

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 (140400.62) – Электроэнергетика и
электротехника
Профиль – Электрические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие сетей 35-110 кВ Надеждинского района Приморского края в
связи с подключением оптово-промышленного центра

Исполнитель
студент группы 242 обз _____ В.С. Полинкин
(подпись, дата)

Руководитель
доцент _____ Ю.В. Мясоедов
(подпись, дата)

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук _____ А.Н. Козлов
(подпись, дата)

Технический контроль
доцент, канд. техн. наук _____ А.Н. Козлов
(подпись, дата)

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой

« _____ » _____ 2015 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Полинкина Владимира Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие сетей 35-110 кВ
Надеждинского района Приморского края в связи с подключением оптово-
промышленного центра

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

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

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

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 157 с., 18 рисунков, 43 таблиц, 136 формул, 10 приложений

РЕЖИМ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, НАДЕЖНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

В данной выпускной квалификационной работе выполнено развитие сети 35 и 110 кВ в Надеждинском районе Приморского края. Обоснована схема и оборудование распределительного устройства подстанции. Произведён расчёт рабочих токов нормального режима, аварийного, а так же токов КЗ. Произведён выбор основного электрического оборудования рассматриваемой подстанции. Выбраны уставки релейной защиты подстанции. Спроектирована молниезащита ПС «Промпарк».

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВН – высокое напряжение;

НН – низкое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

ПС – подстанция;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

ВЛ – воздушная линия;

РЗ и А – релейная защита и автоматика;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

КРУ – комплектное распределительное устройство

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

СОДЕРЖАНИЕ

- Введение **Ошибка! Закладка не определена.**
- 1 Анализ электрических сетей рассматриваемого района **Ошибка! Закладка не определена.**
- 1.1 Климато-географическая характеристика района **Ошибка! Закладка не определена.**
- 1.2 Характеристика источников питания района **Ошибка! Закладка не определена.**
- 1.3 Характеристика электрических сетей района **Ошибка! Закладка не определена.**
- 1.4 Анализ существующих режимов **Ошибка! Закладка не определена.**
- 2 Разработка вариантов реконструкции **Ошибка! Закладка не определена.**
- 2.1 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок **Ошибка! Закладка не определена.**
- 2.2 Анализ перспективного режима **Ошибка! Закладка не определена.**
- 2.3 Разработка и технический анализ вариантов реконструкции **Ошибка! Закладка не определена.**
- 2.4 Выбор сечений линий электропередачи и их конструктивное исполнение **Ошибка! Закладка не определена.**
- 2.5 Выбор мощности силового трансформатора **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3 Расчет токов короткого замыкания **Ошибка! Закладка не определена.**
- 4 Выбор оборудования подстанции «шахтовая» **Ошибка! Закладка не определена.**
- 4.1 Выбор выключателей **Ошибка! Закладка не определена.**
- 4.2 Выбор разъединителей **Ошибка! Закладка не определена.**
- 4.3 Выбор трансформаторов тока **Ошибка! Закладка не определена.**
- 4.4 Выбор трансформаторов напряжения **Ошибка! Закладка не определена.**
- 4.5 Расчёт гибкой ошиновки **Ошибка! Закладка не определена.**
- 4.6 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения **Ошибка! Закладка не определена.**
- 5 Релейная защита и автоматика подстанции «Шахтовая» **Ошибка! Закладка не определена.**
- 5.1 Назначение и основные типы защиты трансформаторов **Ошибка! Закладка не определена.**
- 5.2 Продольная дифференциальная токовая защита **Ошибка! Закладка не определена.**
- 5.3 Максимальная токовая защита **Ошибка! Закладка не определена.**
- 5.5 Газовая защита **Ошибка! Закладка не определена.**

6 Расчёт молниезащиты и заземления подстанции «Шахтовая»

Ошибка!

Закладка не определена.

6.1 Расчёт заземления подстанции «Шахтовая»**Ошибка! Закладка не определена**

6.2 Расчёт молниезащиты подстанции «Шахтовая»**Ошибка! Закладка не определена**

7 Оценка надежности электроснабжения	Ошибка! Закладка не определена.
7.1 Оценка надёжности электроснабжения потребителей пс «шахтовая»	Ошибка! Закладка не определена.
7.2 Алгоритм расчёта надёжности схемы подстанции «шахтовая»	Ошибка!
Закладка не определена.	
8 Безопасность и экологичность	123
8.1 Техника безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты, автоматики и телемеханики	123
8.1.1 Требования к персоналу, выполняющему электромонтажные и наладочные работы	123
8.1.2 Техника безопасности и противопожарная техника при монтаже и наладке устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики	124
8.1.3 Пусконаладочные работы	126
8.1.4 Требования к качеству работ, сдаче и приёмке вторичных устройств в эксплуатацию	129
8.2. Экологичность проекта	131
8.3. Чрезвычайные ситуации	136
Заключение	139
Библиографический список	140
Приложение А Прогнозирование нагрузок	Ошибка! Закладка не определена.
Приложение Б Расчёт силовых трансформаторов	Ошибка! Закладка не определена.
Приложение В Расчёт сечения ЛЭП	Ошибка! Закладка не определена.
Приложение Г Расчёт токов КЗ	Ошибка! Закладка не определена.
Приложение Д Выбор оборудования	Ошибка! Закладка не определена.
Приложение Е Расчёт уставок релейной защиты	Ошибка! Закладка не определена.

Приложение Ж Расчёт заземлителя и молниезащиты **Ошибка! Закладка не определена.**

Приложение З Оценка надежности **Ошибка! Закладка не определена.**

Приложение И Моделирование сети при помощи ПВК RastrWin3 **Ошибка! Закладка не определена.**

Приложение К Расчёт токов КЗ при помощи ПВК RastrWin3 **Ошибка! Закладка не определена.**

ВВЕДЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается развитие электрической сети напряжением 35-110 кВ Приморского края в Надеждинском районе в связи с подключением оптово-распределительного центра. Рассматриваемый район включает подстанции «Раздольное-1», «Пушкинская», «Давыдовка», «Де-Фриз», «Казармы», «Кипарисово», «Западная», «Тавричанка», «Шмидтовка», «Надеждинская» от которых обеспечивается электроснабжение потребителей, а также проектируемую подстанцию «Промпарк». Питающей станцией на рассматриваемом участке является ПС «Западная». Подстанция «Западная» – это одна из крупнейших узловых подстанций юга Приморья, обеспечивающая электроэнергией поселки Трудовое города Владивостока, Угловое Артемовского городского округа, поселок Новый и село Вольно-Надеждинское с общим количеством населения около ста тысяч человек. Кроме того, подстанция обеспечивает электроэнергией весь Хасанский район и вновь вводимые объекты саммита АТЭС: очистные сооружения города Владивостока, водонасосные станции Пушкинской депрессии.

На данный момент ведется работа по созданию территории опережающего развития (ТОР) "Надеждинский". Площадь ТОРа составит 807 гектаров. Для реализации сооружения ТОР «Надеждинский» в рамках

выполняемого проекта рассматривается подключение новой подстанции «Промпарк» к существующим сетям АО «ДРСК» либо к сетям ПАО «ФСК ЕЭС». Специализация проекта: транспорт, логистика, легкая и пищевая промышленность, сборочные производства и переработка минерального сырья.

Исходные данные для выполнения проекта: данные по загрузке трансформаторов подстанций «Раздольное-1», «Пушкинская», «Давыдовка», «Де-Фриз», «Казармы», «Кипарисово», «Западная», «Тавричанка», «Шмидтовка», «Надеждинская» (отчетная и нормированная ПТЭ и ожидаемая на перспективу с учетом выданных технических условий); схема сети Приморской энергосистемы; загрузка ЛЭП 110-35 кВ; нагрузки и напряжения по подстанциям в контрольный день замеров на 2015 г.

Данная тема выпускной квалификационной работы является актуальной на сегодняшний день, так как настоящее состояние рассматриваемой сети 35-110 кВ (после проработки данных по подстанциям и сети и расчета в ПК RastrWin3) показывает, что действующая схема сети не позволяет обеспечить электроснабжение новых потребителей с требуемой степенью надёжности.

Целью выпускной квалификационной работы является развитие электрической сети напряжением 35-110 кВ, в следствии подключения крупного оптового-распределительного центра, примерная нагрузка которого будет составлять 8 МВт.

В ходе выпускной квалификационной работы необходимо составить вариант схемы электрической сети, который будет конкурентно способный по техническим и экономическим показателям по отношению к существующему варианту.

В технико-экономической части выпускной квалификационной работы произведены расчеты по сравнению вариантов реконструкции рассматриваемого участка распределительной сети напряжением 35-110 кВ, определены капиталовложения, необходимые для реализации проекта.

1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА

1.1 Климато-географическая характеристика

Приморский край расположен на юге Дальнего Востока, в юго-восточной части Российской Федерации. На севере граничит с Хабаровским краем, на западе с КНР, на юго-западе с КНДР, с юга и востока омывается Японским морем. Максимальная протяжённость края (от устья реки Туманной до истоков реки Самарги) около 900 км. Наибольшая ширина (от долины реки Уссури до побережья Японского моря) около 280 км. Общая протяжённость границ края 3000 км, из них морские около 1500 км.

Приморский край имеет довольно хорошо развитую транспортную сеть. Общая протяжённость железных дорог края составляет 1 625 км, из которых 970 км электрифицировано. На долю Приморского края приходится 19,2 % общей протяжённости железнодорожных путей Дальнего Востока России. Основной магистралью Приморского края является крайний восточный участок Транссибирской железной дороги, протянувшейся от Москвы до Владивостока. В Хасанском районе функционирует пограничный железнодорожный переход «Золотое звено» (в Китай).

Климат в Приморском крае умеренный муссонный. Зима сухая и холодная с ясной погодой, на побережье часты оттепели. Весна

продолжительная, с частыми колебаниями температуры. Лето тёплое и влажное, на летние месяцы приходится максимум количества осадков, в некоторых районах до 90 % годовой суммы. Случаются выходы тайфунов, наносящих порой огромный ущерб инфраструктуре и сельскому хозяйству. Осень тёплая, солнечная и сухая. Летом преобладают юго-восточные ветра с Тихого океана, а зимой северо-западные, приносящие холодную, но ясную погоду с континентальных районов.

В Приморском крае сосредоточена значительная часть экономического, научно-технического и природного потенциала Дальнего Востока. Его доля в регионе по объёму промышленной продукции составляет 30 %, морских перевозок 80 %, по добыче рыбы и морепродуктов 38 %, производству судоремонта 62 %, цемента 65 %, зерна 30%, продукции пищевой промышленности 37 %.

Рассматриваемая сеть находится на юге Приморского края в Надежденском районе.

Надеждинский район Приморского края – это административная единица и муниципальный район Приморского края, в котором насчитывается 34 населенных пунктов. Общая площадь района 1595,7 км². Рельеф низкогорный.

Население района по переписи 2014 год составило 38232 человек. Через район проходит федеральная магистраль М60 «Уссури» Владивосток — Хабаровск.

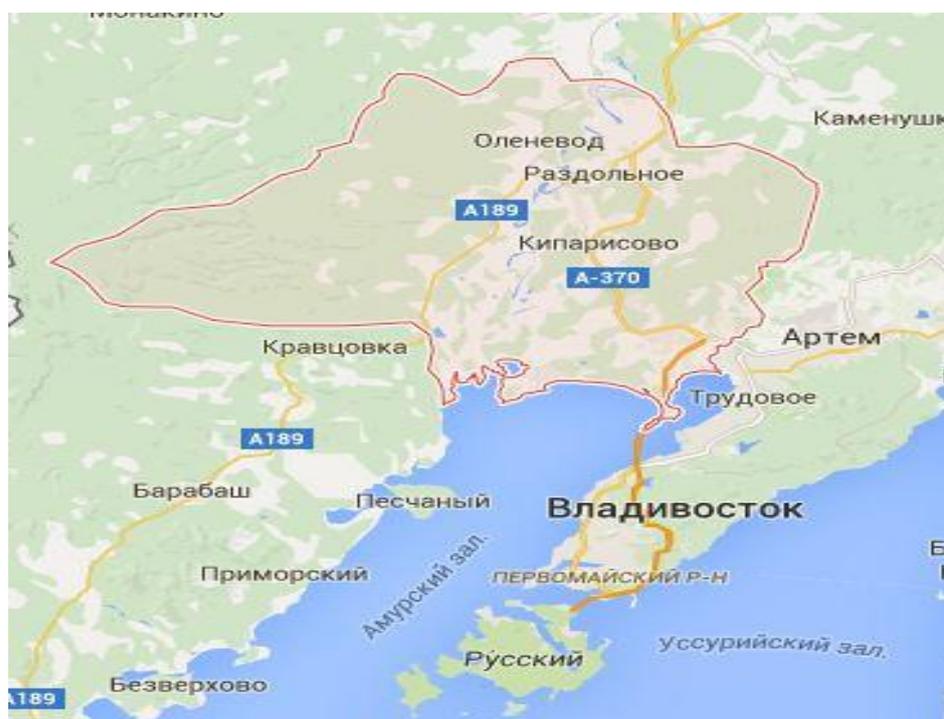


Рисунок 1 – Географическое положение района

Все необходимые характеристики района сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Справочная величина
Район по ветровому давлению	IV
Район по гололеду	IV
Толщина стенки гололеда, мм	15
Средняя минимальная температура воздуха, °С	-21,0
Средняя максимальная температура воздуха, °С	+21,5

Среднегодовая влажность воздуха, %	71
Число грозových часов в год, ч/год	10 – 20

1.2 Характеристика источников питания района

Приморские электрические сети территориально делятся на 4 района: Северные, Западные, Центральные и Южные. ГОР «Надеждинский» расположен на территории Южных электрические сети.

Крупными источниками питания Приморских южных электрических сетей (ПЮЭС) являются: Артемовская ТЭЦ, Владивостокская ТЭЦ, Приморская ГРЭС, Партизанская ГРЭС. Электроснабжение края осуществляется электростанциями АО «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 АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» и сети 220 кВ принадлежащей ПАО «ФСК ЕЭС».

Для рассматриваемого участка сети 110 кВ источником питания является подстанция «Западная», которая принадлежит филиалу «ДРСК» «Приморские электрические сети» .

Подстанция «Западная» – это одна из крупнейших узловых подстанций юга Приморья, обеспечивающая электроэнергией поселки Трудовое города Владивостока, Угловое Артемовского городского округа, поселок Новый и село Вольно-Надеждинское Надеждинского района с общим количеством населения около ста тысяч человек. Кроме того, подстанция обеспечивает электроэнергией весь Хасанский район и вновь вводимые объекты саммита АТЭС.

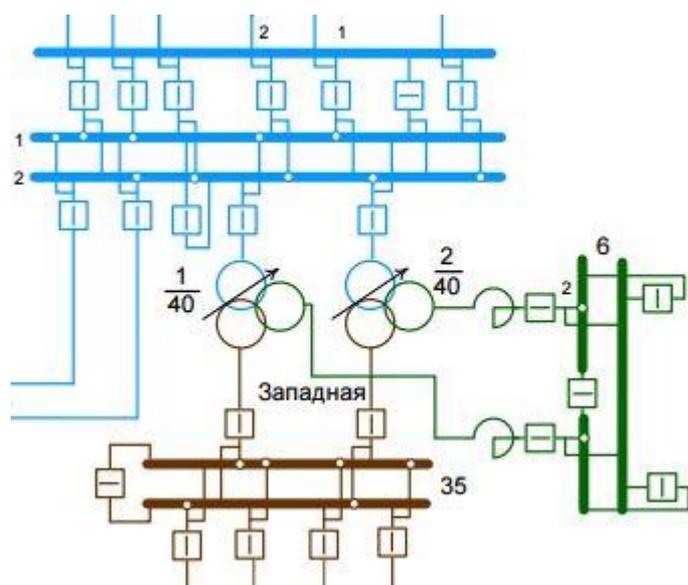


Рисунок 2 – Однолинейная схема ПС «Западная»

На подстанции установлены: два трехобмоточных трансформатора $S_{\text{ном}} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Распределительные устройства 110 кВ, 35 кВ, 6 кВ выполнены открытыми (ОРУ).

1.3 Характеристика электрических сетей района

Особенностью распределительных сетей ПЮЭС является применение на подстанциях напряжения 6 кВ, и только 15 % подстанций имеют напряжение 10 кВ. Сети 35 кВ, как правило, работают в режиме одностороннего питания, то есть работают как магистральные и радиальные, хотя часть из них выполняется по «мостиковым» и секционированным схемам. Для линий ПЮЭС характерно то, что многие из них состоят из нескольких марок и сечений проводов, что сказывается на пропускной способности всей линии и величине потерь мощности, надёжности электрической сети. Для данных ВЛ пропускная способность определяется наименьшим сечением. Это приводит к перегрузке одних участков сети и недогрузке других, из-за чего повышаются потери электрической энергии.

Опираясь на контрольную ведомость о загрузке линий 35-110 кВ в

Надеждинском районе, можно сделать вывод об эффективности рассматриваемых линий. Для воздушных линий, выполненных медным проводом, норма по экономически-эффективной плотности тока составляет 1,8 А/мм². Алюминиевым проводом - 1,0 А/ мм². Для кабельных линий с медной жилой - 2,0 А/ мм². Алюминиевой жилой - 1,2 А/ мм². В таблице 2 приведены линии 35-110 кВ, которые не соответствуют нормам и экономически не эффективны.

Таблица 2 – Экономически не эффективные линии

Наименование линии	U (кВ)	Провод	Плотность тока (А)
1	2	3	4
Давыдовка-Тавричанка	35	АС-120/М-70	4,29
Западная-Давыдовка	110	АС-120/М-70	3,49
Тавричанка-Шмидтовка	35	АС-70	2,86
Шмидтовка-Надеждинская	35	АС-70	2,19

1	2	3	4
Надеждинская- Западная	35	АС0150/М-50	3,96

1.4 Анализ существующих режимов

Рассматриваемая в данной выпускной квалификационной работе электрическая сеть филиала ОАО «ДРСК» «Приморские электрические сети» включает в себя 7 ПС 110 кВ: «Западная», «Кипарисово», «Раздольное-1», «Пушкинская», «Давыдовка», «Де-Фриз», «Казармы» и 3 ПС 35 кВ: «Тавричанка», «Шмидтовка», «Надеждинская». Центром питания является ПС «Западная».

Все линии рассматриваемые в выпускной квалификационной работе, их диспетчерские наименования и протяжённость отражены в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристики рассматриваемых ВЛ

ЛЭП		Длина, км	U, кВ	Марка провода
Начало	Конец			
1	2	3	4	5
Западная	Отпайка Кипарисово	21,1	110	АС-120
Отпайка Кипарисово	Кипарисово	0,035	110	АС-120
Отпайка Кипарисово	Раздольное-1	9,1	110	АС-120
Раздольное-1	Пушкинская	9,225	110	АС-150
Пушкинская	Давыдовка	31,66	110	АС-150
Давыдовка	Тавричанка	1,7/3,6	35	М-70/АС-120
Тавричанка	Шмидтовка	22,66	35	АС-70
Шмидтовка	Надеждинская	12,2	35	АС-70
Надеждинская	Западная	7,35/0,15	35	АС-150/М-50
Западная	Отпайка Де-Фриз	6,45	110	2×АСКП120
Отпайка Де-Фриз	Казармы	0,13	110	3×ПвП2Г-185/70
Отпайка Де-Фриз	Де-Фриз	11,1	110	2×АСКП120

1	2	3	4	5
Западная	Давыдовка	3,36/14,96/1,13	110	АС-120/М-70/АС-120

По данным контрольных замеров выполним анализ установившихся режимов электрической сети в выбранном районе. В данной работе расчёт режима сети проводится при помощи программно-вычислительного комплекса RastrWin3.

Режим сети – это такое состояние системы, которое определено значениями мощностей электростанций, токов, напряжений, а также других величин, которые характеризуют процесс производства, передачи и распределения электроэнергии. Для выполнения данного анализа необходимо подготовить исходную информацию. Данными для выполнения анализа являются параметры схемы замещения сети. Расчёт режима сети позволит максимально приблизиться к реальной ситуации в данном районе, и получить необходимые характеристики: перетечи активной и реактивной мощности, уровни напряжения, потери в элементах сети и т.д.

Для расчёта установившегося режима необходимо рассчитать параметры составляющих элементов сети. Данными параметрами являются: активное и индуктивное сопротивление, ёмкостная проводимость линии, активное и индуктивное сопротивление трансформаторов, генерируемая активная и реактивная мощность источника питания и т.д.

Активное сопротивление линии:

$$R_{\text{вл}} = r_0 \cdot l_{\text{вл}} \quad (1)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

$l_{\text{вл}}$ – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{\text{ВЛ}} = x_0 \cdot l_{\text{ВЛ}} \quad (2)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;
Реактивная проводимость воздушной линии.

$$B_{\text{ВЛ}} = b_0 \cdot l_{\text{ВЛ}} \quad (3)$$

где b_0 – удельное ёмкостная проводимость линии на 1 км длины, мСм/км.

Силовые трансформаторы в ПВК RastrWin3 вводятся сопротивлением каждой ступени трансформатора, а так же активной и реактивной проводимостью. Помимо этого, необходимо указать коэффициенты трансформации идеализированных трансформаторов, которые не имеют сопротивления.

Коэффициент трансформации двухобмоточного трансформатора рассчитываются по формуле:

$$K_{\text{ТН}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (4)$$

где $U_{\text{ВН}}$, $U_{\text{НН}}$ – соответственно напряжение высокой, низкой стороны силового трансформатора.

Для трехобмоточного трансформатора необходимо рассчитать 3 коэффициента трансформации по формулам:

$$K_{\text{ТВ}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (5)$$

$$K_{\text{ТС}} = \frac{U_{\text{СН}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (6)$$

где $U_{\text{СН}}$ –напряжение средней стороны силового трансформатора.

Третий коэффициент трансформации определяется аналогичным образом, как и для двухобмоточного трансформатора по формуле 4.

Схема замещения трехобмоточного силового трансформатора изображена на рисунке 3.

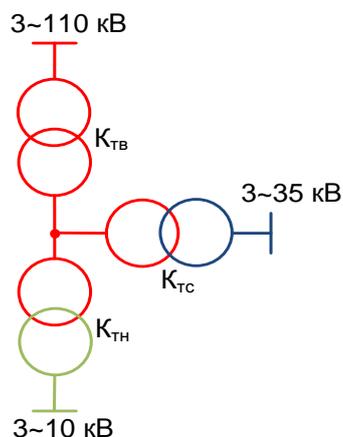


Рисунок 3 – Схема замещения трехобмоточного трансформатора

В таблицах 4 и 5 отображены исходные данные, которые были рассчитаны для расчёта исходного режима электрической сети. Нагрузки в узлах сети были взяты из ведомости контрольных замеров 2015 года.

