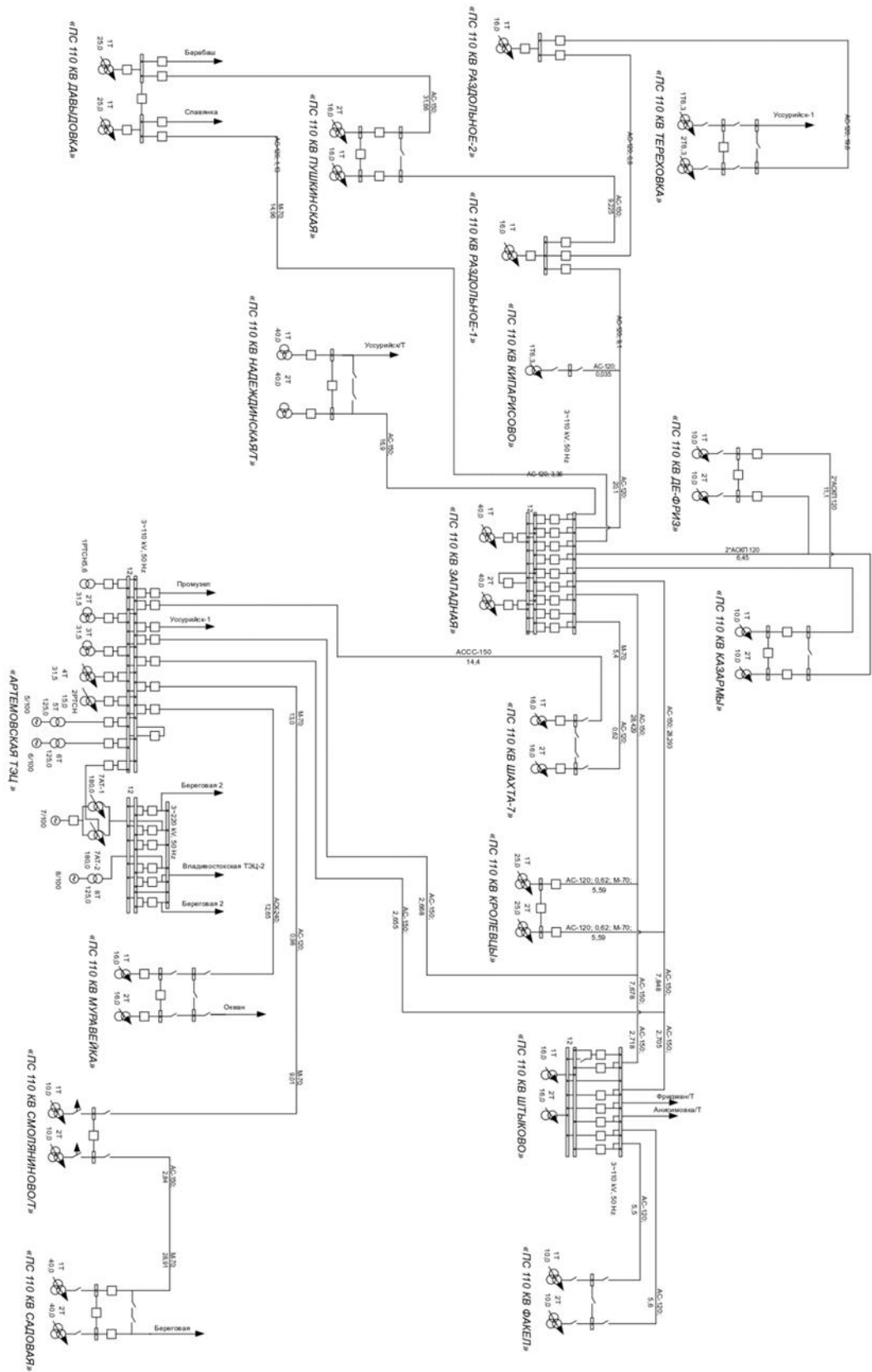


Рисунок 1 – существующая схема электрической сети

Исходя из схемы, представленной на рисунке на рисунке, видно что Основным источником питания в данном районе является «Артемовская ТЭЦ». Рассматриваемый участок содержит 5 классов напряжения: 220, 110, 35, 10 и 6 кВ. «Артемовская ТЭЦ» работает на напряжениях 220, 110 35 кВ.

Описание некоторых приведено далее.

ПС Шахта-7 (110/6 кВ). Связанна с Артемовской ТЭЦ и ПС Западная. На ПС установлено два трансформатора мощностью по 16 МВ·А.

ПС Западная (110/35/6 кВ). Подключена к сети восемью ВЛ 110 кВ. Связанна с Артемовской ТЭЦ, ПС Шахта-7, ПС Штыково, ПС Кипарисово, ПС Раздольное, ПС Де-Фриз, ПС Казармы. На стороне 110 кВ схема распределительного устройства – две рабочие, секционированная выключателем система шин и обходная системы шин. На ПС установлено два трансформатора мощностью по 40 МВ·А.

ПС Штыково (110/6 кВ). Связанна с Артемовской ТЭЦ, ПС Западная, ПС Кролевцы, ПС Факел, ПС Фридмант, ПС Вокзальная. На ПС установлено два трансформатора мощностью по 16 МВ·А. На стороне 110 кВ схема распределительного устройства – одна рабочая система шин и обходная системы шин.

ПС Кролевцы (110/35/6 кВ). Связанна с Артемовской ТЭЦ, ПС Штыково и ПС Западная. На ПС установлено два трансформатора мощностью по 25 МВ·А.

2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет и прогнозирование электрических нагрузок является ответственным расчётом, необходимым для проектирования электрических линий, станций и подстанций.

Необходимо по данным контрольных замеров в летний и зимний периоды определить летние и зимние вероятностные характеристики электрических нагрузок. К тому же необходимо уточнить максимальные нагрузки, которые будут определяться составом и процентом подключаемых потребителей.

К вероятностно-статическим характеристикам потребителя относятся:

1. средние активные мощности;
2. максимальные мощности;
3. эффективные или среднеквадратические мощности;
4. минимальные мощности.

2.1 Расчет вероятностных характеристик электрических нагрузок

Для выбора оборудования, расчёта электрических режимов необходимо использовать вероятностные характеристики нагрузок. Они определяются по данным контрольных замеров в зимний период, так как в это время нагрузки в сети имеют максимальное значение. Для выбора оборудования на перспективу характеристики электрических нагрузок необходимо спрогнозировать. От нахождения вероятностных характеристик зависит дальнейший выбор оборудования подстанций и проводов линий электропередач.

Средняя мощность – это математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени. Этот вид нагрузки служит для выбора мощности силовых трансформаторов и для расчета электропотребления:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i \quad (1)$$

где P_{cp} - средняя мощность,

T - период,

P_i – мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок.

Под среднеквадратичной (эффективной) мощностью понимают математическое ожидание квадратов мощности за анализируемый период времени. Эта мощность служит для расчета потерь электроэнергии.

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i} \quad (2)$$

где $P_{эф}$ – среднеквадратичная (эффективная) мощность.

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий. Вероятностный максимум находится через коэффициент Стьюдента

$$P_{max} = P_{cp} + t_{\beta} \cdot \sigma_p = P_{cp} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}\right) \quad (3)$$

где P_{max} – максимальная мощность,

t_{β} – коэффициент Стьюдента,

σ_p – среднеквадратичное отклонение,

k_{ϕ} – коэффициент формы, определяемый по формуле:

$$k_{\phi} = \frac{P_{ск}}{P_{ср}} \geq 1 \quad (4)$$

По данным дня контрольного замера строим график нагрузки для зимы и для лета и вычисляем вероятностные характеристики. Полный расчет вероятностных характеристик, существующих ПС выполнен в программе Microsoft Excel, результаты расчета приведены в таблице.

Таблица 2 – Вероятностные характеристики графиков нагрузок на подстанциях

Подстанция	Время	P _{max} , МВт	P _{ср} , МВт	P _{эф} , МВт	Q _{max} , Мвар	Q _{ср} , Мвар	Q _{эф} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
Давыдовка	Зима	29,2	24,33	28,47	9,7	8,66	10,13
	Лето	9,1	7,58	8,87	4,3	3,84	4,49
Западная	Зима	37,1	30,92	36,17	7,4	6,61	7,73
	Лето	14,6	12,17	14,24	5	4,46	5,22
Кипарисово	Зима	2,4	2	2,34	0,5	0,45	0,52
	Лето	1,7	1,42	1,66	0,9	0,8	0,94
Раздольное-1	Зима	9,3	7,75	9,07	2,8	2,5	2,93
	Лето	5,2	4,33	5,07	2,8	2,5	2,93
Раздольное-2	Зима	3,7	3,08	3,61	1,45	1,29	1,51
	Лето	1,4	1,17	1,37	0,9	0,8	0,94
Тереховка	Зима	1,4	1,17	1,37	0,6	0,54	0,63
	Лето	0,7	0,58	0,68	0,2	0,18	0,21
Де-Фриз	Зима	3,95	3,29	3,85	1,58	1,41	1,65
	Лето	2,22	1,85	2,16	0,89	0,79	0,93
Казармы	Зима	5,3	4,42	5,17	1,4	1,25	1,46
	Лето	1,8	1,5	1,76	0,6	0,54	0,63
Надеждинская	Зима	15,9	13,25	15,5	6,36	5,68	6,64
	Лето	9,2	7,67	8,97	3,68	3,29	3,84
Пушкинская	Зима	0,07	0,06	0,07	0,03	0,02	0,03
	Лето	0,03	0,02	0,03	0,01	0,01	0,01
Шахта-7	Зима	7,21	5,95	6,97	2,85	2,54	2,98
	Лето	3,99	3,34	3,89	1,59	1,42	1,66
Муравейка	Зима	9,39	7,82	9,15	3,76	3,36	3,93
	Лето	5,28	4,35	5,08	2,07	1,89	2,21
Смоляниново	Зима	5,86	4,88	5,72	2,35	2,09	2,46
	Лето	3,29	2,72	3,18	1,29	1,18	1,38

продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Садовая	Зима	21,2	17,68	20,68	5,82	5,04	5,84
	Лето	7,25	6,07	7,14	2,48	2,17	2,55
Кролевцы	Зима	5,54	4,63	5,42	2,37	2,13	2,49
	Лето	2,78	2,3	2,69	0,79	0,71	0,83
Факел	Зима	2,29	1,92	2,25	0,91	0,79	0,91
	Лето	0,84	0,73	0,85	0,53	0,47	0,56

2.2 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих подстанций

Этот раздел является основным, так как от результата нахождения вероятностных характеристик будет зависеть выбор оборудования проводов, подстанций, и опор линий электропередач.

Определяем прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов на примере максимальной спрогнозированной мощности, МВт:

$$P_{\text{прог}} = P^{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}} \quad (5)$$

где $P^{\text{баз}}$ – базовая заданная мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,076;

$t_{\text{прог}}$ – год на который определяется электрическая нагрузка(2026 год);

$t_{\text{баз}}$ – год в который снимался первый замер(2021год).

Прогнозируемая реактивная мощность находится аналогично.

Далее в таблице 3 приведены вероятностные характеристики с перспективой на 5 лет. Расчет выполнен в программе Microsoft Excel.

Таблица 3 – Характеристики с перспективой на 5 лет

Подстанция	Время	P_{\max} , МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	Q_{\max} , Мвар	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$Q_{\text{эф}}$, Мвар
Давыдовка	Зима	32,13	26,77	31,33	10,67	9,53	11,15
	Лето	10,01	8,34	9,76	4,73	4,22	4,94
Западная	Зима	40,82	34,02	39,8	8,14	7,27	8,51
	Лето	16,06	13,39	15,66	5,5	4,91	5,75
Кипарисово	Зима	2,64	2,2	2,57	0,55	0,49	0,57
	Лето	1,87	1,56	1,82	0,99	0,88	1,03
Раздольное-1	Зима	10,23	8,53	9,98	3,08	2,75	3,22
	Лето	5,72	4,77	5,58	3,08	2,75	3,22
Раздольное-2	Зима	4,07	3,39	3,97	1,6	1,42	1,67
	Лето	1,54	1,28	1,5	0,99	0,88	1,03
Тереховка	Зима	1,54	1,28	1,5	0,66	0,59	0,69
	Лето	0,77	0,64	0,75	0,22	0,2	0,23
Де-Фриз	Зима	4,35	3,62	4,24	1,74	1,55	1,82
	Лето	2,44	2,04	2,38	0,98	0,87	1,02
Казармы	Зима	5,83	4,86	5,69	1,54	1,38	1,61
	Лето	1,98	1,65	1,93	0,66	0,59	0,69
Надеждинская	Зима	17,49	14,58	17,06	7	6,25	7,31
	Лето	10,12	8,44	9,87	4,05	3,62	4,23
Пушкинская	Зима	0,09	0,08	0,09	0,05	0,04	0,05
	Лето	0,04	0,03	0,04	0,01	0,01	0,01
Шахта-7	Зима	8,74	7,21	8,44	3,46	3,11	3,28
	Лето	4,39	3,69	4,28	1,75	1,57	1,83
Муравейка	Зима	10,34	8,61	9,15	4,15	3,71	4,33
	Лето	5,81	4,79	5,59	2,28	2,08	2,43
Смоляниново	Зима	6,45	5,37	5,37	2,59	2,31	2,71
	Лето	3,62	2,99	3,51	1,42	1,31	1,52
Садовая	Зима	23,33	19,45	22,75	6,41	5,54	6,42
	Лето	7,98	6,68	7,85	2,73	2,39	2,81
Кролевцы	Зима	6,09	5,09	5,96	2,61	2,43	2,74
	Лето	3,06	2,53	2,96	0,87	0,78	0,91
Факел	Зима	2,52	2,11	2,47	1,01	0,87	1,01
	Лето	0,92	0,81	0,94	0,58	0,52	0,62

Таким образом, по исходным данным, мы определили вероятностные и прогнозируемые нагрузки на всех ПС.

2.3 Анализ существующих режимов рассматриваемых электрических сетей

Для более точной оценки необходимых объемов реконструкции необходимо произвести расчет режимов рассматриваемого участка системы.

Режимом электроэнергетической системы называется состояние системы, определяемое ее параметрами в заданный момент времени. По результатам расчета определяются уровни напряжения, токовые нагрузки, потоки активной и реактивной мощности, потери мощности и т.д.

Таблица 4 – Контрольные замеры напряжения максимальной нагрузки

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ		Отклонение напряжения от номинального, %	
		Лето	Зима	Лето	Зима
1	2	3	4	5	6
Давыдовка	110	113	110	2,65	0
	35	36,5	38	4,11	7,89
	6	6,3	6,2	4,76	3,23
Де-Фриз	110	115,8	115	5,01	4,35
	6	6,2	6,3	3,23	4,76
Западная	110	117,5	114,8	6,38	4,18
	35	36,5	36,6	4,11	4,37
	6	6,2	6,3	3,23	4,76
Казармы	110	117	113	5,98	2,65
	10	10,3	9,9	2,91	1,01
Кипарисово	110	115	115	4,35	4,35
	10	10,5	10,5	4,76	4,76
Надеждинская	35	35	35	0,00	0,00
	6	6,2	6,5	3,23	7,69
Раздольное-1	110	115	111	4,35	0,90
	35	36	36	2,78	2,78
	10	10,2	10,3	1,96	2,91
Раздольное-2	110	115	115	4,35	4,35
	35	36	35	2,78	0,00
	10	10	10	0,00	0,00

продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
Тереховка	110	115	110	4,35	0,00
	10	10,2	10	1,96	0,00
Шахта-7	110	115	115	4,35	4,35
	6	6,4	6,5	6,25	7,69
Пушкинская	110	116	113	5,17	2,65
	35	36	34,5	2,78	1,45
	10	10,1	9,9	0,99	1,01
Факел	110	118	117	6,78	5,98
	35	37	37	5,41	5,41
	6	6,1	6	1,64	0,00
Муравейка	110	121	121	9,09	9,09
	6	6,1	6,1	1,64	1,64
Смоляниново	110	122	118	9,84	6,78
	6	6,2	6,1	3,23	1,64
Садовая	110	116	114	5,17	3,51
	35	36	35	2,78	0,00
Пушкинская	110	114	114	3,51	3,51
	35	36	35	2,78	0,00
	10	10,1	10	0,99	0,00

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

Важной характеристикой сети является нагрузочная плотность тока. При ее превышении выше нормы появляются потери, что недопустимо в больших количествах.

Таблица 5 – Токовая загрузка ЛЭП

Наименование линии	Нагрузка, А	Плотность тока, А/мм ²
1	2	3
Артемовская ТЭЦ - Муравейка	54	0,36

1	2	3
Артемовская ТЭЦ - Смоляниново/т	40	0,57
Садовая - Смоляниново/т	98	1,40
Артемовская ТЭЦ - Западная -Кролевцы - Штыково №1, №2	125	1,23
Западная - Казармы с отпайкой на ПС Де-Фриз I цепь	17,9	0,15
Западная - Казармы с отпайкой на ПС Де-Фриз II цепь	37	0,31
Западная - Кипарисово - Раздольное 1	88	0,73
Западная - Шахта-7	294	4,20
Надеждинская/т - Западная	54	0,36
Раздольное 1 - Раздольное 2	65	0,54
Раздольное 2 - Тереховка	50	0,42
Пушкинская - Раздольное 1	65	0,43
Пушкинская - Давыдовка	65	0,43
Западная - Давыдовка	271	3,87
Штыково - Факел (№1, №2)	22	0,23
Артемовская ТЭЦ - Шахта-7	390	1,63

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что некоторые линии района требуют реконструкции в виду большой плотности тока.

Исходя из вышеприведенного анализа, можно прийти к выводу, что электрические сети района необходимо реконструировать. Это связано с высокой плотностью тока в линиях электропередач, а также из-за увеличения нагрузок на трансформаторы, часть из которых в недалеком будущем могут выйти из строя в связи с перегрузом.

