

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование тяговой подстанции напряжением 220 кВ Оборчо в
Нерюнгринском районе республики Саха (Якутия)

Исполнитель
студент группы 142об-1 _____ П.А. Химиченко
подпись, дата

Руководитель
доцент _____ А.Г. Ротачева
подпись, дата

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

Нормоконтроль
ст. преподаватель _____ Л.А. Мясоедова
подпись, дата

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Химиченко Павла Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование тяговой подстанции напряжением 220 Кв Оборчо в Нерюнгринском районе республики Саха (Якутия)

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 25.06.25

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы преддипломной практики в том числе: однолинейная схема электрических сетей в районе расположения проектируемой ПС Оборчо, географическое расположение объекта проектирования, данные о потребителях, климатическая характеристика местности

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Разработка варианта системы внешнего электроснабжения, расчет электрических нагрузок, выбор схемы подключения вновь вводимой ПС Оборчо, расчет и выбор силовых трансформаторов и электротехнического оборудования, расчет экономических показателей, рассмотрение вопросов безопасности жизнедеятельности

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

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности доцент, канд. техн. Наук А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 16.04.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева Алла Георгиевна доцент

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

Задание принял к исполнению (дата): 16.04.2025

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 105 стр., 17 рисунков, 27 таблиц, 109 формул, 40 источников, 3 приложения.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТЯГОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТРЕХОБМОТОЧНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, КОМПЕНСИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ

В ВКР выполнена разработка однолинейной схемы ПС Оборчо номинальным напряжением 220/37,5/10 кВ, выбран оптимальный вариант подключения к системе внешнего электроснабжения

Целью данной работы является – проектирование ПС 220 кВ Оборчо, а также разработка варианта реконструкции электрических сетей напряжением 220 кВ Республики САХА (Якутия) при подключении данной ПС к системе внешнего электроснабжения.

На основании расчёта максимальных рабочих токов и токов короткого замыкания проеден выбор основного электротехнического оборудования в частности выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также гибких, жестких шин и защитных аппаратов.

Проведен технико экономический расчет и выбран оптимальный вариант подключения ПС Оборчо к системе внешнего электроснабжения с соответствующим выбором и проверкой проводников.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- ВВ – высоковольтный выключатель;
- ВЛЭП – воздушная линия электропередачи;
- ЖД – железная дорога
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- МЗ – микропроцессорная защита;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ПС – подстанция;
- РПН – устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- ЭТ – электрифицированный транспорт.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика климатических условий и территориальных особенностей	9
2 Характеристика возможных источников питания	11
3 Характеристика потребителей ПС Оборчо	14
4 Обоснование целесообразности строительства новой ПС Оборчо	17
5 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	18
5.1 Расчет нагрузок потребителей ПС Оборчо	18
6 Разработка вариантов развития электрических сетей при вводе в эксплуатацию ПС Оборчо и выбор оптимального	20
6.1 Выбор номинального напряжения при подключении ПС Оборчо к системе внешнего электроснабжения	20
6.2 Разработка вариантов конфигурации электрической сети при подключении ПС Оборчо к системе внешнего электроснабжения	20
6.3 Компенсация реактивной мощности	25
6.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС Оборчо	27
6.5 Выбор марок проводников и сечений вновь вводимых линий электропередач	29
7 Выбор оптимального варианта развития электрической сети	31
8 Расчет токов короткого замыкания	35
9 Разработка однолинейной схемы и конструктивного исполнения подстанции Оборчо	45
10 Выбор оборудования подстанции Оборчо	47
10.1 Выбор выключателей 220 кВ	48
10.2 Выбор выключателей 27,5 кВ	49
10.3 Выбор выключателей 10 кВ	50

10.4 Выбор разъединителей 220 кВ	51
10.5 Выбор трансформаторов тока	52
10.6 Выбор трансформаторов напряжения	56
10.7 Выбор трансформаторов собственных нужд	57
10.8 Выбор гибких шин 220 кВ	58
10.9 Выбор жестких шин 10 кВ	59
10.10 Выбор опорных изоляторов 10 кВ	61
11 Расчет устройств молниезащиты	63
11.1 Защита от прямых ударов молнии	63
11.2 Защита от набегающих волн перенапряжений	65
12 Расчет заземляющего устройства	67
13 Защита силовых трансформаторов ПС Оборчо	72
13.1 Дифференциальная защита	72
13.2 Защита от перегрузки	74
13.3 Максимальная токовая защита	75
13.4 Газовая защита	75
14 Автоматика, применяемая на ПС Оборчо	77
14.1 Автоматика ввода резерва	77
14.2 Автоматическая частотная разгрузка	77
14.3 Автоматическое повторное включение	78
15 Безопасность и экологичность	80
15.1 Безопасность	80
15.2 Экологичность	91
15.3 Чрезвычайные ситуации	98
Заключение	100
Библиографический список	98
Приложение А. Расчет молниезащиты	106
Приложение Б. Расчет заземления	110
Приложение В. Расчет заземления	111

ВВЕДЕНИЕ

В ВКР спроектирована подстанция ПС Оборчо напряжением 220 кВ, а также разработан вариант развития Якутских электрических сетей при подключении данной подстанции к схеме внешнего электроснабжения. Организация источника питания для железнодорожного транспорта является очень серьезной задачей, которая должна решаться комплексно, при этом должно учитываться значительное количество факторов при подключении данного объекта электроэнергетики к системе внешнего электроснабжения.

Целью данной работы является – проектирование ПС Оборчо разработка варианта реконструкции электрических сетей напряжением 220 кВ республики САХА Якутия при подключении ПС Оборчо к системе внешнего электроснабжения

В ходе выполнения данной работы решено значительное количество как технических, так и экономических задач, в частности:

- Анализ состояния и определение основных характеристик электротехнического оборудования в рассматриваемом районе электрических сетей.
- Расчет электрических нагрузок дополнительного потребителя
- Выполнение расчетов, связанных разработкой схемы подключения новой ПС Оборчо к системе внешнего электроснабжения
- Выбор и проверка основного электротехнического оборудования вновь вводимой ПС Оборчо

При выполнении работы проведено значительное количество расчетов включая определение расчетных нагрузок, определение рационального напряжения подключения ПС Оборчо, разработка и сравнение различных вариантов подключения, расчет токов короткого замыкания и последующий выбор основного и вспомогательного оборудования ПС Оборчо

Практическая значимость представленной работы – заключается в получении реальных данных о необходимом оборудовании как на ПС Оборчо,

так и в системе внешнего электроснабжения, так же в получении данных о токах короткого замыкания на рассматриваемом объекте.

Перечень использованного программного обеспечения (обеспеченного лицензией)

Операционная система MS Windows 10 Education, Pro

MS Office 2013/2016 PRO PLUS Academic

Mathcad Education – University Edition

Графическая часть ВКР выполнена на шести листах формата A1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ.

При выборе электротехнического оборудования в частности выключателей, ограничителей перенапряжения, измерительных трансформаторов тока и напряжения, следует особое внимание уделять климатической характеристике района расположения рассматриваемого объекта в частности ПС Оборчо. Учитывая тот факт, что в данной работе будет производиться реконструкция электрической сети при подключении данного объекта, следовательно, для правильного расчета и выбора как линейного, так и подстанционного оборудования понадобятся следующие данные:

- для выбора проводов линий электропередач необходимы данные о скоростном напоре ветра и толщине стенки гололеда.
- при выборе подстанционного оборудования необходимы данные и температуре в рассматриваемом районе как минимальной, так и наибольшей.
- правильный расчет заземляющего устройства так же включает в себя учет глубины промерзания грунта.
- правильный расчет грозоупорности как ВЛ, так и подстанционного оборудования должен учитывать число грозových часов в году.

Определены необходимые для проектирования климатические условия характеристики которых приведены в таблице 1..

Район по ветру и гололеду необходим при выборе линейного оборудования, температура воздуха минимальная, максимальная необходима для выбора подстанционного оборудования и его климатической характеристики, число грозových часов учитывается при расчете грозоупорности, нормативная глубина промерзания грунтов, их состав и удельное электрическое сопротивление необходимо при расчете системы молниезащиты и заземления.

Таблица 1 – Климатические условия

Климатические условия	Расчетная величина
Район по ветру	IV
Нормативная скорость ветра, м/сек	36
Район по гололеду	IV
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Температура гололедообразования, °С	-5
Минимальная температура воздуха, °С	-58
Среднегодовая температура воздуха, °С	+4,5
Максимальная температура воздуха, °С	+35
Число грозových часов в год	10-20
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	3,0
Состав почвы	Подзолистые
Удельное сопротивление грунта	50 Ом×м
Преобладающее направление ветров	Северное

Данные о нормативной скорости ветра и толщине стенки гололеда необходимы при выборе марки и сечения проводов воздушных линий электропередачи, температура воздуха максимальная, минимальная позволяет выбрать климатическое исполнение оборудования (ХЛ, УХЛ). Нормативная глубина промерзания грунтов, состав почвы и удельное электрическое сопротивление учитывается при расчете заземляющего устройства.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ВОЗМОЖНЫХ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ

Основным возможным источником питания по территориальной близости к рассматриваемому месту расположения ПС Оборчо является: ПС 220 кВ Тында Нерюнгринская ГРЭС. Рассмотрим их подробно. Карта схема рассматриваемого участка сети представлена на рисунке 1