Таблица 4 – Параметры узлов схемы замещения

Тип узла	№ узла	Название	$U_{ном.}$ кВ	P_n , МВт	Q_n , Мвар
1	2	3	4	5	6
База	1	Западная ВН 1т	110	24,4	11,4
Нагр	2	Западная СН 1т	35	5,2	2,1
Нагр	3	Западная НН 1т	6	3,1	1,2
Нагр	4	Западная о.т. 1т	110		
Нагр	6	Западная ВН 2т	110	24,4	11,4
Нагр	7	Западная СН 2т	35	5,2	2,1
Нагр	8	Западная НН 2т	6	3,1	1,2
Нагр	9	Западная о.т. 2т	110		
Нагр	11	Отпайка Кипарисово	110		
Нагр	12	Кипарисово ВН	110		
Нагр	13	Кипарисово НН	10	1,7	0,7
Нагр	14	Раздольное-1 ВН	110	5,9	3
Нагр	15	Раздольное-1 СН	35	1,3	0,5

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
Нагр	16	Раздольное-1 НН	10	2,3	0,9
Нагр	17	Раздольное-1 о.т.	110		
Нагр	18	Пушкинская (1т,2т) ВН	110		
Нагр	19	Пушкинская (1т,2т) СН	35	1,6	0,6
Нагр	20	Пушкинская (1т,2т) НН	10	0,9	0,4
Нагр	21	Пушкинская (1т,2т) о.т	110		
Нагр	22	Давыдовка (1т,2т)ВН	110	19,2	9,6
Нагр	23	Давыдовка (1т,2т)СН	35	8,5	3,4
Нагр	24	Давыдовка (1т,2т)НН	6	1,9	0,8
Нагр	25	Давыдовка (1т,2т)о.т.	110		
Нагр	26	М70/АС-120	35		
Нагр	27	Тавричанка ВН 1т	35		
Нагр	29	Тавричанка НН 1т.	6	1,8	0,7
Нагр	30	Тавричанка ВН 2т.	35		
Нагр	32	Тавричанка НН 2т.	6	4	1,6
Нагр	33	Шмидтовка ВН 1т.	35		
Нагр	34	Шмидтовка НН 1т.	6	0,3	0,1
Нагр	35	Шмидтовка НН 2т.	6	0,6	0,2
Нагр	36	Шмидтовка ВН 2т.	35		
Нагр	37	Надеждинская ВН 1т.	35		
Нагр	38	Надеждинская НН 1т.	6	7,7	3,1
Нагр	39	Надеждинская НН 2т	6	9,3	3,7
Нагр	40	Надеждинская ВН 2т.	35	1,9	0,8
Нагр	41	АС-150/М-50	35		
Нагр	42	Отпайка Де-Фриз 1	110		
Нагр	43	Отпайка Де-Фриз 2	110		
Нагр	44	Казармы ВН т1	110		
Нагр	45	Казармы НН т1	10	1,1	0,4
Нагр	46	Казармы НН т2	10		
Нагр	47	Казармы ВН т2	110		
Нагр	48	Де-Фриз ВН Т1	110		

Нагр	49	Де-Фриз НН Т1	6	1	0,4
Нагр	50	Де-Фриз НН Т2	6	0,7	0,3
Нагр	51	Де-Фриз ВН Т2	110		
Нагр	52	АС-120/М-70	110		
Нагр	53	М-70/АС-120	110		

Таблица 5 – Параметры ветвей схемы замещения

Тип ветви	№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Название	R, Ом	X, Ом	B, Ом	G, Ом	Кт/г
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	1	11	Западная ВН 1т - Отпайка Кипарисово	5	8,58	-53,5		
ЛЭП	11	12	Отпайка Кипарисово - Кипарисово ВН	0,01	0,01	-0,1		
Тр-р	12	13	Кипарисово ВН - Кипарисово НН	14,7	220,4	0,9	3,8	0,091
ЛЭП	11	14	Отпайка Кипарисово - Раздольное-1 ВН	2,26	3,89	-24,2		
Тр-р	14	17	Раздольное-1 ВН - Раздольное-1 о.т.	2,6	88,9	1,9	13,2	1
Тр-р	17	15	Раздольное-1 о.т. - Раздольное-1 СН	2,6				0,318
Тр-р	17	16	Раздольное-1 о.т. - Раздольное-1 НН	2,6	52			0,091
ЛЭП	14	18	Раздольное-1 ВН - Пушкинская (1т,2т) ВН	1,82	3,87	-24,9		
Тр-р	18	21	Пушкинская (1т,2т) ВН - Пушкинская (1т,2т) о.т	1,3	44,45	3,8	26,4	1
Тр-р	21	19	Пушкинская (1т,2т) о.т - Пушкинская (1т,2т) СН	1,3				0,318
Тр-р	21	20	Пушкинская (1т,2т) о.т - Пушкинская (1т,2т) НН	1,3	26			0,091
ЛЭП	18	22	Пушкинская (1т,2т) ВН - Давыдовка (1т,2т)ВН	6,26	13,3	-85,5		
Тр-р	22	25	Давыдовка (1т,2т)ВН - Давыдовка (1т,2т)о.т.	0,75	28,45	2,6	14,5	1
Тр-р	25	23	Давыдовка (1т,2т)о.т. - Давыдовка (1т,2т)СН	0,75				0,318
Тр-р	25	24	Давыдовка (1т,2т)о.т. - Давыдовка (1т,2т)НН	0,75	28,45			0,055

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	23	26	Давыдовка (1т,2т)СН - М70/АС-120	0,46	0,75	-4,3		
ЛЭП	26	27	М70/АС-120 - Тавричанка ВН 1т	0,9	1,49	-9,6		
Тр-р	27	29	Тавричанка ВН 1т - Тавричанка НН 1т.	1,4	14,6	7,5	46,3	0,171
Выкл	29	32	Тавричанка НН 1т. - Тавричанка НН 2т.					
Выкл	27	30	Тавричанка ВН 1т - Тавричанка ВН 2т.					
Тр-р	30	32	Тавричанка ВН 2т. - Тавричанка НН 2т.	1,4	14,6	7,5	46,3	0,171
ЛЭП	30	33	Тавричанка ВН 2т. - Шмидтовка ВН 1т.	9,7	9,79	-57,8		
Тр-р	33	34	Шмидтовка ВН 1т. - Шмидтовка НН 1т.	5,1	31,9	4,2	22,4	0,171
Выкл	33	36	Шмидтовка ВН 1т. - Шмидтовка ВН 2т.					
Выкл	34	35	Шмидтовка НН 1т. - Шмидтовка НН 2т.					
Тр-р	36	35	Шмидтовка ВН 2т. - Шмидтовка НН 2т.	5,1	31,9	4,2	22,4	0,171
ЛЭП	36	37	Шмидтовка ВН 2т. - Надеждинская ВН 1т.	5,22	5,27	-31,1		
Тр-р	37	38	Надеждинская ВН 1т. - Надеждинская НН 1т.	0,45	8,4	14,7	71,8	0,171
Выкл	37	40	Надеждинская ВН 1т. - Надеждинская ВН 2т.					
Выкл	38	39	Надеждинская НН 1т. - Надеждинская НН 2т					
Тр-р	40	39	Надеждинская ВН 2т. - Надеждинская НН 2т	0,45	8,4	14,7	71,8	0,171
ЛЭП	40	41	Надеждинская ВН 2т. - АС- 150/М-50	1,46	2,98	-19,8		
ЛЭП	41	2	АС-150/М-50 - Западная СН 1т	0,06	0,06	-0,3		
Тр-р	1	4	Западная ВН 1т - Западная о.т.1т	0,8	35,5	3,2	18,1	1
Тр-р	4	2	Западная о.т.1т - Западная СН 1т	0,8				0,318
Тр-р	4	3	Западная о.т.1т - Западная НН 1т	0,8	22,3			0,055
Выкл	3	8	Западная НН 1т - Западная НН 2т					
Выкл	1	6	Западная ВН 1т - Западная ВН 2т					

Продолжение таблицы 5

Тр-р	6	9	Западная ВН 2т - Западная о.т. 2т	0,8	35,5	3,2	18,1	1
Тр-р	9	8	Западная о.т. 2т - Западная НН 2т	0,8	22,3			0,055
Тр-р	9	7	Западная о.т. 2т - Западная СН 2т	0,8				0,318
Выкл	2	7	Западная СН 1т - Западная СН 2т					
ЛЭП	1	52	Западная ВН 1т - АС-120/М-70	0,84	1,43	-8,9		
ЛЭП	52	53	АС-120/М-70 - М-70/АС-120	4,07	6,61	-38,1		
ЛЭП	53	22	М-70/АС-120 - Давыдовка (1т,2т)ВН	0,28	0,48	-3		
ЛЭП	1	42	Западная ВН 1т - Отпайка Де- Фриз 1	1,57	2,7	-17,2		
ЛЭП	42	44	Отпайка Де-Фриз 1 - Казармы ВН т1	0,02	0,03	-0,7		
Тр-р	44	45	Казармы ВН т1 - Казармы НН т1	7,95	139	1,2	5,8	0,091
Выкл	45	46	Казармы НН т1 - Казармы НН т2					
Тр-р	47	46	Казармы ВН т2 - Казармы НН т2	7,95	139	1,2	5,8	0,091
ЛЭП	43	47	Отпайка Де-Фриз 2 - Казармы ВН т2	0,02	0,03	-0,7		
ЛЭП	1	43	Западная ВН 1т - Отпайка Де- Фриз 2	1,57	2,7	-17,2		
Выкл	47	44	Казармы ВН т2 - Казармы ВН т1					
ЛЭП	42	51	Отпайка Де-Фриз 1 - Де-Фриз ВН Т2	1,35	2,37	-5,9		
Выкл	51	48	Де-Фриз ВН Т2 - Де-Фриз ВН Т1					
Тр-р	51	50	Де-Фриз ВН Т2 - Де-Фриз НН Т2	7,95	139	1,2	5,8	0,055
ЛЭП	43	48	Отпайка Де-Фриз 2 - Де-Фриз ВН Т1	1,35	2,37	-5,9		
Тр-р	48	49	Де-Фриз ВН Т1 - Де-Фриз НН Т1	7,95	139	1,2	5,8	0,055
Выкл	49	50	Де-Фриз НН Т1 - Де-Фриз НН Т2					

Расчёт нормального режима осуществляется для оценки возможности качественного и надёжного электроснабжения потребителей. В нормальном

режиме включено все необходимое оборудование для осуществления наиболее экономичной передачи электроэнергии до потребителя.

В таблице 6 и 7 соответственно представлены рассчитанные данные о токах, протекающие по линиям электропередачи моделируемого участка сети, и отклонение напряжения в узлах электрической сети

Таблица 6 – Значения токов, протекающие по ЛЭП

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка провода	Длительно-допустимый ток, А	Ток в начале ЛЭП, А	Ток в конце ЛЭП, А
1	2	3	4	5	6
1	11	АС-120	375	115	116
11	12	АС-120	375	10	10
11	14	АС-120	375	106	106
14	18	АС-150	450	50	50
18	22	АС-150	450	34	35
23	26	М-70	337	323	323
26	27	АС-120	375	323	323
30	33	АС-70	265	244	243
36	37	АС-70	265	235	235
40	41	АС-150	450	179	179
41	2	М-50	275	179	179
1	52	АС-120	375	234	234
52	53	М-70	337	234	234
53	22	АС-120	375	234	234
1	42	АСКП-120	375	7	8
42	44	ПВП2Г	375	3	3
43	47	ПВП2Г	375	3	3
1	43	АСКП-120	375	9	9
42	51	АСКП-120	375	4	5
43	48	АСКП-120	375	6	6

Таблица 7 – Отклонение напряжения в узлах сети

№ узла	Название узла	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{факт}}$, кВ	Отклонение напряжения, %
29	Тавричанка НН 1т.	6	5,64	-6,07
32	Тавричанка НН 2т.	6	5,55	-7,57
33	Шмидтовка ВН 1т.	35	32,33	-7,64
34	Шмидтовка НН 1т.	6	5,51	-8,12
35	Шмидтовка НН 2т.	6	5,48	-8,61
36	Шмидтовка ВН 2т.	35	32,33	-7,64
37	Надеждинская ВН 1т.	35	32,37	-7,5

Из результатов расчётов нормального режима эквивалента сети, можно сделать вывод о плохом состоянии некоторых промежутков электрической сети. Например, линии электропередачи Давыдовка-Тавричанка, Тавричанка-Шмидтовка, в скором времени будут не в состоянии пропускать необходимый переток мощности, т.к. фактическое значение тока приближается к длительно допустимому значению для существующего провода. На линиях Шмидтовка – Надеждинская, Надеждинская – Западная Давыдовка– Тавричанка ситуация не на столько критическая, но так как нагрузка данного региона постоянно увеличивается, то при дальнейшем развитии сети, данные сечения проводов не смогут выдержать большого увеличения нагрузки.

На рисунке 4 представлено графическое изображение сети с потоками мощности, полученное при помощи ПВК RastrWin3.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ

2.1 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок

Проект реконструкции сети подразумевает использование различных вероятностных характеристик для выбора различного оборудования и оценки уровней потерь мощности.

По формуле сложных процентов определяем среднюю прогнозируемую мощность.

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{\delta} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{\delta}}, \quad (7)$$

где P_{cp}^{δ} – средняя мощность за текущий год (определённая по ведомости КДЗ);

ε – относительный прирост электрической нагрузки (для Приморских электрических сетей $\varepsilon = 2,5 \%$);

$t_{прог}$ – год, на который определяется электрическая нагрузка;

t_{δ} – год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Найдём прогнозируемую установленную мощность всех ПС.

Максимальная и эффективная прогнозируемые мощности определяются выражениями:

$$P_{max}^{прог} = P_{cp}^{прог} \cdot k_m; \quad (8)$$

$$P_{эф}^{прог} = P_{cp}^{прог} \cdot k_{\phi}, \quad (9)$$

где $P_{max}^{прог}$ – средняя спрогнозированная мощность ПС;

k_m – коэффициент максимума;

k_{ϕ} – коэффициент формы.

Расчёт вероятностных характеристик для активной и реактивной

мощности аналогичен.

Расчёт прогнозируемых статистических вероятностных характеристик ведется по следующему алгоритму:

- производится прогнозирование средних нагрузок;
- определяются остальные прогнозируемые величины.

Расчёт по данному алгоритму производился в программе Mathcad 15 и подробно приведен в приложении Б.

В таблице 8 и 9 представлены рассчитанные вероятностные характеристики.

Таблица 8 – Существующая и прогнозируемая активная нагрузка потребителя

№ п/п	Наименование	Мощн. тр-ра, МВА	Текущие			Прогнозируемые		
			P _{ср}	P _{max}	P _{эф}	P _{ср}	P _{max}	P _{эф}
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 110 кВ								
1	Западная	2 × 40	9,024	9,241	9,028	10,21	10,455	10,215
2	Кипарисово	6,3	1,621	1,66	1,622	1,834	1,878	1,835
3	Раздольное-1	16	2,207	2,26	2,208	2,497	2,557	2,498
4	Пушкинская	2 × 16	2,453	2,512	2,454	2,775	2,842	2,777
5	Давыдовка	2 × 25	8,27	8,47	8,274	9,357	9,581	9,361
6	Казармы	2 × 10	1,105	1,132	1,106	1,251	1,281	1,251
7	Де-Фриз	2 × 10	1,66	1,7	1,661	1,878	1,923	1,879
ПС 35 кВ								
8	Тавричанка	2 × 5,6	5,664	5,8	5,667	6,408	6,562	6,411
9	Шмидтовка	2 × 2,5	0,899	0,921	0,9	1,018	1,042	1,018
10	Надеждинская	2 × 16	18,467	18,91	18,476	20,893	21,395	20,904

Таблица 9 – Существующая и прогнозируемая реактивная нагрузка потребителя

№ п/п	Наименование	Мощн. тр-ра, МВА	Текущие			Прогнозируемые		
			Q _{ср}	Q _{max}	Q _{эф}	Q _{ср}	Q _{max}	Q _{эф}
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 110 кВ								

Продолжение таблицы 9

1	Западная	2 × 40	3,545	3,63	3,547	4,011	4,107	4,013
2	Кипарисово	6,3	0,649	0,665	0,65	0,735	0,752	0,735
3	Раздольное-1	16	1,105	1,132	1,106	1,25	1,28	1,251
4	Пушкинская	2 × 16	0,986	1,01	0,987	1,116	1,143	1,116
5	Давыдовка	2 × 25	3,308	3,387	3,309	3,742	3,832	3,744
6	Казармы	2 × 10	0,41	0,42	0,41	0,464	0,475	0,464
7	Де-Фриз	2 × 10	0,195	0,2	0,195	0,221	0,226	0,221
ПС 35 кВ								
8	Тавричанка	2 × 5,6	2,266	2,32	2,267	2,563	2,625	2,565
9	Шмидтовка	2 × 2,5	0,307	0,314	0,307	0,374	0,355	0,347
10	Надеждинская	2 × 16	7,384	7,561	7,387	8,354	8,555	5,358

2.1.1. Анализ перспективного режима

Для расчёта перспективного режима нагрузка будет увеличена с учётом её прогнозирования. Данные о нагрузке потребителей представлены в таблице 8 и 9. Расчёт прогнозирования нагрузок более подробно представлен в приложении Б. Расчёты нормального перспективного режима представлены в приложении В.

Анализируя таблицы 8 и 9 необходимо подсчитать коэффициенты загрузки силовых трансформаторов по схеме п – 1 на 2021 год. Расчёт показывает, что загрузка одного силового трансформатора на ПС Артёмовская при отключении второго превышает 130%, что является недопустимым. Следовательно имеет место необходимость замены силового трансформатора на данной ПС.

После расчёта нормального перспективного режима составим таблицу токовой загрузки линий электропередачи и таблицу отклонений напряжений в узлах сети. Полученные при помощи ПВК RastrWin3 расчётные данные представлены в таблице 10 и 11. Схема перспективного режима сети с указанными перетоками мощности изображена на рисунке 5

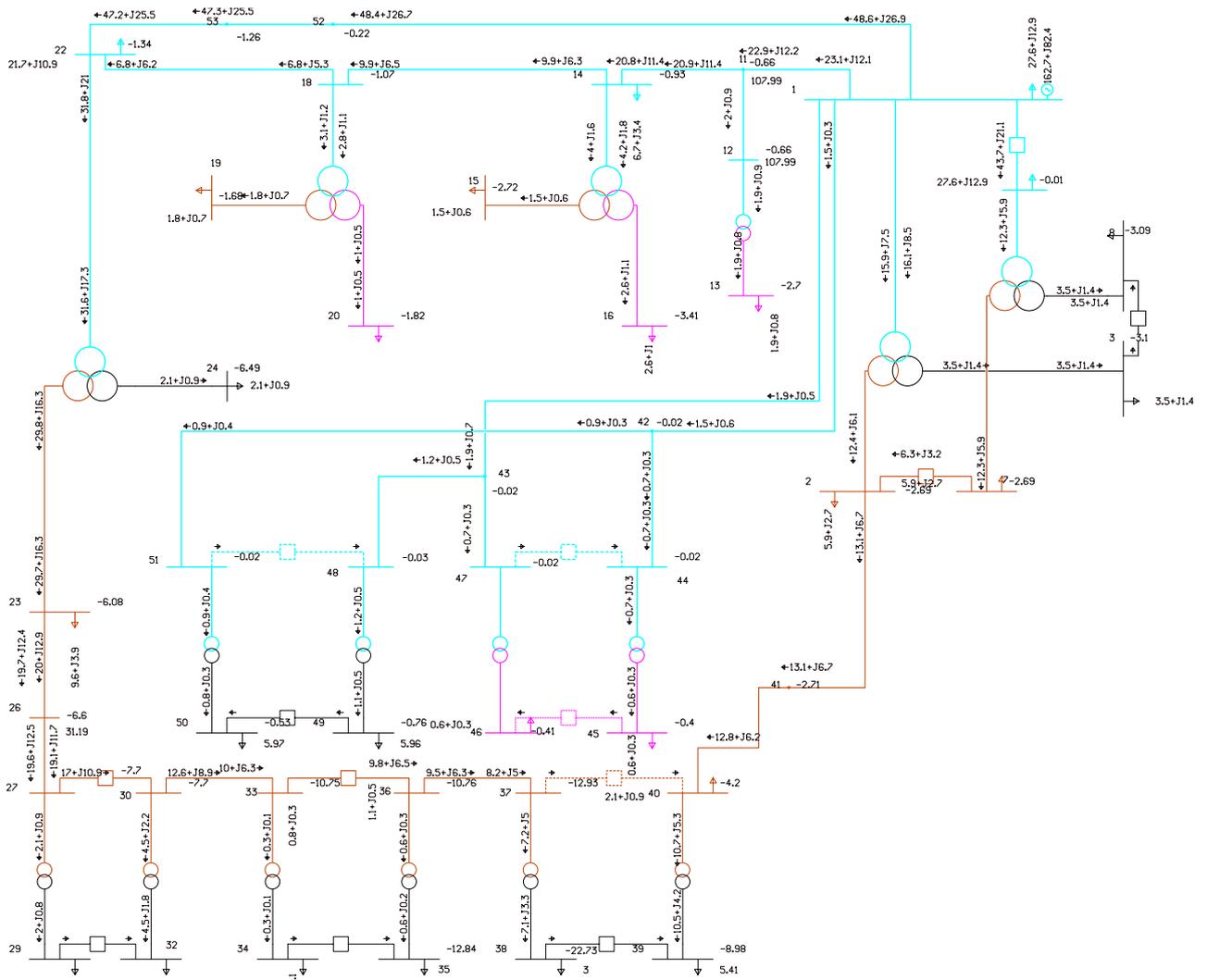


Рисунок 5 – графическое изображение сети перспективного режима

Таблица 10 – Значения токов, протекающие по ЛЭП в перспективном режиме

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка провода	Длительно- допустимый ток, А	Ток в начале ЛЭП, А	Ток в конце ЛЭП, А
1	2	3	4	5	6
1	11	АС-120	375	126	127
11	12	АС-120	375	11	11
11	14	АС-120	375	116	116
14	18	АС-150	450	52	53
18	22	АС-150	450	35	36
23	26	М-70	337	324	324
26	27	АС-120	375	325	325
30	33	АС-70	265	236	235

Продолжение таблицы 10

36	37	АС-70	265	230	229
40	41	АС-150	450	220	220
41	2	М-50	275	220	220
1	52	АС-120	375	252	252
52	53	М-70	337	252	253
53	22	АС-120	375	253	253
1	42	АСКП-120	375	8	9
43	47	ПВП2Г	375	4	4
1	43	АСКП-120	375	10	11
42	51	АСКП-120	375	5	5
43	48	АСКП-120	375	7	7
42	44	ПВП2Г	375	4	4

Таблица 11 – Отклонение напряжения в узлах сети перспективного режима

№ узла	Название узла	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{факт}}$, кВ	Отклонение напряжения, %
29	Тавричанка НН 1т.	6	5,64	-5,94
32	Тавричанка НН 2т.	6	5,54	-7,71
33	Шмидтовка ВН 1т.	35	32,59	-6,89
34	Шмидтовка НН 1т.	6	5,56	-7,39
35	Шмидтовка НН 2т.	6	5,53	-7,9
36	Шмидтовка ВН 2т.	35	32,59	-6,89
37	Надеждинская ВН 1т.	35	32,58	-6,91

Исходя из таблиц 10 и 11 ясно, что линии электропередачи «Давыдовка-Тавричанка», «Тавричанка-Шмидтовка», «Шмидтовка-Надеждинская» на момент прогноза нагрузки (2021 год) будут работать практически на пределе и развитие сетей могут привести к перегруженности этих линий. Следовательно, существует необходимость модернизации электрической сети в Надеждинском районе.

2.2 Разработка и технический анализ вариантов реконструкции

Нам необходимо не только реконструировать существующую сеть, но и разработать варианты подключения новой подстанции «Промпарк», которая должна обеспечить электроснабжение ТОРа «Надеждинский». Разработанные варианты должны быть простыми в своём исполнении и обеспечивать наибольшую надёжность электроснабжения потребителей.

Вариант № 1 присоединения ПС «Промпарк» покажем на рисунке 6. Длина новой ЛЭП составит 1,96 километра по прямой линии [3], так как более точные данные нам неизвестны, то необходимо учесть поправочный коэффициент 1,18 к воздушной прямой [7]. С учетом вышеизложенного длина двухцепной ЛЭП составит 4,62 км, длина каждой цепи 2,31 км соответственно.