3 РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1 Возможная реконструкция сети

В данном разделе предложен вариант реконструкции сети района Приморского края. Вариант обязательно должен отвечать условиям технической осуществимости каждого из них по параметрам основного электрооборудования.

С экономической точки зрения общие принципы, принятые для целесообразного формирования электрических сетей, могут быть сформулированы:

1) Передача электроэнергии должна осуществляться по самому короткому пути – это снижает затраты на сооружение линий и снижает потери электроэнергии.

2) Схема электрической сети должна быть простой.

3) Минимальное количество ступеней трансформации позволяет снизить потери мощности в трансформаторах.

4) Совокупность схемы сети и номинального напряжения должны обеспечивать нужное качество электроснабжения и соответствовать требованиям надежности.

По собранным данным можно сделать вывод, что район требует реконструкции.

Основной проблемой данной сети является высокая плотность тока. Для решения этой проблемы есть несколько вариантов:

- Увеличение сечений проводов;
- Повышение номинального напряжения;
- Проведение новых параллельных проводов;
- Сооружение новых ЛЭП от менее загруженных районов.

С учетом этих данных предложены следующие варианты реконструкции сетей района:

Экономичным вариантом для реконструкции ВЛ 110 кВ Шахта-7 – Западная является добавление провода рядом (двухцепное исполнение).

Помимо этого, ввиду невозможности расширить текущее распределительное устройство для новой линии и/или для будущего присоединения подстанций 110 кВ, производится реконструкция РУ ВН на ПС Шахта-7.

С учетом требований по надежности, числа подходящих к подстанции линий и класса номинального напряжения производим выбор схемы РУ ВН.

Далее произведем характеристику схемы электрической сети.

Таблица 6 – Технический анализ

Наименование ПС	Класс номинального напряжения, кВ	Тип РУ ВН	Количество выключателей	Длина реконструируемой линии в одноцепном исполнении, км
Шахта-7	110	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	2	6,02

Так как в одном из разделов уже были приведены максимальные загрузки трансформаторов, то отсутствует нужда в расчете их загрузки и проверке. На рассматриваемом участке отсутствует нужда в замене трансформатора, так как при аварии возможен временный перенос мощности. Так же это подтверждает СиПР с прогнозом до 2025 года.

Для выбора окончательного варианта реконструкции требуется произвести технико-экономическое сравнение, а также расчет режимов.

Вариант реконструкции приведен в графической части, на листе №2.

3.2 Компенсация реактивной мощности

Передача большой реактивной мощности по линиям электропередач не выгодна в экономическом плане, так как это приводит к увеличению потерь электроэнергии. Для этого устанавливаются источники реактивной мощности вблизи потребителя.

Определение значения требуемой мощности компенсирующих устройств, для ПС Шахта-7:

$$Q_{\text{норм}} = P_{\text{max}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{норм}}; \quad (6)$$

$$Q_{\text{норм}} = 8,74 \cdot 0,4 = 3,5 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{\text{КВи}} = Q_{\text{maxi}} - Q_{\text{нормi}}; \quad (7)$$

$$Q_{\text{КВ}} = 3,46 - 3,5 = -0,04 \text{ Мвар.}$$

Коэффициент $\text{tg}(\varphi)$ принимается равным 0,4.

Исходя из того, что требуемая мощность компенсации отрицательна, приходим к выводу, что компенсация не требуется.

3.3 Выбор сечений проводников и проверка существующих

Требуется произвести выбор и проверку провода для монтажа на ВЛ 110 кВ Шахта-7 – Западная.

При выборе проводников для реконструируемой сети учитывается: пропускная способность сечения по нагреву в послеаварийных режимах, технико-экономические показатели. Для ВЛ также учитывается механическая прочность и условия образования короны.

Расчетное значение тока находим по формуле:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\text{max}}, \quad (8)$$

где α_i – коэффициент учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации, для ЛЭП 110 кВ данный коэффициент принимаем равным 1,05;

α_T – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки T_{max} и коэффициента попадания в максимум энергосистемы, данный коэффициент принимаем равным 1;

I_{max} – максимальный ток протекающий по линии.

$$I_{max.i} = \frac{\sqrt{P_{i,j}^2 + Q_{i,j}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{Ц}} \quad (9)$$

где $P_{i,j}$ – поток максимальной активной мощности текущей по линии зимой;

$Q_{i,j}$ – поток максимальной реактивной мощности текущей по линии зимой;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети;

n – количество цепей.

Согласно экономическим токовым интервалам, учитывая район по гололеду, класс напряжения, а также количество цепей ВЛ выбираем провод АС- 240/32. Допустимая токовая нагрузка – 605 А при 25 °С. По расчетам ток послеаварийном режиме в данной линии достигает 421 А, следовательно данный провод выдерживает предполагаемую нагрузку и подходит для монтажа.

Максимальный ток, текущий по линии Шахта-7 – Западная, кА:

$$I_{max.Д-Ш} = \frac{\sqrt{50,5^2 + 5,1^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 0,133 \text{ кА}$$

Расчетный ток для варианта ВЛ 110 кВ:

$$I_p = 1,05 \cdot 0,133 = 0,14 \text{ кА.}$$

Примем к установке на данном участке провод АС – 185/29 с длительно

допустимым током $I_{д.д}=510$ А.

Аварийным режимом будет считаться отключение одной из цепи линии, потому оставшаяся в работе цепь, должна выдерживать нагрузку приходящаяся на каждую цепь.

$$I_{п/А}=2 \cdot 140=280 \text{ А.}$$

Расчетный аварийный ток меньше длительного допустимого тока провода, значит сечение выбрано правильно.

3.4 Техничко-экономический расчет

Приведенные затраты мы получим по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + I_{\Sigma}, \quad (10)$$

где E_H – нормативный коэффициент экономической эффективности, принимается равным 0,1;

K – капиталовложения, необходимые для сооружения сети;

I_{Σ} – суммарные издержки.

Капиталовложения на сооружение подстанций состоят из капиталовложений необходимых для покупки трансформаторов, устройств для компенсации реактивной мощности, сооружения открытого распределительного устройства и постоянных затрат которые включают затраты на подвод коммуникаций, благоустройство территории, покупку земли, тыс. руб.:

$$K_{пс}=(K_{тр}+K_{ку}+K_{ору}+ K_{пост}+ K_{от.з.}) \cdot K_{инф} \cdot K_{зон}, \quad (11)$$

где $K_{тр}$ – стоимость трансформатора, зависит от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств, зависит от мощности;

$K_{ОРУ}$ – стоимость открытого распределительного устройства, зависит от схемы РУ и класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат, зависит от тех же показателей, что и стоимость ОРУ;

$K_{ОТ.З.}$ – затраты на отвод земли.

Стоимость оборудования приводится к текущему году коэффициентом инфляции, составляющий $K_{ИНФ}=6,5$ и коэффициентом зоны $K_{ЗОН}=1,2$.

Капиталовложение на сооружение ВЛ рассчитываются по формуле:

$$K_{ВЛ}=(K_{ОТ.З.}+(K_0 \cdot L_{ЛЭП})) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{ЗОН} \quad (12)$$

где K_0 – удельные капиталовложения на строительство одного километра ВЛ, руб./км;

$L_{ЛЭП}$ – длина трассы, км;

$K_{ОТ.З.}$ – капиталовложения для отвода земли, руб;

Расчет капиталовложение на сооружение ВЛ:

$$K_{ВЛ}=(1857+(1600 \cdot 19,45)) \cdot 6,5 \cdot 1,2=482915,2 \text{ тыс.руб}$$

Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя: издержки на эксплуатацию и ремонт, издержки на амортизацию, стоимость потерь электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$И_{ЭР}=\alpha_{Н.ЛЭП} \cdot K_{ЛЭП} + \alpha_{Н.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (13)$$

где $\alpha_{н.лэп}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ЛЭП, принимаем равным 0,008;

$\alpha_{н.пс}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС, принимаем равным 0,059.

Амортизационными отчислениями называются накопления денежных средств для покупки и замены износившегося оборудования:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (14)$$

где $T_{СЛ}$ – срок службы оборудования, принимаемый равным 20 годам.

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь электрической энергии и их стоимости:

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

где ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, принимаем равной 2,5 руб/ кВт·ч.

Характеристики полученных результатов сводятся в соответствующую таблицу, в которой должны быть указаны: суммарные капиталовложения, тыс. руб.; суммарные издержки, тыс. руб.; приведенные затраты, тыс. руб.

Таблица 7 – Результаты расчета

	Стоимость, тыс.руб.
К, тыс.руб	1202008,8
И, тыс.руб	110400
З, тыс.руб	230600,88
$I_{\Delta W}$, тыс.руб	3969,75

4 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Расчет установившихся режимов требуется для оценки возможности их существования, анализа уровня напряжений в узлах и регулирования этого напряжения, определения перетоков мощности по ЛЭП и через трансформаторы. Также для определения и анализа потерь мощности в элементах сети и в сети в целом.

Основной целью расчетов режимов при проектировании электрических сетей является определение их параметров, характеризующих условия в которых работают оборудование сетей и ее потребители, а также определение потерь напряжения. Результаты расчетов режимов сетей являются основой для оценки качества электроэнергии, выдаваемой потребителям, допустимости рассматриваемых режимов с точки зрения работы оборудования сети, а также выявления оптимальных условий энергоснабжения потребителей.

Исходными данными режима являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети и параметры ее элементов.

Расчет режима сети проводим в ПВК «RastrWin 3».

Эквивалентом сети для расчета режима принимается участок района и прилегающие к ней сети и включает в себя АТЭЦ, ПС Западная, ПС Давыдовка, ПС Кипарисово, ПС Раздольное-1, ПС Раздольное-2, ПС Тереховка, ПС Надеждинская, ПС Пушкинская, ПС Де-Фриз, ПС Казарамы, ПС Шахта-7, ПС Кролевцы, ПС Штыково, ПС Факел, ПС Муравейка, ПС Смоляниново, ПС Садовая.

Для расчета установившегося режима требуется рассчитать параметры составляющих элементов сети. Этими параметрами является: активное и индуктивное сопротивление, емкостная проводимость линии, активное и индуктивное сопротивление трансформаторов, активная и

реактивная генерируемая мощность источника питания и т.д.

Активное сопротивление линии:

$$R_l = r_0 \cdot l_l, \quad (16)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии;

l_l – длина линии.

$$X_l = x_0 \cdot l_l, \quad (17)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление линии.

$$B_c = b_0 \cdot l_l, \quad (18)$$

где b_0 – удельная емкостная проводимость линии.

$$G_l = g_0 \cdot l_l, \quad (19)$$

где g_0 – удельная активная проводимость линии.

$$B_T = \frac{Q_X}{U_{ВН}^2} \quad (20)$$

где Q_X – потери реактивной мощности на холостой ход.

U_{BH} – номинальное напряжение на высокой стороне трансформатора.

$$k_{m,p} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \quad (21)$$

где U_{HH} – номинальное напряжение на низкой стороне трансформатора.

$$G_T = \frac{P_X}{U_{BH}^2} \quad (22)$$

где P_X – потери активной мощности на холостой ход.

4.1 Расчет максимального режима и его анализ

Расчет максимального режима необходим для определения работоспособности сети в часы максимальной нагрузки.

Используя приведенные выше исходные данные, а также максимальную нагрузку в зимний период, проведем расчет максимального режима с помощью выбранного ПВК. В таблице 8, 9, 10, 11 приведены результаты расчета режима. В них отображена информация об отклонении напряжений, Токовая загрузка ВЛ. Напряжения на источниках питания примем $1,05U_{ном}$.

Таблица 8 – Значения параметров сети в узлах схемы

Тип	Номер	Название	$U_{ном}$, кВ	$P_{нагр}$, МВт	$Q_{нагр}$, МВар	$P_{ген}$, МВт	$Q_{ген}$, МВар	U, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ген	1	Генератор 8	10	0	0	100,0	-90,5	10,5
Нагр	2	ВН АТЭЦ	220	0	0	0	0	221,77
Ген	3	Генератор 7	10	0	0	100,0	-60,6	10,5
Нагр	4	Нейтраль АТ7	220	0	0	0	0	230,35
Ген	5	СН АТЭЦ	110	0	0	-292,6	251,3	115

продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
База	6	Генератор 6	10	0	0	100	17,3	10,5
Ген	7	Генератор 5	10	0	0	100	0	10,33
Нагр	8	Западная ВН	110	26,6	8,4	0	0	112,12
Нагр	9	Отпайка	110	32,5	0,4	0	0	126,37
Нагр	10	Отпайка Кролевцы	35	5,2	2,1	0	0	35,24
Нагр	13	Давыдовка	110	27,8	7,6	0	0	110,72
Нагр	18	Отпайка Кипарисово	110	16,3	6,7	0	0	111,54
Нагр	19	Кипарисово	110	2,4	0,5	0	0	111,54
Нагр	20	Раздольное-1	110	9,3	2,8	0	0	111,35
Нагр	21	Раздольное-2	110	3,7	1,5	0	0	111,4
Нагр	22	Пушкинская	110	0,1	0	0	0	111,04
Нагр	23	Тереховка	110	1,4	0,6	0	0	112,58
Нагр	24	Муравейка	110	5,1	0,3	0	0	126,7
Нагр	25	Смоляниново	110	16,2	12,5	0	0	124,82
Нагр	26	Садовая	110	5,2	5,5	0	0	125,07
Нагр	27	Штыково	110	2,9	1,3	0	0	126,11
Нагр	28	Кролевцы	110	4,5	1,4	0	0	125,94
Нагр	29	Факел	110	2,9	1,2	0	0	126,06
Нагр	30	Надеждинская\т	110	9,2	7,6	0	0	112,34
Нагр	31	Шахта-7	110	19,6	7,6	0	0	112,75
Нагр	32	Де-Фриз	110	1,2	0,4	0	0	124,70
Нагр	33	Отпайка Казармы	110	1,2	0,4	0	0	124,72
Нагр	34	Казармы	110	1,4	0,4	0	0	124,71

Таблица 9 – Значения параметров сети в ветвях схемы

Тип	N_нач	N_кон	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Кт/г	P_нач	Q_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	2	1	ВН АТЭЦ – Генератор 8	1,08	39,70	0	0,05	100	-73
Тр-р	2	4	ВН АТЭЦ – Нейтраль АТ7	0,2	25,5	0	1,00	-100	73
Тр-р	4	3	Нейтраль АТ7 – Генератор 7	0,2	45,10	0	0,05	100	-109
Тр-р	4	5	Нейтраль АТ7 – СН АТЭЦ	0,4	0	0	0,5	-200	190
Тр-р	5	6	СН АТЭЦ – Генератор 6	0,37	12,30	0	0,09	100	8
Тр-р	5	7	СН АТЭЦ – Генератор 5	0,37	12,30	0	0,09	100	-9
ЛЭП	5	31	СН АТЭЦ - Шахта-7	2,85	6,05	0	0	-16	-35
ЛЭП	5	9	СН АТЭЦ - Отпайка	0,53	1,12	0	0	451	954

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	5	24	СН АТЭЦ - Муравейка	1,52	5,12	0	0	72	242
ЛЭП	5	25	СН АТЭЦ - Смоляниново	5,72	4,26	0	0	127	95
ЛЭП	8	10	Западная - Отпайка Кролевцы	5,6	11,97	0	0	50	106
ЛЭП	8	18	Западная - Отпайка Кипарисово	5,01	8,58	0	0	70	120
ЛЭП	8	5	Западная - СН АТЭЦ	6,91	14,66	0	0	8	18
ЛЭП	8	33	Западная - Отпайка Казармы	1,6	2,75	0	0	223	384
ЛЭП	9	27	Отпайка - Штыково	0,53	1,13	0	0	-11	-24
ЛЭП	10	9	Отпайка Кролевцы - Отпайка	1,54	3,23	0	0	6	13
ЛЭП	13	8	Давыдовка - Западная	2,35	8,46	0	0	5	17
ЛЭП	18	20	Отпайка Кипарисово - Раздольное-1	2,26	3,89	0	0	-182	-313
ЛЭП	18	19	Отпайка Кипарисово - Кипарисово	0,01	0,02	0	0	-25	-50
ЛЭП	220	22	Раздольное-1 - Пушкинская	1,83	3,88	0	0	142	301
ЛЭП	21	20	Раздольное-2 - Раздольное-1	0,19	0,34	0	0	-7	-12
ЛЭП	22	13	Пушкинская - Давыдовка	6,27	13,3	0	0	-48	-103
ЛЭП	23	21	Тереховка - Раздольное-2	4,88	8,37	0	0	-7	-12
ЛЭП	25	26	Смоляниново - Садовая	6,29	13,34	0	0	1	2
ЛЭП	27	29	Штыково - Факел	1,38	2,37	0	0	-1	-2
ЛЭП	28	10	Кролевцы - Отпайка Кролевцы	1,39	2,39	0	0	0	1
ЛЭП	30	8	Надеждинская\г - Западная	3,25	6,89	0	0	-1	-3
ЛЭП	31	8	Шахта-7 - Западная	1,49	2,56	0	0	-12	-21

продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	33	32	Отпайка Казармы - Де- Фриз	2,76	4,74	0	0	0	0
ЛЭП	33	34	Отпайка Казармы - Казармы	1,6	2,75	0	0	0	0

Отклонение напряжения в узлах должно быть не более 10% согласно нормам качества электрической энергии.

Таблица 10 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	221,77	0,8
Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	115	4,55
ПС Шахта-7	110	125,22	13,84
ПС Западная 110 кВ	110	112,12	1,95
ПС Давыдовка 110 кВ	110	110,72	0,6
ПС Раздольное 1	110	111,35	1,24
ПС Раздольное 2	110	111,4	1,27
ПС Кипарисово	110	111,54	1,43
ПС Пушкинская	110	111,04	0,93
ПС Тереховка	110	112,58	2,35
ПС Надеждинская/т	110	112,34	2,17
ПС Кролевицы	110	125,94	14,49
ПС Штыково	110	126,11	14,65
ПС Факел	110	126,06	14,6
ПС Муравейка	110	126,70	14,54
ПС Смоляниново/Т	110	124,82	13,49
ПС Садовая	110	125,07	13,0
ПС Де-Фриз	110	124,70	13,36
ПС Казармы	110	124,71	13,37

По результатам таблицы 10, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

Также необходимо проверить загрузку линий электропередач. Для этого, нужно сравнить токи на линии с длительно допустимым током из каталога соответствующего провода.