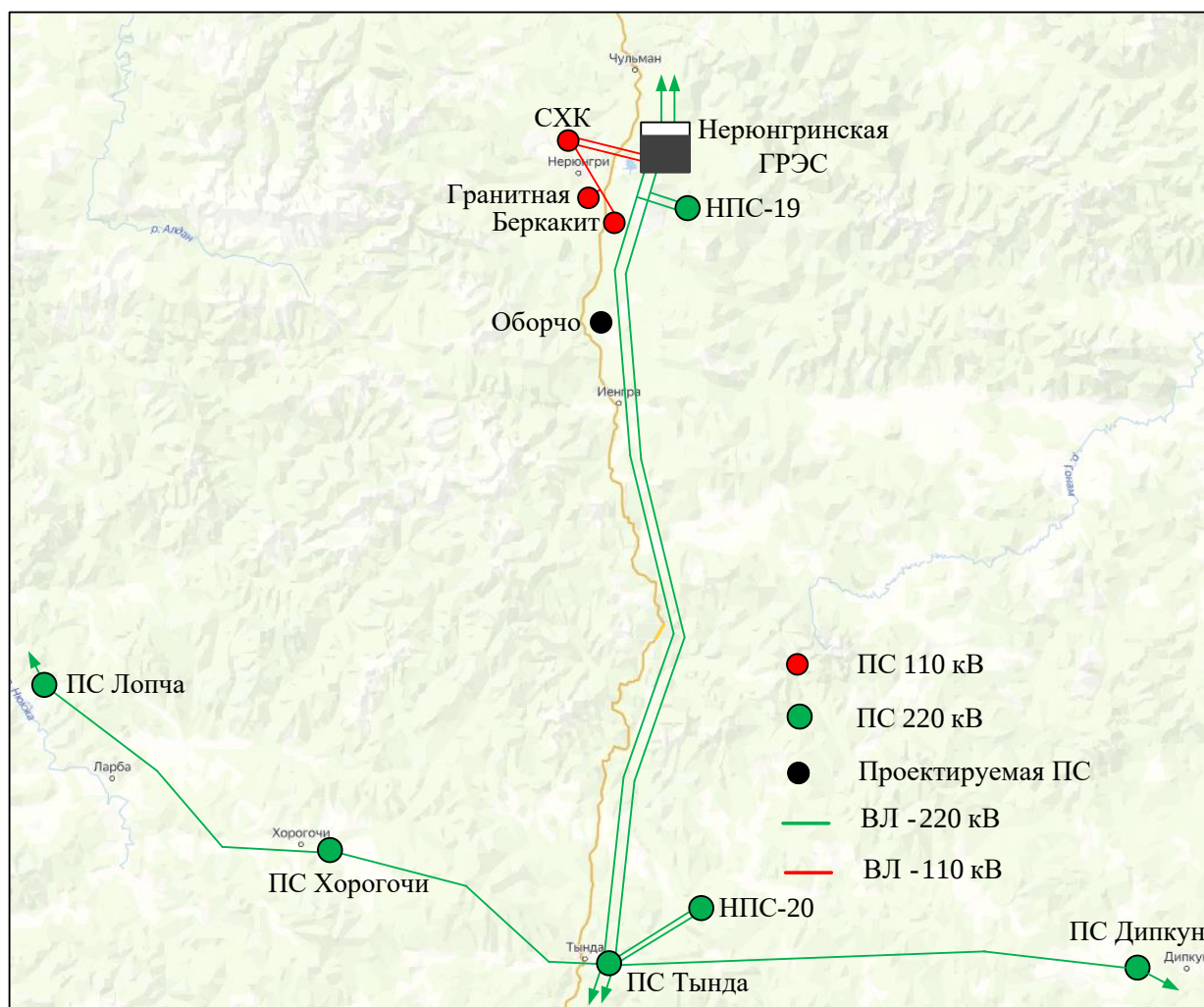


Рисунок 1 - Карта схема расположения объектов

Однолинейная схема рассматриваемого участка сети так же представлена на рисунке 2

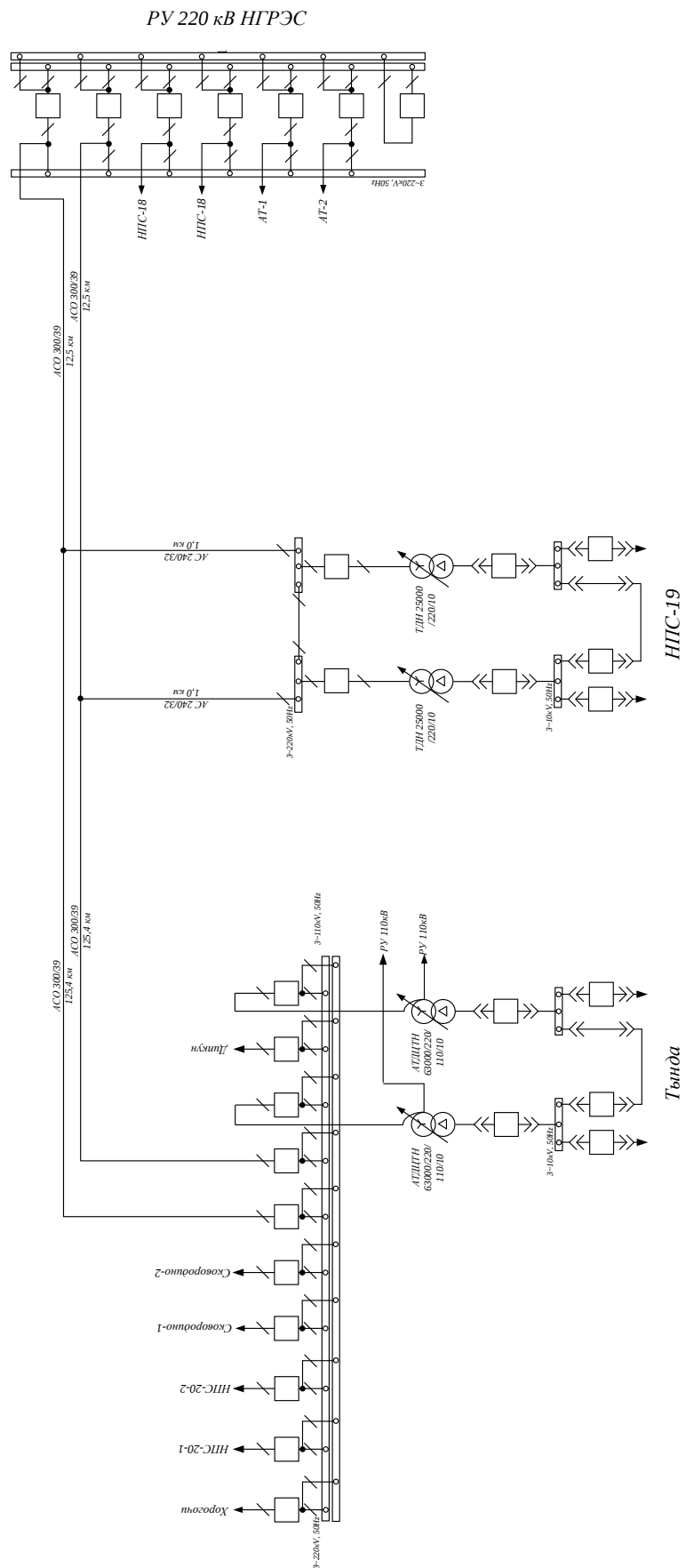


Рисунок 2 - Однолинейная схема рассматриваемого участка сети

ПС Тында: расположена к югу от предположительного месторасположения ПС Оборчо, имеет свободную располагаемую мощность 50,5 МВА, здесь имеется четыре уровня номинальных напряжений, распределительное устройство 220 кВ выполненное по схеме «две рабочие не секционированные системы шин» имеет восемь отходящих линий в том числе в сторону Нерюнгринской ГРЭС -2 шт. , распределительное устройство 110 кВ выполненное по схеме «одна рабочая секционированная система шин» имеет три отходящие линии и связь с ПС Эльга, распределительное устройство 35 кВ выполненное по схеме «одна секционированная система шин» имеет 9 отходящих линий. На ПС Тында установлены два автотрансформатора типа АТДЦТН 63000/220/110/10, а также два трехобмоточных трансформатора типа ТДТН 40000/110/35/10.

Нерюнгринская ГРЭС: представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 570 МВт. Станция работает по тепловому графику с конденсационной догрузкой в летний период. Годовое число часов использования установленной электрической мощности составляет 5500-6000 ч. Основное оборудование станции включает 3 турбоагрегата мощностью по 200 МВт.

Рассмотрим распределительные устройства на данном объекте: РУ 220 кВ выполнено по схеме: две рабочие не секционированные системы шин с обходной системой, общее количество отходящих линий – 6, РУ 110 кВ выполнено по схеме две рабочие не секционированные системы шин с обходной системой шин, общее количество отходящих линий составляет 4.

3 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПС ОБОРЧО

В данном разделе рассмотрим основных потребителей, которые будут получать питание от распределительного устройства низкого и среднего напряжения ПС Оборчо, т.к. предполагается подключение от данных РУ потребителей электрифицированной железной дороги, а также сопутствующих потребителей, которые имеют место на тяговой подстанции

Рассмотрим подробно характеристику системы тягового электроснабжения железных дорог

Система электроснабжения электрифицированной железнодорожной дороги состоит из внешней части системы электроснабжения, включающей в себя устройства выработки, распределения и передачи электрической энергии до тяговых подстанций (исключительно);

тяговой части системы электроснабжения, состоящей из тяговых подстанций линейных устройств и тяговой сети. Тяговая сеть, в свою очередь, состоит из контактной сети, рельсового пути, питающих и отсасывающих линий (фидеров), а также других проводов и устройств, присоединяемых по длине линии и контактной подвески непосредственно или через специальные автотрансформаторы [8].

Основным потребителем электрической энергии в тяговой сети является локомотив. Вследствие случайного расположения поездов неизбежны случайные сочетания нагрузок (например, пропуск поездов с минимальным межпоездным интервалом), которые могут существенным образом повлиять на режимы работы системы тягового электроснабжения [8].

Наряду с этим поезда, удаляющиеся от тяговой подстанции, питаются электрической энергией при более низком напряжении, что влияет на скорость движения поезда и, как следствие, на пропускную способность участка.

Кроме тяговых двигателей, приводящих в движение поезд, на локомотивах имеются вспомогательные машины, выполняющие различные функции. Производительность этих машин также связана с уровнем напряжения на их

зажимах. Отсюда следует, что в системах тягового электроснабжения весьма важным является поддержание заданного уровня напряжения в любой точке тяговой сети.

Питание электрифицированного участка железной дороги осуществляется от энергосистемы конкретного региона.

Электроснабжение железных дорог осуществляется по линиям 35, 110, 220 кВ, 50 Гц. Система тягового электроснабжения может быть, как постоянного, так и переменного тока.

На железных дорогах России распространение получили система электроснабжения постоянного тока с напряжением в контактной сети 3 кВ и система электроснабжения переменного тока с напряжением в контактной сети 25 кВ и 2×25 кВ, частотой 50 Гц [8].

Питание тяговой сети в большинстве случаев осуществляется от шин 110 (220) кВ через понизительный трансформатор, который обеспечивает снижение напряжения до 10 кВ. К шинам 10 кВ подключен преобразователь, который состоит из тягового трансформатора и выпрямителя. Последний обеспечивает преобразование переменного тока в постоянное напряжение на шинах 3,3 кВ. Контактная сеть подключается к «плюс шине», а рельсы – к «минус шине» [8].