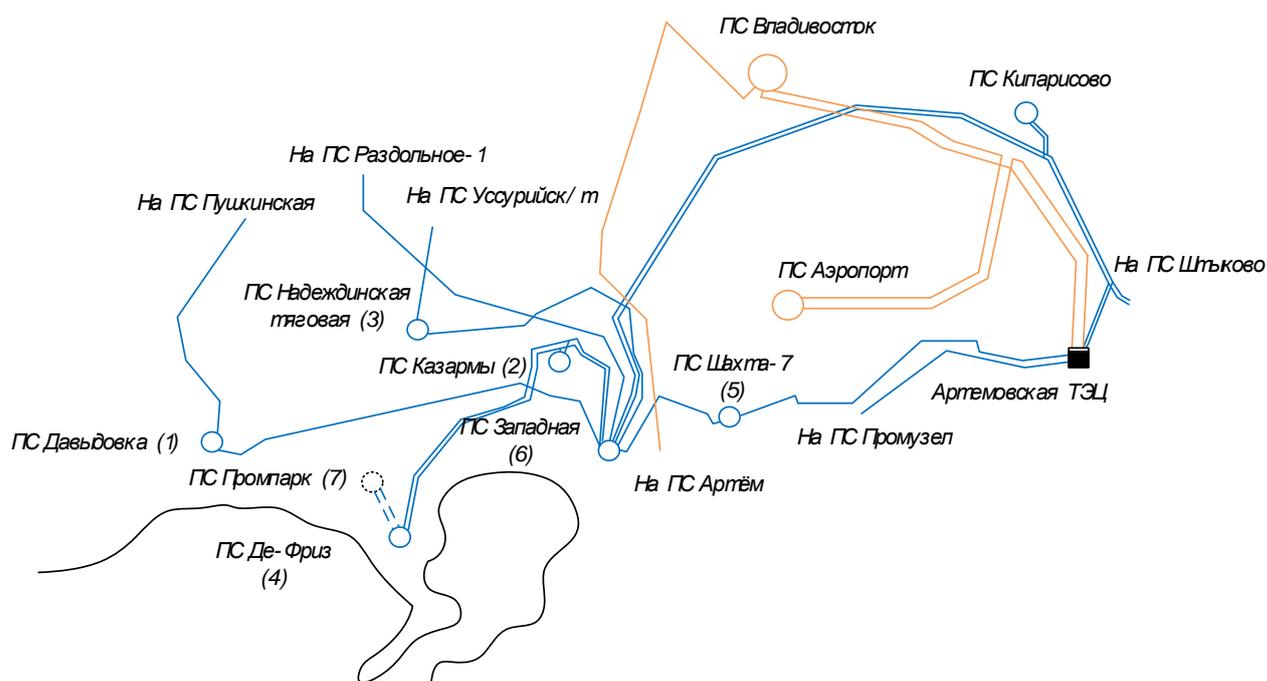


Рисунок 6 – Вариант присоединения ПС «Промпарк» № 1

Вариант № 1 дополнительно потребует произвести расширение ПС «Де-Фриз», а именно ОРУ-110 кВ в настоящий момент выполнено по схеме мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии

(110-5Н) с возможностью расширения до схемы с одной или двумя системами сборных шин (с обходной системой шин либо без нее). При повариантном сравнении будем учитывать, что расширение ПС «Де-Фриз» будет производиться до схемы с одной секционированной системой сборных шин (110-9). Схему подстанции «Де-Фриз» до реконструкции покажем на рисунке 7. Исходя из вышеизложенного составляем однолинейную схему сети после реконструкции, для варианта № 1 и покажем её рисунке 7. При строительстве ПС «Промпарк» ОРУ 110 кВ будет выполнено по схеме 4Н (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии).

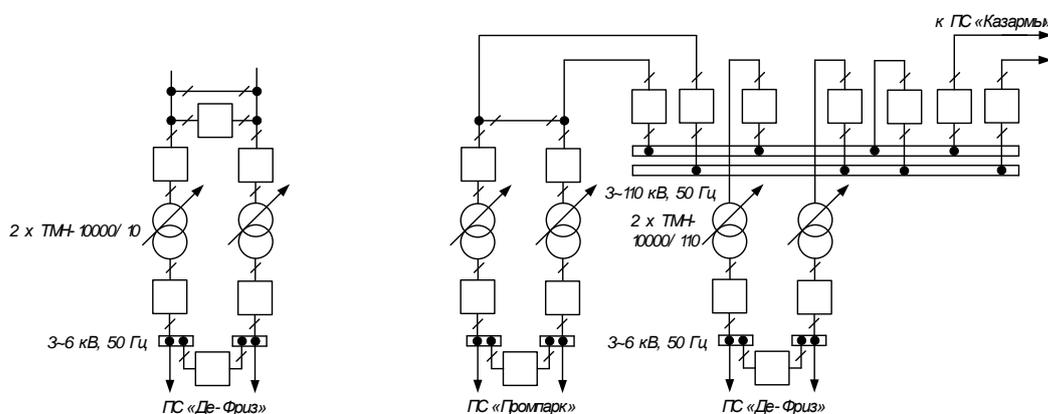
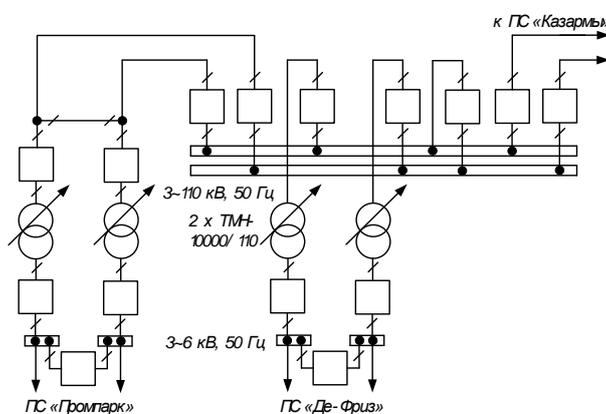


Рисунок 7 – Схема ПС «Де-Фриз» до реконструкции

На рисунке 8 покажем второй возможный вариант присоединения ПС «Промпарк» к существующей сети АО «ДРСК».



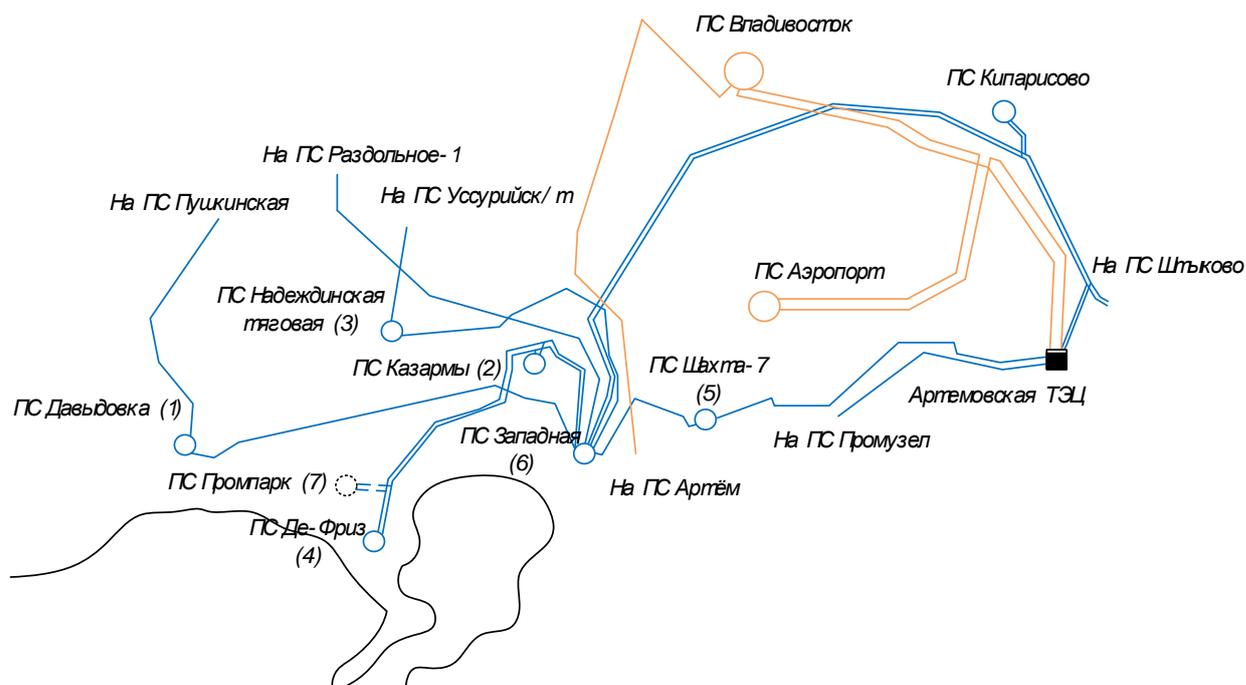


Рисунок 8 – Карта-схема варианта № 2

Длину ЛЭП определяем по алгоритму описанному выше. Реализация варианта № 2 не потребует реконструкции ПС «Де-Фриз», подключение ПС «Промпарк» производится по самому кратчайшему пути и по сравнению с первым вариантом длина ЛЭП сокращается. Однолинейную схему варианта № 2 покажем на рисунке 9. При строительстве ПС «Промпарк» ОРУ 110 кВ будет выполнено по схеме 4Н (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии).

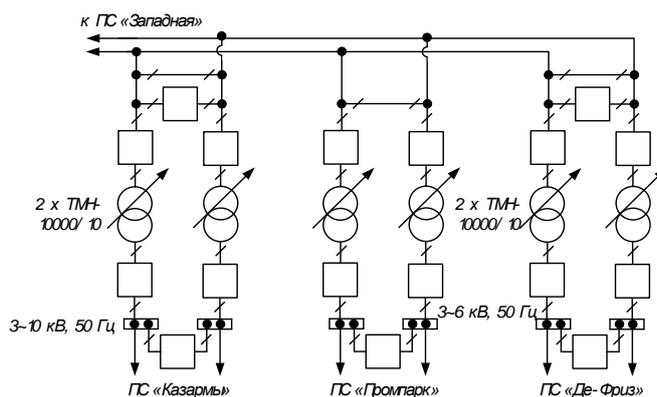


Рисунок 9 – Однолинейная схема варианта № 2

В варианте присоединения № 3 ПС «Промпарк» планируется присоединить в разрез существующей ЛЭП «Казармы – Де-Фриз», покажем на рисунке 10.

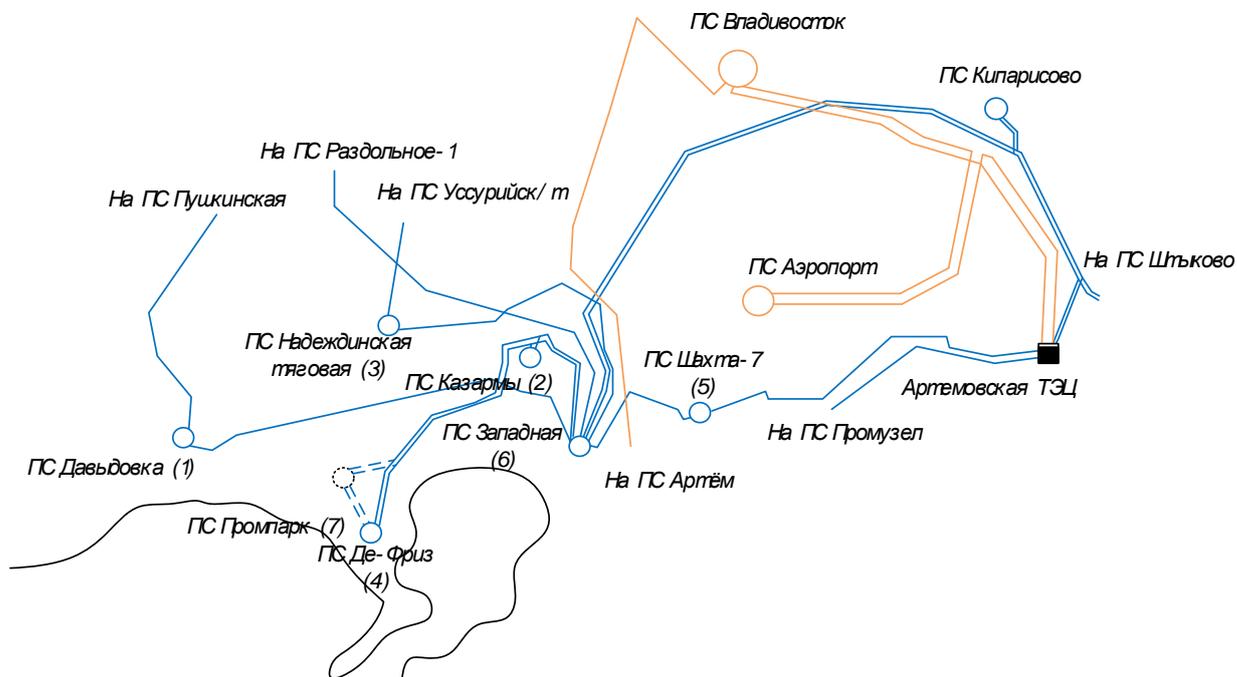


Рисунок 10 – Карта-схема варианта № 3

В варианте № 3 ОРУ 110 кВ ПС «Промпарк» будет выполнено по схеме 9 (одна рабочая секционированная выключателем система шин).

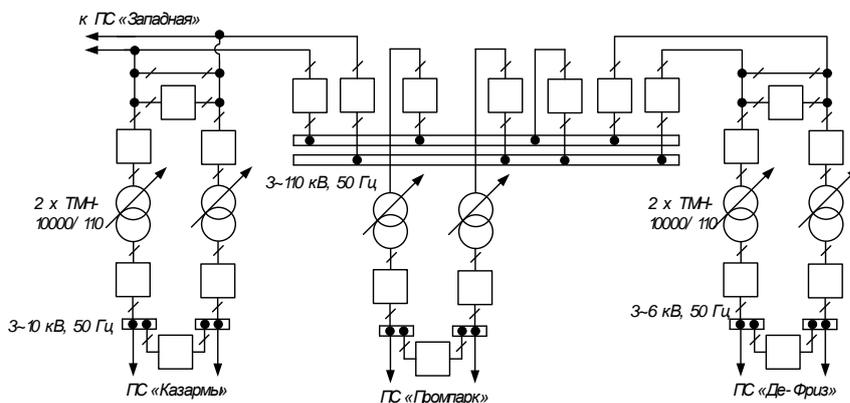


Рисунок 11 – Однолинейная схема варианта № 3

Вариант № 4 ПС «Промпарк» подключается в разрез линии «ПС «Давыдовка» – ПС «Западная». При строительстве ПС «Промпарк» ОРУ 110 кВ будет выполнено по схеме 5Н. На рисунке 12 покажем карту-схему варианта № 4, на рисунке 13 покажем однолинейную схему варианта № 4.

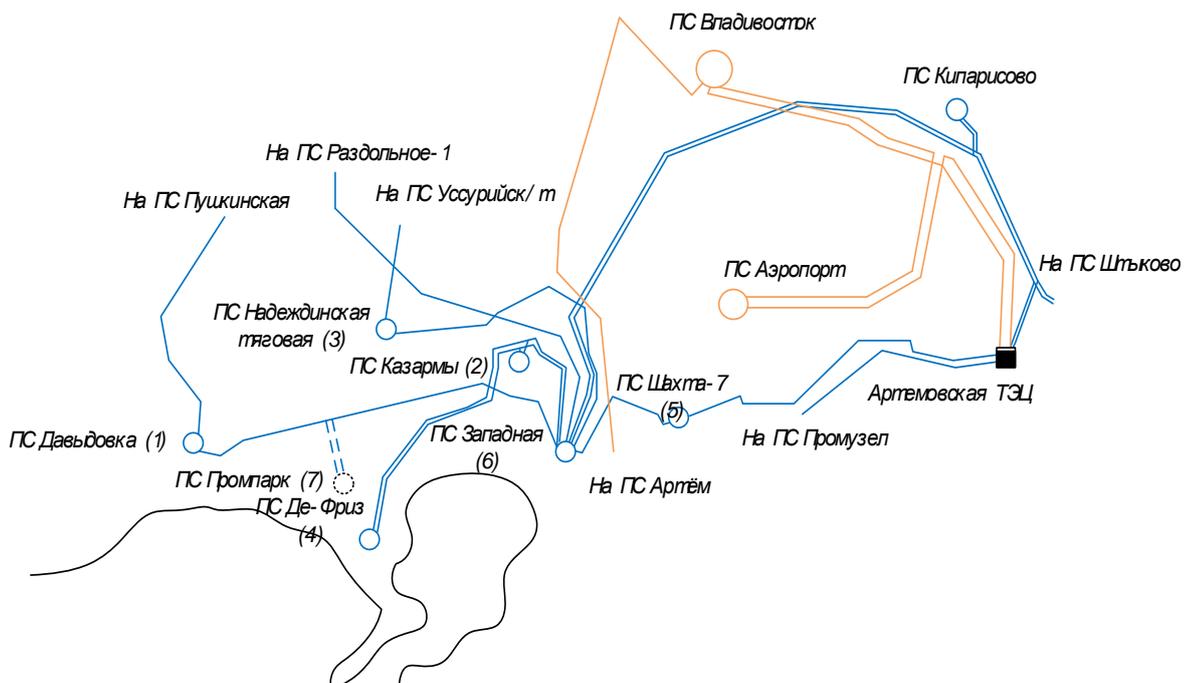


Рисунок 12 – Карта-схема варианта № 4

В таблицу 12 сведем данные по четырем рассматриваемым вариантам, а именно число выключателей 110 кВ и длину новых ЛЭП.

Таблица 12 – Сводные данные числу выключателей 110 кВ и длине ЛЭП

Вариант	Длина ЛЭП, км	Количество выключателей 110 кВ, шт
Вариант 1	4,62	6
Вариант 2	2,761	2
Вариант 3	7,734	7
Вариант 4	4,626	3

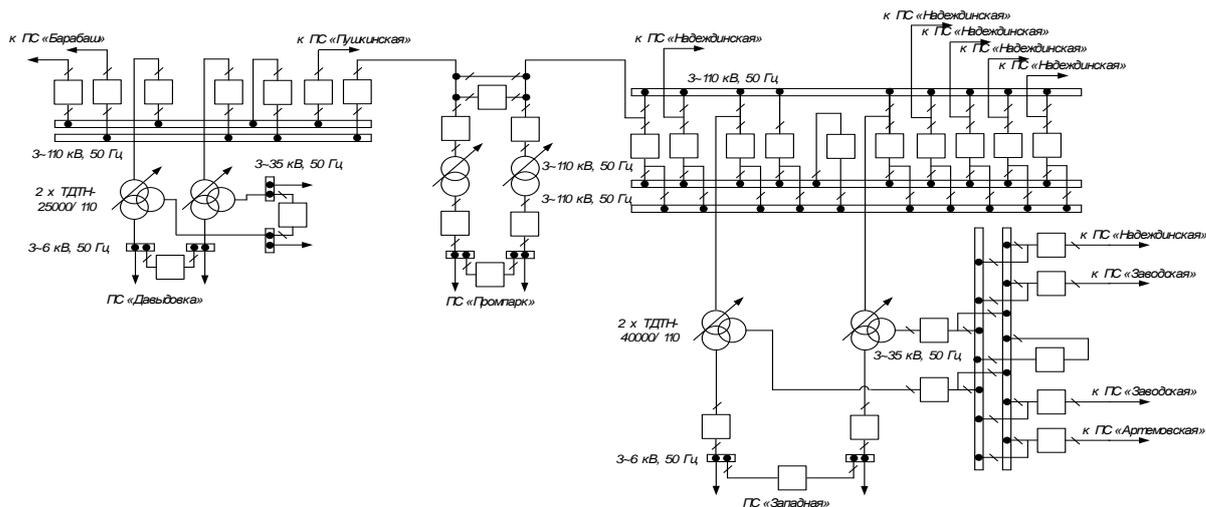


Рисунок 13 – Однолинейная схема варианта № 4

2.3 Выбор класса номинального напряжения

Рациональное напряжение определяем с помощью формулы Илларионова.

$$U_{p.i} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ij}} + \frac{2500}{P_i}}}, \quad (10)$$

где l_{ij} – длина линии, участка сети, на котором определяется напряжение;

P_i – активная мощность передаваемая по рассматриваемому участку сети.

Проверим возможность подключения ПС «Промпарк» к сети по варианту 4:

$$U_{вар4} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{15,6} + \frac{2500}{111}}} = 135,432 \text{ кВ.}$$

Принимаем номинальное напряжение – 110 кВ. Подробный расчет номинального напряжения всех вариантов представлен в приложении X.

2.3 Компенсация реактивной мощности

Передача большой реактивной мощности по ВЛЭП неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии. Наиболее выгодным является иметь источник реактивной мощности непосредственно возле потребителя. Для этого используются устройства компенсации реактивной мощности.

По максимальной активной и реактивной мощностям зимой на ПС рассчитывается коэффициент мощности и сравнивается с требуемым. После сравнения делается вывод: если расчетный коэффициент мощности больше требуемого, это означает, что на приемнике электроэнергии требуется компенсация реактивной мощности; если расчетный коэффициент мощности меньше требуемого, это означает, что компенсация реактивной мощности не требуется.

Расчетный коэффициент мощности определяется по формуле:

$$tg(\varphi)_{расчi} = \frac{Q_{maxi}}{P_{maxi}}, \quad (11)$$

где P_{maxi} – максимальная активная мощность ПС ;

Q_{maxi} – максимальная реактивная мощность ПС.

Требуемый коэффициент мощности равен 0,4 – 35 кВ, 0,5 – 110 кВ .

Определение суммарной мощности КУ, которую нужно скомпенсировать на шинах 6-10 кВ каждой подстанции, на одну систему шин, определяется по формуле:

$$Q_{КВи} = \frac{Q_{maxi} - P_{maxi} \cdot tg(\varphi)}{2}, \quad (12)$$

где $tg(\varphi)$ – коэффициент реактивной.

По полученной расчётной мощности КУ выбирается тип и количество серийно выпускаемых устройств компенсации реактивной мощности. Для дальнейшего выбора сечений ЛЭП требуется знать значение не скомпенсированной реактивной мощности для каждой ПС. Не скомпенсированная реактивная мощность – это мощность, которую требуется передать по ЛЭП до ПС.

Она определяется по следующей формуле:

$$Q_{НЕСКi} = Q_{maxi} - Q_{КВи}; \quad (13)$$

В таблице 13 покажем расчетные значения коэффициента мощности, подробный расчет показан в Приложении А.

Таблица 13 – Расчетные коэффициенты мощности

Наименование подстанции	Расчетный коэффициент мощности
Западная	0,46
Кипарисово	0,42
Пушкинская	0,42
Раздольное-1	0,46
Давыдовка	0,47
Тавричанка	0,45
Шмидтовка	0,3
Надеждинская	0,4
Казармы	0,33
Де-фриз	0,42
Промпарк	0,5

Как наглядно видно из таблицы 13 компенсацию реактивной мощности необходимо произвести на ПС «Тавричанка».

Проведем выбор компенсирующего устройства для ПС «Тавричанка»:

$$Q_{KV} = \frac{Q_{\max} - P_{\max} \cdot \operatorname{tg}(\varphi)}{2} = \frac{2,9 - 6,5 \cdot 0,4}{2} = 0,15 \text{ МВАр.}$$

Принимаем к установке на ПС «Тавричанка» БСК мощностью 150 кВАр, определяем не скомпенсированную мощность:

$$Q_{\text{НЕСК}} = Q_{\max} - Q_{KV} = 2,9 - 2 \cdot 0,15 = 2,6 \text{ МВАр.}$$

Проверяем коэффициент мощности после проведения компенсации реактивной мощности:

$$\operatorname{tg}(\varphi) = \frac{Q_{\text{HECK}}}{P_{\text{max}}} = \frac{2,6}{6,5} = 0,4.$$

2.4 Выбор мощности силового трансформатора

В данном подразделе рассматривается выбор силовых трансформаторов необходимой мощности в связи с увеличением нагрузок с учётом на перспективу.

Выбор мощности и числа силовых трансформаторов осуществляется в зависимости от категории подключённого потребителя. Если в составе нагрузки ПС имеют место потребители первой категории, то число устанавливаемых силовых трансформаторов должно быть не менее 2-ух. Но установка на ПС более двух силовых трансформаторов не рекомендуется и должна быть обоснована

Определяем расчетную мощность силового трансформатора по формуле:

$$S_{\text{расч1}} = \frac{\sqrt{P_{\text{cp}}^2 + Q_{\text{cp}}^2}}{N \cdot \beta_{\text{opt}}}, \quad (14)$$

где N – количество трансформаторов

β_{opt} – оптимальный коэффициент загрузки

Оптимальный коэффициент загрузки для одно трансформаторной подстанции составляет 0,85, для двух трансформаторной 0,7.