В таблице 11 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 11 – Токовая загрузка ВЛ

Ннач	Нкон	Название	Инач, А	Икон, А	Идоп, А	Идоп.расч., А	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6	7	8
31	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	250	249	600	600	41,6
5	9	СН АТЭЦ - Отпайка	267	267	600	600	44,5
5	24	СН АТЭЦ - Муравейка	18	18	600	600	3
5	25	СН АТЭЦ - Смоляниново	100	100	450	450	22,2
8	10	Западная - Отпайка Кролевцы	102	102	300	300	34
8	18	Отпайка Кипарисово – Западная	50	50	375	375	13,4
5	8	СН АТЭЦ – Западная ВН	130	127	450	450	28,9
8	33	Западная - Отпайка Казармы	15	15	300	300	5
9	27	Отпайка - Штыково	22	22	300	300	7,3
10	9	Отпайка Кролевцы - Отпайка	135	135	300	300	45
13	8	Давыдовка - Западная	142	141	610	610	23,3
18	20	Раздольное-1 - Отпайка Кипарисово	37	38	375	375	10
18	19	Отпайка Кипарисово - Кипарисово	14	15	375	375	4,1
22	22	Раздольное-1 - Пушкинская	68	68	422	422	16,1
21	20	Раздольное-2 - Раздольное-1	80	80	375	375	21,4
22	13	Пушкинская - Давыдовка	67	68	375	375	18,1
23	21	Тереховка - Раздольное-2	100	100	300	300	33,5
25	26	Смоляниново/т - Садовая	27	27	300	300	9
27	29	Штыково - Факел	11	11	300	300	3,7
28	10	Кролевцы - Отпайка Кролевцы	17	16	375	375	5,7
30	8	Надеждинская\т - Западная	94	93	422	422	22,2
8	31	Западная - Шахта-7	143	143	375	375	38,2
33	32	Отпайка Казармы - Де- Фриз	5	5	375	375	1,3
33	34	Отпайка Казармы - Казармы	5	5	375	375	1,3

$I_{нач}$ – ток в начале ЛЭП

$I_{кон}$ – ток в конце ЛЭП

$I_{доп}$ и $I_{доп.расч}$ – фактический и расчетный допустимый ток в ЛЭП

В данном режиме токовые нагрузки ЛЭП не превышают длительно допустимых, напряжения в узлах также не выходят за допустимые пределы. Наиболее загружена ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7, коэффициент загрузки равен 0,67. На рисунке 2 представлена графическая схема максимального режима

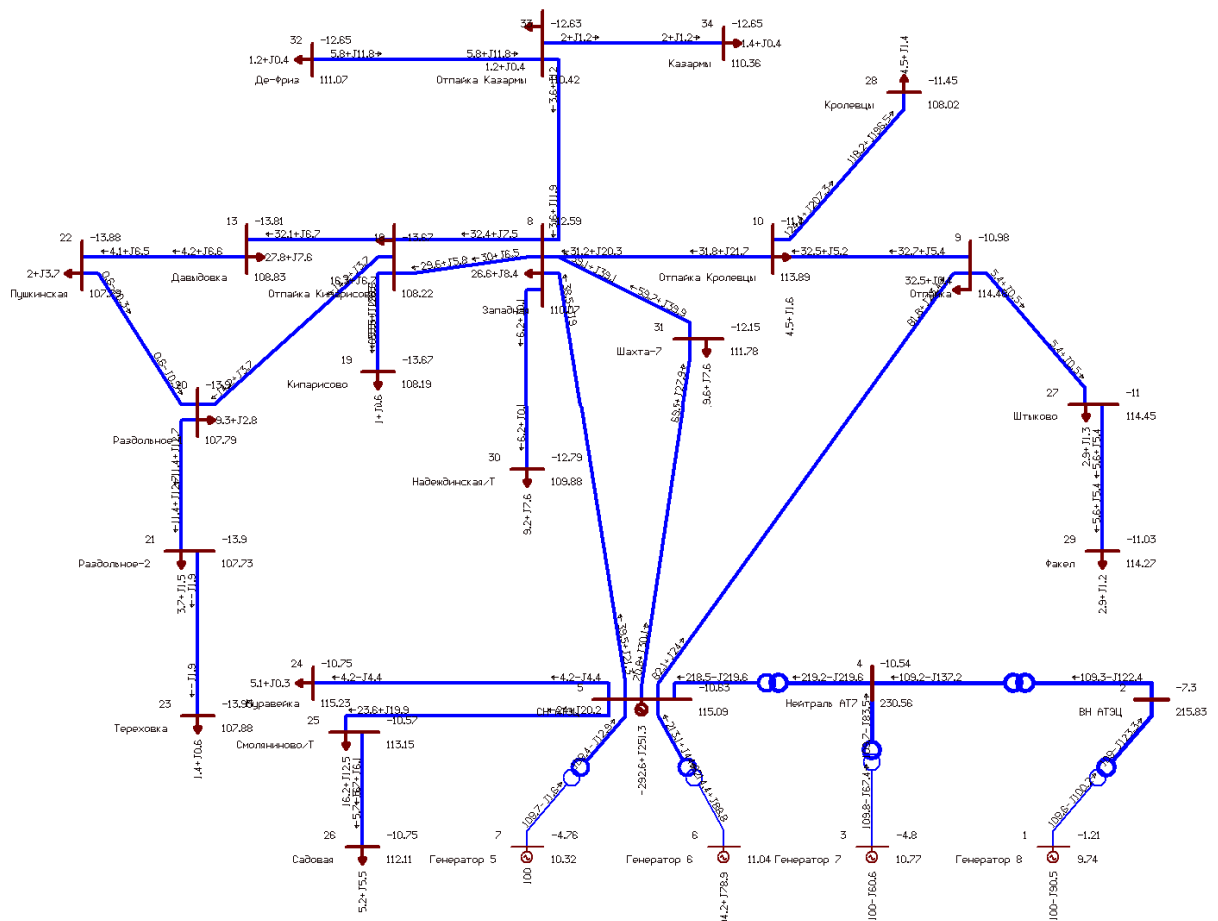


Рисунок 2 – Графическая схема максимального режима

Для того, чтобы убедиться, что в будущем данная система будет работоспособна, мы так же рассчитываем максимальный режим по прогнозам через 5 лет.

Таблица 12 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	221,77	0,8
Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	115	4,55
ПС Шахта-7	110	125,22	13,84
ПС Западная 110 кВ	110	112,12	1,95
ПС Давыдовка 110 кВ	110	110,72	0,6
ПС Раздольное 1	110	111,35	1,24
ПС Раздольное 2	110	111,4	1,27
ПС Кипарисово	110	111,54	1,43
ПС Пушкинская	110	111,04	0,93
ПС Тереховка	110	112,58	2,35
ПС Надеждинская/т	110	112,34	2,17
ПС Кролевецы	110	125,94	14,49
ПС Штыково	110	126,11	14,65
ПС Факел	110	126,06	14,6
ПС Муравейка	110	126,70	14,54
ПС Смоляниново/Т	110	124,82	13,49
ПС Садовая	110	125,07	13,0
ПС Де-Фриз	110	124,70	13,36
ПС Казармы	110	124,71	13,37

По результатам таблицы 12, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

В таблице 13 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 13 – Токовая загрузка ВЛ

Ннач	Нкон	Название	Инач, А	Икон, А	Идоп, А	Идоп.расч., А	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6	7	8
31	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	250	249	600	600	41,6
5	9	СН АТЭЦ - Отпайка	267	267	600	600	44,5
5	24	СН АТЭЦ - Муравейка	18	18	600	600	3
5	25	СН АТЭЦ - Смоляниново	100	100	450	450	22,2

8	10	Западная - Отпайка Кролевцы	102	102	300	300	34
8	18	Отпайка Кипарисово – Западная	50	50	375	375	13,4
5	8	СН АТЭЦ – Западная ВН	130	127	450	450	28,9
8	33	Западная - Отпайка Казармы	15	15	300	300	5
9	27	Отпайка - Штыково	22	22	300	300	7,3
10	9	Отпайка Кролевцы - Отпайка	135	135	300	300	45
13	8	Давыдовка - Западная	142	141	610	610	23,3
18	20	Раздольное-1 - Отпайка Кипарисово	37	38	375	375	10
18	19	Отпайка Кипарисово - Кипарисово	14	15	375	375	4,1
22	22	Раздольное-1 - Пушкинская	68	68	422	422	16,1
21	20	Раздольное-2 - Раздольное-1	80	80	375	375	21,4
22	13	Пушкинская - Давыдовка	67	68	375	375	18,1
23	21	Тереховка - Раздольное-2	100	100	300	300	33,5
25	26	Смоляниново/т - Садовая	27	27	300	300	9
27	29	Штыково - Факел	11	11	300	300	3,7
28	10	Кролевцы - Отпайка Кролевцы	17	16	375	375	5,7
30	8	Надеждинская\т - Западная	94	93	422	422	22,2
8	31	Западная - Шахта-7	143	143	375	375	38,2
33	32	Отпайка Казармы - Де-Фриз	5	5	375	375	1,3
33	34	Отпайка Казармы - Казармы	5	5	375	375	1,3

$I_{нач}$ – ток в начале ЛЭП

$I_{кон}$ – ток в конце ЛЭП

$I_{доп}$ и $I_{доп.расч}$ – фактический и расчетный допустимый ток в ЛЭП

4.2 Расчёт минимального режима и его анализ

Результаты расчета минимального установившегося режима сведены в таблицы 14-15

Таблица 14 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	221,77	0,8
Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	115	4,55
ПС Шахта-7	110	125,22	13,84
ПС Западная 110 кВ	110	112,12	1,95
ПС Давыдовка 110 кВ	110	110,72	0,6
ПС Раздольное 1	110	111,35	1,24
ПС Раздольное 2	110	111,4	1,27
ПС Кипарисово	110	111,54	1,43
ПС Пушкинская	110	111,04	0,93
ПС Тереховка	110	112,58	2,35
ПС Надеждинская/т	110	112,34	2,17
ПС Кролевцы	110	125,94	14,49
ПС Штыково	110	126,11	14,65
ПС Факел	110	126,06	14,6
ПС Муравейка	110	126,70	14,54
ПС Смоляниново/Т	110	124,82	13,49
ПС Садовая	110	125,07	13,0
ПС Де-Фриз	110	124,70	13,36
ПС Казармы	110	124,71	13,37

По результатам таблицы 14, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

В таблице 15 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 15 – Токовая загрузка ВЛ

Ннач	Нкон	Название	Инач, А	Икон, А	Идоп, А	Идоп.расч., А	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6	7	8
31	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	250	249	600	600	41,6
5	9	СН АТЭЦ - Отпайка	267	267	600	600	44,5
5	24	СН АТЭЦ - Муравейка	18	18	600	600	3
5	25	СН АТЭЦ - Смоляниново	100	100	450	450	22,2
8	10	Западная - Отпайка Кролевцы	102	102	300	300	34
8	18	Отпайка Кипарисово – Западная	50	50	375	375	13,4
5	8	СН АТЭЦ – Западная ВЛ	130	127	450	450	28,9

1	2	3	4	5	6	7	8
8	33	Западная - Отпайка Казармы	15	15	300	300	5
9	27	Отпайка - Штыково	22	22	300	300	7,3
10	9	Отпайка Кролевцы - Отпайка	135	135	300	300	45
13	8	Давыдовка - Западная	142	141	610	610	23,3
18	20	Раздольное-1 - Отпайка Кипарисово	37	38	375	375	10
18	19	Отпайка Кипарисово - Кипарисово	14	15	375	375	4,1
22	22	Раздольное-1 - Пушкинская	68	68	422	422	16,1
21	20	Раздольное-2 - Раздольное-1	80	80	375	375	21,4
22	13	Пушкинская - Давыдовка	67	68	375	375	18,1
23	21	Тереховка - Раздольное-2	100	100	300	300	33,5
25	26	Смоляниново/т - Садовая	27	27	300	300	9
27	29	Штыково - Факел	11	11	300	300	3,7
28	10	Кролевцы - Отпайка Кролевцы	17	16	375	375	5,7
30	8	Надеждинская\т - Западная	94	93	422	422	22,2
8	31	Западная - Шахта-7	143	143	375	375	38,2
33	32	Отпайка Казармы - Де-Фриз	5	5	375	375	1,3
33	34	Отпайка Казармы - Казармы	5	5	375	375	1,3

Инач – ток в начале ЛЭП

Икон – ток в конце ЛЭП

Идоп и Идоп.расч – фактический и расчетный допустимый ток в ЛЭП

В данном режиме токовые нагрузки ЛЭП не превышают длительно допустимых, напряжения в узлах также не выходят за допустимые пределы.

На рисунке 3 представлена графическая схема минимального режима. Для того, чтобы убедиться, что в будущем данная система будет работоспособна, мы так же рассчитываем минимальный режим по прогнозам через 5 лет. Результаты спрогнозированного расчета минимального установившегося режима сведены в таблицы 16-17.

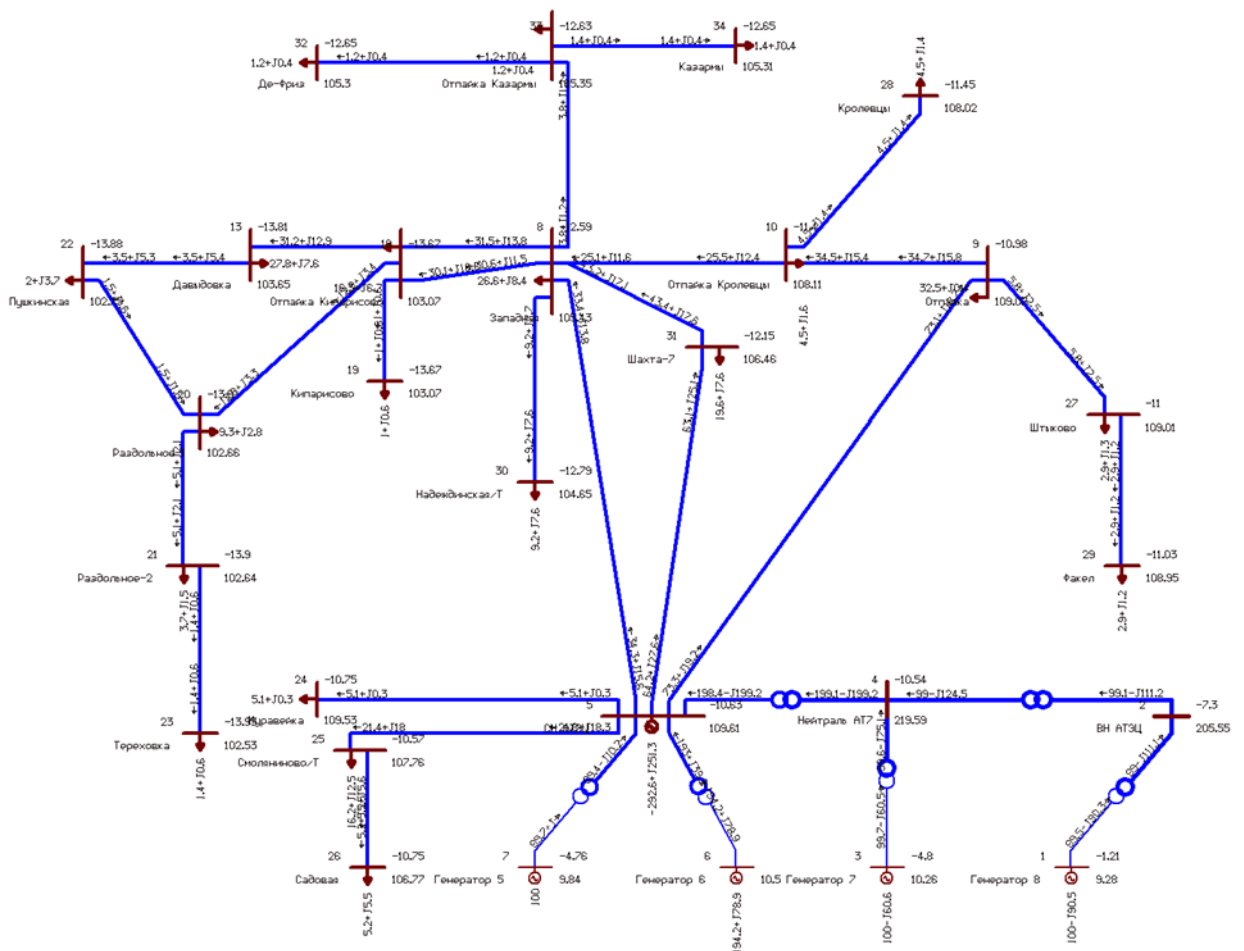


Рисунок 3 – Графическая схема минимального режима

Таблица 16 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	221,77	0,8
Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	115	4,55
ПС Шахта-7	110	125,22	13,84
ПС Западная 110 кВ	110	112,12	1,95
ПС Давыдовка 110 кВ	110	110,72	0,6

1	2	3	4
ПС Раздольное 1	110	111,35	1,24
ПС Раздольное 2	110	111,4	1,27
ПС Кипарисово	110	111,54	1,43
ПС Пушкинская	110	111,04	0,93
ПС Тереховка	110	112,58	2,35
ПС Надеждинская/т	110	112,34	2,17
ПС Кролевцы	110	125,94	14,49
ПС Штыково	110	126,11	14,65
ПС Факел	110	126,06	14,6
ПС Муравейка	110	126,70	14,54
ПС Смоляниново/Т	110	124,82	13,49
ПС Садовая	110	125,07	13,0
ПС Де-Фриз	110	124,70	13,36
ПС Казармы	110	124,71	13,37

По результатам таблицы 16, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

В таблице 17 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 17 – Токовая загрузка ВЛ

Ннач	Нкон	Название	Инач, А	Икон, А	Идоп, А	Идоп.расч., А	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6	7	8
31	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	250	249	600	600	41,6
5	9	СН АТЭЦ - Отпайка	267	267	600	600	44,5
5	24	СН АТЭЦ - Муравейка	18	18	600	600	3
5	25	СН АТЭЦ - Смоляниново	100	100	450	450	22,2
8	10	Западная - Отпайка Кролевцы	102	102	300	300	34
8	18	Отпайка Кипарисово – Западная	50	50	375	375	13,4
5	8	СН АТЭЦ – Западная ВН	130	127	450	450	28,9
8	33	Западная - Отпайка Казармы	15	15	300	300	5
9	27	Отпайка - Штыково	22	22	300	300	7,3
10	9	Отпайка Кролевцы - Отпайка	135	135	300	300	45
13	8	Давыдовка - Западная	142	141	610	610	23,3
18	20	Раздольное-1 - Отпайка Кипарисово	37	38	375	375	10
18	19	Отпайка Кипарисово - Кипарисово	14	15	375	375	4,1

1	2	3	4	5	6	7	8
22	22	Раздольное-1 - Пушкинская	68	68	422	422	16,1
21	20	Раздольное-2 - Раздольное-1	80	80	375	375	21,4
22	13	Пушкинская - Давыдовка	67	68	375	375	18,1
23	21	Тереховка - Раздольное-2	100	100	300	300	33,5
25	26	Смоляниново/т - Садовая	27	27	300	300	9
27	29	Штыково - Факел	11	11	300	300	3,7
28	10	Кролевцы - Отпайка Кролевцы	17	16	375	375	5,7
30	8	Надеждинская\т - Западная	94	93	422	422	22,2
8	31	Западная - Шахта-7	143	143	375	375	38,2
33	32	Отпайка Казармы - Де- Фриз	5	5	375	375	1,3
33	34	Отпайка Казармы - Казармы	5	5	375	375	1,3

Инач – ток в начале ЛЭП

Икон – ток в конце ЛЭП

Идоп и Идоп.расч – фактический и расчетный допустимый ток в ЛЭП

4.3 Расчёт послеаварийного режима и его анализ

В качестве послеаварийного режима были рассмотрены следующая ситуация:

– отключение самого нагруженного участка сети (Западная – Шахта-7)

Предположим, в зимний период времени произошло отключение самого нагруженного участка сети, а именно линии Западная – Шахта-7. Результаты расчетов режима приведены ниже. Напряжения на источниках питания примем $1,05U_{ном}$.