Электрифицированные железные дороги относятся к потребителям первой категории. Для таких потребителей предусмотрено питание от двух независимых источников электроэнергии. Таковыми считаются отдельные районные подстанции, разные секции шин одной и той же подстанции – районной или тяговой. Поэтому схема питания тяговых подстанций от энергосистемы должна быть такой, чтобы выход из работы одной из районных подстанций или линии передачи не мог бы быть причиной выхода из строя более одной тяговой подстанции. Достичь этого можно путем выбора рациональной схемы питания тяговых подстанций от энергосистемы.

Обеспечение надежности системы электроснабжения достигается: использованием двухцепной линии высокого напряжения, обеспечением

двухстороннего питания каждой сети ЛЭП, секционированием ЛЭП на транзитных подстанциях, наличием быстродействующей автоматической защиты на опорных, транзитных тяговых и районных подстанциях.

По категории надежности электроснабжения все потребители делятся на три категории, в зависимости от степени тяжести ущерба наносимого при отключении питания. Наиболее требовательными к электроснабжению являются потребители первой категории, для которых необходимо наличие двух независимых источников питания (для особой группы первой категории необходимо наличие трех независимых источников питания), так же перерыв в питании данной категории не должен превышать времени работы автоматики. Для потребителей второй категории так же необходимо иметь два независимых источника питания, однако степень тяжести ущерба здесь меньше и перевод питания может занимать время оперативных переключений обслуживающим персоналом. Третья категория включает всех остальных потребителей, питание в данном случае может быть организовано от одного источника, перерыв в электроснабжении может занимать время необходимое для выполнения ремонтно-восстановительных работ.

Данный рассматриваемый потребитель – железнодорожный транспорт имеет очень высокие требования по надежности электроснабжения, это связано с бесперебойной работой транспорта поэтому он имеет первую категорию по надёжности электроснабжения, этот факт следует учитывать при проектировании распределительных устройств низкого и высокого напряжения т.к. должны иметься два независимых источника питания.

4 ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА НОВОЙ ПС ОБОРЧО

Как указывалось, ранее в настоящее время планируется частичная электрификация железнодорожного транспорта в республике САХА (Якутия) в частности в частности в районе переезда Оборчо при этом электроснабжение электроприемников должно быть выполнено с высокой степенью надежности. Географическое расположение данного объекта таково что подключение к существующим ПС экономически не целесообразно из-за большой удаленности, поэтому в данной работе принимается решение о проектировании новой ПС Оборчо которая будет расположена на территории переезда с одноименным названием, так же она будет соответствовать всем требованиям по качеству и надежности электроснабжения всех электроприемников электрифицированного железнодорожного транспорта.

При проектировании ПС будут приниматься решения, касающиеся высокой схемной надежности при подключении к системе внешнего электроснабжения, так же предпочтение будет отдаваться современному оборудованию, имеющему высокие эксплуатационные характеристики.

Данная ПС может быть выполнена как открытого, так и закрытого исполнения, при этом второй тип применяется случае отсутствия возможности расположить оборудования на большой площади, т.к. в данном случае площади, отводимые под ПС позволяют это сделать, следовательно, принимается решение выполнить РУ ВН, СН (27,5 кВ) открытого типа. Достоинством открытого распределительного устройства является его относительно низкая стоимость по сравнению с элегазовым КРУ. РУ-10 кВ будет выполнено комплектным как это принято в большинстве подобных объектов.

5 РАСЧЁТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

5.1 Расчет нагрузок потребителей ПС Оборчо

Учитывая то что в данной работе рассматривается проектирование системы внешнего электроснабжения и основной упор должен быть сделан на это, то расчет нагрузок потребителей ПС Оборчо будет выполняться по упрощенным формулам с использованием таких параметров как средневзвешенный коэффициент использования, а также средневзвешенный коэффициент мощности. Основные данные необходимые для расчета приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика основных потребителей ПС Оборчо

Наименование потребителя	Коэффициент использования k_u	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Установленная мощность (кВт)
Электродвигатели основных локомотивов	0,9	0,8	18500
Электродвигатели маневрового локомотива	0,4	0,8	9300
Вспомогательный цех	0,35	0,78	1260
Сторонняя нагрузка	0,65	0,75	6190
Административное здание	0,5	0,85	30

Расчет электрических нагрузок на примере вспомогательного цеха:

Установленная активная мощность:

$$P_{уст} = 1260 \text{ (кВт)}$$

Коэффициент использования

$$k_u = 0,35$$

Коэффициент мощности

$$\cos\varphi = 0,7$$

Расчетная активная мощность вспомогательного цеха определяется по следующей формуле [6].

$$P_p = P_{уст} \cdot k_u \quad (1)$$

$$P_p = 1260 \cdot 0,35 = 441,0 \text{ (кВт)}$$

Расчетная полная мощность заводоуправления определяется по следующей формуле [6]:

$$S_p = \frac{P_p}{\cos \varphi} \quad (2)$$

$$S_p = \frac{441,0}{0,78} = 565,39 \text{ (кВА)}$$

Расчетная реактивная мощность вспомогательного цеха определяется по следующей формуле [6]:

$$Q_p = \sqrt{S_p^2 - P_p^2} \quad (3)$$

$$Q_p = \sqrt{565,39^2 - 441,0^2} = 353,81 \text{ (квар)}$$

Результаты расчета по остальным потребителям сведены в таблицу 3:

Таблица 3 – Расчет нагрузок потребителей ПС Оборчо

Наименование потребителя	k_u	$\cos \varphi$	$P_{уст}$ (кВт)	P_p (кВт)	Q_p (кВАр)	S_p (кВА)
Электродвигатели основных локомотивов	0,9	0,8	18500	16650,00	12487,50	20812,50
Электродвигатели маневрового локомотива	0,4	0,8	9300	3720,00	2790,00	4650,00
Вспомогательный цех	0,35	0,78	1260	441,00	353,81	565,39
Сторонняя нагрузка	0,65	0,75	6190	4023,50	3548,39	5364,67
Административное здание	0,5	0,85	30	15,00	9,30	17,65
Суммарное значение				24849,50	19189,00	31410,20

6 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРИ ВВОДЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПС ОБОРЧО И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО

6.1 Выбор номинального напряжения при подключении ПС Оборчо к системе внешнего электроснабжения

В рассматриваемом районе электрических сетей наибольшее распространение получили сети номинальным напряжением 220 и 110 кВ, так же следует отметить их близкое расположение к ПС Оборчо, в рассматриваемой части электрических сетей имеется двухцепная ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ПС Тында, использовать ее для подключения экономически целесообразно из-за небольшой удалённости по сравнению с сетями 110 кВ однако из-за невысокой мощности нагрузки ПС Оборчо для данного номинального напряжения 220 кВ проблематично получить нормативный коэффициент загрузки силовых трансформаторов, далее будем производить расчет рационального напряжения и определять наиболее оптимальный вариант подключения ПС Оборчо к системе внешнего электроснабжения.

6.2 Разработка вариантов конфигурации электрической сети при подключении ПС Оборчо к системе внешнего электроснабжения

В данном разделе будут разработаны два варианта реконструкции электрической сети при подключении ПС Оборчо к системе внешнего электроснабжения, при этом необходимо учитывать следующие условия: все варианты должны иметь минимальный набор оборудования обеспечивающий требуемый уровень надежности электроснабжения потребителей ПС Оборчо, должно иметься минимальное количество трансформаций, все варианты должны быть технически осуществимыми и экономически обоснованными.

Вариант №1: Включение ПС Оборчо по схеме заход-выход к одной цепи ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ПС Тында. Карта - схема данного типа подключения представлены на рисунке 3, однолинейная схема ПС Оборчо для данного варианта представлена на рисунке 4.