Определим расчетную мощность трансформатор ПС «Промпарк»:

$$S_{\text{расч7}} = \frac{\sqrt{P_{\text{cp}}^2 + Q_{\text{cp}}^2}}{N \cdot \beta_{\text{opt}}} = \frac{\sqrt{29,3^2 + 14,65^2}}{2 \cdot 0,7} = 23,96 \text{ МВт},$$

Ближайший серийно выпускаемый трансформатор имеет номинальную мощность 25 МВА.

Проверяем выбранные трансформаторы по коэффициенту загрузки при номинальном и после аварийном режиме.

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}}{2 \cdot S_{ном}}, \quad (15)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора;

$K_{з.н}$ – коэффициент загрузки при номинальном режиме.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме должен находится в пределах от 0,65 до 0,7.

Проверим коэффициент загрузки для трансформаторов ПС «Промпарк»:

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}}{2 \cdot S_{ном}} = \frac{\sqrt{29,3^2 + 14,65^2}}{2 \cdot 25} = 0,671.$$

Принятые к установке силовые трансформаторы типа ТДН-25000/110 проходят по пределу коэффициента загрузки. Принимаем к установке трансформатор типа ТДН-25000/110.

Проведем проверку работы принятого трансформатора в послеаварийном режиме:

$$K_{з.послеав} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}}{(2-1) \cdot S_{ном}}. \quad (16)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме должен быть меньше либо равен 1,4.

$$K_{з.послеав7} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{ср}^2}}{(2-1) \cdot S_{ном}} = \frac{\sqrt{29,3^2 + 14,65^2}}{(2-1) \cdot 25} = 1,34.$$

Значения коэффициентов загрузки находятся в допустимых пределах.

2.5. Выбор сечений линий электропередачи и их конструктивное исполнение

Выбор сечений проводов ЛЭП производим только для вновь строящихся ЛЭП и для участков сети на которые явным образом оказывает влияние строительство новой подстанции «Промпарк».

При определении расчетного тока не следует учитывать увеличения тока при авариях или ремонтах в каких-либо элементах сети. Значение I_p определяется по выражению

$$I_{pi} = I_i \cdot \alpha_j \cdot \alpha_T, \quad (17)$$

где I_i – ток протекающий по рассматриваемому участку сети;

α_j – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и ее значение в максимуме ЭЭС.

Введение коэффициента α_j учитывает фактор разновременности затрат в технико-экономических расчетах. Для ВЛ 110—220 кВ принимается равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

Коэффициент принимаем равным 0,8.

Ток протекающий по рассматриваемому участку сети определяется по формуле:

$$I_{ij} = \frac{\sqrt{(P_{\max ij}^3)^2 + (Q_{\text{неск}ij})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_c}, \quad (18)$$

где $P_{\max ij}^3$ – максимальная зимняя активная мощность;

$Q_{\text{неск}ij}$ – не скомпенсированная зимняя реактивная мощность ПС;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение линии;

n_c – количество цепей в линии.

Подробно покажем выбор сечения провода ЛЭП для варианта № 1.

$$I = \frac{\sqrt{(P_{\max}^3)^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_c} = \frac{\sqrt{30^2 + 12^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 84,794 \text{ А},$$

$$I = I \cdot \alpha_j \cdot \alpha_T = 84,794 \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 71,227 \text{ А}.$$

Ток 71,227 А соответствует проводу АС-185 .

Проверяем выбор провода для варианта 1, для этого просчитываем ток в послеаварийном режиме, то есть ток протекающий при обрыве одной цепи.

$$I_{na} = \frac{\sqrt{(P_{\max}^3)^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_c} = \frac{\sqrt{30^2 + 12^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 169,589 \text{ А}.$$

Длительно допустимый ток для провода АС-185 равен 520 А , провод проходит проверку по длительно допустимому току.

Расчеты для вариантов сети 2-4 производим по аналогии, результаты выбора проводов сведем в таблицу 14, подробный расчет приведен в Приложении х.

Таблица 14 – Выбранное сечение проводов ЛЭП

Номер варианта	Участок сети	Выбранный провод
2	Западная – Казармы	АС-185
2	Казармы – отпайка	АС-185
2	Отпайка – Промпарк	АС-185
2	Отпайка – Де-фриз	АС-185
3	Западная – Казармы	АС-185
3	Казармы – Промпарк	АС-185
3	Промпарк – Де-фриз	АС-120
4	Западная – отпайка	АС-150
4	Отпайка – Промпарк	АС-150
4	Отпайка – Давыдовка	АС-150

2.6 Технико-экономический анализ вариантов

Основная цель технико-экономических расчетов в проекте – определение оптимальных параметров и схемы электроснабжения заданных потребителей.

Для экономического анализа различных технических решений и выбора среди них оптимального важное значение имеет применение правильных экономических показателей и методов технико-экономических расчетов. С этой точки зрения необходимо ознакомиться с технико-экономическими показателями электрических систем.

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого

дисконтированного дохода по причине того что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (19)$$

где E – норматив дисконтирования;

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Норматив дисконтирования составляет 0,1.

Капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети включают в себя капиталовложения на сооружения подстанций и воздушных линий электропередач:

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}, \quad (20)$$

Капиталовложения на сооружения подстанций состоят из: капиталовложений необходимых для приобретения трансформаторов, компенсирующих устройств, сооружения открытого распределительного устройства и постоянных затрат, включающих в себя затраты на благоустройство территории, подвода коммуникаций, покупку земли, определяется по формуле:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (21)$$

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

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

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

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

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции по сравнению с базисными ценами 2000 года $K_{инф} = 8,21$. Коэффициент инфляции принят согласно письма Минстроя России № 25760-ЮР/08 от 13 августа 2015 года.

Капиталовложения для строительства ВЛЭП рассчитываются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l_{ij}, \quad (22)$$

где K_0 – удельная стоимость одного километра линии;

l_{ij} – длина ВЛЭП.

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:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (23)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ;

$\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС.

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы:

$$I_{АМ} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (24)$$

Срок службы оборудования составляет 20 лет.

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (25)$$

где ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – удельная стоимость потерь электроэнергии.

Для Приморского края удельная стоимость потерь электроэнергии равна 1609 руб. за Мвт·ч.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах данные по потерям возьмем из результатов расчетов режимов в ПВК RastrWin.

Подробно покажем расчет для варианта сети 1, для этого покажем в таблице 15 базисные показатели стоимости ПС и ВЛ, для рассматриваемого варианта .

Таблица 15 – Базисные показатели ПС и ВЛ, в ценах 2000 года.

Наименование	Базисные показатели
ВЛ Промпарк – Де-Фриз	1600 тысяч рублей за один километр
Ячейка 110 кВ одного комплекта выключателя	7000 тысяч рублей
Компенсирующие устройства	1,475 тысяч рублей за МВАр
Постоянная часть затрат	11000 тысяч рублей
Стоимость ячейки трансформаторов	7100 тысяч рублей

Рассчитаем капиталовложения на строительство ПС и ВЛ:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l_{ij} \cdot K_{инф} = 1600 \cdot 4,626 \cdot 8,21 = 60762 \text{ тыс.руб.},$$

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КВ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{инф} = 2 \cdot 7100 + 7000 \cdot 6 + 11000 \cdot 2 +$$

$$+5,753 + 0,148 + 2,213 = 642089 \text{ тыс.руб.},$$

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} = 60762 + 642089 = 702850 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитаем издержки на эксплуатацию и ремонт:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС} = 0,067 \cdot 60762 + 0,059 \cdot 642089 = \\ = 41954 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитаем амортизационные издержки и издержки потерь:

$$I_{АМ} = \frac{K}{T_{СЛ}} = \frac{702850}{20} = 35143 \text{ тыс.руб.},$$

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} = 1,152 \cdot 1609 = 1854 \text{ тыс.руб.}$$

Определим приведенные затраты:

$$З = E \cdot K + I = 0,1 \cdot 702820 + 78,950 = 149235 \text{ тыс.руб.}$$

Расчеты для 2 – 4 варианта производятся аналогично, подробный расчет приведен в Приложении А.

Сравнительные результаты расчеты сведем в таблицу 16,

Таблица 16 – Сравнение вариантов, тыс. руб.

Вариант	$K_{ПС}$	$K_{ВЛ}$	K	И	З
1	642089	60762	702850	78950	149235
2	321899	419174	741073	84130	158238
3	362765	321899	684667	79122	147589
4	321899	200047	521946	59677	111871

Как видно из приведенных выражений, строительство сети по варианту № 4 является наиболее выгодным.

С помощью ПВК RastrWin3 смоделируем режим сети с новой подстанцией.

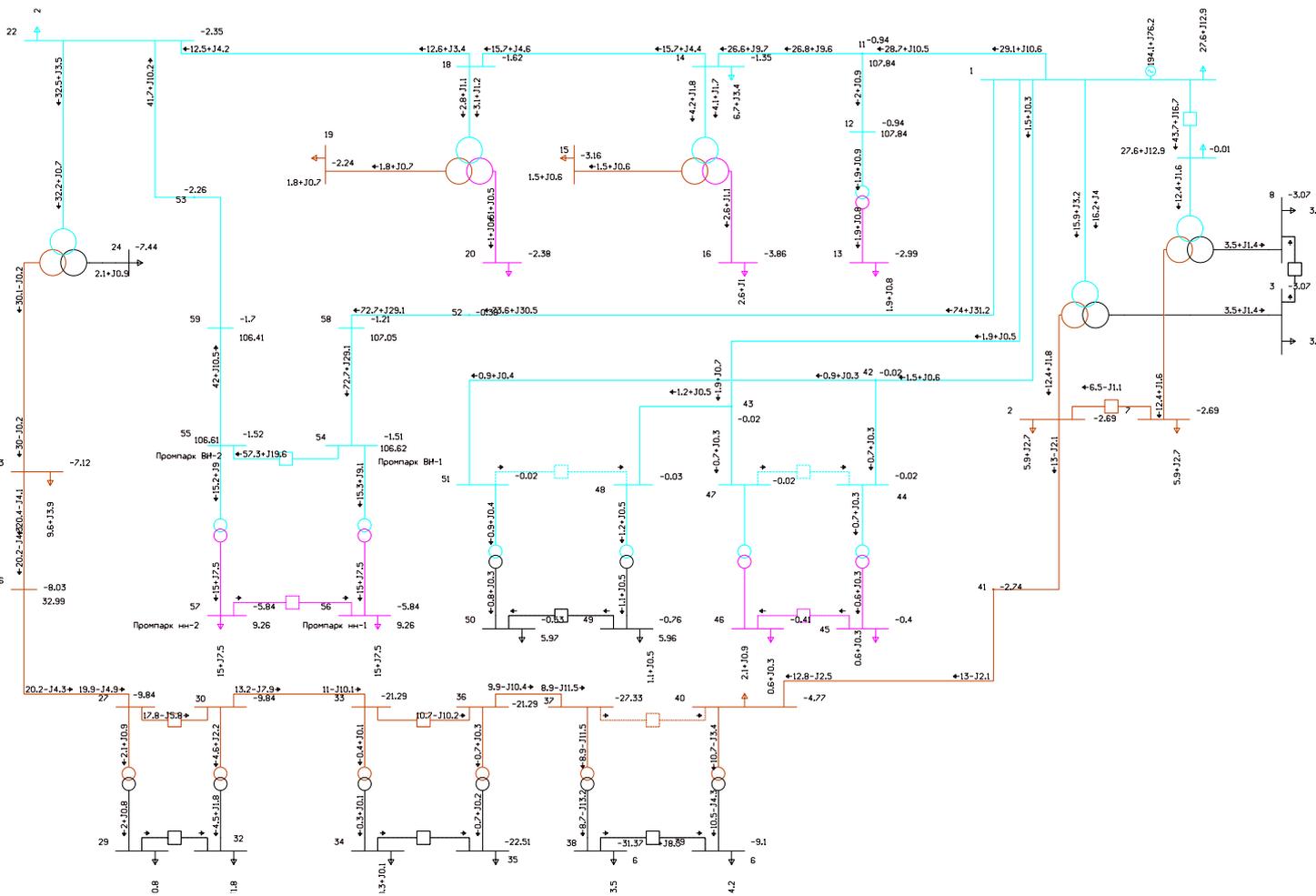


Рисунок 14 – Графическое изображение района сети с подстанцией «Промпарк».

В результате модернизации схемы сети получим значения токов, протекающие по линиям электропередачи в перспективной схеме сети, которые представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Значения токов, протекающие по ЛЭП в перспективном режиме

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка провода	Длительно-допустимый ток, А	Ток в начале ЛЭП, А	Ток в конце ЛЭП, А
1	2				
1	11	АС-120	375	154	155
11	12	АС-120	375	11	11
11	14	АС-120	375	144	145
14	18	АС-150	450	83	84

Продолжение таблицы 17

18	22	АС-150	450	66	68
23	26	М-70	337	325	325
26	27	АС-120	375	325	325
30	33	АС-70	265	232	231
36	37	АС-70	265	220	220
40	41	АС-150	450	212	212
41	2	М-50	275	212	212
1	52	АС-120	375	399	399
53	22	АС-120	375	222	222
1	42	АСКП-120	375	8	8
43	47	ПВП2Г	375	4	4
1	43	АСКП-120	375	10	10
42	51	АСКП-120	375	5	5
43	48	АСКП-120	375	6	7
42	44	АСКП-120	375	4	4
52	58	М-70	337	399	400
59	53	М-70	337	221	222
58	54	АС-240	605	400	400
59	55	АС-240	605	221	221

Таблица 18 – Отклонение напряжения в узлах сети

№ узла	Название узла	U _{ном} , кВ	U _{факт} , кВ	Отклонение напряжения, %
22	Давыдовка (1т,2т)ВН	110	102,84	-6,51
23	Давыдовка (1т,2т)СН	35	33,24	-5,04
24	Давыдовка (1т,2т)НН	6	5,7	-5,07
33	Шмидтовка ВН 1т.	35	32,31	-7,7
34	Шмидтовка НН 1т.	6	5,51	-8,2
35	Шмидтовка НН 2т.	6	5,48	-8,72
36	Шмидтовка ВН 2т.	35	32,31	-7,69
37	Надеждинская ВН 1т.	35	32,39	-7,45

Опираясь на данные, полученные при расчете перспективного режима с новой ПС «Промпарк» в ПВК RastrWin3, можно сделать вывод о том, что линии «Западная – Промпарк» имеют недостаточное сечение проводов. Необходимо выбрать новые сечения проводов и проверить их в послеаварийном режиме.

Таким же образом рассмотрим и аварийный режим сети и сведём полученные данные в таблицу 19. Для моделирования аварийного режима сети необходимо произвести, обрыв самого загруженного участка сети, и перевести отключённую от сети нагрузку на резервный источник питания. В качестве самой загруженной ЛЭП возьмём «Артёмовская ТЭЦ – Шахтовая». Аналогично проведём проверку ЛЭП «Артёмовская ТЭЦ – Западная» и отключим одну из цепей. Так же будет необходимо проверить загрузку трансформаторов на ПС «Западная», для этого полученные расчётные значения сведём в таблицу 20.

Таблица 19 - Значения токов, протекающие по ЛЭП в перспективном аварийном режиме.

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка провода	Длительно-допустимый ток, А	Ток в начале ЛЭП, А	Ток в конце ЛЭП, А
1	2	3	4	5	6
1	11	АС-120	375	393	394
11	12	АС-120	375	11	11
11	14	АС-120	375	383	383
14	18	АС-150	450	321	321
18	22	АС-150	450	303	304
23	26	М-70	337	424	424
26	27	АС-120	375	424	423
30	33	АС-70	265	252	251
36	37	АС-70	265	241	241
40	41	АС-150	450	212	212
41	2	М-50	275	212	212
1	52	АС-120	375	178	179
53	22	АС-120	375		

1	2	3	4	5	6
1	42	АСКП-120	375	8	8
43	47	ПВП2Г	375	4	4
1	43	АСКП-120	375	10	10
42	51	АСКП-120	375	5	5
43	48	АСКП-120	375	6	7
42	44	АСКП-120	375	4	4
52	58	М-70	337	179	179
59	53	М-70	337		
58	54	АС-240	605	179	179
59	55	АС-240	605		

Исходя из значений, полученных в таблице 19 следует вывод о недостаточной величине сечения ЛЭП «Западная – Раздольное-1», «Давыдовка – Тавричанка» в послеаварийном режиме работы. Провода на данном участке так же необходимо заменить в ходе модернизации электрической сети.

Алгоритм выбора сечений для вариантов сети 110 кВ следующий:

1. При помощи ПК RastrWin3 определяем токи, протекающие по выбранным нами линиям электропередачи;

2. По формуле (12) определяются расчётные токи, при условии, что $\alpha_i = 1.05$, так как все нагрузки уже спрогнозированы на пять лет вперёд, $\alpha_T = 1$, при $K_M = 0.8$ – коэффициент попадания в максимум энергосистемы, $T_M = 5500$ ч. – время использования максимума нагрузки в Приморской энергосистеме.

3. Согласно экономическим токовым интервалам определяем сечения линий.

Для сети 35 кВ сечение линий электропередачи будет определяться по длительно-допустимому току в послеаварийном режиме сети, следовательно алгоритм будет следующий:

1. При помощи ПК RastrWin3 определяем токи в послеаварийном

режиме работы перспективной сети;

2. Исходя из значений предельно-допустимых токов для проводов марки АС выбираем необходимое сечение линии электропередачи.

Токи, протекающие по линиям электропередачи в перспективном режиме, представлены в таблице 17. По этим данным осуществляем выбор сечения проводов в соответствии с приведённой выше методикой. Расчёт сечения проводов для ЛЭП 110 кВ представлен в **приложении X**. Все расчётные данные заносим в таблицу 20.

Таблица 20 – Выбор сечений проводов

Участок	Расчётный ток, А	Марка провода	Длительно-допустимый ток при +20°C, А
1	2	3	4
ВЛ 110 кВ			
Западная - Кипарисово	394	АС-150/24	450
Кипарисово - Раздольное	383	АС-150/24	450
Западная - Промпарк	400	АС-150/24	450
ВЛ 35 кВ			
Давыдовка - Тавричанка	424	АС-150/24	450

Таблица 21 – Перетоки мощности на ПС «Западная»

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Сторона трансформации	Переток активной мощности в начале ветви, МВт	Переток реактивной мощности в начале ветви, Мвар
1	2	3	4	5
1	4	ВН	36	22,5
6	9	ВН	36	22,5
4	2	СН	6	2,5
9	7	СН	6	2,5
4	3	НН	29,5	15
9	8	НН	29,5	15

Коэффициент загрузки силового трансформатора определяется по формуле:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ВН}}^2 + Q_{\text{ВН}}^2}}{S_{\text{Т.НОМ}} \cdot n_{\text{Т}}}, \quad (26)$$

где $P_{\text{ВН}}, Q_{\text{ВН}}$ – соответственно переток активной и реактивной мощности по обмотке высшего напряжения;

$n_{\text{Т}}$ – число силовых трансформаторов;

$S_{\text{Т.НОМ}}$ – номинальная мощность установленных силовых трансформаторов

Рассчитаем коэффициент загрузки трансформатора в данном режиме сети:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{72^2 + 45^2}}{2 \cdot 40} = 1,06$$

В данном режиме работы сети происходит перегрузка силовых трансформаторов на данной ПС. В нормальном режиме работы данных трансформаторов коэффициент загрузки составляет 1,06, при максимально допустимом значении 0,7. В связи с этим Поэтому в данном развитии электрической сети так же имеет место необходимость замены данных силовых трансформаторов на более мощные.

В данном проекте подстанция «Западная» не питает потребителей 1-й категории, из этого следует, что достаточно наличие двух взаиморезервирующих источников питания. Исходя из вышесказанного, следует вывод о том, что на ПС «Западная» требуется наличие двух силовых трансформаторов.

Расчётная мощность трехобмоточного трансформатора определяется по формуле:

$$S_p = \frac{\sqrt{(P_{\text{НН}}^2 + Q_{\text{НН}}^2) + (P_{\text{СН}}^2 + Q_{\text{СН}}^2)}}{K_3^{\text{опт}} \cdot n_T}, \quad (27)$$

где $P_{\text{НН}}, P_{\text{СН}}$ – соответственно средняя активная мощность в зимний период передаваемая в сеть низкого, среднего напряжения, МВт

$Q_{\text{НН}}, Q_{\text{СН}}$ – соответственно средняя реактивная мощность передаваемая в зимний период в сеть низкого, среднего напряжения, Мвар

$K_3^{\text{опт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки для двухтрансформаторной ПС, равный 0,7

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в послеаварийном и нормальном режиме работы [30]:

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{НН}}^2 + Q_{\text{НН}}^2) + (P_{\text{СН}}^2 + Q_{\text{СН}}^2)}}{S_{\text{Т.НОМ}}}, \quad (28)$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{НН}}^2 + Q_{\text{НН}}^2) + (P_{\text{СН}}^2 + Q_{\text{СН}}^2)}}{S_{\text{Т.НОМ}} \cdot n_T}, \quad (29)$$

Для расчёта необходимой мощности трансформатора воспользуемся ПВК RastrWin3. При моделировании перспективного режима определим переток мощности через обмотку высшего напряжения трансформатора. Так как выбор силовых трансформаторов определяется по средней полной мощности, следовательно полученную расчётную мощность необходимо разделить на коэффициент максимума:

$$P_{\text{ср}} = \frac{54}{1,024} = 52,73$$

Аналогично рассчитаем переток реактивной мощности:

$$Q_{\text{ср}} = \frac{32}{1,024} = 31,25$$

Определим необходимую мощность силового трансформатора:

$$S_p = \frac{\sqrt{52,73^2 + 31,25^2}}{2 \cdot 0,7} = 43,78$$

Принимаем к установке 2 силовых трансформатора ТДТН – 63000/110 с установленной мощностью 63 МВА. Коэффициент загрузки в нормальном режиме сети данных трансформаторов составляет:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{52,73^2 + 31,25^2}}{2 \cdot 63} = 0,51$$

При отключении одного трансформатора:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{52,73^2 + 31,25^2}}{63} = 1,05$$

Значения коэффициентов загрузки находятся в допустимых пределах.

Подробный расчёт силовых трансформаторов представлен в **приложении X**.

Таблица 22 - Значения токов, протекающие по ЛЭП после модернизации сети

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка провода	Длительно-допустимый ток, А	Ток в начале ЛЭП, А	Ток в конце ЛЭП, А
1	2	3	4	5	6
1	11	АС-150	450	168	169
11	12	АС-120	375	11	11
11	14	АС-150	450	158	158
14	18	АС-150	450	97	97
18	22	АС-150	450	80	81
23	26	АС-150	450	328	328
26	27	АС-150	450	328	328
30	33	АС-70	265	217	216
36	37	АС-70	265	205	204
40	41	АС-150	450	213	212
41	2	М-50	275	212	212
1	52	АС-150	450	378	378
53	22	АС-120	375	202	202
1	42	АСКП-120	375	8	8
43	47	ПВП2Г	375	4	4
1	43	АСКП-120	375	10	10
42	51	АСКП-120	375	5	5

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6
43	48	АСКП-120	375	6	7
42	44	АСКП-120	375	4	4
52	58	АС-150	450	379	379
59	53	АС-150	450	202	202
58	54	АС-150	450	379	379
59	55	АС-150	450	202	202

Таблица 23 - Значения токов, протекающие по ЛЭП после модернизации сети в аварийном режиме

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка провода	Длительно- допустимый ток, А	Ток в начале ЛЭП, А	Ток в конце ЛЭП, А
1	2	3	4	5	6
1	11	АС-150	450	388	389
11	12	АС-120	375	11	11
11	14	АС-150	450	378	378
14	18	АС-150	450	316	317
18	22	АС-150	450	299	300
23	26	АС-150	450	404	404
26	27	АС-150	450	404	404
30	33	АС-70	265	245	244
36	37	АС-70	265	234	234
40	41	АС-150	450	213	212
41	2	М-50	275	213	212
1	52	АС-150	450	179	179
53	22	АС-120	375		
1	42	АСКП-120	375	8	8
43	47	ПВП2Г	375	4	4
1	43	АСКП-120	375	10	10
42	51	АСКП-120	375	5	5
43	48	АСКП-120	375	6	7
42	44	АСКП-120	375	4	4
52	58	АС-150	450	179	180

Продолжение таблицы 23

1	2	3	4	5	6
59	53	АС-150	450		
58	54	АС-150	450	180	180
59	55	АС-150	450		

Исходя из значений таблиц 22,23 можно судить о более оптимальном распределения потоков мощности в электрической сети. В ранее перегруженных промежутках значения токов теперь не превышают предельно-допустимые значения.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием называют всякое, не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленными нейтралями – также замыкание одной или нескольких фаз на землю [17].