Таблица 18 – Отклонение напряжений в первом послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7.

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	221,77	0,8
Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	115	4,55
ПС Шахта-7	110	125,22	13,84
ПС Западная 110 кВ	110	112,12	1,95
ПС Давыдовка 110 кВ	110	110,72	0,6
ПС Раздольное 1	110	111,35	1,24
ПС Раздольное 2	110	111,4	1,27
ПС Кипарисово	110	111,54	1,43
ПС Пушкинская	110	111,04	0,93
ПС Тереховка	110	112,58	2,35
ПС Надеждинская/т	110	112,34	2,17
ПС Кролевцы	110	125,94	14,49
ПС Штыково	110	126,11	14,65
ПС Факел	110	126,06	14,6
ПС Муравейка	110	126,70	14,54
ПС Смоляниново/Т	110	124,82	13,49
ПС Садовая	110	125,07	13,0
ПС Де-Фриз	110	124,70	13,36
ПС Казармы	110	124,71	13,37

По результатам таблицы 18, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

В таблице 19 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 19 – Токовые загрузки ЛЭП режиме отключения ВЛ 110 кВ Западная– Шахта-7

Ннач	Нкон	Название	Инач, А	Икон, А	Идоп, А	Идоп.расч., А	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6	7	8
31	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	250	249	600	600	41,6
5	9	СН АТЭЦ - Отпайка	267	267	600	600	44,5
5	24	СН АТЭЦ - Муравейка	18	18	600	600	3
5	25	СН АТЭЦ - Смоляниново	100	100	450	450	22,2
8	10	Западная - Отпайка Кролевцы	102	102	300	300	34

1	2	3	4	5	6	7	8
8	18	Отпайка Кипарисово – Западная	50	50	375	375	13,4
5	8	СН АТЭЦ – Западная ВН	130	127	450	450	28,9
8	33	Западная - Отпайка Казармы	15	15	300	300	5
9	27	Отпайка - Штыково	22	22	300	300	7,3
10	9	Отпайка Кролевцы - Отпайка	135	135	300	300	45
13	8	Давыдовка - Западная	142	141	610	610	23,3
18	20	Раздольное-1 - Отпайка Кипарисово	37	38	375	375	10
18	19	Отпайка Кипарисово - Кипарисово	14	15	375	375	4,1
22	22	Раздольное-1 - Пушкинская	68	68	422	422	16,1
21	20	Раздольное-2 - Раздольное-1	80	80	375	375	21,4
22	13	Пушкинская - Давыдовка	67	68	375	375	18,1
23	21	Тереховка - Раздольное-2	100	100	300	300	33,5
25	26	Смоляниново/т - Садовая	27	27	300	300	9
27	29	Штыково - Факел	11	11	300	300	3,7
28	10	Кролевцы - Отпайка Кролевцы	17	16	375	375	5,7
30	8	Надеждинская\т - Западная	94	93	422	422	22,2
8	31	Западная - Шахта-7	143	143	375	375	38,2
33	32	Отпайка Казармы - Де- Фриз	5	5	375	375	1,3
33	34	Отпайка Казармы - Казармы	5	5	375	375	1,3

В данном режиме значения напряжений в узлах сети остаются в допустимых пределах, токовые нагрузки линий также не превышают длительно допустимых.

Графическая схема данного режима приведена на рисунке 4.

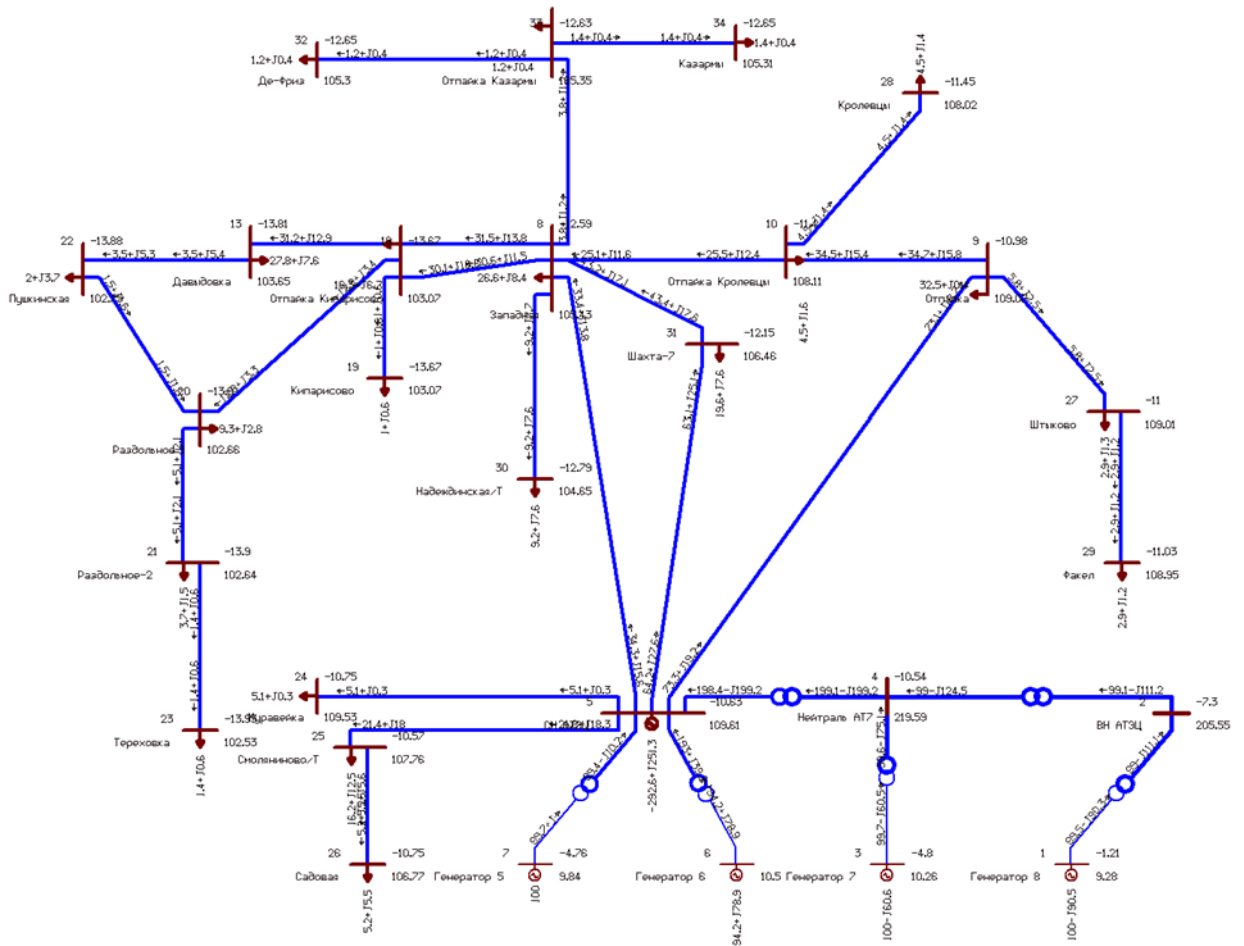


Рисунок 4 – Графическая схема режима отключения ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7

Одной из самых тяжелых ситуаций является потеря генератора. Второй послеаварийный режим с отключением двух из генераторов покажет, сможет ли Артемовская ТЭЦ обеспечивать энергией весь заданный район.

При моделировании режима, отключаются автотрансформаторы на ПС «Западная» Артемовская ТЭЦ будет единственным источником питания.

Таблица 20 – Отклонение напряжений во втором послеаварийном режиме

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	221,77	0,8
Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	115	4,55
ПС Шахта-7	110	125,22	13,84
ПС Западная 110 кВ	110	112,12	1,95
ПС Давыдовка 110 кВ	110	110,72	0,6
ПС Раздольное 1	110	111,35	1,24
ПС Раздольное 2	110	111,4	1,27
ПС Кипарисово	110	111,54	1,43
ПС Пушкинская	110	111,04	0,93
ПС Тереховка	110	112,58	2,35
ПС Надеждинская/т	110	112,34	2,17
ПС Кролевцы	110	125,94	14,49
ПС Штыково	110	126,11	14,65
ПС Факел	110	126,06	14,6
ПС Муравейка	110	126,70	14,54
ПС Смоляниново/Г	110	124,82	13,49
ПС Садовая	110	125,07	13,0
ПС Де-Фриз	110	124,70	13,36
ПС Казармы	110	124,71	13,37

По результатам таблицы 20, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

В таблице 21 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 21 – Токовая загрузка ВЛ

Ннач	Нкон	Название	Инач, А	Икон, А	Идоп, А	Идоп.расч., А	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6	7	8
13	8	Давыдовка – Западная	142	141	610	610	23,3
8	18	Отпайка Кипарисово – Западная	50	50	375	375	13,4
20	22	Раздольное 1 – Пушкинская	68	68	422	422	16,1
18	20	Раздольное 1 – Отпайка Кипарисово	37	38	375	375	10
18	19	Отпайка Кипарисово – Кипарисово	14	15	375	375	4,1
22	13	Пушкинская – Давыдовка	67	68	375	375	18,1

1	2	3	4	5	6	7	8
21	20	Раздольное 2 – Раздольное 1	80	80	375	375	21,4
23	21	Тереховка –Раздольное 2	100	100	300	300	33,5
35	8	Надеждинская/т – Западная	94	93	422	422	22,2
8	5	СН АТЭЦ – Западная ВН	130	127	450	450	28,9
8	5	СН АТЭЦ – Западная ВН	130	127	450	450	28,9
36	8	Западная ВН – Шахта 7	143	143	375	375	38,2
36	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	250	249	600	600	41,6
22	22	Раздольное-1 - Пушкинская	68	68	422	422	16,1
21	20	Раздольное-2 - Раздольное-1	80	80	375	375	21,4
22	13	Пушкинская - Давыдовка	67	68	375	375	18,1
23	21	Тереховка - Раздольное-2	100	100	300	300	33,5
25	26	Смоляниново/т - Садовая	27	27	300	300	9
27	29	Штыково - Факел	11	11	300	300	3,7
28	10	Кролевцы - Отпайка Кролевцы	17	16	375	375	5,7
30	8	Надеждинская\т - Западная	94	93	422	422	22,2
8	31	Западная - Шахта-7	143	143	375	375	38,2
33	32	Отпайка Казармы - Де- Фриз	5	5	375	375	1,3
33	34	Отпайка Казармы - Казармы	5	5	375	375	1,3

Отклонения напряжений на всех шинах подстанций не превышают допустимые пределы, токи в ветвях также соответствуют нормам. При отключении автотрансформатора на ПС «Западная», мощности Артемовская ТЭЦ хватает для обеспечения электроэнергией всех потребителей.

Анализируя вышеуказанные расчеты режимов можно прийти к выводу, что показатели тока и напряжения находятся в пределах допустимого уровня.

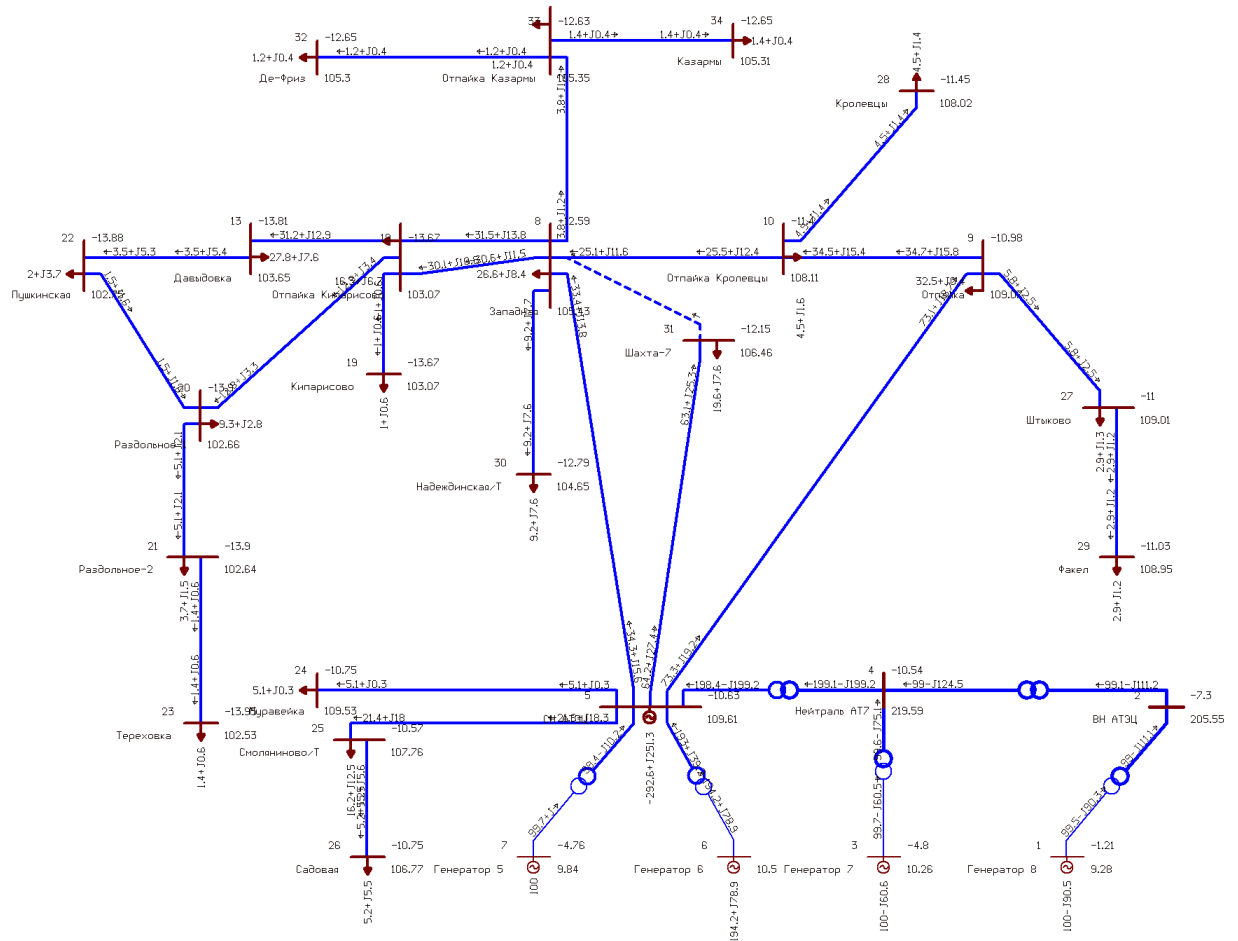


Рисунок 5 – Графическая схема режима отключения трансформатора на ПС
Западная

5 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткие замыкания появляются по причине нарушения целостности изоляции электрических цепей. Возникают такие нарушения по различным причинам. Чаще всего короткое замыкание проходит через переходное сопротивление.

В трёхфазных электроустановках более распространены однофазные короткие замыкания (70-95%), однако встречаются также трёх- и двухфазные короткие замыкания. Также не исключено появление двухфазных коротких замыканий на землю. Самый тяжелый для сети является режим трехфазного короткого замыкания. Из-за того, что при возникновении трехфазного короткого замыкания все фазы электрической сети находятся в одинаковых условиях, то та- кое короткое замыкание является симметричным. Оставшиеся виды коротких замыканий называют несимметричными. При коротких замыканиях происходит увеличение токов в повреждённых фазах до значений, которые в несколько раз больше номинальных.

Токи короткого замыкания, текущие по проводам, увеличивают потери электроэнергии в проводниках и контактах, возникающие вследствие повышенного нагрева проводов. Согласно вышесказанному, режим короткого замыкания является аварийным, и необходимо уметь определять значение тока короткого замыкания в любой точке электроэнергетической системы в любой момент времени.