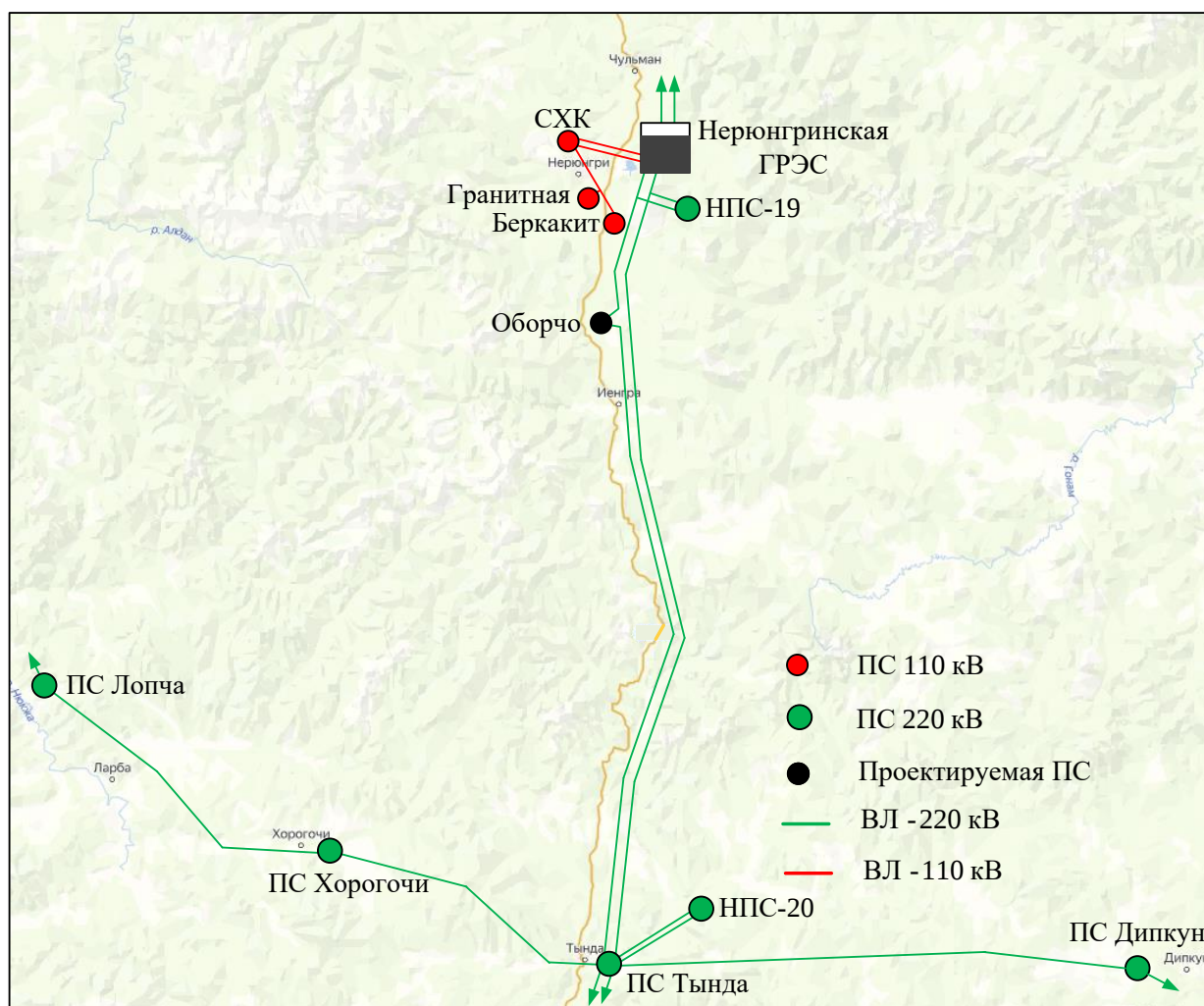


Рисунок 3 – Вариант №1 реконструкции сети при подключении ПС Оборчо

Для данного варианта подключения распределительное устройство высокого напряжения ПС Оборчо должно быть выполнено по схеме «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях трансформаторов», данная схема РУ позволит обеспечить необходимый уровень надёжности питания потребителей т.к. при отключении одной из питающих линий происходит ее отключение на ПС Оборчо двумя

выключателями в перемычке и трансформаторным при этом второй трансформатор остается в работе и принимает на себя всю нагрузку ПС. Номинальная мощность силового трансформатора соответственно выбирается таким образом, чтобы он мог работать время достаточное для выполнения оперативных переключений и включения второго трансформатора в работу.

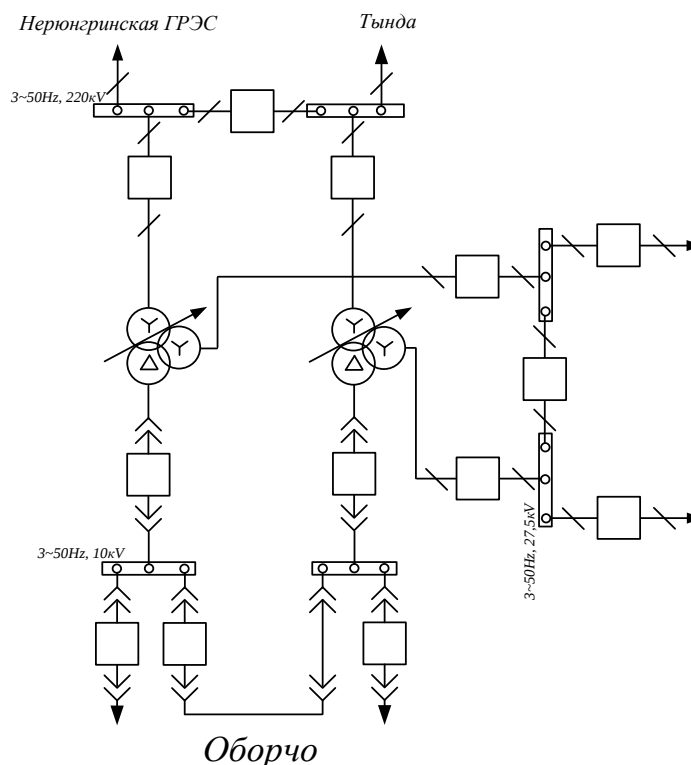


Рисунок 4 – Однолинейная схема ПС Оборчо при реализации варианта №1

Дополнительное количество оборудования необходимо для реализации данного подключения составит – 3 выключателя 220 кВ на ПС Оборчо и двухцепная ВЛ 220 кВ протяжённостью 1,5 км (в одноцепном исполнении суммарная протяженность ВЛ составит 3,0 км)

Вариант №2 Подключение ПС Оборчо по отпаечной схеме к проходящим рядом ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ПС Тында. Карта схема данного варианта представлена на рисунке 5, однолинейная схема ПС Оборчо для данного варианта представлена на рисунке 6. Даная схема подключения

так же обеспечивает достаточную надёжность при питании потребителей первой категории ПС Оборчо т.к. обе воздушные линии 220 кВ запитаны с разных систем шин.

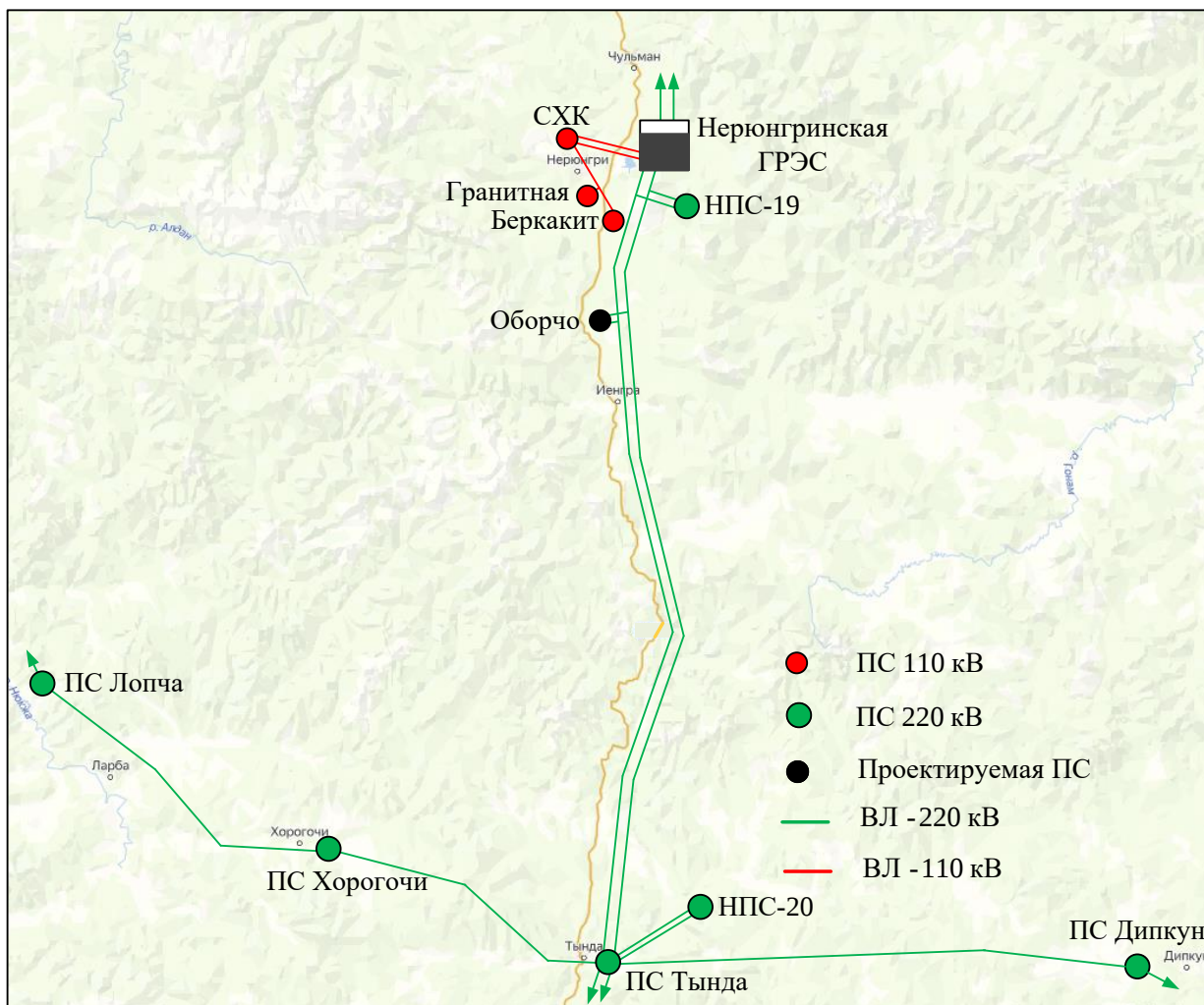


Рисунок 5 – Вариант №2 реконструкции сети при подключении ПС Оборчо

Распределительное устройство высокого напряжения ПС Оборчо в данном варианте должно быть выполнено по схеме «сдвоенный блок с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», данная схема РУ применяется на напряжении 35-220 кВ на тупиковых и ответвительных ПС и имеет минимальный набор оборудования высокую надежность и низкую стоимость эксплуатации. Дополнительное количество оборудования для данного варианта реконструкции составляет 2 выключателя

220 кВ на ПС Оборчо и один участок двух цепной ВЛ 220 кВ суммарной протяженностью 3,0 км (в одно цепном исполнении).