При возникновении короткого замыкания в электрической системе сопротивление цепи сильно снижается, что приводит к увеличению протекающих токов в отдельных ветвях системы по сравнению с токами исходного режима. В свою очередь это вызывает снижение напряжения в системе. Протекание больших токов приводит к дополнительному нагреву токоведущих элементов и проводников выше допустимого уровня, которое особенно велико вблизи места КЗ. При недостаточной прочности проводников и их креплений они могут быть разрушены при КЗ.

При задержке отключения короткого замыкания может произойти нарушение устойчивости электрической сети, что является одним из наиболее опасных последствий короткого замыкания, так как оно отражается на работе всей системы.

Под расчётом электромагнитного переходного процесса обычно понимают вычисление токов и напряжений при заданных условиях. В зависимости от назначения такого расчёта находят указанные величины для заданного момента времени или находят их изменение в течение всего переходного процесса. При этом решение обычно производится для одной или нескольких точек схемы [19].

Расчёт токов КЗ производится для выбора и проверки проводников и электрических аппаратов на станциях и подстанциях. Значения периодической составляющей тока КЗ, периодической составляющей тока КЗ в момент отключения, аperiodической составляющей тока КЗ в момент отключения в заданной точке необходимо для проверки коммутационной способности

выключателя, значение ударного тока КЗ необходимо для проверки электродинамической стойкости коммутационных аппаратов и трансформаторов тока [3].

Определим параметры элементов схемы замещения :

Сопротивление линии, Ом:

$$x_{\text{промпарк-западная}} = X_{AC-150} \cdot I_{\text{промпарк}}, \quad (30)$$

$$x_{\text{промпарк-западная}} = 0,198 \cdot 15,36 = 6,45$$

$$x_{\text{промпарк-давыдовка}} = X_{AC-150} \cdot I_{\text{промпарк}}$$

$$x_{\text{промпарк-давыдовка}} = 0,42 \cdot 5 = 2,1.$$

Сопротивление системы, Ом:

$$x_{C\text{давид}} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{K3.C.\text{давид}}}, \quad (31)$$

$$x_{C\text{дав}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 2,5} = 26,56.$$

Суммарное сопротивление ветви «Давыдовка – Промпарк», Ом:

$$x_{\Sigma 1} = x_{\text{промпарк-давыдовка}} + x_{C\text{давид}} = 2,1 + 26,56 = 28,66, \quad (32)$$

Аналогично определим сопротивления других ветвей, Ом:

$$x_{C\text{западная}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 2} = 33,198,$$

$$x_{\Sigma 2} = 6,45 + 33,198 = 39,65.$$

Для составления расчетной схемы замещения для данной точки сведем все присоединения, от которых идет подпитка точки КЗ к стороне 110 кВ, обозначив э.д.с. и сопротивления отдельных ветвей.

Расчетная схема замещения для точки К1 примет вид:

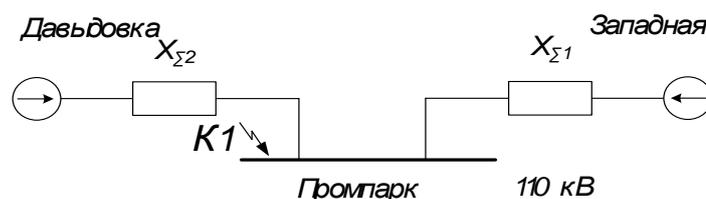


Рисунок 15 – Расчетная схема для точки К1 на ВН

При расчете однофазного короткого замыкания для одноцепной линии со стальными тросами, среднее значение $\frac{x}{x_0}$ для воздушной линии равно 3. Таким образом перемножаем длины линий на 3.

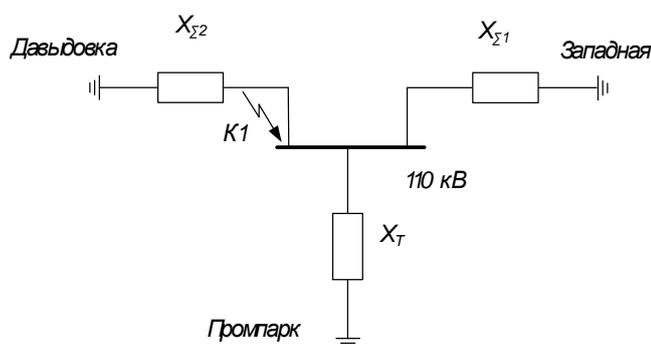


Рисунок 16 – Расчетная схема для точки К1 при однофазном КЗ

Далее расчёт токов короткого замыкания будет производиться в модуле ТКЗ программно-вычислительного комплекса RastrWin3 на примере

проектируемой подстанции «Промпарк». Для выполнения данного пункта заполним необходимые таблицы, аналогично расчётам режимов электрической сети. Для расчёта реактивного сопротивления нулевой последовательности воспользуемся формулой:

$$X_0 = X_L \cdot k_0, \quad (33)$$

где X_L – реактивное сопротивление линии

k_0 – среднее значение отношения индуктивного сопротивления нулевой последовательности к индуктивному сопротивлению прямой последовательности

Значение k_0 для одноцепных линий со стальными заземлёнными тросами равняется 3 [15]. Для трансформаторов сопротивление нулевой последовательности остаётся неизменным и равно индуктивному сопротивлению ветви трансформатора.

При заполнении таблицы узлов несимметрии так же необходимо указать тип используемой нейтрали узла. В ПВК RastrWin3. В данном программном комплексе для обозначения глухозаземленной и эффективно-заземленной нейтрали используется значение «зак», для обозначения изолированной – «У». Составим таблицу узлов и ветвей несимметрии.

Таблица 24 – Таблица узлов несимметрии

№ узла	Название узла	Тип нейтрали	Номинальное напряжение
1	2	3	4
1	Давыдовка	зак	110
2	Западная	зак	110
3	Промпарк ВН	зак	110
4	Промпарк НН	У	10

Таблица 25 – Таблица ветвей несимметрии

Тип ветви	№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	X, Ом	X ₀ , Ом	Kт/г
ЛЭП	1	3	2,1	6,3	
ЛЭП	2	3	6,45	19,35	
Тр-р	3	4	55,9	55,9	0,091

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания на примере ПС Промпарк. Расчёт токов КЗ начинается с выбора расчетного места КЗ. Место выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай КЗ. Узлами для токов короткого замыкания выберем шины ВН, а так же шины НН данной ПС.

При расчёте токов КЗ приняты следующие допущения: при определении сопротивления системы со стороны ПС «Западная» и «Давыдовка» используется расчётные данные о токах короткого замыкания с учётом перспективы.

При помощи ПВК RastrWin3 находим периодическую составляющую тока короткого замыкания в начальный момент времени.

$$I_{по} = 5,987 \text{ кА}$$

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{\frac{-T_{об}}{T_a}}, \quad (34)$$

Где $I_{по}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, кА;

$T_{об}$ – время отключения выключателя с учетом работы защиты (в настоящей работе $T_{об} = 0,06$ с);

T_a – постоянная времени, с.

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p}, \quad (35)$$

где X_p – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания, Ом;

R_p – результирующее активное сопротивление для точки короткого замыкания, Ом;

ω – угловая частота (314 рад/с).

Результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению. Примем $T_a = 0,2$ с.

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}\right), \quad (36)$$

Рассчитаем по формуле 35 аperiodическую составляющую тока:

$$I_{ат} = \sqrt{2} \cdot 5,987 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,02}} = 0,423 \text{ кА.}$$

По формуле 36 рассчитаем значение ударного тока:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,987 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}}\right) = 13,602 \text{ кА.}$$

Таблица 26 – результаты расчётов токов короткого замыкания

Расчётный узел короткого замыкания	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{по}^{(1)}$, кА	$I_{уд}$, кА
1	2	3	4
Промпарк ВН	3,99	5,987	13,602
Промпарк НН	10,06	-	22,86

4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ «ПРОМПАРК»

При реконструкции или проектировании энергетических объектов выбор электрооборудования является важным этапом, ведь в зависимости от того, правильно ли проведён выбор оборудования, зависит надёжность всей подстанции или же станции, а также бесперебойное электроснабжение потребителей.

Все элементы распределительных устройств электрической подстанции или станции должны надёжно и максимально долго работать в условиях нормальных режимов электрической сети, и, помимо этого, должны обладать достаточной динамической и термической стойкостью при возникновении коротких замыканий. Именно поэтому, при выборе аппаратов, шинных, изолирующих конструкций и других элементов распределительных устройств важна проверка соответствия их параметров длительным рабочим и кратковременным аварийным режимам, которые могут возникать в эксплуатации данной электрической установки.

Основные параметры оборудования, которые должны соответствовать условиям нормального режима, являются номинальный ток и номинальное рабочее напряжений оборудования. При проверке электрических аппаратов и токоведущих частей распределительных устройств на динамическую и термическую стойкость за расчётный вид короткого замыкания принимают трёхфазное КЗ.

Помимо этого, необходимо учитывать внешние условия работы оборудования, такие как температурные показатели, загрязнённость атмосферы, высоту над уровнем моря, так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной стойкостью и защищённостью к данным условиям работы. Для учёта данных

условий работы, ранее была приведена характеристика района исследуемого района сети.

Также для выбора оборудования для распределительного устройства необходимы данные о максимальных рабочих токах, протекаемые по распределительному устройству, которые определяются из расчёта режимов электрической сети. Значения максимальных рабочих токов указаны в таблице 27.

Рабочие токи находим по формуле:

$$I_{\text{раб}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (37)$$

Таблица 27 – Максимальные рабочие токи в ПС «Промпарк»

Номинальное напряжение, кВ	Максимальный рабочий ток, А
1	2
110 СВ	292
110 СТ	158
10 СТ	1936

Примем к установке КРУ 10 кВ СЭЩ-70-10

Таблица 28 – Основные параметры КРУ марки СЭЩ-70-10

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6 (10)
Номинальный ток главных цепей шкафа КРУ, А	630; 1000; 1600, 2000, 2500, 3150, 4000
Номинальный ток сборных шин	2000, 2500
Ток термической стойкости	20; 31,5; 40; 50
Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ, А	20; 31,5; 40; 50
Ток электродинамической стойкости главных цепей ячеек КРУ	51; 81; 128
Время протекания тока термической стойкости, с Для главных цепей Для заземляющего разъединителя	3 1
Виды линейных высоковольтных подсоединений КРУ	Шинные, кабельные
Тип привода к выключателю	Электрический

Комплектное распределительное устройство КРУ СЭЩ-70 предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока с номинальным значением напряжения 6-20 кВ и тока 630-4000А, частотой 50 Гц.

Ячейки КРУ СЭЩ-70 предполагается изготавливать для поставки, как в пределах России, так и на экспорт, для эксплуатации в умеренном и тропическом климате.

Комплектные распределительные устройства КРУ СЭЩ-70 используются:

- в нефтяной, газовой, угольной и металлургической промышленности;
- в энергетике;
- в распределительных сетях энергокомплекса;
- в сельском хозяйстве;
- для нужд промышленных предприятий;
- для городских и муниципальных сетей;
- в системе собственных нужд электростанций, в том числе АЭС;
- для энергоснабжения железных дорог.

4.1 Выбор выключателей

Выключатель – это электрический аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах. Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических установках высокого напряжения, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах [21].

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования: надёжное отключение токов любой величины – от десятков ампер до номинального тока отключения; быстрота действия, то есть наименьшее время отключения; пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включение сразу после отключения; удобство ревизии и осмотра контактов и механической части; взрыво- и пожаробезопасности;

удобство транспортировки и обслуживания [15].

В данном дипломном проекте предусматривается установка вакуумных выключателей, так как они являются наиболее перспективными при номинальных напряжениях 10-110 кВ.

По сравнению с масляными выключателями, вакуумные выключатели обладают высокими техническими характеристиками:

- большими значениями номинального напряжения и номинального тока отключения;
- высоким ресурсом по коммутационной и механической стойкости;
- минимум обслуживания;
- низкими эксплуатационными затратами;
- отсутствием загрязнения окружающей среды.

Выбор и проверка выключателей осуществляется по следующим параметрам:

- напряжению установки;
- длительному току;
- по включающей способности;
- по отключающей способности;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости [23].

Условия выбора:

$$U_{\text{ном.эл.об}} \geq U_{\text{ном.эл.уст}} , \quad (38)$$

где $U_{\text{ном.эл.об}}$ – номинальное напряжение электрооборудования;

$U_{\text{ном.эл.уст}}$ – номинальное напряжение электроустановки.

$$I_{\text{ном.эл.об}} \geq I_{\text{раб.макс}} , \quad (39)$$

где $I_{\text{раб.макс}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения;

$I_{\text{ном.эл.об}}$ – номинальный ток электрического оборудования.

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{\text{п0}} \geq I_{\text{откл.ном}}, \quad (40)$$

где $I_{\text{откл.ном}}$ – ток отключающей способности выключателя.

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a\tau} \leq i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{н}}}{100} \cdot I_{\text{откл.ном}}, \quad (41)$$

где $i_{a.\text{ном}}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе, кА;

$\beta_{\text{н}}$ – номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %;

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

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов τ равна:

$$i_{ac} = \sqrt{2} I_{\text{п0}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (42)$$

Если условие $I_{\text{п0}} \leq I_{\text{откл.ном}}$ соблюдается, а $i_{a\tau} > i_{a.\text{ном}}$, тогда допускается проверку выключателей по отключающей способности производить по полному току короткого замыкания по условию:

$$(\sqrt{2} I_{\text{п0}} + i_{a\tau}) \leq I_{\text{откл.ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right). \quad (43)$$

По включающей способности проверка выключателей производится по условиям:

$$i_y \leq i_{\text{вкл}}; \quad (44)$$

$$i_{\text{п0}} \leq I_{\text{вкл}}, \quad (45)$$

Где i_y – ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя, кА;

$i_{\text{вкл}}$ – наибольший ток включения, кА;

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

Величина ударного тока определяется по следующей формуле:

$$i_y = \sqrt{2} I_{\text{п0}} \cdot k_y, \quad (46)$$

где k_y – ударный коэффициент

Выключатели так же проверяются на электродинамическую и термическую стойкость к токам короткого замыкания

Электродинамической стойкостью аппарата называют его свойство противостоять действию тока короткого замыкания в течение первых нескольких периодов без механических повреждений, которые возникают за счёт действия на него сил Ампера, в свою очередь вызванные протеканием больших токов по проводящим элементам аппарата.

Изготовители электрического оборудования характеризуют электродинамическую стойкость номинальным током электродинамической стойкости, под которым понимают наибольший гарантированный заводом начальный ток короткого замыкания, который аппарат выдерживает без механических повреждений.

Гарантированные значения тока короткого замыкания ни в коем случае не должны быть превышены в течение сколь угодно длительного времени. На

электродинамическую стойкость к токам КЗ выключатель проверяется по предельным сквозным токам короткого замыкания:

$$i_y \leq i_{\text{дин}} , \quad (47)$$

где $i_{\text{дин}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока короткого замыкания, кА;

Термической стойкостью аппарата называют его способность противостоять тепловому действию тока короткого замыкания без повреждений, которые будут препятствовать дальнейшей работе аппарата.

Термическую стойкость аппаратов изготовители характеризуют током термической стойкости и временем его прохождения через оборудование.

Током термической стойкости аппарата называют действующее значение периодического тока, установленный изготовителем на основании соответствующих тепловых расчётов и испытаний в качестве номинального параметра аппарата. Аппарат должен выдерживать этот ток в течение времени термической стойкости. На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} , \quad (48)$$

где B_k – тепловой импульс тока короткого замыкания, кА²·с;

$I_{\text{тер}}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания, кА;

$t_{\text{тер}}$ – время протекания тока термической стойкости, с.

Полный импульс тока короткого замыкания определяется по формуле:

$$B_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) , \quad (49)$$

Где $t_{\text{отк}}$ – время отключения, с.

Согласно ПУЭ время отключение равно:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.в} , \quad (50)$$

где $t_{рз}$ – время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{отк.в}$ – полное время отключение выключателя, с.

Примем к установке КРУ 10 кВ отечественного производителя ЗАО «Группа компаний «ЭЛЕКТРОЩИТ» - ТМ Самара».

Выбор выключателей необходимо провести в распределительных устройствах 10 кВ. В качестве примера подробно разберём выбор выключателей на стороне 110 кВ и 10 кВ. Сопоставление каталожных и расчётных данных для всех остальных выключателей сведём в таблицу.

Как уже ранее было сказано, в качестве распределительного устройства было выбрано КРУ типа СЭЩ-70-10, в котором принимаются к установке вакуумные выключатели марки ВВУ СЭЩ-П(Э)-10-31.5/3150.

Рассчитаем ток апериодической составляющей:

$$I_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 31,5 = 17,819 \text{ кА.}$$

Ток термической стойкости равен:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Полный импульс тока короткого замыкания в месте установки:

$$V_k = 10,6 \cdot (2,05 + 0,02) = 21,942 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Сравнение расчётных и каталожных данных выключателя ВВУ СЭЩ-П(Э)-35-20/1000 представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Параметры выбора выключателя ВВУ СЭЩ-П-10-20/1000

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1936 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I^{(3)}_{п0} = 17,819 \text{ кА}$	$I^{(3)}_{п0} \leq I_{ном}$
$I_{а.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{а.с} = 22,86 \text{ кА}$	$i_{а.с} \leq I_{а.ном}$
$i_{вкд} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,86 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкд}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I^{(3)}_{п0} = 10,6 \text{ кА}$	$I^{(3)}_{п0} \leq I_{вкл}$

1	2	3
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 22,86 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}^{(3)} = 10,6 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}^{(3)} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 21,942 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

Данный выключатель прошёл проверку по всем указанным параметрам, на основании этого он может быть принят к установке.

На напряжении 110 кВ выберем выключатель марки ВЭБ-УЭТМ-110.

Таблица 29 - Параметры выбора выключателя ВЭБ-УЭТМ-110

$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 1936 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}^{(3)} = 3,99 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}^{(3)} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{а.ном}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{а.с}} = 13,6 \text{ кА}$	$i_{\text{а.с}} \leq I_{\text{а.ном}}$
$i_{\text{вкл}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 13,6 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}^{(3)} = 3,99 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}^{(3)} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 13,6 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}^{(3)} = 10,6 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}^{(3)} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 8,2593 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

Как видно из результатов, выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.2 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока необходимы для подключения измерительных приборов и устройств защиты и управления, а также для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в КРУ внутренней и наружной установки.

Выбор трансформаторов тока осуществляется по следующим параметрам:

- по напряжению установки;
- по номинальному току, причём номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной

обмотки приводит к увеличению погрешности измерения;

- по току электродинамической стойкости;
- по току термической стойкости;
- по конструкции и классу точности;
- по вторичной нагрузке:

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} , \quad (51)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \leq R_2 . \quad (52)$$

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

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} . \quad (53)$$

Сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом при количестве приборов до трёх, при большем – 0,01 Ом.

Сопротивление приборов определяется из соотношения:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} , \quad (54)$$

где I_2^2 – вторичный номинальный ток прибора

$S_{\text{приб}}$ – номинальная мощность прибора

Сопротивление проводов должно удовлетворять условию:

$$r_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}. \quad (55)$$

Исходя из данного условия, найдём минимальное сечение провода:

$$S_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}} \cdot \gamma}, \quad (56)$$

где γ – удельная проводимость материала провода, 54 м/Ом·мм² для меди;

$l_{\text{расч}}$ – расчётная длина провода, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока с приборами, м.

При включении схемы соединения измерительных трансформаторов тока и приборов в одну фазу:

$$l_{\text{расч}} = 2l, \quad (57)$$

где l – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов, м.

При включении схемы в неполную звезду:

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3}l. \quad (58)$$

При включении схемы в полную звезду:

$$l_{\text{расч}} = l. \quad (59)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм²[]. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со

схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{np} = R_{np}$. Состав вторичной нагрузки ТТ ВН приведен в таблице 31.

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	4	4	4
ИТОГО		4	4	4

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2ном} \geq \Sigma(R_{приб} + R_{np} + R_k), \quad (60)$$

На стороне ВН применим трансформаторы тока типа ТВГ-УЭТМ-110, встроенные в выключатели ВЭБ-УЭТМ-110. Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле 84:

$$Z_{нагр} = \Sigma R_{приб} + R_{np} + R_k, \quad (61)$$

$$Z_{2ном} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 2,31 \text{ Ом}$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$R_{np} = Z_{2ном} - \Sigma R_{приб} - R_k, \quad (62)$$

где R_{np} – сопротивление проводов;

$Z_{2ном}$ – допустимое сопротивление нагрузки на ТТ;

$\Sigma R_{приб}$ – суммарное сопротивление приборов, подключенных к ТТ на стороне ВН, определяется по формуле:

$$\Sigma R_{приб} = \frac{\Sigma S_{приб}}{I_2^2}, \quad (63)$$

где $\Sigma S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Рассчитаем по формуле 86:

$$\Sigma R_{\text{приб}} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_k = 0,05 \text{ Ом}$.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет

$$R_{\text{пр}} = 2,31 - 0,16 - 0,05 = 2,1 \text{ Ом}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{пр}}}, \quad (64)$$

где l – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0283$ – удельное сопротивление материала (алюминий).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 31.

Таблица 31 – Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_{\text{ном}}$, кВ	l , м
110	60
35	48
10	4

Сечение провода определим по формуле 87:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 60}{2,1} = 0,81 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 .

$$R_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно (по условию 84):

$$Z_{\text{нагр}} = 0,16 + 0,43 + 0,05 = 0,64 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 32.

Таблица 32 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 300$ А	$I_{раб.мах} = 214$ А
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_{2ном} = 2,31$ Ом	$Z_2 = 0,64$ Ом
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{уд} = 12,721$ кА
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800$ кА ² ·с	$B_k = 11,265$ кА ² ·с

Как видно из результатов ТТ соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ 10 (согласно комплектации КРУ). Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 33.

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Ячейка вводного выключателя				
Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0
Счетчик РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0
Амперметр	СА3020	4	0	0
Ваттметр	СР3020	0	5	0
Варметр	СР3020	0	0	5
ИТОГО		4,2	5	5
Ячейка линейного выключателя				
Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0
Счетчик РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0
Амперметр	СА3020	4	0	0
ИТОГО		4,2	0	0

Ячейка секционного выключателя				
Амперметр	СА3020	0	0	4
ИТОГО		0	0	4
Ячейка ТСН				
Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0	0,1	0
Амперметр	СА3020	0	4	0
ИТОГО		0	4,1	0

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично проверке трансформатора тока на стороне ВН.