При возникновении короткого замыкания требуется быстро отключить поврежденный участок с целью предотвращения дальнейшего нарушения работы электрической системы и сохранения целостности оборудования.

В данном разделе выпускной работы будет проводиться расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Шахта-7.

Данный расчет необходим для:

- определения требований к оборудованию;
- проверка выбранного оборудования по значениям токов КЗ;
- определение необходимости ограничения токов КЗ.

Для расчета токов короткого замыкания воспользуемся RastrKZ в составе ПВК «RastrWin3». Программный комплекс предназначен для расчета токов коротких замыканий и несимметричных режимов.

5.1 Определение параметров элементов схемы замещения для расчёта в выбранном ПВК

Расчет токов КЗ следует производить с определения целью теоретически возможного тока короткого замыкания, исходя из этого расчета производится выбор электрического оборудования, а также расчета уставок релейной защиты.

При расчёте токов КЗ в ПВК RastrWin3 необходимо задать сопротивление генераторов прямой и обратной последовательности, а также сопротивлений линий прямой и нулевой последовательности.

На Артемовской ТЭЦ установлены генераторы типа ТВФ-100-2УЗ. Основные параметры приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Параметры генераторов

Параметр	Тип генератора
	ТВФ-100-2УЗ
Активная мощность, МВт	100
Коэффициент мощности	0,85
Полная мощность, МВА	117,5
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Номинальный ток, А	6475
Продольное сверхпереходное сопротивление, о.е.	0,191

Необходимо рассчитать параметры схемы замещения, которые рассчитываются по следующим формулам:

Сопротивление генератора прямой последовательности:

$$X_{г.пр} = X_d \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_H} \quad (23)$$

где X_d - переходное сопротивление генератора;

S_H - полная мощность генератора.

Сопротивление генератора обратной последовательности:

$$X_{г.об} = 1,22 \cdot X_{г.пр} \quad (24)$$

где $U_{ном}^2$ - квадрат номинального напряжения;

$S_{кз}$ - мощность КЗ

Сопротивление трансформатора:

$$X_T = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{ном}^2}{S_{номТ}} \quad (25)$$

где $U_{к\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора;

$S_{номТ}$ - номинальная мощность силового трансформатора.

Сопротивление линии:

$$x_l = x_0 \cdot l$$

(26)

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии;

l – длина линии.

Среднее значение отношения X_0/X_1 для одноцепных ВЛ со стальными заземленными тросами равно 3, для КЛ – принимаем равным 4. Также для КЛ характерно соотношение R_0/R_1 равное 10.

5.2 Алгоритм расчёта ТКЗ в ПВК RastrWin3

Для произведения расчетов в ПВК RastrWin3 требуется во вкладке Узлы/Несим/ИД указать все узлы, тип нейтрали для каждого узла, а также номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль помечается – зак., изолированная нейтраль – у. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, их значения сопротивления прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Таблица 23 – Узлы/Несим/ИД

Тип	Номер	Название	U_ном
у	1	Генератор 8	10
зак	2	ВН АТЭЦ	220
у	3	Генератор 7	10
зак	4	Нейтраль АТ7	220
зак	5	СН АТЭЦ	110
у	6	Генератор 6	10
у	7	Генератор 5	10
зак	8	Западная	110
зак	13	Давыдовка	110
зак	18	Отпайка Кипарисово	110
зак	19	Кипарисово	110
зак	20	Раздольное-1	110
зак	21	Раздольное-2	110
зак	22	Пушкинская	110
зак	23	Тереховка	110

1	2	3	4
зак	24	Муравейка	110
зак	25	Смоляниново/Т	110
зак	26	Садовая	110
зак	27	Штыково	110
зак	28	Кролевцы	110
зак	29	Факел	110
зак	30	Надеждинская/Т	110
зак	31	Шахта-7	110
зак	32	Де-Фриз	110
зак	33	Отпайка Казармы	110
зак	34	Казармы	110
зак	9	Отпайка	110
зак	10	Отпайка Кролевцы	110

Таблица 24 – Ветви/Несим/ИД

Название	х	х0	Кт/г
1	2	3	4
ВН АТЭЦ - Генератор 8	39,70	39,70	0,05
ВН АТЭЦ - Нейтраль АТ7	25,50	25,50	1
Нейтраль АТ7 - Генератор 7	45,10	45,10	0,05
Нейтраль АТ7 - СН АТЭЦ	0	0	0,5
СН АТЭЦ - Генератор 6	12,30	12,30	0,09
СН АТЭЦ - Генератор 5	12,30	12,30	0,09
Западная - Отпайка Кролевцы	11,97	11,97	0
Отпайка - Штыково	1,13	1,13	0
Давыдовка - Западная	8,46	8,46	0
Западная - Отпайка Кипарисово	8,58	8,58	0
Раздольное-1 - Пушкинская	3,88	3,88	0
Отпайка Кипарисово - Раздольное-1	3,89	3,89	0
Отпайка Кипарисово - Кипарисово	0,02	0,02	0
Пушкинская - Давыдовка	13,30	13,3	0
Раздольное-2 - Раздольное-1	0,34	0,34	0
Тереховка - Раздольное-2	8,37	8,37	0
Надеждинская/Т - Западная	6,89	6,89	0
Западная - СН АТЭЦ	14,66	14,66	0
СН АТЭЦ - Шахта-7	6,05	6,05	0
Шахта-7 - Западная	2,56	2,56	0
Западная - Отпайка Казармы	2,75	2,75	0
Отпайка Казармы - Де-Фриз	4,74	4,74	0
Отпайка Казармы - Казармы	2,75	2,75	0
СН АТЭЦ - Отпайка	1,12	1,12	0
СН АТЭЦ - Муравейка	5,12	5,12	0

1	2	3	4
СН АТЭЦ - Смоляниново/Т	4,26	4,26	0
Смоляниново/Т - Садовая	13,34	13,34	0
Кролевцы - Отпайка Кролевцы	2,39	2,39	0
Отпайка Кролевцы - Отпайка	3,23	3,23	0
Штыково - Факел	2,37	2,37	0

Таблица 25 – Генератор/Несим/ИД

N	Название	N узла	x	x2	E
1	АТЭЦ Г-5	7	0.168	0.206	10.5
2	АТЭЦ Г-6	6	0.168	0.206	10.5
3	АТЭЦ Г-7	3	0.168	0.206	10.5
4	АТЭЦ Г-8	1	0.168	0.206	10.5

При расчете ТКЗ определяются следующие значения:

I_{no} - периодическая составляющая ТКЗ;

i_{y0} - ударный ток КЗ;

i_a - апериодическая составляющая ТКЗ

Результаты, полученные после расчета в ПВК «RastrWin 3» приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Токи периодической составляющей на шинах ПС Шахта-7

Напряжение	Nточк КЗ	Тип	Iпо
110	К1	3ф	3,83
6	К2	3ф	18,52

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot K_{y0} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}, \quad (27)$$

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

$K_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0}, \quad (28)$$

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}} = 1,717, \quad (29)$$

где T_a – постоянная времени, равная для 110 кВ - 0,03 с, для 6 кВ - 0,01 с.

Таблица 27 – ТКЗ ПС Шахта-7

Точка короткого замыкания	$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	T_a , с	i_a , кА	$i_{\text{ат}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА
К1	3,83	0,03	5,416	3,881	9,297
К2	18,52	0,01	23,19	9,635	35,826

Выбирая электрические аппараты, нужно знать рабочие максимальные токи. В нормальном режиме работы вычисляется по формуле:

$$I_{\text{max p}} = \frac{S_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}}, \quad (30)$$

В аварийном режиме, во время работы одного трансформатора из двух, рабочий ток увеличивается в 2 раза.

Таблица 28– Токи нормального и аварийного режима

Напряжение	$I_{\text{раб}}, \text{ A}$	$I_{\text{авар}}, \text{ A}$
110	151	302
6	439,8	879,6

В добавок, для выбора выключателя нужно проверить его по термической устойчивости, kA^2s :

$$B_K = I_{\text{п0}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (31)$$

где B_K - тепловой импульс тока по расчету, kA s ;

$t_{\text{откл}}$ – время отключения;

T_a – постоянная времени.

Время отключения, с:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{откл.выкл}} = 2,55$$

где $t_{\text{рз}}$ – время релейной защиты 2,5 с;

$t_{\text{выкл}}$ – полное время отключение выключателя 0,055 с

Таблица 29 – Термическая устойчивость

Напряжение	110	6
B_K	37,919	879,77

Найденных значений ТКЗ и рабочих токов достаточно, чтобы выбирать электрические аппараты.

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

6.1 Конструктивное исполнение ПС

В данной работе рассматривается вариант реконструкции подстанции Шахта-7 для повышения надежности электропитания потребителей и ввиду невозможности расширить текущее распределительное устройство для новой линии и/или для будущего присоединения подстанций 110 кВ.

Установленная в данный момент распределительное устройство не позволяет провести расширение, по тому было принято решение о замене РУ ВН данной ПС.

Так как распределительное устройство на СН и НН не требуют изменений, то в данном разделе будет рассмотрен выбор РУ ВН. Исходя из выше сказанного, основное требование к выбору схемы распределительного устройства – это возможность расширения. Мой выбор остановился на схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» ввиду его простоты и возможности добавления до 15 линий, что удовлетворяет требованиям реконструкции. Ниже приведена однолинейная схема РУ ВН для ПС Шахта-7.

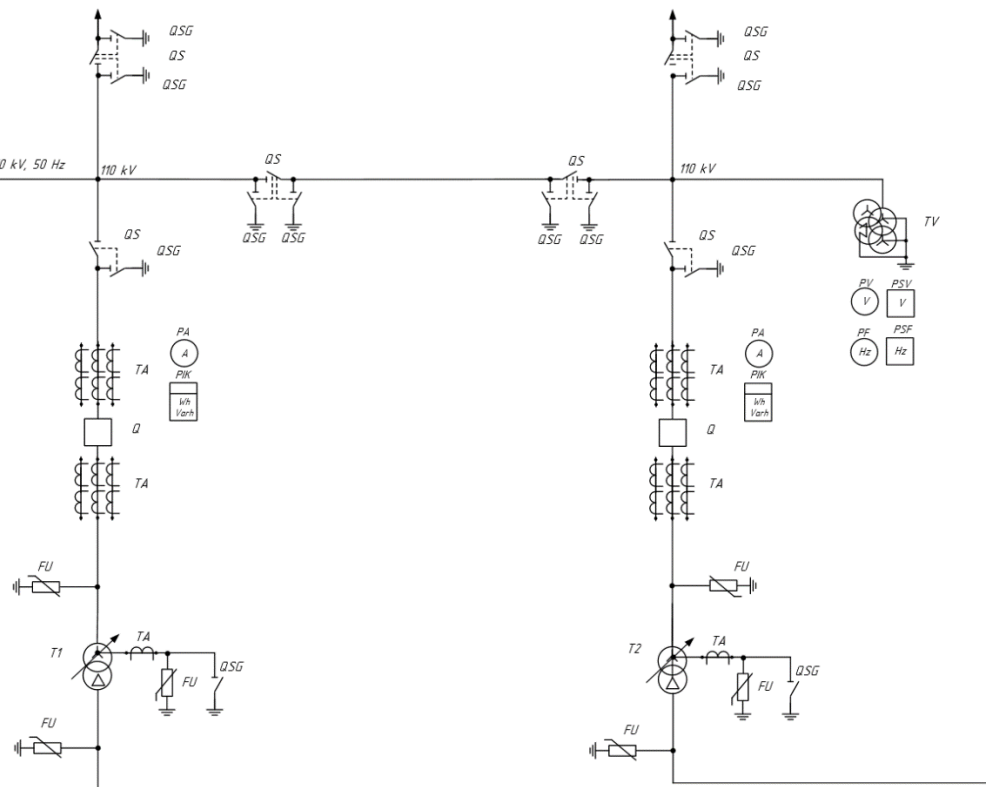


Рисунок 6 – РУ ВН 110-4Н

При выборе конструктивного устройства данного РУ встает выбор между установкой ОРУ, ЗРУ и КРУ. Основным аргументом для установки ЗРУ и КРУ номиналом 110 кВ является климат и местность. Данная подстанция находится вне городского района и поэтому работать с закрытым типом менее необходимо. Вторым аргументом является климат. Приведенные в первом разделе климатические показатели позволяют выполнить установку открытого устройства, но при условии, что выбранное оборудование должно справляться с низкими температурами. Также в пользу установки ОРУ играет его относительная дешевизна, более легкое обслуживание и расширение, что может стать проблемой для других вариантов.

6.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбираются по таким параметрам как номинальное напряжение и номинальный ток. Проверка выключателя производится по

отключающей способности, а также по динамической и термической устойчивости к токам короткого замыкания.

Условия выбора выключателя следующие:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (32)$$

где $U_{уст}$ - номинальное напряжение установки;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение аппарата.

- по рабочему максимальному току:

$$I_{уст} \leq I_{ном} \quad (33)$$

где $I_{мах}$ - максимальный возможный рабочий ток присоединения;

$I_{ном}$ – номинальный ток аппарата.

Проверка выключателей выполняется по следующим условиям:

где $I_{Пт}^{(3)}$ – ток в момент расхождения контактов;

-проверка по включающей способности выполняется по условиям:

$$i_{вкл.ном} \geq i_{уд} \quad (34)$$

$$I_{вкл.ном} \geq I_{Пт}^{(3)} \quad (35)$$

где $i_{уд}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$i_{вкл.ном}$ – наибольший пик тока включения, кА;

$I_{вкл.ном}$ – наибольший пик тока включения, кА;

- проверка возможности отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{аном} \geq i_{\alpha\tau} \quad (36)$$

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

$i_{\alpha\tau}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ , кА.

- проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по предельным токам КЗ:

$$I_{дин} = i_{уд} ; \quad (37)$$

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

- проверка на термическую стойкость осуществляется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (38)$$

где B_K - тепловой импульс тока по расчету, кА²с;

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

$t_{тер}$ - длительность протекания тока термической стойкости.

Для установки в ОРУ 110 кВ выбираем выключатель, соответствующий климатическим показателям, которым является элегазовый ЗАР1DT-126 кV, способный работать при температуре -50 градусов и оснащен пружинным приводом ПД-14-ХЛ1.

Необходимые расчеты были произведены ранее. В таблицу ниже сведены данные для сравнения.

Таблица 30 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 126$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} \leq U_{уст}$
$I_{ном} = 3150$ А	$I_{max} = 151$ А	$I_{ном} \leq I_{max}$
$i_{дин} = 108$ кА	$i_{уд} = 9,297$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² /с	$B_K = 37,919$ кА ² /с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
$I_{вкл.ном} = 40$ кА	$I_{П0} = 3,83$ кА	$I_{вкл.ном} \geq I_{П0}$
$i_{аном} = 22,63$ кА	$i_{\alpha\tau} = 22,63$ кА	$i_{аном} \geq i_{\alpha\tau}$

Исходя из приведённых выше условий, данный выключатель соответствует условиям и может быть принят к установке.

6.3 Выбор и проверка разъединителей

Алгоритм выбора разъединителей аналогичен алгоритму выбора выключателей, однако проверка на отключающую способность для разъединителей не проводится, так как их не используют для коммутации цепей, находящихся под напряжением. Для возможности управлять ими из диспетчерского пункта устанавливаем на них приводы, позволяющие управлять главными и заземляющими ножами. На стороне ВН устанавливаем разъединитель РНД3.1-110/1000 ХЛ1 и РНД3.2-110/1000 ХЛ1 с одним и двумя заземляющими ножами.

Таблица 31 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} = 151 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,297 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
Главные ножи		
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_K = 37,919 \text{ кА}^2/\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Заземляющие ножи		
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_K = 37,919 \text{ кА}^2/\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный разъединитель проходит по всем требуемым параметрам.

6.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатором тока называют такое электрическое устройство, которое предназначено для уменьшения первичного тока до значений, которые бы- ли бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для деления цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

ТТ устанавливают во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и он обязателен к установке в цепи генератора даже без генераторного выключателя. От мощности генератора зависит количество комплектов ТТ в генераторной цепи.

ТТ выбирают по первичному и вторичному токам, номинальному напряжению, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Для выбора трансформатора тока определяется нагрузка вторичной обмотки:

$$Z_{2p} < Z_{2ном}$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей мало, поэтому $Z_2 \approx R_2$
 Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_{к} \quad (39)$$

Перед выбором ТТ необходимо определить число и тип измерительных приборов во вторичной цепи и иметь данные о длине соединительных проводов. Их минимальное сечение должно быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² по алюминию. Следовательно, максимальное сечение – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, считаем, что $Z_{пров} = R_{пров}$.

Выбор на сторону ВН

Таблица 32 – Тип и мощность прибора

Прибор	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	ION - 8600	1,5	0,25
Ваттметр		1,5	0,25
Варметр		2,5	0,25
Итого:			0,75

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum (R_{проб} + R_{пр} + R_K) \quad (40)$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм², тогда сопротивление провода:

$$R_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{q} \quad (41)$$

где l – длина кабеля, равная 60 для 110 кВ;

$\rho = 0,028$ – удельное сопротивление алюминия.

$$R_{пр} = \frac{0,028 \cdot 60}{4} = 0,42$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным

$$R_K = 0,01 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,15 + 0,42 + 0,01 = 0,58 \text{ Ом}$$

На сторону ВН выбираем трансформатор тока ТГФ-110-1. Ниже приведено сравнение каталожных и расчетных данных.

Таблица 33 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1200 \text{ А}$	$I_p = 151 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{дин} = 150 \text{ кА}$	$I_{уд} = 20,46 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 4610 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 37,919 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq I^2_T \cdot t_T$
$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,58 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

Как видно из результатов, данный трансформатор тока соответствует условиям.

6.5 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности осуществляется в зависимости от категоричности потребителей. Если в составе нагрузки подстанции имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов на подстанции должно быть не менее двух. Установка на подстанции более двух трансформаторов не рекомендуется и должна быть обоснована специально.