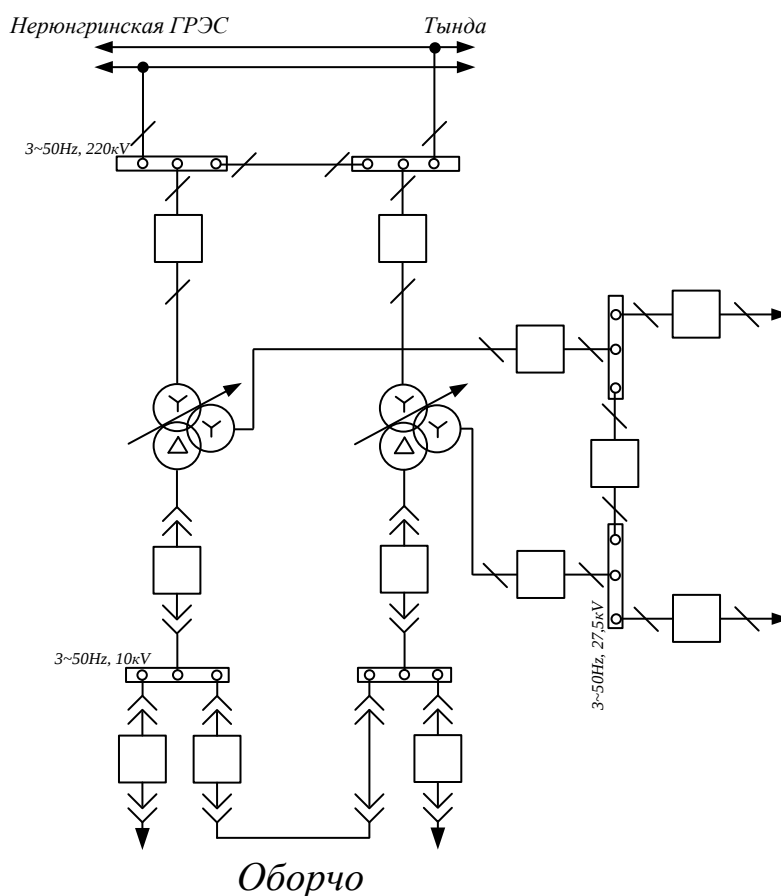


Рисунок 6 – Однолинейная схема ПС Оборчо при реализации варианта №2

Для общего и наглядного сравнения вариантов реконструкции электрической сети при подключении ПС Оборчо к системе внешнего электроснабжения общее количество дополнительного оборудования сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Данные о дополнительном оборудовании

Вариант реконструкции	Дополнительное количество выключателей	Дополнительная протяженность ВЛ в одно цепном исполнении (км)
1	3 (220 кВ)	3,0 (220 кВ)
2	2 (220 кВ)	3,0 (220 кВ)

Проводим расчет рационального напряжения для каждого из вариантов воспользуемся следующей эмпирической формулой Г.А. Илларионова [21]:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (4)$$

где $U_{\text{рац}}$ – рациональное напряжение передачи мощности P по линии длиной L .

Для примера проводим расчет рационального напряжения для первого варианта подключения, остальные расчеты сводим в таблицу.

$$U_{\text{рац}1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{1,5} + \frac{2500}{24,85 \cdot 0,5}}} = 43,25 \text{ (кВ)}$$

Таблица 5 – Расчет рационального напряжения

Вариант реконструкции	Рациональное напряжение (кВ)
1	43,25
2	43,25

Расчет показывает, что все варианты могут быть реализованы, так как номинальное напряжение, на котором производится подключение значительно превышает рациональное далее проводим технических анализ и определяем оптимальный вариант подключения ПС Оборчо к системе внешнего электроснабжения.

6.3 Компенсация реактивной мощности

В данном разделе проводим расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности на ПС Оборчо, с использованием предельного коэффициента реактивной мощности. Проводим компенсацию реактивной мощности на шинах 10 кВ ПС Оборчо, с выбором соответствующих устройств.

Требуемая мощность КУ [21]:

$$Q_K = Q_p - P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_{np} \quad (5)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{np}$ - предельный коэффициент реактивной мощности (для номинального напряжения 10 кВ принимается равным 0,4 согласно приказа Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380)

P_p – расчетная активная мощность, потребляемая из сети

Требуемая мощность КУ, приходящаяся на одну секцию РУНН 10 кВ:

$$Q_I = \frac{Q_K}{2} \quad (6)$$

Принимаем номинальную мощность КУ и определяем не скомпенсированную мощность [21]:

$$Q_{неск} = Q_m - Q_{ном} \quad (7)$$

где $Q_{ном}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств.

Проводим расчет:

$$Q_K = 19,19 - 24,85 \cdot 0,4 = 9,25 \text{ (Мвар)}$$

Требуемая мощность КУ, приходящаяся на одну секцию РУНН 10 кВ:

$$Q_I = \frac{9,25}{2} = 4,63 \text{ (Мвар)}$$

Принимаем к установке и устройства компенсации реактивной мощности типа УКРМ-10,5-4800-450 с номинальной мощностью 4,8 Мвар и шагом регулирования 450 квар, данное устройство устанавливается на каждую секцию шин 10 кВ ПС Оборчо

Определяем не скомпенсированную мощность:

$$Q_{неск} = 19,19 - 4,8 \cdot 2 = 9,59 \text{ (Мвар)}$$

Полученные данные будут использованы в дальнейших расчетах.

6.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС Оборчо

Для питания потребителей первой категории, которые имеют место на ПС Оборчо, на ней должны быть установлены силовые трансформаторы необходимой номинальной мощности в количестве 2 единиц, это обеспечит необходимую надёжность. Учитывая тот фат что, потребители будут подключаться на номинальном напряжении 27,5 кВ и 10 кВ, следовательно, трансформаторы должны быть трех обмоточными.

Мощность трансформаторов определяется исходя из суммарной расчетной активной мощности потребителей подстанции и не скомпенсированной реактивной мощности. Номинальная мощность должна выбираться таким образом, чтобы была возможность обеспечивать питание всех категорий потребителей, подключенных к шинам низкого напряжения как в нормальном режиме работы (в работе два трансформатора), так и в послеаварийном при отключении одного из них.

Выбор трансформаторов проводим для обоих вариантов на номинальном напряжении 220 кВ.

Проводим выбор трехобмоточных трансформаторов, расчетная полная мощность трансформатора определяется по следующей формуле [30]:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot K_3} \quad (8)$$

где P_p – расчётная активная мощность нагрузки ПС Оборчо;

$Q_{неск}$ – не скомпенсированная реактивная мощность нагрузки ПС Оборчо согласно расчетным данным;

N – количество трансформаторов;

K_3 – оптимальный коэффициент загрузки для двух трансформаторной подстанции (0,7).

Проверка трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы [12]:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot S_{Тном}} \quad (9)$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{(N-1) \cdot S_{Тном}} \quad (10)$$

К послеаварийному режиму работы относится отключение одного из трансформаторов.

$$S_p = \frac{\sqrt{24,85^2 + 9,59^2}}{2 \cdot 0,7} = 19,03 \text{ (МВА)}$$

Выбираем согласно справочным данным минимальное значение из выпускаемых по номинальной мощности, и принимаем для рассматриваемой ПС трансформатор типа ТДТНЖ 25000/220/27,5/10 с номинальной мощностью 25 МВА. Охлаждение осуществляется принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой.

Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{24,85^2 + 9,59^2}}{2 \cdot 25} = 0,54$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{24,85^2 + 9,59^2}}{25} = 1,08$$

Значение коэффициента загрузки для нормального режима работы должно составлять 0,5-0,7, для послеаварийного режима 1-1,4, полученные значения коэффициентов показывают то что загрузка трансформаторов как в нормальном, так и в послеаварийном режиме находится в необходимом диапазоне.

6.5 Выбор марок проводников и сечений вновь вводимых линий электропередач.

В данном разделе проводится расчет и выбор марок проводников сечений проводников вновь вводимых линий электропередач.

Для примера проводим расчет сечения ВЛ 220 кВ при подключении ПС Оборчо к системе внешнего электроснабжения для варианта реконструкции №2

Для определения сечений проводов воспользуемся экономическими токовыми интервалами, для которых требуется значение расчетного тока, район по гололеду, материал опор, прогнозируемая максимальная активная и реактивная мощность нагрузки.

Расчетный ток ВЛ [32]:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_p + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (11)$$

где n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки.

Определяем значение расчетного тока для питающей ВЛ 220 кВ:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{24,85^2 + 9,59^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} 1,05 \cdot 0,9 = 0,04 \text{ (кА)}$$

Согласно полученным данным о расчётном значении тока в сечении, климатическим данным местности, для отпаечного подключения подстанции Оборчо к системе внешнего электроснабжения предполагается использовать провод марки АС 240/32 с использованием стальных опор.

Дополнительно после выбора данного проводника необходимо выполнять проверку его по тепловому воздействию в послеаварийном режиме, для этого необходимо рассчитать ток, который будет протекать по воздушной линии при отключении одной из цепей, данный режим и будет являться послеаварийным. Полученное значение тока не должно превышать справочное значение длительно допустимого тока для выбранного проводника расположенного на открытом воздухе.

Расчетный ток в сечении в послеаварийном режиме [32]:

$$I_{нав} = \frac{\sqrt{P_p + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot (n-1)} \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (12)$$

$$I_{нав} = \frac{\sqrt{24,85^2 + 9,59^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} 1,05 \cdot 0,91, 05 \cdot 0,9 = 0,08 \text{ (кА)}$$

Для данного типа провода максимальное значение тока составляет 0,69 кА, значение послеаварийного тока не превышает его, следовательно, расчет выполнен верно.

Аналогично проводим выбор проводников для второго варианта реконструкции принимаем так же проводник марки АС 240/32, данный проводник так же проверен по току в послеаварийном режиме.

7 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В качестве экономического критерия при определении оптимального варианта из двух рассматриваемых в данной работе приняты статические приведенные затраты т.к. рассматриваемые варианты реконструкции сети по времени исполнения одинаковы.

Расчет статических приведенных затрат выполняется по формуле:

$$Z = E \cdot K + I_{\Sigma} \quad (13)$$

где I_{Σ} – суммарные годовые издержки;

E – норма дисконта, принимается 0,1.

Для примера выполняем расчет для первого варианта реконструкции, определяем капиталовложения по укрупненным стоимостным показателям.

Определяем стоимость распределительных устройств ПС Оборчо:

$$K_{py} = (N_{яч220} \cdot K_{яч220} + N_{яч27,5} \cdot K_{яч27,5} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{пер} \cdot K_p \quad (14)$$

где $K_{пер}$ - коэффициент пересчета от базовых показателей на год проекта (равен 15,28 по отношению к 2025 году);

K_p - районный коэффициент Дальнего востока для ПС –1,5;

$N_{яч220}$ - количество ячеек выключателей 220 кВ;

$K_{яч220}$ - стоимость одной ячейки выключателя 220 кВ;

$N_{яч27,5}$ - количество ячеек выключателей 27,5 кВ;

$K_{яч27,5}$ - стоимость одной ячейки выключателя 27,5 кВ;

$N_{яч10}$ - количество ячеек выключателей 10 кВ;

$K_{яч10}$ - стоимость одной ячейки выключателя 10 кВ.

$$K_{py} = (3 \cdot 11,75 + 5 \cdot 1,88 + 14 \cdot 0,15) \cdot 15,28 \cdot 1,5 = 1072,63 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем стоимость трехобмоточных трансформаторов на ПС Оборчо:

$$K_{mp} = N_{mp} \cdot K_{mp} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (15)$$

где N_{mp} - количество трансформаторов 220 кВ:

K_{mp} - стоимость одного трансформатора 220 кВ:

$$K_{mp} = 2 \cdot 8,93 \cdot 15,28 \cdot 1,5 = 709,35 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем постоянная часть затрат по подстанции:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (16)$$

где $K_{пост}$ - постоянная часть затрат:

$$K_{пост} = 32,9 \cdot 15,28 \cdot 1,5 = 754,07 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС Оборчо

$$K_{ПС} = 1072,63 + 709,35 + 754,07 = 2236,54 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем капиталовложения на сооружения ВЛ (двух цепная на металлических опорах провод АС 240/32):

$$K_{ВЛ} = K \cdot L \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (17)$$

где L - протяженность рассматриваемой ВЛ (км):

K - стоимость сооружения одного километра ВЛ:

$$K_{ВЛ} = 2,06 \cdot 1,5 \cdot 15,28 \cdot 1,5 = 70,82 \text{ (млн.руб.)}$$

Общие капиталовложения:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} \quad (18)$$

$$K = 70,82 + 2236,54 = 2307,36 \text{ (млн.руб.)}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, а также амортизацию вычисляются по формуле:

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ВЛ} \cdot \alpha_{ам1} + K_{ПС} \cdot \alpha_{ам2} \quad (19)$$

где $\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

$K_{об}$ - капитальные вложения.

$$I_{AM} = 70,82 \cdot 0,1 + 2236,54 \cdot 0,067 = 156,89 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем эксплуатационные годовые издержки:

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭКС.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ЭКС.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (20)$$

где $\alpha_{ЭКС.ВЛ} = 0,8\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах.