Для вводного выключателя:

$$Z_{2ном} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 0,46 \text{ Ом};$$

$$\Sigma R_{приб} = \frac{5}{5^2} = 0,2 \text{ Ом};$$

$$R_{np} = 0,46 - 0,2 - 0,1 = 0,16 \text{ Ом};$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 4}{0,16} = 0,7075 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм².

$$R_{np} = \frac{0,0283 \cdot 4}{4} = 0,0283 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_{нагр} = 0,2 + 0,03 + 0,1 = 0,33 \text{ Ом}$$

Для линейного выключателя:

$$Z_{2ном} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 0,46 \text{ Ом};$$

$$\Sigma R_{приб} = \frac{4,2}{5^2} = 0,168 \text{ Ом};$$

$$R_{np} = 0,46 - 0,168 - 0,05 = 0,242 \text{ Ом};$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 4 \cdot 2}{0,242} = 0,94 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм².

$$R_{np} = \frac{0,0283 \cdot 4 \cdot 2}{4} = 0,06 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_{нагр} = 0,168 + 0,06 + 0,05 = 0,278 \text{ Ом}$$

Для секционного выключателя:

$$Z_{2ном} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 0,46 \text{ Ом};$$

$$\Sigma R_{приб} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом};$$

$$R_{np} = 0,46 - 0,16 - 0,05 = 0,25 \text{ Ом};$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 4 \cdot 2}{0,25} = 0,91 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм².

$$R_{np} = \frac{0,0283 \cdot 4 \cdot 2}{4} = 0,06 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_{нагр} = 0,16 + 0,06 + 0,05 = 0,27 \text{ Ом}$$

Для ячейки ТСН:

$$Z_{2ном} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 0,46 \text{ Ом};$$

$$\Sigma R_{приб} = \frac{4,1}{5^2} = 0,164 \text{ Ом};$$

$$R_{np} = 0,46 - 0,164 - 0,05 = 0,246 \text{ Ом};$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 4 \cdot 2}{0,246} = 0,92 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм².

$$R_{np} = \frac{0,0283 \cdot 4 \cdot 2}{4} = 0,06 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_{нагр} = 0,164 + 0,06 + 0,05 = 0,274 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 34.

Таблица 34– Сравнение каталожных и расчетных данных

Вводной выключатель		
Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 250 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 215 \text{ А}$
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_{2ном} = 0,46 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,33 \text{ Ом}$
$i_{дин} \geq i_{yd}$	$i_{дин} = 62,5 \text{ кА}$	$i_{yd} = 17,3 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 27,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Линейный выключатель		
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 75 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 53,75 \text{ А}$
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_{2ном} = 0,46 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,278 \text{ Ом}$
$i_{дин} \geq i_{yd}$	$i_{дин} = 20 \text{ кА}$	$i_{yd} = 17,3 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 27,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Секционный выключатель		
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$

$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 150 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 107,5 \text{ А}$
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_{2ном} = 0,46 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,27 \text{ Ом}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 40 \text{ кА}$	$i_{уд} = 17,3 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 256 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 27,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Ячейка ТСН		
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 50 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 7,76 \text{ А}$
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_{2ном} = 0,46 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,274 \text{ Ом}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 12,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,38 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 7,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.3 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

При выборе трансформаторов напряжения должно соблюдаться условие 65:

$$S_{2расч} \leq S_{2ном} , \quad (65)$$

где $S_{2ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2расч}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

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

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

Для однофазных трансформаторов, соединенных по схеме открытого треугольника, в качестве номинальной берется удвоенная мощность одного трансформатора.

Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 38.

Таблица 35 – Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
Класс точности	$\Delta U_{\text{доп}} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{расч}}$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения в соответствии с комплектацией КРУ – НАЛИ-СЭЦ-10.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 36.

Таблица 36 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

	Прибор	Тип	Количество	S, В·А
1	Вольтметр	СВ3020	1	4
2	Вольтметр трехфазный	СВ3021	1	4
3	Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ.03М	4	1
4	Счетчик РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	3	1
5	Ваттметр	СР3020	1	5
6	Варметр	СР3020	1	5

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

$$S_{2\text{расч}} = 4 + 4 + 4 \cdot 1 + 3 \cdot 1 + 5 + 5 = 25 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 37.

Таблица 37 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$S_{2\text{ном}} = 30 \text{ ВА}$	$S_{2\text{расч}} = 25 \text{ ВА}$	$S_{2\text{расч}} \leq S_{2\text{ном}}$

Как видно из результатов ТН соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.4. Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

На ОРУ 110 кВ будем использовать ошиновку, выполненную сталеалюминевыми проводами марки АС-300/39. Выполним проверку по допустимому току:

$$214 \leq 710 \text{ А.}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} \leq q, \quad (66)$$

где C – коэффициент, зависящий от материала провода; для алюминия равен 90.

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{11,265}}{90} = 37,3 \text{ мм}^2,$$

$$37,3 \leq 300 \text{ мм}^2.$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

На электродинамическое действие тока КЗ гибкие шины проверяются при $I_{п0}^{(3)} \geq 20$ кА. В нашем случае трехфазный ток КЗ равен 5,594 кА, поэтому проверка на электродинамическую стойкость не производится.

Завершающим этапом выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по условиям короны. Процесс коронирования приводит к появлению дополнительных потерь энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего негативное влияние на поверхности контактных соединений [1].

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (67)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (68)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

Стоит учесть, что при горизонтальном расположении фаз напряженность на среднем проводе примерно на 7 % больше величин, определяемых по формуле (68).

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (68)$$

Итак, для провода марки АС-300 критическая напряженность электрического поля будет равна:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,63 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{1,2 \cdot \lg \frac{500}{1,2}} = 12,4 \text{ кВ/см.}$$

Проверим согласно условию (68):

$$1,07 \cdot 12,4 \leq 0,9 \cdot 31,63,$$

$$13,27 \leq 28,47.$$

Условие выполняется, а значит коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-300/39 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 110 кВ

В КРУ 10 кВ используется жесткая ошиновка, проходящая между стенками отдельных ячеек. Необходимо лишь выполнить проверку номинальных параметров шин по основным условиям:

- по максимальному длительно допустимому току;
- по току электродинамической стойкости;
- по току термической стойкости;

Для удобства сведем в таблицу расчетные и каталожные данные. Сопоставление данных для КРУ 10 кВ представлено в таблицах 43 и 44 соответственно.

Таблица 38 – Каталожные и расчетные данные шин в КРУ-СЭЩ-59.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$I_{ном} \geq I_{раб. max}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 215 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 17,3 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 27,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вся устанавливаемая в КРУ жесткая ошиновка прошла проверку.

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия:

$$U_{ном} \geq U_{уст}, \quad (69)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}, \quad (70)$$

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

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

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (71)$$

Для шин 10 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб (Н) по формуле 71:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 12000 = 7500 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 215$ мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{17300^2}{0,8} \cdot 0,8 \cdot 10^{-7} = 51,84 \text{ Н};$$

Проверка: $F_{расч} \leq F_{доп}$

Таким образом, ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

Проходные изоляторы выбираются по напряжению, допустимому току и допускаемой механической нагрузке.

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (72)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}; \quad (73)$$

$$I_{ном} \geq I_p, \quad (74)$$

$$I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

Для КРУ 10 кВ, согласно с комплектацией, выбираем проходные изоляторы ИППУ 10/4000-30-А4 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб (Н) по формуле 104:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ Н};$$

$$I_{ном} = 4000 \text{ А};$$

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н) по формуле 106:

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{17300^2}{0,8} \cdot 1,14 \cdot 10^{-7} = 36.94 \text{ Н};$$

Проверка: $F_{расч} \leq F_{доп}$.

4.5 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжения (ОПН) относятся к высоковольтным аппаратам, предназначенным для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Выбор ОПН производится в два этапа:

- 1) предварительный выбор;
- 2) после изучения влияющих факторов, окончательный выбор.

Главным обстоятельством, определяющим безаварийную работу ограничителей, является длительное допустимое рабочее напряжение на аппарате.

Также, одним из основных параметров, определяющих электрические характеристики ОПН, является величина импульсного (разрядного) тока I_p , допустимого через варисторы. При значениях тока больше допустимого I_p для выбранных варисторов может произойти их перекрытие по боковой поверхности, что недопустимо.

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

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

$$U_{н.д.р.} \geq 1,05 \cdot \frac{U_{н.р.с}}{\sqrt{3}}, \quad (75)$$

По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.p}}{K_B}, \quad (76)$$

где K_B – коэффициент зависимости от времени τ (ГОСТ Р 53735.5).

2) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_k \leq I_{разр}, \quad (77)$$

где
$$I_k = \frac{U - U_{ост}}{Z_B};$$

U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ОПН;

Z_B – волновое сопротивление провода относительно земли.

Определим энергию, поглощаемую ОПН 110 кВ:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{(U_{max} - U_{ост})}{Z_B} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (78)$$

где U_{max} – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, кВ[];

Z_B – волновое сопротивление линии, Ом[];

T – время распространения волны, мкс;

n – количество последовательных токовых импульсов.

$$T = \frac{L}{V}, \quad (79)$$

где L – длина линии, км;

V – скорость распространения волны.

$$U_{max} = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (80)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте её возникновения, кВ;

k – коэффициент полярности, равный $0,2 \cdot 10^{-3}$ [];

l – длина защищенного подхода питающей линии.

$$U_0 = U_{50\%разр}, \quad (81)$$

где $U_{50\%разр}$ – 50 % разрядное напряжение изоляции при стандартном грозовом импульсе, кВ;

Энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (82)$$

По зависимости \mathcal{E}^* от отношения $\frac{U_{ост}}{U_{ном}}$ (обозначают K_B или T)

определяют класс энергоемкости ОПН.

Для ОПН 110 кВ:

$$U_{max} = \frac{352}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 352} = 308,6 \text{ кВ}$$

$$T = \frac{2}{300000} = 6,67 \text{ мкс}$$

$$\mathcal{E} = \left(\frac{(308 - 232)}{506} \right) \cdot 232 \cdot 2 \cdot 6,67 \cdot 1 = 464,8 \text{ кДж}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{464,8}{110} = 4,22 \text{ кДж/кВ}$$

Выбираем ОПН с классом энергоемкости 4.

Энергию, поглощаемая ОПН 3-35 кВ:

$$W = 0,5 \cdot C \cdot [(K_n \cdot 0,82 \cdot U_{н.р})^2 - (1,77 \cdot U_{н.д})^2], \quad (83)$$

где C – емкость кабеля или конденсаторной батареи, Ф;

K_n – кратность ПН, равная 4;

$U_{н.р}$ – наибольшее рабочее напряжение сети или оборудования, кВ;

$U_{н.д}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН, кВ.

Для ОПН 10 кВ:

$$W = 0,5 \cdot 0,00076 \cdot [(4 \cdot 0,82 \cdot 11)^2 - (1,77 \cdot 12)^2] = 0,32 \text{ кДж}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{0,32}{10} = 0,032 \text{ кДж/кВ}$$

Выбираем ОПН с классом энергоемкости 1.

Осуществляем предварительный выбор, на стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-РК-110/56-10-680 УХЛ 1, выпускаемые компанией «Таврида Электрик», с классом напряжения 110 кВ, наружной установки.

Основные характеристики ОПН представлены в таблице 46.

Таблица 39 – Основные характеристики ОПН на стороне 110 кВ.

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее U , кВ	73
Остающееся напряжение при коммут. токе $U_{ост}$, кВ	181
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	680
Полная энергоемкость W_c , кДж	540,2
Длина пути утечки внешней изоляции, см	315

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ 2 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 48.

Таблица 40 – Основные характеристики ОПН на стороне 10 кВ.

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее U , кВ	12
Остающееся напряжение при коммут. токе $U_{ост}$, кВ	31,3
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	250
Полная энергоемкость W_c , кДж	36
Длина пути утечки внешней изоляции, см	18

Произведем проверку выбранных ОПН (предварительный выбор).

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

Для ОПН 110 кВ:

$$U_{н.д.р.} \geq 1,05 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} \rightarrow 73 \geq 66,7 \text{ кВ}$$

Для ОПН 10 кВ:

$$U_{н.р.о} \geq 1,05 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} \rightarrow 12 \geq 6,1 \text{ кВ}$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

Для ОПН 110 кВ:

$$73 \leq \frac{100}{1,3} \rightarrow 73 \leq 76,92 \text{ кВ}$$

Для ОПН 10 кВ:

$$12 \leq \frac{15}{1,23} \rightarrow 12 \leq 12,2 \text{ кВ}$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

Для ОПН 110 кВ:

$$I_K = \frac{U - U_{ост}}{Z_B}, \tag{84}$$

$$I_K = \frac{308 - 232}{506} = 0,15 \text{ кА}$$

$$0,15 \leq 10 \text{ кА}$$

Для ОПН 10 кВ:

$$I_K = \frac{80 - 31,3}{10} = 4,87 \text{ кА}$$

$$4,87 \leq 10 \text{ кА}$$

ОПН для 110 и 10 кВ проходят предварительную проверку.

Далее осуществляется окончательный выбор, чтобы убедиться в надежности выбранных ОПН.

Окончательный выбор ОПН производится с учетом требований ПУЭ, ПТЭ, руководящих указаний по защите от перенапряжений, а также неэлектрических воздействий. К последним весьма условно можно отнести:

- взрывобезопасность, длину пути утечки внешней изоляции ОПН, механические воздействия, климатическое исполнение и категорию размещения, температуру окружающей среды, а также вибрации, допустимый уровень частичных разрядов.

Для сетей до 220 кВ наиболее опасными являются грозовые перенапряжения, поэтому проверку характеристик по квазистационарным перенапряжениям проводит не обязательно.

1) Поглощаемая ограничителем энергия не должна превосходить энергоемкость ОПН:

$$W_{уд} \cdot U_{нд} \geq W_c, \quad (85)$$

Для ОПН 110 кВ с 4 классом энергоемкости:

$$5,8 \cdot 100 \geq 464,8 \text{ кДж} \rightarrow 580 \geq 464,8 \text{ кДж}$$

Для ОПН 10 кВ с 1 классом энергоемкости:

$$1,1 \cdot 15 \geq 0,32 \text{ кДж} \rightarrow 16,5 \geq 0,32 \text{ кДж}$$

2) Ограничитель должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям:

$$A_{зр110} = \frac{U_{исп} - U_{ост.зр}}{U_{исп}} = \frac{308 - 232}{308} = 0,27 \geq 0,25 - \text{для ОПН 110 кВ}$$

$$A_{зр10} = \frac{U_{исп} - U_{ост.зр}}{U_{исп}} = \frac{80 - 31,3}{80} = 0,6 \geq 0,25 - \text{для ОПН 10 кВ}$$

3) Ограничитель должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям:

$$A_{вн110} = \frac{U_{доп} - U_{ост.к}}{U_{доп.}} = \frac{280 - 232}{280} = 0,17 \geq 0,15 - \text{ для ОПН 110 кВ}$$

$$A_{вн10} = \frac{U_{доп} - U_{ост.к}}{U_{доп.}} = \frac{46 - 31,3}{36} = 0,41 \geq 0,15 - \text{ для ОПН 10 кВ}$$

4) Ток короткого замыкания сети должен быть меньше тока взрывобезопасности ОПН.

$$I_{кз} \leq I_{вз.без.}, \quad (86)$$

$$5,594 \leq 40 \text{ кА} - \text{ для 110 кВ}$$

$$8,936 \leq 20 \text{ кА} - \text{ для 10 кВ}$$

Таким образом, в результате окончательной проверки выбранные ОПН соответствуют предъявленным условиям.

4.6 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд.

Таблица 41 – Определение нагрузок собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos \varphi$	Нагрузка	
	кВт×п	Всего		$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, кВар
Охлаждение ТДТН – 25000/110/35	5,5×8	44	0,85	44	27,27
Подогрев ВЭБ - 110	6,41×2	12,82	1	12,82	
Подогрев КРУ 35 кВ	12	12	1	12	
Подогрев КРУ 10 кВ	10	10	1	10	
Освещение	10	10	1	10	
Насосная	50	50	0,85	50	31
Вентиляция	15	15	0,85	15	9,3
Итого				153,82	67,57

Расчетную нагрузку определяем по формуле:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (87)$$

где k_c – коэффициент спроса, равный 0,8.

Расчетная нагрузка составляет:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{153,82^2 + 67,57^2} = 134,4 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке два трансформатора ТСЗ – 160/10.

4.7 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

Разъединители устанавливаем на высокой стороне. Выбираем разъединители горизонтально-поворотного типа РПД-УЭТМ-110 завода «Уралэлектротяжмаш» с тремя заземляющими ножами.

Расчёты для $I_{\text{раб.мах}}$ и $B_{\text{к}}$ берём те, что приведены выше.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РПД-УЭТМ-110 представлено в таблице 42.

Таблица 42 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РПД-УЭТМ-110

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 214 \text{ А}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{пр.скв}} = 64 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 12,721 \text{ кА}$
Главные ножи		
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 11,265 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Заземляющие ножи		
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 11,265 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Как видно из результатов, разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ «ПРОМПАРК»

5.1 Назначение и основные типы защиты трансформаторов

Силовые трансформаторы конструктивно весьма надёжны из-за отсутствия в них движущихся или вращающихся частей. Но несмотря на это в них в процессе эксплуатации возможны и имеют место повреждения и отклонения от нормальных режимов работы. Поэтому силовые трансформаторы должны оснащаться соответствующей релейной защитой [15].

В обмотках трансформаторов могут возникать короткие замыкания между витками одной фазы, между фазами, одной или двух фаз на землю, так же замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов, ошиновке и в кабелях также могут возникать короткие замыкания между фазами и на землю.

Кроме указанных выше повреждений силовых трансформаторов в условиях эксплуатации могут происходить отклонения от нормальных режимов, к которым относят: прохождение через трансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с силовым трансформатором элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов в следствии его разложения, снижение уровня масла, превышение максимальной допустимой температуры работы.

Из сказанного выше следует, что защита силовых трансформаторов должна выполнять следующие функции:

1. отключать трансформатор от источника питания при его повреждении;
2. отключать трансформатор от повреждённой части установки при прохождении через него сверхтока в случаях повреждения шин или другого оборудования связанного с трансформатором, а также при повреждениях смежного оборудования и отказах его защиты или выключателей;

3. подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу подстанции при перегрузке силового трансформатора, выделении газа из масла, при снижении уровня масла, или повышении его температуры.

5.2 Продольная дифференциальная токовая защита

Дифференциальная защита, выполненная на принципе сравнения токов на входе и выходах, применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Защита абсолютно селективна, реагирует на повреждения в обмотках, на выводах и в соединениях с выключателями, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени. Зона действия дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) ограничивается местом установки трансформаторов тока, и включает в себя ошиновку СН, НН и присоединение ТСН, включенного на шинный мост НН.

Произведем расчет уставок защит для трансформаторов ПС «Промпарк».

Расчет минимального тока срабатывания ДТЗ.

Минимальный ток срабатывания ДТЗ на горизонтальном участке характеристики $I_{Д.0}$ при отсутствии торможения определяется по условию отстройки от тока небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах (внешнее КЗ с низким уровнем токов КЗ) и рассчитывается по выражению:

$$I_{Д.0} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ} \quad (88)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного органа, ошибки расчета и необходимый запас, и может быть принят из диапазона от 1,1 до 1,3;

$I_{НБ.РАСЧ}$ – относительный ток небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах (внешнее КЗ с низким уровнем токов КЗ), определяемый по выражению:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫБ} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{ТО.РАСЧ} \quad (89)$$

где $K_{ПЕР} = (1,5 \div 2,5)$ – коэффициент при использовании на разных сторонах защищаемого трансформатора односторонних трансформаторов тока (только встроенных или только выносных); $K_{ПЕР} = (2 \div 3)$ – при использовании на разных сторонах защищаемого трансформатора разносторонних трансформаторов тока;

$K_{ОДН}$ – коэффициент односторонности трансформатора тока; для трансформаторов значение $K_{ОДН}$ следует всегда принимать равным 1;

ε – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, соответствующем установившемуся КЗ. Полная погрешность для ТТ 5Р и 10Р составляет 0,05 и 0,10 соответственно;

$\Delta U_{РПН}$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной 0,032;

$\Delta f_{ВЫБ}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч. Данная погрешность определяется погрешностями входных ТТ и аналого-цифровыми преобразователями терминала. Может быть принята равной $\Delta f_{ВЫБ} = 0,02$;

$\Delta f_{ПТТ}$ – относительная погрешность выравнивания внешнего трансформатора или автотрансформатора, используемого для выравнивания значения базисного тока соответствующей стороны, если он выходит за пределы диапазона от 0,251 до 16,000 А. $\Delta f_{ПТТ} = 0,05$;

$I_{ТО.РАСЧ}$ – расчетное значение тока начала торможения, в качестве которого принимается принятое значение уставки (фирмой «ЭКРА» рекомендуется вне зависимости от принятого значения уставки принимать данное расчетное значение $I_{ТО.РАСЧ}$ равным 1).

$$I_{НБ.РАСЧ} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,032 + 0,02 + 0,05) \cdot 1 = 0,302 \text{ кА},$$

$$I_{Д.О} \geq 1,3 \cdot 0,302 = 0,393 \text{ кА}.$$

Расчет тока торможения блокировки ДТЗ.

Ток торможения блокировки $I_{Т.БЛ}$ определяется отстройкой от максимально возможного сквозного тока нагрузки Т. Наибольшее значение сквозной ток нагрузки достигает при действии АВР секционного выключателя или АПВ питающих линий. Ток торможения блокировки может быть принят равным:

$$I_{Т.БЛ} = K_{ОТС} \cdot K_{ПРЕД.НАГР} \cdot I_{НОМ} \quad (90)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,1;

$K_{ПРЕД.НАГР}$ – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора в зависимости от его мощности, принимается из диапазона от 1,5 до 2,0;

$I_{НОМ}$ – относительный номинальный ток Т (АТ), определяемый по выражению:

$$I_{НОМ} = \frac{I_{НОМ.НАГР}}{I_{БАЗ.СТОП}} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ.СТОП}}{K_{ТТ.СТОП}} \quad (91)$$

где $I_{НОМ.НАГР}$ – максимально возможный сквозной ток нагрузки Т (АТ);

$I_{БАЗ.СТОП}$ – базисный ток соответствующей стороны Т (АТ);

$K_{ТТ.СТОП}$ – коэффициент трансформации ТТ, соответствующей стороны;

$K_{СХ.ТТ.СТОП}$ – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток главных ТТ соответствующей стороны.

Найдем максимально возможный сквозной ток нагрузки:

$$I_{НОМ.НАГР} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} \quad (92)$$

$$I_{НОМ.НАГР} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А,}$$

Принимаем $S_{Б.ВН} = 1000 \text{ кВА}$, $U_{Б.ВН} = 115 \text{ кВ}$.

Найдем базисный ток соответствующей стороны:

$$I_{БАЗ.СТОР} = \frac{S_{Б.СТОР}}{\sqrt{3} \cdot U_{Б.СТОР}} \quad (93)$$

$$I_{БАЗ.ВН} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ А,}$$

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{НОМ} = \frac{125,511}{5,02} \cdot \frac{5 \cdot \sqrt{3}}{100} = 2,165 \text{ А,}$$

Ток торможения блокировки:

$$I_{Т.БЛ} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot 2,165 = 4,287 \text{ А,}$$

Коэффициент торможения ДТЗ.

Коэффициент торможения определяет отстройку ДТЗ от внешних КЗ. Под коэффициентом торможения понимается отношение приращения дифференциального тока ($I_{Д}$) к приращению тормозного тока ($I_{Т}$). С помощью правильного выбора коэффициента торможения обеспечивается несрабатывание ДТЗ Т (АТ) в диапазоне значений тормозного тока от $I_{Т.0}$ до $I_{Т.БЛ}$.