Потребители первой категории отсутствуют, следовательно, достаточно наличие двух взаиморезервирующих источников питания. Исходя из вышесказанного, делаем вывод о том, что на подстанции требуется установка двух трансформаторов.

Расчетная мощность двухобмоточного трансформатора для подстанции определяется по следующей формуле (МВА):

$$S_p = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_3 + Q_{сн})^2}}{n_T \cdot K_3^{ОПТ}} \quad (42)$$

где S_p – расчётная мощность трансформатора (МВА);

$P_{нн}, P_{сн}$ – средняя активная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения (МВт);

$Q_{нн}, Q_{сн}$ – реактивная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения определенная согласно оптимизации режима работы сети (МВАр);

n_T – число трансформаторов;

$K_3^{ОПТ}$ – оптимальный коэффициент загрузки для двухтрансформаторной подстанции (0,7) .

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_э + Q_{сн})}}{n_T \cdot S_{Тном}} \quad (43)$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_э + Q_{сн})}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \quad (44)$$

К послеаварийному режиму работы относится отключение по защите одного из трансформаторов.

Выбираем марку и мощность трансформаторов устанавливаемых на ПС «Шахта 7» с учетом прогнозирования нагрузки, расчетная мощность трансформатора:

$$S_p = \frac{\sqrt{(35,7)^2 + (6,6)^2}}{2 \cdot 0,7} = 26 \text{ МВА}$$

На стороне ВН установим трансформатор напряжения ТРДН 25000/110 УХЛ1 с номинальной мощностью 25000 МВА, номинальное напряжение низкой стороны 6 кВ. Охлаждение осуществляется принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой. Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{(35,7)^2 + (6,6)^2}}{2 \cdot 25} = 0,7$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{(35,7)^2 + (6,6)^2}}{25} = 1,4$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы имеют приемлемые значения, выбранный трансформатор напряжения может быть принят к установке.

6.6 Выбор ошиновки РУ ВН

В современном мире все большее количество стран переходит к жесткой системе шин. Она занимает меньше места, экономически выгоднее, за счет экономии материалов. Основным материалом для изготовления является алюминий, т.к. медное исполнение приведет к значительному удорожанию.

Выбираем алюминиевые шины из прессованных трубчатых шин алюминиевого сплава 1915Т, обладающего высокой прочностью, коррозионной стойкостью и хорошей свариваемостью.

В соответствии с рассчитанным рабочим и аварийным токами принимаем к установке шины сечением трубы 80x5 мм, $S=400 \text{ мм}^2$.

$$I_{доп}=1000 \text{ А.}$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости, мм^3 :

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}, \quad (45)$$

где B_K - интеграл Джоуля, рассчитанный ранее, $\text{кА}^2\text{с}$;

C_T - функция, значение которой для данного проводника принимается равным $91 \text{ А}\cdot\text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{37,919 \cdot 10^3}}{91} = 2,14 \text{ мм}^2.$$

q_{min} - минимальное сечение провода.

$$q_{min} < S$$

Определяется пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{2 \cdot q}}, \text{ м} \quad (46)$$

где q - поперечное сечение шины.

J - момент инерции шины, м^4 :

$$J = \frac{0,5 \cdot 8^3}{6} = 42,6 \text{ см}^4,$$

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{42,6}{2 \cdot 2,14}} = 1,32 \text{ см}^2$$

Следовательно, длина пролета должна быть не менее 1,5 м

Максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = k_{\phi} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{ya}^2}{4b}, \quad (47)$$

$$f = 0,4 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{6881}{4b} = 137,62 \text{ Н/м}$$

Напряжение, возникающее при действии этой силы (Мпа), должно быть меньше допустимого. Определяется по формуле:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l_{np}^2}{12 \cdot W_{\phi}}, \quad (48)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{137,62 \cdot 1,79^2}{12 \cdot 10,6} = 3,47 \text{ МПа}$$

где $W = \frac{0,5 \cdot 8^2}{3} = 10,6$ - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³;

Учитывая, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{расч} = 48$ МПа можно сказать, что шины механически прочны.

6.7 Выбор и проверка опорных изоляторов

Выбор опорных изоляторов происходит по роду установки, напряжению и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет, в многопролетной шинной конструкции. Расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, указанной в паспортных данных изоляторов.

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (49)$$

$$F_{расч} = 0,6 F_{разр} = F_{дон}. \quad (50)$$

На сторону ВН выбираем опорные изоляторы ОСК-10-110-Г-02-3 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб $F_{дон} = 6000$ Н.

Высота изолятора Низ = 1120 мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н) рассчитывается по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \text{ Н.} \quad (51)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{6881^2}{1} \cdot 1,5 \cdot 1,009 \cdot 10^{-7} = 12,41 \text{ Н}$$

Проверка по условию:

$$12,41 < 6000 \text{ Н.}$$

Из выше написанного следует, что выбранный изолятор подходит по механической прочности.

6.8 Выбор и проверка устройств ВЧ обработки

ВЧ заградители с конденсаторами связи используются в качестве дополнительного резервного канала связи, так как сейчас широко распространяется ВОЛС, встроенный в грозозащитный трос марки ОКГТ - для подвеса на опорах линий электропередач. Кабель, содержащий центральный силовой элемент из алюминиевой или стальной проволоки, вокруг которого скручены стальные, или алюминиевые проволоки, или оптические модули, с уложенными внутри ОВ и заполненными гидрофобным компаундом по всей длине, поверх наложен один или несколько повивов стальных и/или стальных и алюминиевых проволок.

На стороне 110 кВ устанавливаются высокочастотные заградители типа ВЗ-630-0,5 УХЛ1 ($i_{терм}=16$ кА, $i_{дин}=41$ кА) с конденсаторами связи СМПВ-110/3– 6,4, с фильтром присоединения серии ФПМ.

Сопоставление справочных и расчетных данных приведено в таблице 34.

Таблица 34 – Сравнение каталожных и расчетных данных при выборе устройств ВЧ обработки линии 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{уст}=110$ кВ	$U_{ном}=110$ кВ	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном}=630$ А	$I_{рmax}=151$ А	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв}=41$ кА	$i_{уд}=9,297$ кА	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$I_{терм}=16$ кА	$I_{но}=3,83$ кА	$I_{терм} \geq I_{но}$

Устройства ВЧ обработки связи приняты к исполнению.

7 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПС ШАХТА-7

7.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет

Существует несколько видов заземлений: молниезащита, защитное, рабочее.

Защитное заземление предназначено для защиты персонала от напряжения прикосновения. Заземлению подвергаются все металлические части электроустановки, которые не находятся под напряжением, но могут под ним оказаться при выходе из строя изоляции оборудования. К заземляемым частям относятся: корпус трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электроаппаратов, каркасы щитов, шкафов, пультов, кабельные муфты, провода и металлические конструкции построек.

Рабочее заземление нужно для правильной работы электроустановок. К ним относится заземление нейтралей трансформаторов и катушек дугогашения.

Заземление молниезащиты предназначено для отвода токов молнии в землю.

Обычно, все три типа заземления используют одно заземляющее устройство.

Конструктивно заземление выполняется сеткой из горизонтальных заземлителей, со стороной квадратов сетки кратной 6 м. В узлах этой сетки устанавливаются вертикальные заземлители. Закладка заземляющей сетки происходит на глубину 0,5-0,7 м. При прокладке сетки она не должна проходить под фундаментом электроустановок. Вертикальные заземлители – сталь прутковая с диаметром не менее 10 мм.

Расчет заземления ПС представляет собой расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя, расчет геометрических параметров сетки заземления и проверка электродов на термическую и коррозионную стойкость.

Произведём расчет заземления ОРУ 110 кВ ПС Шахта-7.

Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования для того, чтобы человек не мог находиться за пределами при прикосновении к аппарату.

Площадь, используемая под заземлитель:

$$S=(A+2\cdot 1,5)\cdot (B+2\cdot 1,5), \quad (50)$$

где $A=109$ и $B=54$ – ширина и длина территории, занимаемая заземлителем

$$S=(109+2\cdot 1,5)\cdot (54+2\cdot 1,5)=6372 \text{ м}^2.$$

Диаметр проводников в сетке заземлителя принимается равным $d = 10$ мм.

Далее требуется проверить сечение проводников по механической прочности:

$$F_{\text{м.п.}} = \pi \cdot R^2, \quad (51)$$

где R – радиус используемых проводников, мм.

$$F_{M.II} = 113 \text{ мм}^2.$$

Проверка проводников на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{КЗ}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (52)$$

где $T = 0,1$ с – время срабатывания РЗ;

β - коэффициент термической стойкости, для стали равен 21.

$$F_{T.C.} = 95,4 \text{ мм}^2.$$

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{3400^2 \cdot 0,5}{400 \cdot 21}} = 95,4 \text{ мм}^2.$$

Проверяем сечение на коррозионную стойкость:

$$F_{кор.} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}), \quad (53)$$

где $T = 240$ мес – время использования заземлителя за период службы, равный 20 годам.

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + a_k = 0,29 \text{ мм},$$

где a_k, b_k, c_k, α_k - справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта.

$$F_{кор.} = 3,14 \cdot 0,688 \cdot (10 + 0,688) = 33,25 \text{ мм}^2.$$

При выборе проводников должно выполняться условие:

$$F_{М.П.} \geq F_{min} \geq F_{кор.} + F_{Т.С.} \quad (54)$$

$$113 \geq F_{кор.} + F_{Т.С.} = (33,25 + 62,152) = 95,4 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется, следовательно, увеличение диаметра проводника не требуется.

Для третьей климатической зоны толщина сезонных изменений грунта равна 2 м. Принимаем глубину заложения вертикального прутка 0,8 м, диаметром 10 мм и длиной 5 м.

Расстояние между полосами сетки 6 метров, тогда общая длина горизонтальных полос в сетки будет равна:

$$L_{Г} = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{B + 2 \cdot 1,5}{5} \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{A + 2 \cdot 1,5}{5} \quad (55)$$

$$L_{Г} = (109 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{54 + 2 \cdot 1,5}{5} \cdot (54 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{109 + 2 \cdot 1,5}{5} = 2124 \text{ м}$$

Далее вычисляется количество вертикальных электродов:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (56)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, принимается равным 12 м.

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{6372}}{12} = 26,6$$

Принимаем: $n_e = 27$.

Принимаем количество вертикальных электродов равно 27.

Рассчитаем стационарное сопротивление заземлителя.

$$R_{Ci} = \rho_i \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_r + n_B \cdot l_B} \right), \quad (57)$$

ρ_i - удельное сопротивление грунта;

где A – коэффициент, который зависит от соотношения длины вертикальных электродов и площади ПС, $A = 0,4$.

$l_B = 5$ – длина вертикальных электродов

$$R_{Ci} = 15 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{6372}} + \frac{1}{2124 + 27 \cdot 5} \right) = 0,08 \text{ Ом}$$

Определяем импульсное сопротивление грунта:

$$R_u = R \cdot \alpha_H \leq 0,5 \quad (58)$$

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (59)$$

где I_M – ток молнии, кА.

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{6372}}{(20 + 320) \cdot (65 + 45)}} = 1,79$$

$$R_u = 0,83 \cdot 1,79 = 0,14 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

В соответствии с требованиями ПУЭ, сопротивление подстанции не должно превышать 0,5 Ом. В данном случае требование выполняется.

7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Высота всех молниеотводов принята равной $h=21$ м. Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал, высотой $h_x=11$ м.

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (60)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 21 = 17,85 \text{ м}$$

где $h_{\text{эф}}$ - эффективная высота молниеотвода, м

h - принятая высота молниеотвода, м.

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (61)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,2$$

где r_0 - половина ширины внутренней зоны на уровне земли, м

Радиус внутренней зоны:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right) \quad (62)$$

$$r_x = 22,2 \cdot \left(1 - \frac{11}{17,85}\right) = 8,526 \text{ м}$$

Рассмотрим расчет внутренней зоны защиты:

$$h_{cx} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (63)$$

$$h_{cx} = 15,9$$

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}}\right) \quad (64)$$

$$r_{cx} = 23,2 \cdot \left(\frac{15,9 - 11}{15,9} \right) = 6,857 \text{ м}$$

где r_{cx} - половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта, м

7.3 Выбор ограничителя перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрического оборудования распределительного устройства применяется ограничитель перенапряжения, которые являются защитой электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений.

Основным условием обеспечения безотказной работы ОПН является длительное рабочее напряжение электроустановки. Напряжение на ПС (на отправном конце линии) не должно превышать $1,2 U_{ном}$ для сетей напряжением до 35 кВ, $1,15 U_{ном}$ для сетей напряжением 35 – 220 кВ, $1,1 U_{ном}$ для сетей 330 кВ и $1,05 U_{ном}$ для сетей 500 кВ и выше.

Проверка ОПН производится по следующим условиям:

1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети:

$$U_{н.р.} = \frac{1,2 \cdot U_{н.р.с}}{\sqrt{3}} \quad (65)$$

$$U_{н.р.} = \frac{1,2 \cdot 121}{\sqrt{3}} = 67,86$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{max.р}}{1,3} \quad (66)$$

$$U \leq \frac{121}{1,3} = 93,08 \leq 123 \text{ кВ.}$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$\frac{U - U_{\text{ост}}}{Z_B} \leq I_{\text{разр}} \quad (67)$$

4) ТКЗ сети должен быть меньше тока взрывобезопасности ОПН.

На стороне ВН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН-110 УХЛ1 с классом напряжения 110 кВ, предназначенный для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений воздушных электрических сетей 27-110 кВ. Его характеристики приведены в таблице ниже.

Таблица 35 – Сравнение данных

Данные	Класс напряжения сети, кВ.	Номинальное напряжение ОПН, кВ.	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ.	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность, при ткз 0,2 с, кА
Каталожные	110	123	77	10	40
Расчетные	110	93,08	67,86	0,15	3,83

8 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ НОВОЙ ВОДУШНОЙ ЛИНИИ НА УЧАСТКЕ ЗАПАДНАЯ-ШАХТА-7

8.1 Конструкция провода

Для подвеса на проектируемую линию выбран провод марки АС-240/32.

Провода данной марки состоят из стального сердечника и алюминиевых проволок, скрученных правильной скруткой с направлением скрутки соседних повивов в противоположные стороны, при этом, наружный повив имеет правое направление скрутки.

Основные технические характеристики провода АС-240/32:

- рабочая температура проводов при эксплуатации от -60°C до $+90^{\circ}\text{C}$;
- временное сопротивление разрыву составляет 160-195 Мпа;
- масса 1 км провода равно 921 кг;
- электрическое сопротивление на 1км провода постоянному току 0,12 Ом;
- сечение провода – 244,28 мм²;
- сечение стального сердечника – 31,67 мм²;
- диаметр провода – 21,6 мм;
- допустимый ток – 605 А.

8.2 Выбор опор

В настоящий момент большое распространение получили стальные многогранные опоры. Многогранные опоры устанавливают для линий электропередачи напряжением 10-500 кВ. Такие опоры могут эксплуатироваться в I-V гололедно-ветровых районах, а также в районах с низкими температурами до минус 60°C .

Многогранные опоры обладают следующими достоинствами: транспортабельность, малый отвод земли, надежность, вандалоустойчивость, адаптивность, высокая скорость монтажа, в том числе за счет увеличения межопорных расстояний. В отличие от унифицированных опор возможно проектирование опор индивидуально для линии, с учётом рельефа и климата.

При применении многогранных опор трудозатраты ниже по сравнению с другими типами опор как при выполнении земляных работ при установке фундаментов по опоры, так и при сборке и установке самих опор, это позволяет быстрее производить работы. Снижение трудозатрат связано с увеличением пролетных расстояний, простоты установки, малого количества сборочных элементов.

Существуют следующие способы установки опор в грунт:

- сборный железобетонный фундамент;
- монолитный фундамент;
- пробуренный котлован;
- трубы.

Примем к установке многогранные опоры марки: ПМ110-2, УМ110-2, АМ110-2.

На опорах предусмотрена подвеска указанных проводов и грозозащитного троса ТК9,1. Опоры рассчитаны на применение подвесных изоляторов ПФ70В и ПС70Д.

8.3 Выбор и проверка изоляции ВЛ

Для крепления провода к опоре выбираем изолятор ПС70Д. Основные параметры изолятора:

- длина пути утечки 303 мм;
- механическая разрушающая сила 70 кН

-диаметр тарелки 255;

-строительная высота 127 мм.

Выбор изоляции производится с помощью удельной эффективной пути утечки от степени загрязнения атмосферы.

Длина пути утечки составит:

$$L=2\cdot 151\cdot 1,2=290,4 \text{ см.}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС120Б с длиной пути утечки 320 ± 14 мм.

Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m=\frac{290,4}{30,3}=9,58.$$

Округляя до целого значения, получим 10 изоляторов в гирлянде.

Тот же тип изолятора применяется для крепления грозотроса в удвоенном количестве.

Для минимизации последствий жизнедеятельности птиц возможно применение защитных колпаков на поддерживающих гирляндах изоляторов.

8.4 Выбор линейной арматуры

Для крепления проводов к изоляторам и изоляторов к опоре применяется линейная арматура.

Основные виды линейной арматуры необходимые для проектируемой воздушной линии:

-зажимы, служащие для закрепления проводов и тросов;

-цепная арматура, служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом;

-соединительная арматура, служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов и шлейфов на опорах анкерного типа;

-гасители вибрации с грузами или демпфирующие петли.

На ВЛ 110 кВ и выше в условиях труднодоступной местности рекомендуется применение двухцепных поддерживающих и натяжных гирлянд изоляторов с отдельным креплением к опоре.

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

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

зжимов. Подвеску грозозащитных тросов на опорах следует осуществлять только в глухих зажимах.

Соединения проводов и тросов следует производить при помощи соединительных зажимов, сварки, а также при помощи зажимов и сварки в совокупности. В одном пролете ВЛ допускается не более одного соединения на каждый провод или трос.