$\alpha_{ЭКС.ПС} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций.

Определяем эксплуатационные годовые издержки для четвертого:

$$I_{ЭКС} = 0,008 \cdot 70,82 + 0,059 \cdot 2236,54 = 132,49 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем суммарные годовые издержки:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{ЭКС} \quad (21)$$

$$I_{\Sigma} = 156,89 + 132,49 = 289,39 \text{ (млн.руб.)}$$

Далее проводим расчет статических приведенных затрат для первого варианта реконструкции сети:

$$З = 289,39 + 0,1 \cdot 2236,54 = 512,98 \text{ (млн. руб.)}$$

Далее проводим расчет по аналогичным формулам для второго варианта реконструкции, результаты приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Экономические показатели вариантов реконструкции

Вариант реконструкции	$K_{ПС}$ (млн.руб.)	$K_{ВЛ}$ (млн.руб.)	$I_{АМ}$ (млн.руб.)	$I_{ЭКС}$ (млн.руб.)	Z (млн.руб.)	Z (%)
1	2236,54	70,82	156,89	132,49	512,98	100
2	1966,25	70,82	138,8	116,56	459,065	88,25

Анализ полученных данных говорит о том, что наиболее оптимальным для дальнейшей проработки является вариант реконструкции №2 он имеет значительно меньшие приведенные затраты и остальные экономические показатели по сравнению с первым, следовательно, для дальнейшей разработки принимаем именно этот вариант реконструкции сети.

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В электрических установках могут возникать различные виды коротких замыканий, сопровождающихся резким увеличением тока. Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев и сопровождается значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Все электрооборудование, устанавливаемое в системах электроснабжения, должно быть устойчивым к токам КЗ и выбираться с учетом величины этих токов.

Расчетным видом КЗ для выбора электрооборудования является трехфазное КЗ.

Расчет токов КЗ ведем с учетом действительных характеристик и действительных режимов работы.

Расчеты токов КЗ для выбора аппаратов и проводников, их проверки по термической и электродинамической стойкости при КЗ, производятся приближенным методом с использованием относительных единиц.

Для упрощения расчета введем некоторые допущения:

- не учитывается сдвиг по фазе ЭДС различных источников питания, входящих в расчетную схему;
- трехфазная сеть принимается симметричной;
- не учитываются токи нагрузки;
- не учитываются емкостные токи кабельных и воздушных линий;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и независящими от протекающего тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой сети;
- не учитываются токи намагничивания трансформаторов.

Принятые допущения дают возможность произвести расчет с инженерной точностью.

На рисунке 7, 8 представлены соответственно расчетные точки короткого замыкания и схема замещения:

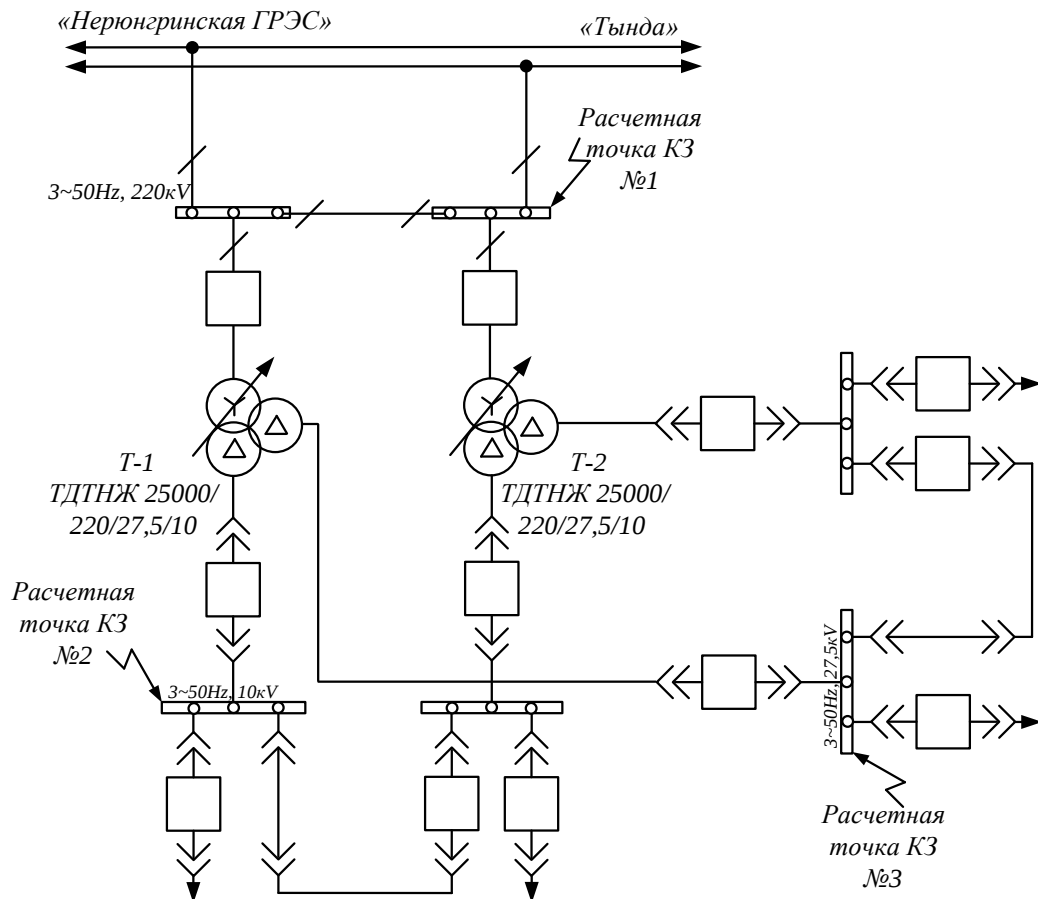


Рисунок 7 – Расчетные точки короткого замыкания

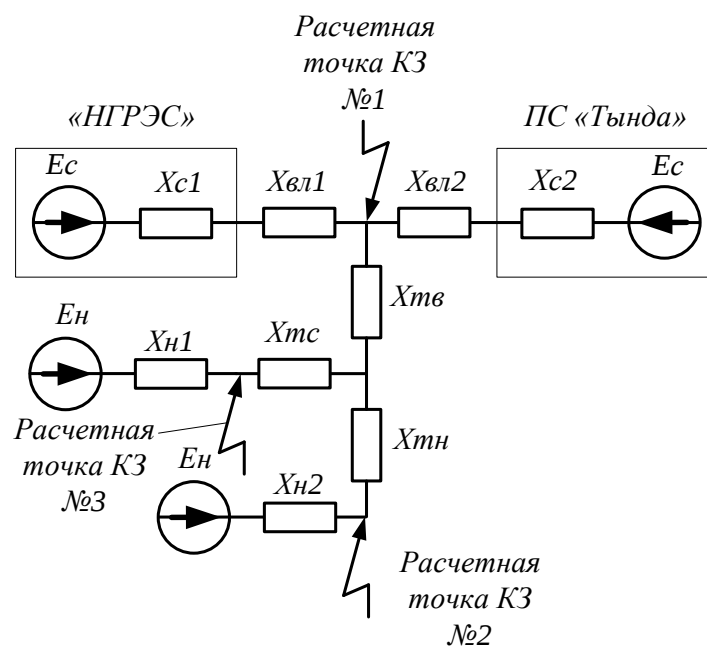


Рисунок 8 – Схема замещения

Для расчета токов короткого замыкания принимаем базисные условия

1) Базисная мощность: $S_B = 1000$ (МВА)

2) Базисное напряжение на стороне 230 $U_{B220} = 230$ (кВ)

4) Базисное напряжение на стороне 10 $U_{B10} = 10,5$ (кВ)

Определяем базисный ток для каждой ступени трансформации по следующей формуле [26]:

$$I_{B220} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B220}} \quad (22)$$

$$I_{B220} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ (кА)}$$

$$I_{B10} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B10}} \quad (23)$$

$$I_{B10} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления элементов в относительных единицах приведенные к базисным условиям (о.е.):

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 220 кВ НГРЭС, ток трехфазного короткого замыкания составляет 15,8 кА [26]:

$$X_c = \frac{S_B}{S_{K3}} \quad (24)$$

где S_{K3} – мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ

$$X_{c1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 15,8} = 0,16 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 220 кВ ПС Тынды, ток трехфазного короткого замыкания составляет 13,6 кА:

$$X_{c2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 13,6} = 0,18 (\text{о.е.})$$

Сопротивление ВЛ [5]:

$$X_{\text{ВЛ}} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{\text{CP}}^2} \quad (25)$$

где X_0 – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км)

НГРЭС - ПС Оборчо:

$$X_{\text{ВЛ1}} = 0,5 \cdot 0,4 \cdot 30,0 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,11 (\text{о.е.})$$

ПС Оборчо - ПС Тынды:

$$X_{\text{ВЛ2}} = 0,5 \cdot 0,4 \cdot 110,0 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,42 (\text{о.е.})$$

Определяем сопротивления трансформаторов установленных на ПС Оборчо [26]:

$$X_{\text{ТВ}} = 0,005 \cdot (u_{\text{К}\% \text{BC}} + u_{\text{К}\% \text{ВН}} - u_{\text{К}\% \text{СН}}) \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} \quad (26)$$

$$X_{\text{ТС}} = 0,005 \cdot (u_{\text{К}\% \text{BC}} - u_{\text{К}\% \text{ВН}} + u_{\text{К}\% \text{СН}}) \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} \quad (27)$$

$$X_{\text{ТН}} = 0,005 \cdot (-u_{\text{К}\% \text{BC}} + u_{\text{К}\% \text{ВН}} + u_{\text{К}\% \text{СН}}) \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} \quad (28)$$

где $u_{\text{К}\%}$, – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора (%)

$$X_{TB} = 0,005 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{1000}{25} = 3,13 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{TC} = 0,005 \cdot (10,5 - 17,5 + 6,5) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{1000}{25} = -1,87 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{TH} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{1000}{25} = 2,13 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки определяется следующим образом [26]:

$$X_H = 1,2 \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (29)$$

где S_H – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{H1} = 1,2 \cdot \frac{1000}{\sqrt{7,17^2 + 2,77^2}} = 156,12 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{H2} = 1,2 \cdot \frac{1000}{\sqrt{0,5^2 + 0,3^2}} = 2049,2 \text{ (о.е.)}$$

Проводим одновременно сворачивание схемы замещения и определение параметров, расчет ведем на примере расчетной точки КЗ №1.