Значение коэффициента торможения:

$$K_T \geq \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ} - I_{Д.0}}{I_T - I_{Т.0}} \quad (94)$$

где $I_{НБ}$ – расчетный ток небаланса, вызванный протеканием по защищаемому Т (АТ), ошиновке НН Т (АТ) сквозного тока и рассчитываемый по выражению:

$$I_{НБ} = (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫБ} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{СКВ} \quad (95)$$

где $I_{СКВ}$ – максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ, определяемый по выражению:

$$I_{СКВ} = \frac{I_{КЗ.МЕ}}{I_{БАЗ}} \cdot \frac{K_{СК.ТТ}}{K_{ТТ}} \quad (96)$$

$$I_{СКВ} = \frac{3990}{5,02} \cdot \frac{5 \cdot \sqrt{3}}{100} = 68,828 \text{ А,}$$

$$I_{НБ} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,032 + 0,02 + 0,05) \cdot 68,828 = 20,786 \text{ А,}$$

Расчетный тормозной ток, определяемый по выражению:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ} \cdot (I_{СКВ} - I_{НБ}) \cdot \cos(15)} \quad (97)$$

$$I_T = \sqrt{68,828 \cdot (68,828 - 20,786) \cdot \cos(15)} = 56,515 \text{ А,}$$

Значение коэффициента торможения получается:

$$K_T = 0,48.$$

Выбор параметра срабатывания блокировки по второй гармонике.

Для предотвращения ложной работы ДТЗ Т (АТ) при БТН в момент включения трансформатора под напряжение, а также для дополнительной отстройки защиты от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ (когда увеличенная погрешность ТТ, обусловленная насыщением, приводит к появлению второй гармонической составляющей тока)

По опыту эксплуатации рекомендуется параметр срабатывания блокировки по второй гармонике $K_{БЛ.2}$ для защит трансформаторов выбирать на уровне 0,10, для защит автотрансформаторов выбирать на уровне 0,15.

Принимаем $K_{БЛ.2ГАР} = 0,1$.

Расчет тока срабатывания дифференциальной отсечки.

Для исключения замедления работы ДТЗ Т при больших токах внутреннего повреждения, обусловленного работой органа блокировки по второй гармонике вследствие значительного содержания второй гармоники дифференциального тока при насыщении ТТ, предусмотрена вторая грубая степень защиты без блокировки по второй гармонической составляющей тока.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки должен выбираться исходя из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора должна быть $I_{отс} \geq 6,5$;
- отстройка от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ по выражению:

$$I_{отс} = 1,5 \cdot I_{КЗ*} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выб} + \Delta f_{птт}) \quad (98)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим, принимается равным 3,0;

$I_{КЗ*}$ – максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ и приведенное к базисному току стороны этого внешнего КЗ, определяется по выражению:

$$I_{КЗ*} = \frac{I_{КЗ.МЕ.}}{I_{БАЗ}} \cdot \frac{K_{СХ.ЛТ}}{K_{ТТ}} \quad (99)$$

$$I_{КЗ*} = \frac{3990}{5,02} \cdot \frac{5 \cdot \sqrt{3}}{100} = 68,828 \text{ А,}$$

$$I_{отс} = 1,5 \cdot 68,828 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,032 + 0,02 + 0,05) = 41,503 \text{ А.}$$

5.3 Устройство резервирования при отказе выключателя

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) предусматривается на выключателях всех сторон защищаемого трансформатора.

УРОВ НН действует на отключение выключателей со всех сторон защищаемого трансформатора. УРОВ ВН действует на отключение выключателей системы шин со стороны ВН.

Для обеспечения быстрого возврата схемы УРОВ, если выключатель нормально отключился при действии защит, предусмотрен максимальный ИО тока. Выдержка времени УРОВ предназначена для фиксации отказа

выключателя, т.е. если в течение данного времени условия пуска УРОВ сохраняются, то происходит действие на отключение всех выключателей, через которые продолжается питание повреждения. Прием сигналов срабатывания УРОВ ВН фиксируется при длительности сигнала не менее 0,003с. Может осуществляться автоматическая проверка исправности выключателя, когда при пуске от УРОВ формируется сигнал на отключение «своего» или резервируемого выключателя.

Выбор тока срабатывания УРОВ.

Значение тока срабатывания УРОВ рекомендуется выбирать по формуле:

$$I_{CP.УРОВ} = 0,05 \cdot I_{НОМ} \quad (100)$$

где $I_{НОМ}$ – номинальный ток присоединения.

$$I_{CP.УРОВ} = 0,05 \cdot 5 = 0,25 \text{ А.}$$

Выбор выдержки времени срабатывания УРОВ.

$$T_{CP.УРОВ} = t_{ОТКЛ.В} + t_{ВОЗВ.УРОВ} + t_{ЗАП} \quad (101)$$

где $t_{ОТКЛ.В}$ – наибольшее время отключения выключателя всех сторон. Данная величина должна учитывать время срабатывания промежуточного реле или контактора, если действие на электромагнит отключения выключателя производится только через него. $t_{ОТКЛ.В} = 0,08$;

$t_{ВОЗВ.УРОВ}$ – максимальное время возврата ИО тока УРОВ. Время возврата реле тока УРОВ при сбросе входного тока от $20 I_{НОМ}$ до нуля не более 0,03 с;

$$t_{ВОЗВ.УРОВ} = 0,03;$$

$t_{ЗАП}$ – время запаса, принимаемое равным 0,1 с.

$$T_{CP.УРОВ} = 0,08 + 0,03 + 0,1 = 0,21 \text{ с.}$$

Схема УРОВ каждого присоединения может быть выполнена с повторным действием на отключение «своего» выключателя при пуске УРОВ от защит присоединения, что позволяет исключить излишнее срабатывание УРОВ при нарушении целостности цепи отключения от защит присоединения и

исправном состоянии выключателя. Повторное действие на отключение выключателя производится через выдержку времени «Тсраб. УРОВ на себя» с контролем сигнала от реле тока УРОВ ВН. В шкафах защиты ШЭ2607 041 эта выдержка времени обозначается «Т УРОВ на себя» и задается в секундах из диапазона от 0,01 до 0,60 с шагом 0,01. По умолчанию принимается минимальное значение.

$$T_{\text{УРОВ.на.себя}} = 0,1 \text{ с.}$$

5.4 Токовая защита нулевой последовательности трансформатора

Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) резервирует отключение замыканий на землю на шинах и линиях со стороны ВН защищаемого трансформатора, а также резервирует основные защиты трансформатора. Используется при наличии питания с других сторон трансформатора. Подключается к ТТ со стороны ВН. Расчет параметров срабатывания рекомендуется вести в первичных величинах, приведенных к стороне ВН.

Расчет параметра срабатывания ИО тока нулевой последовательности.

Первичный ток срабатывания ТЗНП выбирается исходя из условия:

Отстройка от тока небаланса нулевой последовательности при КЗ между тремя фазами на стороне ВН, СН или НН защищаемого трансформатора, а также за трансформаторами и автотрансформаторами данной подстанции по выражению.

$$I_{\text{сз.ВН}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{0,\text{нб.ВН}} \quad (102)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,25;

$I_{0,\text{нб}}$ – ток небаланса нулевой последовательности в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами и рассчитываемый по выражению:

$$I_{0,\text{нб.ВН}} = K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{расч.уст.кз.ВН}} \quad (103)$$

где $K_{НБ}$ – коэффициент небаланса, который в зависимости от кратности тока принимается равным 0,05;

$I_{РАСЧ.УСТ.КЗ.ВН}$ – первичный ток в месте установки защиты в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами;

$$I_{РАСЧ.УСТ.КЗ.ВН} = \frac{I_{КЗ.МЕ}}{K_{ТТ}} \quad (104)$$

$$I_{РАСЧ.УСТ.КЗ.ВН} = \frac{3990 \cdot 5}{400} = 199,5 \text{ А,}$$

Подставим это в ток небаланса нулевой последовательности:

$$I_{0.НБ.ВН} = 0,05 \cdot 199,5 = 4,192 \text{ А,}$$

Теперь подсчитаем ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ.ВН} \geq 1,25 \cdot 4,192 = 5,24 \text{ А,}$$

Таким же образом подсчитаем данные значения токов для НН. Результаты занесем в таблицу 43.

Таблица 43 – Расчет токов срабатывания ТЗНП.

	Первичный ток в месте установки защиты	Ток небаланса нулевой последовательности	Ток срабатывания защиты
ВН	199,5	9,975	12,469
НН	83,833	4,192	5,24

Выдержка времени ТЗНП выбирается по условиям согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от замыканий на землю смежных элементов. Расчет может быть выполнен по выражению:

$$t_{СЗ} = t_{СЗ.СМ} + \Delta t \quad (105)$$

где $t_{СЗ.СМ}$ – время срабатывания наиболее чувствительных ступеней смежных защит, с которыми производится согласование;

Δt – степень селективности, учитывающая время действия выключателя линии или автотрансформатора (время от подачи сигнала на отключение до разрыва тока КЗ), время возврата защиты, результирующую погрешность органа выдержки времени защиты линии или автотрансформатора, с которой производится согласование, результирующую погрешность органа выдержки времени рассматриваемой защиты и время запаса; степень селективности принимается равной 0,4 с.

Время срабатывания ТЗНП на ВН, НН принимается одинаковое:

$$t_{ТЗНП} = 0,4$$

$$t_{ТЗНП.без\ АПВ} = 0,8$$

$$t_{ТЗНП.T2} = 1,2$$

Подробный расчет ТЗНП представлен в приложении И.

5.5 Максимальная токовая защита

Расчет параметра срабатывания максимального ИО тока.

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{C.3} \geq \frac{K_{ОТС} \cdot K_{ЗАП}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС} \quad (106)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{ЗАП}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. $K_{ЗАП} = 2,5$ – для городских сетей общего назначения, $K_{ЗАП} = 2$ – для сельских сетей;

K_B – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{РАБ.МАКС}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Найдем рабочий максимальный рабочий ток на ВН, НН.

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (107)$$

$$I_{РАБ.МАКС.ВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,511 \text{ А,}$$

$$I_{РАБ.МАКС.НН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11,5} = 1255 \text{ А.}$$

Первичный ток срабатывания МТЗ на ВН, НН:

$$I_{СР.МТЗ.ВН} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 125,511 = 418,37 \text{ А,}$$

$$I_{СР.МТЗ.НН} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 1255 = 4184 \text{ А.}$$

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению отстраивается от максимального нагрузочного тока трансформатора без учета самозапуска для ВН, НН:

$$I_{СР.МТЗ} \geq \frac{K_{ОТС}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС} \quad (108)$$

$$I_{СР.МТЗ.ВН} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 125,511 = 167,348 \text{ А,}$$

$$I_{СР.МТЗ.НН} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 4184,37 = 1673 \text{ А.}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме,

обусловливающим наименьшее значение этого тока, по выражению для ВН, СН, НН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{I_{\text{УСТ}}} \quad (109)$$

где $I_{\text{КЗ.МИН}}$ – ток в месте установки защиты, приведенный к вторичным величинам, при расчетном виде КЗ в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение тока в месте установки защиты;

$I_{\text{УСТ}}$ – принятое значение тока срабатывания ИО тока МТЗ.

$$K_{\text{ч.ВН}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{I_{\text{СР.МТЗ.ВН}}} \quad (110)$$

$$K_{\text{ч.ВН}} = 35,776$$

$$K_{\text{ч.НН}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{U_{\text{НОМ.НН}}}}{I_{\text{СР.МТЗ.НН}}} \quad (111)$$

$$K_{\text{ч.НН}} = 35,776$$

Далее расчет производим по нижеприведенным формулам. А более подробный расчет выполнен в приложении И.

Первичное напряжение срабатывания минимального ИО напряжения выбирают исходя из следующих условий:

Обеспечение возврата реле после отключения внешнего КЗ для ВН, СН, НН:

$$U_{\text{СЗ}} \leq \frac{U_{\text{МИН}}}{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{В}}} \quad (112)$$

где $U_{\text{МИН}}$ – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ. В предварительных расчетах, а

также в случае отсутствия соответствующей информации значение может быть принято равным (0,85 - 0,90) $U_{НОМ}$.

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение трансформатора с рассматриваемой стороны защищаемого трансформатора;

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

$K_{В}$ – коэффициент возврата реле минимального напряжения; принимается равным 1,1;

Отстройка от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки:

$$U_{сз} \leq \frac{0,7 \cdot U_{НОМ}}{K_{ОТС}} \quad (113)$$

Найдем напряжения самозапуска для ВН, НН:

где $U_{ЗАП}$ – первичное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации значение может быть принято равным примерно $0,7U_{НОМ}$;

$K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимается из диапазона от 1,1 до 1,2.

Напряжение срабатывания принимается равным наименьшему значению из полученных.

Чувствительность минимального ИО напряжения проверяют по выражению:

$$K_{ч} = \frac{U_{УСТ}}{U_{КЗ.МАКС}} > 1,5 \quad (114)$$

где $U_{УСТ}$ – принятое значение параметра срабатывания минимального ИО напряжения;

$U_{КЗ,МАКС}$ – значение междуфазного напряжения, приведенное к вторичным величинам, в месте установки ТН при металлическом КЗ между фазами в расчетной точке в режиме, обуславливающем наибольшее значение этого напряжения.

Параметр срабатывания минимального ИО пуска по напряжению задается в вольтах вторичных величин из диапазона от 0,1 до 100,0 с шагом 0,1 В.

5.6 Защита от перегрузки

Расчет параметра срабатывания ИО максимального тока.

Первичный ток срабатывания ИО максимального фазного тока отстраивают от номинального тока обмотки защищаемого трансформатора:

$$I_{ЗП.СТОП} = \frac{I_{НОМ.СТОП}}{K_{ТТ.СТОП}} \cdot \frac{K_{ОТС}}{K_B} \quad (115)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки ЗП, который принимается 1,05;

K_B – коэффициент возврата, который принимается 0,9;

$I_{НОМ,СТОП}$ – первичный номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита, с учетом регулирования напряжения на данной стороне;

$K_{ТТ,СТОП}$ – коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны Т.

Найдем номинального тока обмотки защищаемого трансформатора от перегрузки на ВН, НН:

$$I_{ЗП.СТОП.ВН} = \frac{125,11 \cdot 5}{100} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 7,321 \text{ А,}$$

$$I_{ЗП.СТОП.НН} = \frac{1255}{600} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 12,202 \text{ А.}$$

5.7 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформаторов является наиболее чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты. На трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора (автотрансформатора) вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора). Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора или автотрансформатора.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов (автотрансформаторов) от внутренних повреждений, а при некоторых опасных повреждениях действует только она, – защиты, контролируемые электрические параметры, обнаружить эти режимы не могут. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, неисправности переключателей устройств РПН и ряд других, сопровождающихся местным повышением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака.

Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы

при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора.

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

На нижеприведенном рисунке показана установка газового реле на масляный трансформатор, с указанием основных элементов: 1 – газовое реле; 2 – краник; 3 – выхлопная труба; 4 – расширитель; 5 – мембрана (см. рисунок 17).

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

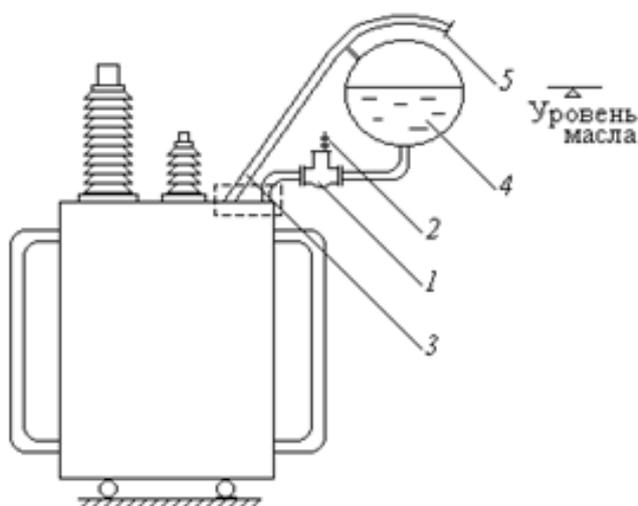


Рисунок 17 – Установка газового реле на трансформаторе.

Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков. Самым серьезным является то, что эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действующего отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

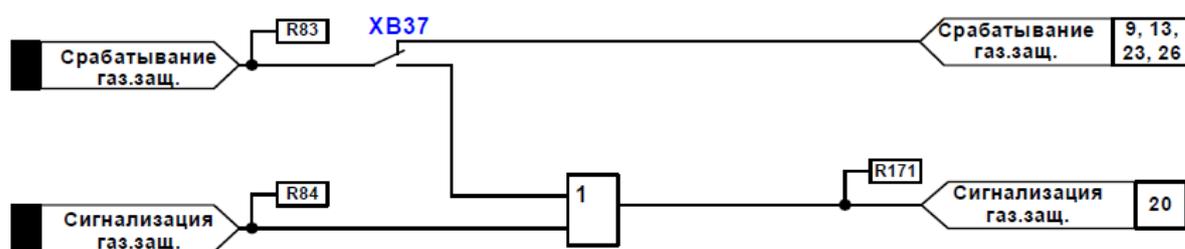


Рисунок 18 – Схема газовой защиты трансформатора.

Подробный расчет защит трансформаторов приведен в Приложении И.

6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ «ПРОМПАРК»

6.1 Расчет заземления подстанции «Промпарк»

Все части ЭУ(Электроустановок), выполненные из металла, нормально не находящиеся под напряжением, но могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, обязаны надёжно соединяться с землей. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения [15].

В электроустановках заземляются корпуса трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, проводов, металлические конструкции зданий и сооружений.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек. Без рабочего заземления аппарат не может выполнить своих функций или нарушается режим работы электроустановки [15].

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется грозозащита с помощью разрядников, ОПН, искровых промежутков, стержневых и тросовых молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным. Обычно для выполнения всех трёх типов заземления используют одно заземляющее устройство.

Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители. В качестве естественных заземлителей применяют водопроводные трубы, металлические и железобетонные конструкции зданий, находящиеся в соприкосновении с землёй, свинцовые оболочки кабелей. Естественные

заземлители должны быть связаны с магистралями заземлений не менее чем двумя проводниками в разных точках.

Требования, предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки – заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

Заземление выполняется в виде сетки с вертикальными и горизонтальными электродами. Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя.

Расчет контура сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя) [6].

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (116)$$

где A и B – ширина и длина территории, занимаемой заземлителем, м.

$$S = (27 + 2 \cdot 1,5) \cdot (41 + 2 \cdot 1,5) = 1320 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков диаметром, равным $d = 20$ мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{м.п} = \pi \cdot R^2, \quad (117)$$

где R – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

$$F_{м.п} = 3,1416 \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (118)$$

где $T = 0,3$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;
 $\beta = 21$ (для стали) – коэффициент термической стойкости.

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{14000^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 83,666 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}), \quad (119)$$

где $T = 240$ мес – время использования заземлителя за 20 лет.

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (120)$$

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

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,0092 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,784;$$

$$F_{кор} = 3,1416 \cdot 0,784 \cdot (20 + 0,784) = 51,175 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{m.n} \geq F_{\min} \geq F_{кор} + F_{m.c}; \quad (121)$$

$$F_{m.n} = 314,16 \geq F_{\min} = 134,841 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется, следовательно, оставляем выбранный диаметр прутков.

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{n-n} = 6$ м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}}; \quad (122)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 1320}{6} = 440 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (123)$$

$$m = \frac{440}{2 \cdot \sqrt{1320}} - 1 = 5,055.$$

Принимаем: $m = 5$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 7,266 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (124)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{1320} \cdot (6 + 1) = 435,982 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{\frac{a}{l_g} \cdot l_g} \quad (125)$$

где l_g – длина вертикального электрода, равная 5 м;

a – расстояние между вертикальными электродами, равное 12 м.

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{1320}}{\frac{12}{5} \cdot 5} = 12,1.$$

Принимаем: $n_g = 12$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_g \cdot l_g} \right), \quad (126)$$

где $\rho_{\text{экв}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

A – параметр, зависящий от соотношения $l_g / \sqrt{S_1}$.

В данном случае принимаем $A = 0,365$ [31].

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{h_{1з}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (127)$$

где $h_{1з}$ – глубина заложения заземлителя, м;

ρ_1, ρ_2 – удельное сопротивление верхнего (50 Ом·м) и нижнего (10 Ом·м) слоев грунта соответственно;

h_1, h_2 – толщина верхнего и нижнего слоев грунта соответственно, м.

$$h_{1з} = l_g + h_3; \quad (128)$$

$$h_{I_3} = 5 + 1 = 6 \text{ м.}$$

Находим эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{6}{\frac{9}{50} + \frac{8}{10}} = 6,122 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 6,122 \cdot \left(\frac{0,365}{\sqrt{1320}} + \frac{1}{435,982 + 12 \cdot 5} \right) = 0,074 \text{ Ом.}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}},$$

где I_M – ток молнии, кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1320}}{(6,122 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 1,402;$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов при условии:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом}; \tag{129}$$

$$R_u = 0,074 \cdot 1,402 = 0,104 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение не выше допустимого, значит требования, предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки, выполняются.

6.2 Расчет молниезащиты подстанции «Промпарк»

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения,

интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто используются стержневые молниеотводы.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты, по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h \leq 150$ м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

Нормируется два вида зон:

Зона А – с надежностью не менее 0,995;

Зона Б – с надежностью не менее 0,95.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Ожидаемое количество поражений молнией в год незащищенного объекта производится по формуле:

$$N = ((S + 6h) \cdot (L + 6h) - 7,7h^2)n \cdot 10^{-6}, \quad (130)$$

где S , L – соответственно, ширина и длина здания или сооружения, м;

h – наибольшая высота здания или сооружения, м;

n – среднегодовое число ударов молнии в 1 км^2 земной поверхности.

Средняя годовая продолжительность гроз в часах для данной местности: от 10 до 20 ч, следовательно, $n = 2$.

$$N = ((27 + 6 \cdot 11,5) \cdot (41 + 6 \cdot 11,35) - 7,7 \cdot 11,35^2) 2 \cdot 10^{-6} = 0,019.$$

Так как $N < 1$, то принимаем зону защиты типа Б.

Выполним расчет зоны защиты типа Б с надежностью не менее 0,95 на ОРУ 110 кВ.

Принимаем высоту молниеотвода:

$$h = 20 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты:

$$h_{\text{эф}} = 0,92h; \quad (131)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,92 \cdot 22 = 18,4 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = 1,5h; \quad (132)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 30 = 30 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x = 11,35 \text{ м.}$$

Расстояние между молниеотводами 1-2:

$$L_m = 27 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при $h \leq L \leq 6h$:

$$r_{c0} = r_0 = 30. \quad (133)$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{cx} = h_{эф} - 0,14(L - h); \quad (134)$$

$$h_{cx} = 18,4 - 0,14(27 - 20) = 16,209 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_0 \cdot (h_{cx} - h_x) / h_{cx}; \quad (135)$$

$$r_{cx} = 30 \cdot (16,209 - 11,35) / 16,209 = 8,993 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты защищаемого объекта:

$$r_x = 1,5(h - 1,1h_x) = 1,5(20 - 1,1 \cdot 11,35) = 11,3 \text{ м.} \quad (136)$$

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

7.1 Техника безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты, автоматики и телемеханики

7.1.1 Требования к персоналу, выполняющему электромонтажные и наладочные работы

Пусконаладочные работы в электроустановках должен производить подготовленный электротехнический персонал, не моложе 18 лет, который прошел [2]:

- соответствующее медицинское освидетельствование;
- вводный инструктаж;
- обучение безопасным методам труда;
- проверку знаний с получением соответствующей группы по электробезопасности;
- первичный инструктаж;
- стажировку в течение трёх-десяти смен под наблюдением опытного специалиста. Данные лица должны получить допуск к самостоятельной работе с оборудованием.

Перед допуском ко всем работам на действующей электроустановке персонал должен пройти инструктаж по технике безопасности и схемам присоединений электроустановки. Электромонтажному и наладочному персоналу строго запрещается проводить работы, которые относятся к эксплуатации электроустановок.

Административно-технический персонал, бригадиры и члены бригады должны выполнять трудовую дисциплину в бригаде и соблюдать требования правил внутреннего распорядка, правил техники безопасности и выполнять указания, полученные на инструктажах.

7.1.2 Техника безопасности и противопожарная техника при монтаже и наладке устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики

Работы в устройствах релейной защиты и автоматики должен выполнять персонал, обученный и допущенный к самостоятельной проверке соответствующих устройств.