Поскольку проектируемая ВЛ неоднократно будет пересекать водные преграды, необходима защита от вибрации. На сталеалюминевых проводах столь большого сечения применяют гасители вибрации обычного типа.

Применение распорок и защитной арматуры для линии данного класса напряжения не требуется.

8.5 Заземление ВЛ

Воздушные линии 110-500 кВ с металлическими и железобетонными опорами должны быть защищены от прямых ударов молнии грозотросами по всей длине. В свою очередь воздушные линии, имеющие тросы должны быть заземлены.

На каждом анкерном участке длиной до 10 км грозозащитные тросы должны быть заземлены в одной точке, путем устройства специальных перемычек на анкерной опоре. При большей длине анкерных пролетов количество точек заземления в пролете выбирается так, чтобы при наибольшем значении продольной электродвижущей силы, наводимой в тросе при КЗ на ВЛ, не происходил пробой искровых промежутков на ВЛ.

На подходах к ПС на расстоянии 2-3 км тросы необходимо заземлить на каждой опоре.

Защитные аппараты, устанавливаемые на опорах ВЛ для защиты от грозовых перенапряжений, должны быть присоединены к заземлителю отдельным спуском.

На металлических и железобетонных опорах соединение тросов с заземляющими устройствами опор всегда осуществляется с использованием металла опор, включая траверсы или арматуру [15].

Заземлители ВЛ, как правило, должны находиться на глубине не менее 0,5 м, а в пахотной земле - 1 м. В случае установки опор в скальных грунтах допускается прокладка лучевых заземлителей непосредственно под

разборным слоем над скальными породами при толщине слоя не менее 0,1 м. При меньшей толщине этого слоя или его отсутствии рекомендуется прокладка заземлителей по поверхности скалы с заливкой их цементным раствором.

Сечение каждого из заземляющих спусков на опоре ВЛ должно быть не менее 35 мм², а для однопроволочных спусков диаметр должен быть не менее 10 мм. Допускается применение стальных оцинкованных однопроволочных спусков диаметром не менее 6 мм. Сопротивление заземляющего устройства воздушной линии должно быть не более 30 Ом.

Соединение заземляющих проводников между собой, присоединение их к верхним заземляющим выпускам стоек железобетонных опор, к крюкам и кронштейнам, а также к заземляемым металлоконструкциям и к заземляемому электрооборудованию, установленному на опорах ВЛ, должны выполняться сваркой или болтовыми соединениями.

Присоединение заземляющих проводников (спусков) к заземлителю в земле также должно выполняться сваркой или иметь болтовые соединения.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

9.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики

Релейной защитой называют комплекс автоматических устройств, которые предназначены для мгновенного определения повреждения, места его возникновения и отделения от ЭЭС повреждённых элементов этой электроэнергетической системы в аварийных ситуациях для обеспечения нормальной работы всей системы. Организация процессов средств релейной защиты осуществляется по принципу непрерывного оценивания технического состояния отдельных контролируемых элементов электроэнергетических систем.

Релейная защита (РЗ) создает постоянный контроль состояния всех элементов ЭЭС и реагируют на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений устройства релейной защиты выявляют повреждённый участок и отключают его от ЭЭС, воздействуя на определенные силовые выключатели, которые предназначены для размыкания токов короткого замыкания.

Основным видом электрической автоматики является релейная защита, без которой не может быть осуществима нормальная работа энергосистем.

На линии 110 кВ обязаны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

От замыканий на землю предусматривается ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита устанавливается только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

На линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать токовые ступенчатые защиты или ступенчатые защиты

тока и напряжения. В том случае, если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения, к примеру на головных участках, и если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, то обязательно предусматривается ступенчатая дистанционная защита. В данном случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

Для линий 110-220 кВ желательно осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности (к примеру, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты.

Для организации защиты проектируемой линии необходима установка комплектов релейной защиты и автоматики на всех присоединениях.

9.2 Устройства релейной защиты от повреждения трансформаторов на реконструируемой ПС

ПУЭ и нормативная документация по релейной защите определяют виды и объем защиты в зависимости от типа трансформатора и места его установки.

Дифференциальная защита.

Дифференциальная защита устанавливается на одиночно работающих трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше и на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВ·А и выше, а также на трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и выше, если токовая отсечка не обеспечивает достаточной чувствительности ($k_{\text{ч}} < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с.

Принцип действия дифференциальной защиты основывается на сравнении величин и направлении токов до и после защищаемого трансформатора.

Газовая защита.

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах, имеющих масляное охлаждение и имеющих расширители.

Газовая защита имеет очень широкое применение в качестве чувствительной защиты, помогающая при возникновении внутренних повреждений (межвитковых замыканий), сопровождаемых электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к ухудшению свойств масла, изоляторов и образованию летучих газов.

Газовая защита обязательно устанавливается на трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше, а также на трансформаторах 1000 – 4000 кВ·А, не имеющих дифференциальной защиты или отсечки. При наличии быстродействующей защите её применение допускается. На внутрицеховых трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше газовая защита является обязательной к применению, вне зависимости от наличия других быстродействующих защит.

Токовая отсечка.

Для защиты трансформаторов мощностью менее 6300 кВ·А, и работающих одиночно, и трансформаторов мощностью менее 4000 кВ·А, работающих параллельно, устанавливается так называемая токовая отсечка.

Установка токовой отсечки происходит со стороны источника и получает питание от тех же трансформаторов тока, что и максимальная токовая защита от внешних КЗ.

Срабатывание уставки тока токовой отсечки можно определить из условия несрабатывания при повреждениях на отходящих линиях, со стороны нагрузки за трансформатором, по указанному выражению:

$$I_{TO} \geq k_{OCT} I_{K3}^{(3)} \quad (68)$$

где k_{OCT} - коэффициент отстройки защиты (1,3 – 1,4);

$I_{K3}^{(3)}$ - значение периодической составляющей тока в месте установки защиты при трехфазном КЗ.

Чувствительность отсечки проверяется по выражению:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{\text{ср.ТО}}}, \quad (69)$$

где $I_{K3}^{(2)}$ - ток двухфазного КЗ со стороны источника питания.

По известному значению тока трехфазного КЗ, ток двухфазного КЗ определяется по следующей формуле:

$$I_{K3}^{(2)} > \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)} \quad (70)$$

где $I_{K3}^{(3)}$ - ток трехфазного короткого замыкания.

Согласно ПУЭ чувствительность токовой отсечки ($k_{\text{ч}}$) при двухфазном КЗ в точке К1 должен быть не менее 2, если же он меньше 2, то в данном случае токовая отсечка должна использоваться только в качестве резервной защиты.

9.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита трансформатора выполнена с применением устройства «Сириус-Т». Для выбора его параметров, сначала необходимо выбрать коэффициенты трансформации трансформаторов тока, устанавливаемых на всех сторонах защищаемого трансформатора. Трансформаторы тока на всех сторонах собраны в звезду.

В соответствии с разделом «Общие уставки дифференциальной защиты трансформатора» необходимо выбрать следующие общие уставки устройства:

$I_{номВН}$ - номинальный вторичный ток стороны ВН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

$I_{номНН}$ - номинальный вторичный ток стороны НН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

группа ТТ ВН – группа сборки цифровых ТТ на стороне ВН;

группа ТТ НН – группа сборки цифровых ТТ на стороне НН;

размах РПН – размах регулирования РПН.

Методика выбора трансформаторов тока и расчет номинальных вторичных токов сторон трансформатора приведена в таблице 36.

Таблица 36 – Выбор трансформаторов тока на сторонах защищаемого трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		110 кВ	6 кВ
1	2	3	4
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$	131,22	2405,63
Коэффициент трансформации трансформатора тока	K_I	150/5	3000/5

1	2	3	4
Вторичный ток в плечах за- щиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{ном} = \frac{I_{ном}}{K_I}$	4,37	4,01
Для ввода в устройство принимаются ближайшие величи- ны токов с дискретностью 0,1, А	Ином.ВН , Ином.НН	4,4	4
Размах регулирования РПН,%	5		

Определяем ток срабатывания дифференциальной защиты:

$$I_{с.з} = K_{зан} \cdot I_{ном} \quad (71)$$

где $K_{зан} = 1,5$ - коэффициент запаса

$$I_{с.з\ ВН} = 1,5 \cdot 131,22 = 196,83 \text{ А}$$

$$I_{с.з\ НН} = 1,5 \cdot 2405,63 = 3608,45 \text{ А}$$

$$I_{с.р} = \frac{K_{сх} \cdot I_{с.з}}{n_{ТА}} \quad (72)$$

$$I_{с.р\ ВН} = \frac{5 \cdot 196,86}{150} = 6,6 \text{ А}$$

$$I_{с.р\ НН} = \frac{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 3608,45}{3000} = 10,42 \text{ А}$$

Токи во вторичных цепях трансформаторов тока:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{I_{\text{с.з}} \cdot K_{\text{сх}}}{n_{\text{ТА}}} \quad (73)$$

$$I_{\text{В НОМ}} = \frac{131,22 \cdot 5 \cdot \sqrt{3}}{300} = 3,79 \text{ А}$$

$$I_{\text{Н НОМ}} = \frac{2405,63 \cdot 5}{6000} = 20,04 \text{ А}$$

Для срабатывания «реле» нужно, чтобы на магнитопроводе появился $F=110 \text{ А} \cdot \text{витков}$.

Определяем количество витков, чтобы реле находилось на грани срабатывания для основной стороны:

$$W_{\text{расч}} = \frac{F}{I_{\text{с.р}}} \quad (74)$$

$$W_{\text{расч}} = \frac{100}{3,79} = 26,39$$

Полученное число витков всегда округляем до ближайшего меньшего целого $W_{\text{уст}}=26,39$.

Учитывая выбранное число витков определяем уточненное значение тока срабатывания реле и защиты:

$$I_{c.p} = \frac{F}{W_{уст}} \quad (75)$$

$$I_{c.p} = \frac{100}{26} = 3,8$$

$$I_{c.з} = \frac{I_{c.p} \cdot n_{ТА}}{K_{сх.ВН}} \quad (76)$$

$$I_{c.з} = \frac{3,8 \cdot 100}{5} = 76$$

Предварительная проверка чувствительности:

$$K_{ч} = \frac{I_{min} \cdot \sqrt{3}}{I_{c.з} \cdot 2} \quad (77)$$

$$K_{ч} = \frac{6610 \cdot \sqrt{3}}{76 \cdot 2} = 75,32 \geq 2$$

Таким образом, это реле проходит по чувствительности.

Далее определим число витков для тока, чтобы не сработала защита при внешних КЗ:

$$W_{расч.НН} = \frac{I_{В.НОМ} \cdot W_{уст}}{I_{Н.НОМ}} \quad (78)$$

$$W_{расч.НН} = \frac{3,79 \cdot 26}{20,04} = 4,92$$

$$W_{расч.НН} = 4 \text{ ВИТКОВ}$$

$$W_{T,расч} \geq \frac{K_{зап} \cdot I_{Н6\Sigma} \cdot W_{расч}}{I_{КЗ.внеш.мах} \cdot tg\alpha} \quad (79)$$

$$I_{Н6\Sigma} = \left(K_a \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \left(\frac{\Delta U_{рег}}{100} \right) + \left| \frac{W_{расч} - W_{уст}}{W_{расч}} \right| \right) \cdot I_{КЗ.внеш.мах} \quad (80)$$

$$I_{Н6\Sigma} = \left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \left(\frac{1,5}{100} \right) + \left| \frac{4,92 - 4}{4,92} \right| \right) \cdot 8840 = 2669 \text{ А}$$

$$W_{T,расч} \geq \frac{1,5 \cdot 2669 \cdot 4,92}{8840 \cdot 0,75} = 2,97$$

На тормозной обмотке ставим 3 витка.

9.4 Релейная защита воздушной линии напряжением 110 кВ

Основные требования, предъявляемые к устройствам РЗ в сетях 110-220 кВ:

1) Чувствительность. В сетях 110 кВ обеспечение необходимой чувствительности устройств РЗ достигается более сложно, чем в сетях 6-35 кВ.

2) Сети 110 кВ работают с заземленной нейтралью, поэтому должна быть обеспечена чувствительность устройств РЗ не только к междуфазным КЗ (трехфазным и двухфазным), но также и к КЗ на землю: однофазным и двухфазным.

3) Сети 110 кВ имеют сложную многоконтурную конфигурацию со многими источниками питания. В таких сетях чувствительность устройств РЗ обеспечивается с трудом, так как возможны ситуации, когда максимальные токи нагрузки ВЛ превышают минимальные токи КЗ.

Выводы. Все вышеуказанные требования к устройствам РЗ в сетях 110 кВ приводят к усложнению защит. Поэтому в сетях 110 кВ применяются гораздо более сложные защиты, чем в сетях 6-35 кВ.

Дистанционные защиты применяются в сетях сложной конфигурации, где по соображениям быстродействия и чувствительности не могут быть использованы более простые максимальные токовые и направленные токовые защиты.

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него.

Для обеспечения приведенных выше требований по защите линии принимаем шкафы серии ШМЗЛ. Они предназначены для использования в качестве основной и резервной или только резервной защиты одиночных и параллельных ВЛ 110-220 кВ. Шкафы устанавливаются как на реконструируемых, так и на вновь строящихся подстанциях.

В состав функций защит шкафа входят:

- трехступенчатая дистанционная защита от междуфазных замыканий с блокировкой при качаниях и неисправностях в цепях напряжения;
- четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности для защиты от КЗ с землей;
- токовая отсечка и ненаправленная максимальная токовая защита.

10 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РЕКОСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Для создания новых, расширения действующих или реконструкции и технического перевооружения предприятий требуются материальные, трудовые и денежные ресурсы. Суммарные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они расходуются на строительно-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды.

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений, т.е.

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{OK\Pi}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{OK\Pi}} (П_{чt} - I_{AMt}), \quad (81)$$

где t_c – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

t_n – момент начала производства;

I_{AMt} – амортизационные отчисления.

Существенный недостаток этого метода - то, что он не учитывает деятельности проекта за пределами срока окупаемости и, следовательно, не может применяться при сопоставлении вариантов, различающихся по продолжительности длительного цикла.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей Э_t , который определяется как разность между

притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования), принимая во внимание тот факт, что наш проект сооружается на протяжении 3 лет и то, что появление прибыли возможно лишь с 4 года реализации.

$$\text{ЧДД} = \frac{O_p - K_{\Sigma} - I_t - H_t}{(1+E)^t}, \quad (82)$$

где O_p – выручка от реализации проекта;

K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

I_t – полные эксплуатационные расходы;

H_t – отчисления налога на прибыль;

E – ставка рефинансирования, $E=0,05$,

ЧДД на первом году строительства:

$$\text{ЧДД}_1 = \frac{\frac{1,5}{3} \cdot (-1219)}{(1+0,05)^1} = -580500 \text{ тыс.руб}$$

ЧДД на первом году строительства:

$$\text{ЧДД}_4 = \frac{364200 - 85520 - 55730}{(1+0,05)^4} = 183400 \text{ тыс.руб}$$

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. Оценка экономической эффективности (ЧДД) с учетом фактора времени (расчетного периода) объекта приведена на рисунке 7.

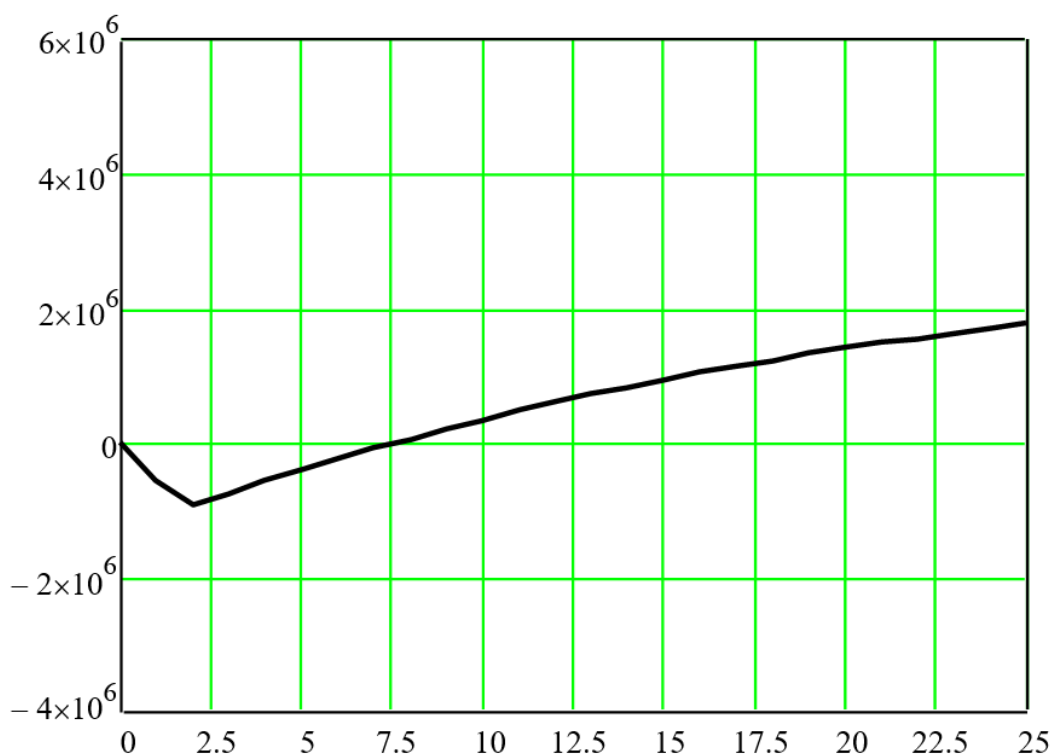


Рисунок 7 – Оценка экономической эффективности с учетом времени

Вывод: так как значение ЧДД положительное, проект реконструкции рекомендуется к реализации. Инвестиции окупятся за 8 лет.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В этом разделе ВКР рассматривается обеспечение безопасности при эксплуатации ПС 110/35/6 кВ Шахта-7 и ВЛ - 110 кВ «ПС Шахта-7 – Западная».