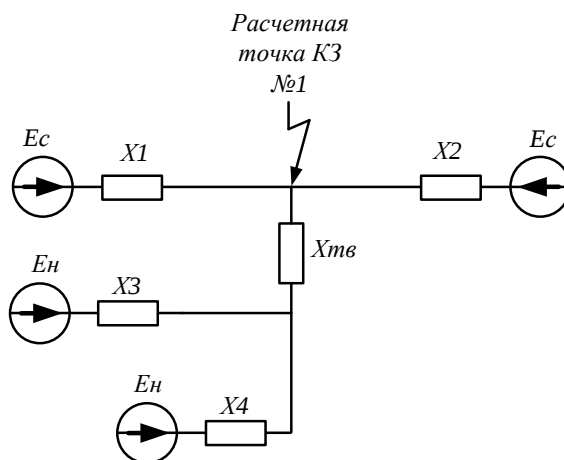


Рисунок 9 – Сворачивание схемы замещения №1

$$X1 = X_{C1} + X_{BЛ1} \quad (30)$$

$$X1 = 0,16 + 0,11 = 0,27 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{C2} + X_{BЛ2} \quad (31)$$

$$X2 = 0,18 + 0,42 = 0,6 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = X_{H1} \quad (32)$$

$$X3 = 156,12 \text{ (о.е.)}$$

$$X4 = X_{H2} + X_{ТН} \quad (33)$$

$$X4 = 2049,2 + 2,13 = 2051,33 \text{ (о.е.)}$$

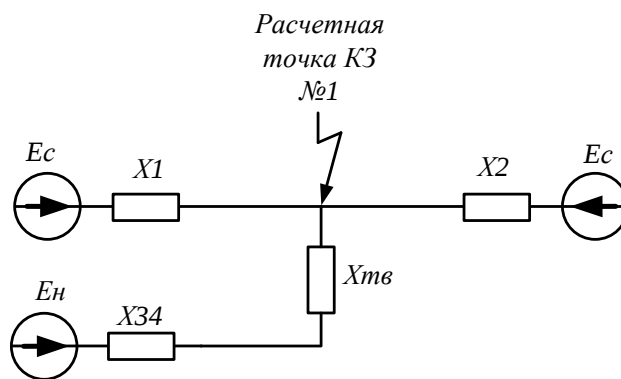


Рисунок 10 – Сворачивание схемы замещения №2

$$X34 = \frac{X3 \cdot X4}{X3 + X4} \quad (34)$$

$$X34 = \frac{156,12 \cdot 2051,33}{156,12 + 2051,33} = 145,09 \text{ (о.е.)}$$

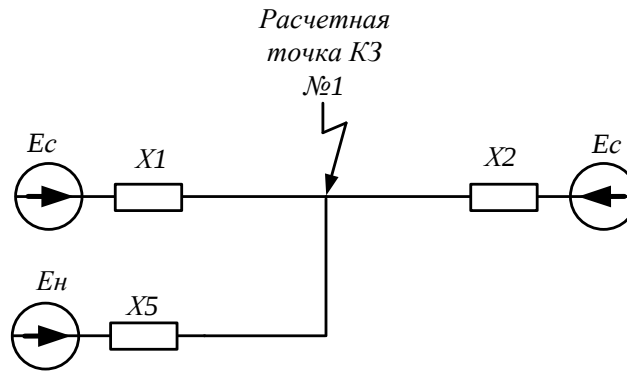


Рисунок 11 – Сворачивание схемы замещения №3

$$X5 = X34 + X_{ТВ} \quad (35)$$

$$X5 = 145,09 + 3,13 = 148,22 \text{ (о.е.)}$$



Рисунок 12 – Сворачивание схемы замещения №4

$$X15 = \frac{X1 \cdot X5}{X1 + X5} \quad (36)$$

$$X15 = \frac{0,27 \cdot 148,22}{0,27 + 148,22} = 0,26 \text{ (о.е.)}$$

$$E_{сн} = \frac{X5 \cdot E_c + X1 \cdot E_n}{X5 + X1} \quad (37)$$

где E_c , E_n – соответственно ЭДС системы и нагрузки в относительных единицах.

$$E_{CH} = \frac{148,22 \cdot 1 + 0,27 \cdot 0,85}{148,22 + 0,27} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

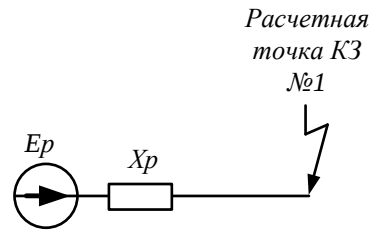


Рисунок 13 – Определение результирующих параметров

Определяем результирующие сопротивление и ЭДС:

$$X_p = \frac{X_2 \cdot X_{15}}{X_2 + X_{15}} \quad (38)$$

$$X_p = \frac{0,6 \cdot 0,26}{0,6 + 0,26} = 0,21 \text{ (о.е.)}$$

$$E_p = \frac{X_2 \cdot E_{CH} + X_{15} \cdot E_c}{X_2 + X_{15}} \quad (39)$$

$$E_p = \frac{0,6 \cdot 0,98 + 0,26 \cdot 1}{0,6 + 0,26} = 0,99 \text{ (о.е.)}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени определяется следующим образом [26]:

$$I_{no} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{B220} \quad (40)$$

$$I_{no} = \frac{0,99}{0,21} \cdot 2,51 = 12,87 \text{ (кА)}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания определяется следующим образом (кА) [26]:

$$I_a = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-T_{ОВ}}{T_a}} \quad (41)$$

$I_{по}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

$T_{ов}$ - полное время отключения выключателя (согласно паспортным данным для выключателя ВЭБ-220 УЭТМ составляет 0,06 сек).

T_a - постоянная времени (для шин ПС принимается равной 0,02).

$$I_a = \sqrt{2} \cdot 12,87 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,02}} = 0,9 \text{ (кА)}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке определяется через коэффициент ударного тока (время наступления максимального значения тока составляет 0,01сек.) [39]:

$$k_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (42)$$

$$k_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 1,61$$

$$I_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot k_y \quad (43)$$

$$I_{y0} = \sqrt{2} \cdot 12,87 \cdot 1,61 = 29,3 \text{ (кА)}$$

Дополнительно при выборе оборудования требуется расчет теплового импульса от протекания токов короткого замыкания (при этом время протекания тока короткого замыкания должно учитывать полное время отключения выключателя и время работы защиты с учетом ступеней селективности), принимается равным 0,06 и максимальное время резервной защиты 0,5 [39]:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (T_{ов} + T_a) \quad (44)$$

Для нашего случая

$$B_k = 12,87^2 \cdot (0,5 + 0,06 + 0,02) = 96,07 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Остальные данные по токам короткого замыкания определяются по аналогичным формулам, указаны в таблице 7.

Таблица 7 - Расчет токов КЗ на ПС Оборчо

Расчетная точка короткого замыкания	I_{no} (кА)	I_a (кА)	I_{yd} (кА)	B_k (кА ² с)
№1	12,87	0,9	29,3	96,07
№2	23,65	1,67	53,84	324,41
№3	6,34	0,45	14,43	23,31

Расчетные данные используем далее при выборе оборудования. Расчет токов короткого замыкания для расчетных точек 2,3 приведен в приложении А.

9 РАЗРАБОТКА ОДНОЛИНЕЙНОЙ СХЕМЫ И КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ ОБОРЧО

Распределительное устройство высокого напряжения ПС Оборчо принимаем открытого типа для снижения затрат на строительство, т.к. ПС будет расположена на открытой территории и соответственно отсутствует необходимость в организации КРУЭ которое намного дороже открытого исполнения.

Учитывая холодный климат местности принимаем в качестве выключателей 220 кВ баковые типа ВЭБ которые хорошо зарекомендовали себя в таких условиях эксплуатации.

Распределительное устройство низкого напряжения выполняем по традиционной схеме в помещении с использованием ячеек КРУ выкатанного исполнения. Данное решение так же позволит снизить стоимость данного РУ. Трансформаторы собственных нужд располагаем непосредственно в помещении КРУ, которое будет располагаться в одном здании с ОПУ.