При работе на панелях и в цепях управления релейной защиты и электроавтоматики должны быть приняты меры против ошибочного отключения оборудования; работы должны выполняться только изолированным инструментом.

Выполнение таких работ без исполнительных схем, нарядов-допусков с заданными объёмами и последовательностью работ запрещается.

Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов, устройствах РЗ и А, телемеханики, все вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения, фильтров присоединения ВЧ-каналов должны иметь постоянное заземление.

При необходимости разрыва токовой цепи измерительных приборов и реле цепь вторичной обмотки трансформатора тока должна быть предварительно закорочена на специально предназначенных для этого зажимах. Замыкание следует проводить посредством перемычки, установку и закрепление которой выполняют инструментом (отвёрткой, плоскогубцам) с изолированными рукоятками; в цепях, в которых специальные зажимы для закорачивания отсутствуют, размыкать вторичную цепь трансформатора тока запрещается.

При производстве работы на многоамперных (свыше 6000/5 А) трансформаторах тока или в их вторичных цепях должны соблюдаться следующие меры безопасности [2]:

– шины первичных цепей не должны использоваться в качестве вспомогательных токопроводов при монтаже токоведущих цепей или выполнении сварочных работ;

– присоединение к зажимам указанных трансформаторов тока цепей измерения и защиты должно производиться после полного окончания монтажа вторичных схем;

– при проверке полярности приборы, которыми она производится, должны быть до подачи импульса тока в первичную обмотку надёжно присоединены к зажимам вторичной обмотки.

Электропаяльник должен находиться на металлической подставке с лотком, при этом флюс и нагар стряхивается в лоток. По окончании работы электропаяльник следует отключить от сети и убрать в металлический ящик с соблюдением противопожарных мероприятий.

Пайка мелких деталей и концов проводов проводится с удержанием их пинцетом или плоскогубцами. Запрещается промывать места пайки бензином и другими легко воспламеняющимися растворителями.

Растворители хранят в плотно закрытых небьющихся ёмкостях, открываемых только в момент пользования жидкостью.

По окончании работ отключают все приборы от источника электропитания.

Для прозвонки проводов и жил контрольных кабелей следует пользоваться специальными приборами напряжением не более 12 В. Использование приборов напряжением свыше 12 В запрещается.

Замерять сопротивление изоляции должны не менее чем два лица. Руководитель работ должен иметь группу по технике безопасности не ниже IV, а остальные члены бригады – не ниже III.

Переносные светильники, применяемые для освещения рабочих мест, должны иметь напряжение не выше 36 В, а в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных – не выше 12 В.

Помещение, в котором проводятся работы с содержащими дихлорэтан веществами, должно быть оборудовано приточно-вытяжной вентиляцией. Содержание паров дихлорэтана в рабочих помещениях не должно превышать 0,05 мг/л.

При работе с веществами, содержащими дихлорэтан, необходимо:

- соблюдать противопожарные меры;
- использовать тару с плотно закрытыми крышками и пробками;
- хранить грязный обтирочный материал в металлических ёмкостях;
- выполнять работы в медицинских перчатках.

Рабочее место электромонтажных (наладочных) работ должно быть оснащено противопожарными средствами, а рабочие должны быть обучены правилами пользования ими.

На месте производства электромонтажных (наладочных) работ бригада должна иметь аптечку с набором медикаментов, необходимых для оказания первой помощи.

По окончании работ необходимо [2]:

- привести в порядок рабочее место, удалить остатки материалов, посторонние предметы, обрезки проводов и изоляции;
- убрать инструмент и защитные средства на место их хранения, предварительно осмотрев и зачистив от загрязнений;
- вынести использованный обтирочный материал из помещения, где производились работы, в специально отведённое место.

7.1.3 Пусконаладочные работы

В соответствии с «Типовой инструкцией по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики электрических

станций и подстанций» при новом включении наладочные работы рекомендуется выполнять в следующей последовательности:

1. Подготовительные работы: оформляется допуск к работе; подбирается полный комплект проектной и заводской документации; необходимые инструкции и программы испытаний; утверждённые установки для настройки устройств защиты и электроавтоматики. На данном этапе производится анализ работы и выверка принципиальных схем.

2. Организация рабочего места: подготовка необходимых испытательных устройств (отсоединение всех кабелей, подключённых к рядам зажимов проверяемой панели); подготовка измерительных приборов, инструментов и приспособлений, паспортов-протоколов на все устройства настраиваемого присоединения.

3. Визуальный внешний осмотр: проверяется соответствие установленной аппаратуры проекту и заданным уставкам; правильность выполнения маркировки кабелей, жил кабелей, проводов.

4. Внутренний осмотр: прозвонкой цепи проверяется место установки и выполнения заземления вторичных цепей; наличие необходимых надписей на панелях и аппаратуре; в механической части аппаратуры проверяют отсутствие видимых повреждений, надёжность болтовых соединений и паек, состояние контактных поверхностей. Тактильно на реле, проводится проверка хода, перемещения и отсутствия износа подвижных частей, наличия допустимых люфтов, зазоров, прогибов, провалов и т.д.

5. Предварительная проверка сопротивления изоляции: проводится для контроля сопротивления изоляции отдельных узлов настраиваемого присоединения перед подачей на них испытательного напряжения от проверочных устройств мегаомметром на 1000-2500 В между отдельными группами электрически не связанных цепей относительно земли и между собой.

Аппаратура, не рассчитанная на напряжение 1000 В исключается при проверках из схемы и испытывается в соответствии с заводскими нормами.

Сопротивление изоляции электрически связанных вторичных цепей относительно земли, а также между цепями различного назначения электрически не связанных соответствует не менее 1 МОм.

Испытание сопротивления изоляции производится в течении 1 мин.

6. Проверка электрических характеристик и настройка заданных рабочих установок: постоянный оперативный ток испытательной аппаратуры и источников её питания, подаётся со строгим соблюдением полярности. Проверка электрических характеристик завершается настройкой заданных уставок, после чего производится сборка всех вторичных цепей данного присоединения подключением жил кабеля на рядах зажимов, за исключением цепей связи с рабочими устройствами.

7. Измерение и испытание изоляции: проверка каждой группы электрически не связанных вторичных цепей с полностью собранной схемой и установленных и закрытых кожухах, крышках реле и т.п..

Проверка взаимодействия элементов устройства: проверяется правильность связи реле защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации в соответствии с принципиальной схемой путем замыкания и размыкания вручную цепей контактов реле различными сочетаниями токов и напряжений, которые соответствуют параметрам аварийных режимов.

После проверок в различных режимах возобновляются все связи с другими аппаратами и устройствами, находящимися в работе, и проводится проверка действия на коммутационную аппаратуру и контроль взаимодействия с устройствами других присоединений.

Результаты испытаний оформляются записью в журнале релейной защиты, после чего исключаются работы в оперативных цепях данного присоединения без специального допуска.

8. Подготовка устройства к включению в работу: производится повторный осмотр панелей рядов зажимов, контролируется положение соединительных мостиков и перемычек, положение накладок в цепях отключения, отсутствие отсоединённых и неизолированных проводов и жил кабелей, наличие заземления в соответствующих цепях.

При новом включении оборудования все защиты вводятся в работу с действием на отключение. После включения производится дополнительная проверка наладочным персоналом и оперативным персоналом устройств под нагрузкой. Данная проверка является окончательной и подтверждает правильность включения и поведения отдельных реле и устройства в целом.

После завершения проверки под нагрузкой производится осмотр и восстановление перемычек на всех реле, режим которых изменился при проверке их рабочим током. В журнале релейной защиты отмечается состояние проверенных устройств и возможность включения их в работу.

7.1.4 Требования к качеству работ, сдаче и приёмке вторичных устройств в эксплуатацию

Проверку правильности монтажа вторичных цепей выполняют инженерно-технические работники монтажной организации, а проверку при пусконаладочных работах – персонал пусконаладочной организации.

В процессе работы технический монтажный персонал в соответствии с указаниями проекта и заводских инструкций проводит контроль правильности установки и монтажа аппаратуры, приборов, наборных зажимов и проводок.

По окончании электромонтажных работ технический персонал должен проверить [2]:

- правильность и надёжность крепления аппаратов, приборов, наборных зажимов и проводок;
- надёжность пайки или опрессовки наконечников с образованием колец и штифтов на концах проводников;

- надёжность подключения проводников к наборным зажимам и выводам на чистоту и выбор контактных винтов, гаек, шайб, наличия антикоррозионных покрытий;

- правильность маркировки на окольцевателях;
- качество и чёткость и долговечность маркировочных надписей;
- качество окраски металлоконструкций, шинок;
- соответствие расцветки проводов надписям на панелях;
- присутствие на реле и приборах пломб и уплотнений.

Правильность монтажа вторичных цепей в пределах одного участка определяют пробником по уточнённым схемам.

Путём внешнего осмотра проложенных по панелям проводов с последующей прозвонкой их проверяют внутренние соединения щитов управления.

Контактные соединения проводов и жил контрольных кабелей со сборками наборных зажимов, приборами и другими аппаратами вторичных цепей исследуют контрольной затяжкой винтов и гаек.

Испытания изоляции всех элементов вторичного устройства проводят во всех фиксированных и не фиксированных рабочих положениях ключей управления и переключателей.

Электрические испытания вторичных цепей проводят в соответствии с объёмами и нормами, приведёнными в Правилах устройства электроустановок.

Для эксплуатации вторичных устройств обслуживающему персоналу передаётся следующая техническая документация [2]:

- исполнительные принципиальные схемы;
- исполнительные схемы соединений и подключений;
- протоколы испытаний сопротивления изоляции и качества контактных соединений;

– инструкции заводов-изготовителей по монтажу и обслуживанию приборов и аппаратов.

7.2 Экологичность проекта

В соответствии «Нормами технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ» предусматривается сооружение под трансформаторами маслосборных ям (маслоприемников) с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосборник. Данная мера позволит предотвратить растекание масла и распространение пожара, а также предохранит почвы от загрязнения маслом при аварии.

Размер диаметра маслоотводов подбирается согласно расчёта отвода 50 % масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Для меня менеджер – это прежде всего локомотив команды. Лидер, который ведет за собой целую армию единомышленников. Именно поэтому менеджер должен обладать такими качествами и умениями:

- общительность. Умение находить общий язык со всеми своими сотрудниками.

- умением адаптироваться к неожиданным ситуациям, выходить из них и по максимуму извлекать выгоду из них.

- Умение быстро учиться новому. Мир не стоит на месте и кофейный бизнес тем более. Нужно искать новое, осваивать и использовать.

- Любовь к своему делу. Если нет огонька в глазах, если нет интереса к своему делу, то локомотив быстро сойдет с рельс.

- Уделять внимание деталям и мелочам. Очень важное умение, которое поможет собрать из маленьких деталей четко и безотказно работающий механизм.

- Находчивостью. Полезный навык находить нестандартные решения проблем.

-Умение командовать и ставить цели как для себя, так и для своих подчиненных.

И это далеко не все. Менеджер кофейни «#Чайкофский» -это универсальный человек, который должен стремиться уметь все. Он должен быть одновременно бариста, официантом, пиццмейкером, маркетологом и всеми остальными составляющими успешной кофейни.

Работа с персоналом.

Умение менеджера наладить отношение с коллективом, конечно, важная часть его работы. Каждый - это закрытая дверь, со своими талантами, способностями и умениями. Задача менеджера найти ключ к каждой двери и раскрыть все это на пользу общего дела. У нас на кофейне менеджеры и сотрудники практически все друзья и хорошо общаются друг с другом. Однако, менеджер должен четко видеть границу дружба-работа. Что касается повышения голоса на сотрудника, то я считаю, что это недопустимо. Какая бы не была причина, лучше всего в спокойном тоне указать на ошибку и объяснить сотруднику как избежать этой ошибки. Если постоянно кричать на сотрудников, то можно их запугать и тем самым отбить желание работать. Но это не единственный минус. Когда менеджер начинает кричать и срываться на сотрудников, то у них складывается впечатление, что их начальник не справляется со своими обязанностями и он потерял контроль над ситуацией. А этого нельзя допускать. На подорванном авторитете далеко наш локомотив не уедет.

Работа с поставщиками.

Я считаю, что поиск поставщиков и работа с ними является одной из важных функций менеджера. Так как нужно своевременно обеспечивать кофейню товарами, необходимыми для работы. Не достаточно найти одного хорошего поставщика, нужно постоянно искать новых поставщиков, с более выгодными условиями, но ни в коем случае не в ущерб качеству.

Что касается случаев, когда поставщик не вовремя привозит товар. Конечно, между поставщиком и заказчиком есть необходимые договорные условия и обязанности, которые обе стороны должны выполнять. Если товар пришел не вовремя, то необходимо сразу же созвониться с диспетчером этой компании и узнать причину опоздания. Если ситуация повториться, то необходимо рассмотреть других поставщиков. В этом случае как раз и пригодится резерв поставщиков.

Финансовый план.

Я думаю, что при невыполнении плана необходимо первым делом проанализировать ситуацию и выяснить какие факторы повлияли на спад продаж. Конечно, есть факторы, на которые мы не можем повлиять, например, сезонность. Но существуют и внутренние факторы, например, такие как мотивация сотрудников и профессионализм. Если у официанта недостаточно знаний о десертах, пицце, кофе или чае, или еще хуже нет желания продавать эти важные для нас позиции, то естественно и о выполнении плана не может быть и речи. Итак, мои действия при регулярном невыполнении плана:

1) Изменить подход к мотивации сотрудников. Разбудить интерес к продажам и к своему делу. Можно устроить какой-нибудь конкурс по продажам. Конкуренция между сотрудниками обязательно приведет к повышению профессионализма.

2) Придумать выгодную акцию для увеличения среднего чека.

3) Развивать себя в сфере продаж, искать новые подходы и методы развития продаж.

Работа с клиентами.

Итак, клиенты – это неизменное топливо нашего проекта, которое требует максимального внимания. Очень важно заинтересовать, угодить посетителям. Довольный клиент не только обязательно вернется в кофейню, но и расскажет друзьям об этом замечательном месте, а друзья другим друзьям и так далее. Что

касается постоянных посетителей, то я считаю, что к ним отношение не должно быть такое же как к другим посетителям. Я, как официант, замечаю, что посетителям, которые часто ходят к нам, приятно, когда официанты узнают их, предугадывают заказы, узнают их мнение про те или иные нововведения в кофейне. Такие люди всегда с радостью приходят в нашу кофейню и уходя они уже знают, что обязательно вернуться. Таким образом, задача менеджера и всех сотрудников в целом – сделать все, чтобы каждый посетитель, выходя из кофейни всегда хотел вернуться.

Маркетинг.

Выявление потребностей с целью увеличения объема продаж, необходимая и важная часть работы менеджера. Заходя в кофейню, гость уже заранее готов потратить некую сумму и наша задача как менеджера - наладить процесс продажи так, чтобы гость забыл про барьеры и потратил как можно больше на нужные нам позиции и при этом остался довольным. Работа менеджера со стороны маркетинга включает в себя:

- Разработка акций, направленных на увеличение среднего чека.
 - Усовершенствование витрины (внешний вид десертов), улучшение подачи кофе, чая (выбор не только красивых, но и тактильно приятных, необычных и запоминающихся посетителям, кружек).
 - Обучение персонала техникам продаж.
 - Углубление собственных знаний в сфере продаж.
- Работа с оборудованием и документацией.

Так как менеджер должен быть одновременно бариста, официантом и пиццмейкером, то и оборудование он должен знать не хуже их. Особенно важно следить за состоянием оборудования, своевременно менять устаревшие детали, и не доводить оборудование до аварийного состояния. Я думаю, можно не говорить о важности знания ПК и основных программ, важных для нашей работы.

По мимо всего менеджер должен уметь правильно распределять свое время. Потому что кроме работы с персоналом, с клиентами, оборудованием и с поставщиками ему нужно работать с договорами, с отчетами, с реестрами, с кассой и прочей документацией.

Казалось бы, как все, что я написал выше может уместится в одном человеке? В этом и есть вся суть нашей кофейни, у нас только лучшие сотрудники, для которых нет ничего невозможного!

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм. При пересечении с автодорогой участки сети проектируются из чугунных труб того же диаметра.

Ёмкость прямоугольного маслосборника рассчитывается на приём полного объёма масла автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов.

Факторы влияния открытого распределительного устройства и линий электропередачи на окружающую среду многофакторны, и заключаются в воздействии электромагнитного поля на живые организмы и человека. Данное воздействие оказывает влияние на сердечно-сосудистую, центральную и периферийную нервные системы, мышечную ткань и другие органы.

Воздействия различают:

– непосредственное (биологическое): проявляется при пребывании человека в электрическом поле. При этом изменяется давление и пульс, сердцебиение, аритмия, повышенная нервная возбудимость и утомляемость. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряжённости поля и времени пребывания в нем.

– косвенное: проявляется воздействием электрических разрядов, возникающих при прикосновении человека, к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов, протяжённым проводникам или

при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземлённым объектам.

– акустический шум и радиопомехи: возникают при короне на проводах, частичных разрядах и короне на изоляторах и деталях арматуры. На уровень радиопомех оказывают влияние радиус проводов, условия погоды, состояние поверхности провода (загрязнения, осадки). Для устранения радиопомех в охранной зоне снижается допустимая напряжённость на поверхности провода.

Воздействия электромагнитного поля предусматривают определённые условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

Для эксплуатационного персонала установлена допустимая продолжительность периодического и длительного пребывания в электрическом поле на уровне головы человека (1,8 м над уровнем земли). При невозможности ограничения времени пребывания персонала под воздействием электрического поля применяется экранирование рабочих мест путём установки тросовых экранов над дорогами, экранирующих козырьков и навесов над шкафами управления.

7.3 Чрезвычайные ситуации

Наиболее часто чрезвычайная ситуация наступает во время пожара на подстанции. Пожарная опасность электроустановок сопряжена с использованием горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причиной возникновения возгорания могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением, руководствуются «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

Порядок действий во время пожара на энергообъекте:

1. Персонал, заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2. Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3. После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключить оборудование, снять напряжение, слить масло). Далее необходимо приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, которое хорошо осведомлено о расположении подъездных путей и водоисточников.

4. До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5. Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведённом отключении.

6. Пожарные подразделения приступают к тушению пожара после инструктажа, проведённого старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7. Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учётом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования.

8. Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Во время пожара усиливается охрана территории и к месту пожара не допускаются посторонние лица.

Щиты с пожарным инвентарём, первичные средства пожаротушения находятся на видных местах, имеют свободный доступ и окрашиваются масляной краской в красный цвет.

Для пожаротушения автотрансформаторов 125 МВА, на подстанциях предусматривается автоматическая система пожаротушения распылённой водой, в которую входит насосная станция пожаротушения с насосами ДЗ20-50, камера переключения задвижек, сухо-трубопроводы, трубная обвязка автотрансформаторов с оросителями ОПДР-15 и пожарные резервуары. Расход воды на тушение одного автотрансформатора составляет 70,4 л/с.

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение совершается передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Восстановление пожарного запаса предусмотрено в течение 36 часов от двух скважин, одна из которых – рабочая, вторая – резервная.

Для ограничения пожара при возгорании масла под трансформатором оборудуется специальная масло-приёмная яма, покрытая решёткой, поверх которой насыпают гравий. При этом масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит

автотрансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной). Автоматический пуск пожаротушения дублируется дистанционно со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, защищают распылённой водой от повышения температуры.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При возгорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь с них снимают напряжение, затем приступают к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. Для тушения используют углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные – бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распылённую воду.

В случае тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещено.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения данной выпускной квалификационной работы на тему «Развитие электрических сетей 35-110 кВ Надеждинского района

Приморского края в связи с подключением оптово-распределительного центра» были решены основные задачи, связанные её развитием.

Произведён выбор более мощных силовых трансформаторов на подстанции «Западная» в связи перераспределением перетоков мощности в перспективном варианте сети, заменено устаревшее оборудование на современное, произведена постройка новых и реконструкция старых линий электропередачи, которые улучшили общее состояние сети и повысили её устойчивость в аварийных режимах работы, и соответственно обеспечить надёжное электроснабжение большого количества потребителей данного района. Благодаря произведённому развитию сети в сети уменьшились потери электроэнергии, и на крупных подстанциях появился резерв свободной мощности, что даст возможность подключения новых потребителей.

Согласно расчётам, которые были проведены в данной работе, оборудование КРУ ПС «Промпарк» устойчиво к действию токов короткого замыкания. Данное оборудование выбрано с учётом требований в части климатического исполнения и способно выполнять свои необходимые функции в нормальных и аварийных режимах работы.

Выполнен расчёт заземления ПС «Промпарк», рассчитана молниезащита оборудования ПС. Данное устройство повысит надёжность работы во время грозовой активности и продлит срок эксплуатации оборудования.

Произведён расчёт уставок релейной защиты силового трансформатора 110/10 кВ, установленного на подстанции «Промпарк».

Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности, а также вопросы пожарной безопасности энергетических объектов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляков, Ю.П. Релейная защита и автоматика электрических систем / Ю. П. Беляков, А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. Учебное пособие. –

Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2004. – 136 с.

2 Кукин, П.П. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств / П. П. Кукин, В. Л. Лапин, Н. Л. Пономарев. Учеб. пособие для вузов., 2-е изд. испр. и доп. М. : Высш. шк., 2002. – 319 с.

3 ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. Постановление государственного комитета СССР по стандартам от 14.12.87 № 4495, 1987. – 40 с.

4 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. Постановление Госстандарта СССР от 14.06.1991 № 875 ГОСТ от 14.06.1991 № 12.1.004-91 Государственные стандарты и другие документы, 1991. – 68 с.

5 ГОСТ 12.4.009-83. Государственный стандарт СССР. Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. 1983. – 24 с.

6 Заземления в сетях высокого напряжения / под ред. Р. Н. Карякина. – М. : Энергоатомиздат, 2002. – 377 с.

7 Идельчик, В. И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

8 Блок, В.М. Электрические системы и сети. – М. : Высш.шк.,1986. – 430 с.

9 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы. Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 256 с.

10 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

11 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред.

профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
М., 2003. – 46 с.

12 Веников, В.А. Надежность и эффективность сетей электрических систем / В. А. Веников, Ю. А. – М. : Высш. шк., 1989. – 151 с.

13 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. Челябинск: АТОКСО, 1995. – 42 с.

14 Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. – Министерство энергетики и электрификации СССР, Управление по технике безопасности и промышленной санитарии, М. : Энергоатомиздат, 1986.

15 Правила устройства электроустановок. – М. : НЦ ЭНАС, 2003.

16 Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. – Проектирование. Учеб. пособие для вузов – Минск: «Высшая школа», 1988. – 301 с.

17 Ротачёв, Ю. А. Релейная защита и автоматика / Учебно-методическое пособие для студентов заочного обучения. Амурский гос. ун-т : – Благовещенск, 2000. – 58 с.

18 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б. Н. Неклепаева. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.

19 РД 153–34.3–35.125–99. Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозных и внутренних перенапряжений / под научной ред. Н. Н. Тиходеева. – С.-Петербург : ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

20 Рожкова, Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

21 СНиП 23-03–2003. «Нормы проектирования. Защита от шума». Система нормативных документов в строительстве. М. : 2010. – 67 с.

22 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и

подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М. : Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.

23 СНиП 21-01-97*. Пожарная безопасность зданий и сооружений. Постановление Министра России от 13.02.1997 № 18-7 СНиП от 13.02.1997 № 21-01-97*. Строительные нормы и правила РФ.

24 Электрощит.Ру [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/catalog/properties/0/177>. – 04.06.2016.

25 Техника безопасности при строительномонтажных работах в энергетике. Справочное пособие / под ред. П. Н. Долина. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 544 с.

26 Веников, В.А. Электрические системы. Электрические сети / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков и др.: под ред. В. А. Веникова, В. А. Строева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Высшая школа, 1998. – 511 с.