К реконструируемому объекту предъявляются требования по безопасности и экологичности. При проектировании и реконструкции ставятся задачи, связанные с расчетом шума, создаваемого трансформаторами, и защитой от загрязнений трансформаторным маслом.

Необходимо учитывать факторы, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте. Во избежание таковых данным разделом рассматриваются следующие вопросы:

- обеспечение пожарной безопасности на ПС Давыдовка;
- пожарная безопасность при эксплуатации реконструируемой ВЛ-110 кВ.

11.1 Безопасность

Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы.

Работники, выполняющие работы в электроустановках, обязаны иметь профессиональную подготовку. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы:

- регулярное прохождение медицинского освидетельствования;
- обязательное прохождение инструктажа по общим правилам техники безопасности;
- после инструктажа выполняется запись в «Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем месте»;
- нахождение посторонних лиц на территории монтажной площадки строго запрещается;
- нахождение сотрудников в нетрезвом состоянии на территории площадки в любое время (рабочее и не рабочее) недопустимо.
- лица, нарушившие требования правил техники безопасности, несут

дисциплинарную, административную или уголовную ответственность;

-каждый работник обязан знать и строго выполнять требования безопасности труда, относящиеся к обслуживаемому оборудованию и организации труда на рабочем месте.

Работы на отключенных линиях могут выполняться при осуществлении организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работающих.

Организационные мероприятия - допуск к работе, контроль во время работы, оформление окончания работ.

Технические мероприятия - отключение линий, проверка отсутствия напряжения на линии, наложение заземления на месте производства работ, ограждение места производства работ и развешивание разрешающих работу плакатов.

При ремонтных работах на проводах и тросах, отключенная линия должна заземляться на всех питающих ПС и в месте производства работ. При работах, связанных с разрезанием проводов, разъединяемые концы проводов необходимо предварительно соединять металлическим проводником с поперечным сечением, площадью - не менее 16 мм².

В случае установки на металлических опорах временных тросовых оттяжек, они обязаны соединяться переносными заземлениями с объектом металлической опоры.

В случае параллельного прохождения ВЛ, электромагнитные поля действующих воздушных линий электропередачи наводят в проводах соседних отключенных линий напряжения и токи, значение которых зависит от рабочего напряжения рабочей линии, параллельного прохождения, силы тока в ней, взаимного расположения проводов, состояния отключенной линии, сопротивления заземления и других факторов.

Меры безопасности, указанные выше, необходимо соблюдать при выполнении работ на отключенных воздушных линиях электропередачи, находящихся вблизи других рабочих линий. Специфическая особенность

выполнения работ на таких линиях состоит в возможности появления на проводе отключенной линии наведенного электромагнитного потенциала, превышающего допустимое значение, равное 25 В.

Монтажные работы на высоте в открытых местах при силе ветра 6 баллов и более (скорость ветра 9,9 – 12,4 м/с) запрещены.

Во избежание травм в результате падения с высоты разных деталей или инструментов запрещается находиться под опорой, а также запрещается бросать любые предметы с высоты опоры.

Безопасность при эксплуатации ОРУ ПС 110 кВ

Дороги с покрытием предусматриваются к зданию закрытого распределительного устройства (ЗРУ). Ширина проезжей части внутри площадочных дорог 4 метра. В ОРУ 110 кВ предусматривается проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных установок: габариты проезда 4 м по ширине и высоте.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния выбираются и устанавливаются следующим образом:

- вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, дуга или другие происходящие при ее работе явления (искры, выброс газов т.д.) не могли привести к выходу из строя оборудования и возникновению короткого замыкания или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживавшему персоналу;

- при нарушении нормальных условий работы электроустановки должна быть обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленные действием короткого замыкания;

- при снятом напряжении с какой-либо цепи, относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции, она могла подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонту, без нарушения нормальной работы соседних цепей;

-была обеспечена возможность удобной перевозки оборудования. Расстояния от токоведущих частей до различных элементов ОРУ, принятые на ПС:

-от токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций - 900 мм; между проводами фаз - 1000 мм;

-от токоведущих частей и от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до габаритов транспортируемого оборудования- 1650 мм;

-от не огражденных токоведущих частей до земли и до кровли зданий при наибольшем провисании проводов - 3600 мм;

-от контакта и ножа разъединителя в отключенном положении ошиновки, присоединенной ко второму контакту - 1100 мм.

На ОРУ шины располагаются следующим образом:

-сборные и обходные шины, а также все секционные шины имеют со стороны главных трансформаторов на высоком напряжении шину А;

-ответвления от сборных шин выполняются так, чтобы расположение шин присоединений слева направо было - А-В-С, если смотреть со стороны шин трансформаторов.

Расположение шин ответвлений в ячейках независимо от их размещения по отношению к сборным шинам должно быть одинаковым.

Шины обозначаются при переменном трехфазном токе: шины фазы А - желтым цветом, эта же шина, используемая в качестве нулевой защитной продольными полосами обозначается желтым и зеленым цветом.

Заземляющие ножи окрашиваются в черный цвет. Рукоятки приводов заземляющих ножей окрашиваются в красный цвет, а рукоятки других приводов в цвета оборудования.

Вдоль обоих трансформаторов предусматривается проезд шириной 4 метра для обеспечения пожаробезопасности.

11.2 Экологичность

Силовые трансформаторы являются характерным источником шума в населенных местах. В зависимости от класса напряжения и мощности трансформаторов применяются следующие типы систем охлаждения:

-система охлаждения Д - с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла;

-системы охлаждения ДЦ и НДЦ - с принудительной циркуляцией воздуха и масла;

-система охлаждения М - с естественной циркуляцией воздуха и масла;

-системы охлаждения видов Ц, НЦ, МЦ и НМЦ - с принудительной циркуляцией воды и масла.

На ПС «Шахта-7» установлены 2 трансформатора марки ТДН-16000/110 У1. Такой трансформатор имеет систему охлаждения типа Д (принудительная циркуляция воздуха и естественной масла). Для трансформаторов с таким типом охлаждения характерны электромагнитные и аэродинамические шумы.

Электромагнитный шум возникает по следующим причинам:

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

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

трансформаторов сам сердечник является излучателем.

Аэродинамический шум вызван движением потока воздуха, который создается системой механической вентиляции. Спектр аэродинамического шума, вызванный циркуляцией воздуха, непрерывный вследствие случайных распределений многих завихрений, следующих по поверхности вращения. На этот шум с физиологическим эффектом для уха в виде визга наложены высокие тона, частота которых определяется геометрией путей циркуляции охлаждающего воздуха. Аэродинамический шум можно снизить путем подбора малошумных вентиляторов, а также установкой звукопоглотителей.

Суммарный уровень шума трансформаторов определяется, как правило, электромагнитной составляющей, причем в любом случае она существенна в диапазоне частот приблизительно до 800 Гц, т.е. уровни шума в этом диапазоне значительно выше, чем на более высоких частотах. В шуме трансформатора преимущественно ощущаются тональные составляющие, частота которых со- ответствует удвоенной частоте сети (при частоте сети 50 Гц частота тональной составляющей равна 100 Гц), и их кратные гармоники, что воспринимается на слух как низкое гудение.

Для проверки соблюдения норм, необходимо определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму. Исходные данные приведены в таблице 37.

Таблица 37 - Исходные данные

Количество трансформаторов, N	Тип системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Система охлаждения типа Д - принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла	25	110	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

1. Допустимый уровень шума определяется типом территории, прилегающей к ПС. В расчетах принимаются наиболее строгие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов.

Для территорий, прилегающих к жилым домам допустимый уровень шума равен 45 дБА.

2. Для определения шумовых характеристик источника шума воспользуемся ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте указаны скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, вида системы охлаждения и класса напряжения. В качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора приняты скорректированные уровни звуковой мощности.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения видов Д) уровень звуковой мощности составляет ($S_{ном} = 25$ МВА, $U_{ном} = 110$ кВ):

$$L_{РА} = 89 \text{ дБА.}$$

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

Если источник шума имеет показатель направленности равный 1, и его скорректированный уровень звуковой мощности равный L_{WA} , то в любом положении полусферы радиусом R уровень шума который исходит из источника будет равным L_A (см. рисунок 8).

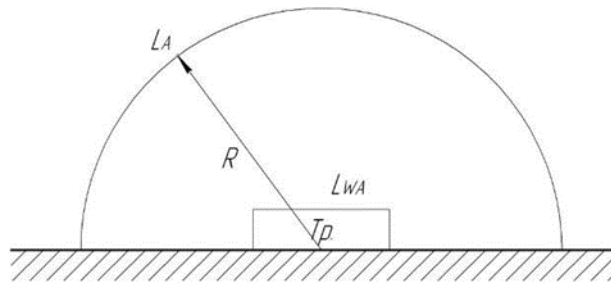


Рисунок 8 – Излучение шума трансформатором

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

$$L_{PA} = L_A - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (83)$$

где S – площадь поверхности полусферы, m^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

$$L_{PA} = L_A - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (84)$$

где $S = 2\pi R^2$.

На ПС расположены два трансформатора и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой приведенной на рисунке 9. Известно расстояние между трансформаторами: $l = 15 \text{ м}$. Расстояния R_1 и R_2 от каждого из трансформаторов до ближайших жилых домов неизвестны, но известно расстояние от ПС Давыдовка до ближайших жилых домов $R = 150 \text{ м}$.

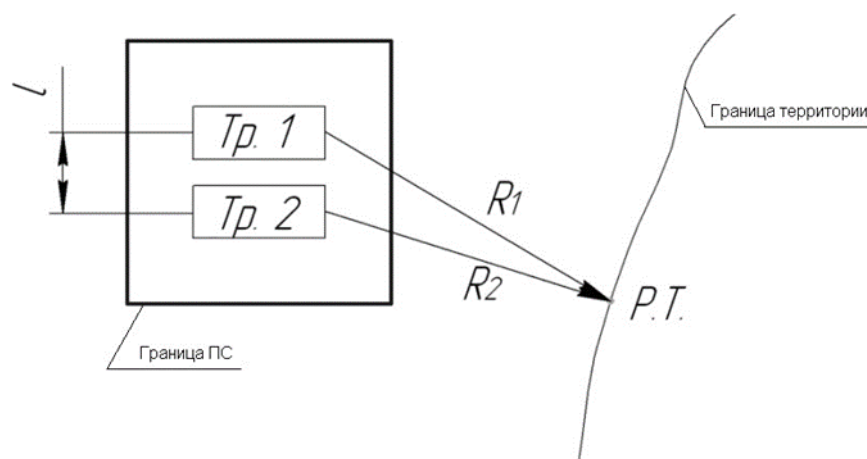


Рисунок 9 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

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

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

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{wai}} \quad (85)$$

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot 89} = 92$$

где N - количество источников шума;

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

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

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

$$ДУ_L = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{min}}{S_0}, \quad (86)$$

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

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0.1(L_{PA\Sigma} - ДУ_L)}}{2\pi}}, \quad (87)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0.1(91-45)}}{2\pi}} = 89,44 \text{ м.}$$

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

В данном случае минимальное допустимое расстояние от трансформаторов до жилых домов составляет 79,59 м. Ближайший к территории ПС Шахта-7 жилой дом расположен на расстоянии 150 м, следовательно, на территории жилых домов уровень шума не превышает допустимого. Отсюда делаем вывод, что дополнительные меры по снижению уровня шума не требуются.

11.3 Чрезвычайные ситуации

Обеспечение пожарной безопасности на ПС 110/6 кВ «Шахта-7»

Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря должны оборудоваться пожарные щиты.

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов.

Песок используется для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. На ОРУ ящики с песком ставятся у трансформаторов. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

Бочки для хранения воды, устанавливаемые рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее 0,2 м³ и комплектоваться ведрами.

Для указания местонахождения первичных средств пожаротушения должны быть установлены знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Необходимо предусмотреть установку системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре во всех помещениях ПС 110/6 кВ «Шахта-7».

Оповещение людей осуществляется подачей звуковых и световых сигналов. Для этого во всех защищаемых помещениях, зданиях и сооружениях устанавливаются звуковые оповещатели, которые запускаются автоматически, но также имеют возможность ручного пуска.

На пути эвакуации устанавливаются оповещатели светового типа, предназначенные для обозначения путей эвакуации, включение которых происходит автоматически. Дополнительно на путях эвакуации должны использоваться фотолюминесцентные табло, показывающие направление движения. Должна быть предусмотрена автоматическая разблокировка дверей, оснащённых электромагнитными замками.

Для тушения пожара на силовом трансформаторе должен быть предусмотрен противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней водопроводной сети.

Пожарная безопасность при эксплуатации ВЛ-110 кВ «ПС Шахта-7 – ПС Западная»

Для обеспечения пожарной безопасности при эксплуатации ВЛ должны быть организованы периодические и внеочередные осмотры. При осмотре ВЛ необходимо проверять противопожарное состояние трассы: в охранной зоне ВЛ не должно быть посторонних предметов, строений, стогов сена, штабелей леса, деревьев, угрожающих падением на линию или опасным приближением к проводам, складирования горючих материалов, костров.

Неисправности, обнаруженные при осмотре ВЛ и в процессе профилактических проверок и измерений, должны быть отмечены в эксплуатационной документации и в зависимости от их характера по указанию ответственного за электрохозяйство предприятия устранены или в кратчайший срок, или при проведении технического обслуживания и ремонта.

Трассу ВЛ необходимо периодически расчищать от кустарников и деревьев и содержать в безопасном пожарном отношении состоянии. Следует поддерживать установленную проектом ширину просек и проводить обрезку деревьев. Деревья, создающие угрозу падения на провода и опоры, должны быть вырублены с последующим уведомлением организации, в ведении которой находятся насаждения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении ВКР на были выполнены основные задачи по реконструкции и проектированию электрической сети с учетом требуемых параметров надежности электроснабжения и качества электрической энергии.

Замена оборудования была произведена в соответствии с климатогеографическими условиями установки, а также с большим запасом прочности к воздействию токов короткого замыкания, и, следовательно, что оборудование способно выполнять свои функции в нормальном и аварийном режимах. Для надежной защиты оборудования был произведен расчет молниезащиты подстанции.

Разработана однолинейная схема ПС и план ПС Шахта-7. Выбранное конструктивное решение новой воздушной линии соответствует климатическим условиям, а также другим особенностям данного региона. Для надежной защиты новых линий и трансформаторов были выбраны устройства релейной защиты и автоматики, а также рассчитаны соответствующие основные и резервные защиты.

С помощью спрогнозированных нагрузок, были выполнены расчеты максимальных, минимальных и послеаварийных режимов, из которых видно, что выбранное сечение и оборудование способно выдержать послеаварийные режимы.

В части безопасности и экологичности были рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации оборудования, и вопросы защиты окружающей среды и противопожарные меры на подстанции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М. : Высш. шк., 1990. – 383 с.

2 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.

3 Базуткин, В. В. Техника высоких напряжений: Учебник для вузов / В. В. Базуткин. – М. : Энергоатомиздат, 2001. – 487 с.

4 Беркович, М.А. и др. Основы техники релейной защиты / М. А. Беркович, В. В. Малчанов, В. А. Семенов – М. : Энерго-атомиздат, 1984. – 376 с.

5 Выбор нелинейных ограничителей напряжения для установки в сетях 110-750 кВ [Электронный ресурс]. URL: <http://www.positron.ru/> (дата обращения 16.06.22).

6 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 25.05.2022).

7 Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – М. : Кнорус. 2014. – 156 с.

8 Гуревич, Ю. Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю. Е. Гуревич, Л. Е. Либова, А. А. Окин. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 192 с.

9 География. Климат Надеждинского района [Электронный ресурс], URL: <http://old.pgpb.ru/cd/terra/nadezda/nad03.htm> (дата обращения: 10.03.2022)

10 Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2003. – 592 с.

11 Инструкция по выбору изоляции электроустановок. РД 34.51.101-90. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.

12 Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей: учеб. / ред. Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро, И.Г. Карапетян. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 с.

13 Мясоедов Ю. В. Электробезопасность [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 91 с

14 Мясоедов Ю. В. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : метод. указания к самостоятельной работе / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 87 с.

15 Неклепаев, Б. В. / Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. В. Неклепаев, И. П. Крючков – М. : Энергоатомиздат, 2002. - 608 с.

16 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / В. М. Блок [и др.] ; под ред. В. М. Блок.– М. : Высш. шк., 1990. – 383 с.

17 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп.– М. : Энергоатомиздат, 2002. – 648 с.

19 Плащанский Л.А. Основы электроснабжения. Раздел «Релейная защита электроустановок»: Учебное пособие. – М. : Изд-во Московского государственного горного ун-та, 2003. – 141 с.

20 Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-ТЗ», ЗАО «Радиус Автоматика». - М.: 2004. – 11 с.

21 Козлов А. Н. Релейная защита и автоматика электрических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / 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.

22 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов / Л. Д. Рожкова, В.С. Козулин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 647 с.

23 СО 34.49.101-2003. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий. – Взамен РД 34.49.101-87; введ. – 01.09.2003. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 40 с.

24 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения. – введ. 2007-20-12. – Изд-во ао «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

25 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 5-летний период : отчет о НИР / АО «Науч.-технич. центр ЕЭС (Московское отделение) ; рук. М. С. Волков ; исполн. : С. А. Портянков. – М., 2020. – 244 с.

26 Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

27 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Взамен СН 3223-85 ; введ. – 31.10.96. – М. : Госкомсанэпиднадзор России, 1996. – 13 с.

28 Собоурь, С. В. Пожарная безопасность электроустановок / С. В. Собоурь. - М. : ПожарКнига, 2010.

29 Тупов, В. Б. Охрана окружающей среды от шума в энергетике / В. Б. Тупов. – М. : Издательство МЭИ, 1999. – 192 с.

30 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : НТФ Энергопрогресс, 2009. – 391 с.

31 Фёдоров, А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие для Вузов / А. А. Федоров, Л. Е. Старкова - М. : Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

32 Электрокабель [Электронный ресурс]. URL: <http://elektrokable.ru/>

(дата обращения: 10.06.2022).