В качестве системы молниезащиты принимаются четыре отдельно стоящих молниеотвода совмещенных с мачтами освещения, высота молниеотвода оставляет 30 м

Подробная принятая однолинейная схема ПС Оборчо представлена на рисунке 14

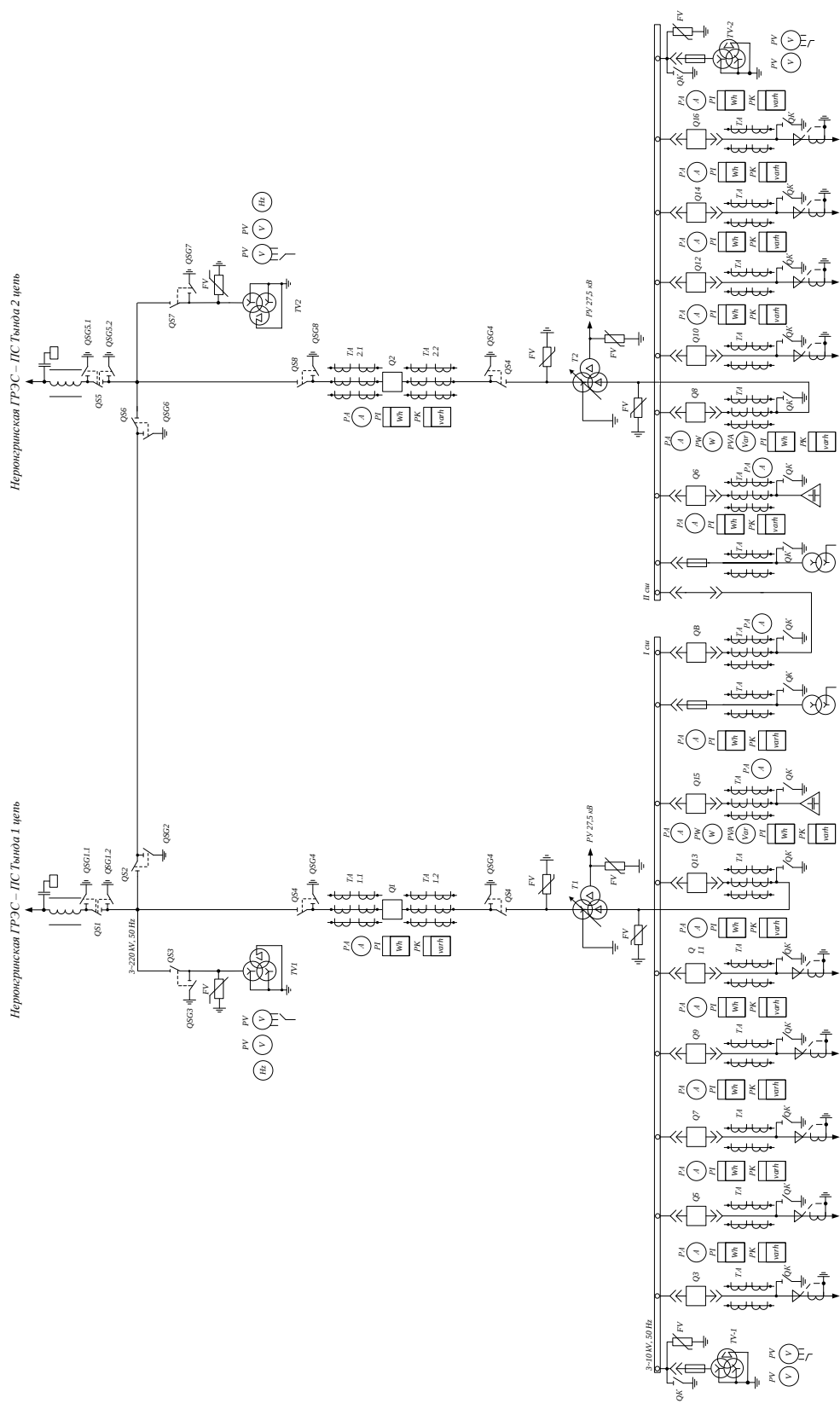


Рисунок 14 – Принятая однолинейная схема ПС Оборчо

10 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ ОБОРЧО

Выбор электротехнического оборудования на рассматриваемом объекте в частности на подстанции Оборчо является неотъемлемой частью данной работы поэтому в данном разделе будет производиться выбор коммутационного оборудования, измерительного, а также иного силового и защитного оборудования.

Определяем максимальные рабочие токи трансформаторных выключателей 220 кВ Q1, Q2 и разъединителей QS2, QS4, QS6, QS8 ПС Оборчо по следующей формуле исходя из утяжеленного режима работы силовых трансформаторов (загрузка 140 %) [6]:

$$I_{м220} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (45)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{ном}$ – номинальное напряжение стороны ВН (кВ);

$$I_{м220} = \frac{1,4 \cdot 25,0}{\sqrt{3} \cdot 220} = 92,0 \text{ (А)}.$$

Определяем максимальные рабочие токи линейных разъединителей QS1, QS5, ПС Оборчо по следующей формуле исходя из ремонтного режима (в работе одна линия) [6]:

$$I_{м220} = \frac{2 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (46)$$

$$I_{м220} = \frac{2 \cdot 25,0}{\sqrt{3} \cdot 220} = 131,0 \text{ (А)}.$$

Для трансформаторных выключателей 27,5 кВ:

$$I_{м27} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 735,0 \text{ (A)}.$$

Для трансформаторных выключателей 10 кВ:

$$I_{м10} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2021,0 \text{ (A)}.$$

Максимальный рабочий ток секционного выключателя 10 кВ определяется по следующей формуле:

$$I_{мсв10} = \frac{I_{м10}}{2} \quad (47)$$

$$I_{мсв10} = \frac{2021,0}{2} = 1010,5 \text{ (A)}.$$

10.1 Выбор выключателей 220 кВ

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению сети и номинальному току нагрузки [6]:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (48)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (49)$$

Принимаем на ПС Оборчо, в соответствии с климатическим условиями, рассмотренными в пункте, элегазовые выключатели российского производства бакового типа марки ВЭБ-220 УЭТМ. Привод выключателя пружинный типа ППрК-УЭТМ-2400 С.

Проверка термической стойкости проводится по максимальному току.

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (50)$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости;

$t_{тер}$ - время термической стойкости,

B_k - интеграл Джоуля.

Проверка динамической стойкости проводится по максимальному току:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд} \quad (51)$$

где $I_{пр.скв}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{дин}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 8:

Таблица 8 – Выбор и проверка выключателей 220 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	220	220	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	2500	92,0	$I_{ном} \geq I_m$
$I_{откл}$ (кА)	50	12,87	$I_{откл} \geq I_{по}$
$I_{вкл}$ (кА)	50	12,87	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{пик}$ (кА)	125	29,3	$I_{пик} \geq I_{уд}$
$I_{ном.а}$ (кА)	23,5	0,9	$I_{ном.а} \geq I_a$
$I_{пр.скв}$ (кА)	125	29,3	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	7500	96,07	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Данные выключатель проходит проверку.

10.2 Выбор выключателей 27,5 кВ

Выбор и проверка выключателей 27,5 кВ выполняется по формулам аналогичным для выключателей 220 кВ. По полученным результатам принят выключатель вакуумный российского производства в составе КРУ СЭЩ -70 35 кВ с приводом ПЭТВ-2. Сравнение параметров в показано в таблице 9:

Таблица 9 – Выбор и проверка вводных выключателей 27,5 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	35,0	27,5	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	1000	735,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{откл}$ (кА)	31,5	6,34	$I_{откл} \geq I_{по}$
$I_{вкл}$ (кА)	31,5	6,34	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{ник}$ (кА)	81	14,43	$I_{ник} \geq I_{уд}$
$I_{ном.а}$ (кА)	15,6	0,45	$I_{ном.а} \geq I_a$
$I_{пр.скв}$ (кА)	81	14,43	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	2980	23,31	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

10.3 Выбор выключателей 10 кВ

Выбор и проверка выключателей 10 кВ выполняется по формулам аналогичным для выключателей 220 кВ. По полученным результатам принят выключатель российского производства ВВЭ-М-10-2500-40У1 в составе КРУ - СЭЩ с приводом ВМПП-10. Сравнение параметров в показано в таблице 10:

Таблица 10 – Выбор и проверка вводных выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	2500	2021,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{откл}$ (кА)	40	23,65	$I_{откл} \geq I_{по}$
$I_{вкл}$ (кА)	40	23,65	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{ник}$ (кА)	81	53,84	$I_{ник} \geq I_{уд}$
$I_{ном.а}$ (кА)	16,96	1,67	$I_{ном.а} \geq I_a$
$I_{пр.скв}$ (кА)	81	53,84	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	4800	324,41	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит проверку далее выбираем секционный выключатель 10 кВ, принимаем первоначально ВВЭ-М-10-1600-40У1, Сравнение параметров в показано в таблице 11:

Таблица 11 – Выбор и проверка секционного выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	1600	1010,5	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{откл}$ (кА)	40	23,65	$I_{откл} \geq I_{по}$
$I_{вкл}$ (кА)	40	23,65	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{пик}$ (кА)	81	53,84	$I_{пик} \geq I_{уд}$
$I_{ном.а}$ (кА)	16,96	1,67	$I_{ном.а} \geq I_a$
$I_{пр.скв}$ (кА)	81	53,84	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	4800	324,41	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель для отходящего присоединения выбирается для самого загруженного фидера, для остального присоединения выбирается аналогичный выключатель.

Все выключатели прошли проверку их принимаем к установке

10.4 Выбор разъединителей 220 кВ

Проводим выбор разъединителей QS2, QS4, QS6, QS8, принимаем разъединители российского производства марки РГП-СЭЩ-2-220/1000 ХЛ1 Сравнение параметров показано в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор и проверка разъединителей QS2, QS4, QS6, QS8 220 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	220	220	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	1000	92,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{пр.скв}$ (кА)	80	29,3	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	2790,75 (основные ножи)	96,07	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	930,25 (заземляющие ножи)	96,07	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выбранный разъединитель проходит по всем параметрам он так же будет использоваться и на трансформаторах напряжения.

Проводим выбор разъединителей QS1, QS5, принимаем так же РГП-СЭЩ-2-220/1000 ХЛ1 Сравнение параметров показано в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор и проверка разъединителей QS1, QS5 220 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	220	220	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	1000	131,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{пр.скв}$ (кА)	80	29,3	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	2790,75 (основные ножи)	96,07	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	930,25 (заземляющие ножи)	96,07	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выбранный разъединитель проходит по всем параметрам

10.5 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока 220 кВ принимаются встроенные в выключатели.

Расчет общего сопротивления вторичных цепей [6]:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (52)$$

Сопротивление контактов $r_k = 0,1$ Ом.

Сопротивление соединительных проводов [6]:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (53)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление провода;

l - длина проводов, для РУ 220 кВ подстанции 100 м, для РУ 10 кВ - 60 м;

F - сечение провода, $F = 4$ мм².

Сопротивление проводов (для 220 кВ):

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление проводов (для РУ 10 кВ):

$$r_{ров} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление приборов [6]:

$$r_{ров} = \frac{S_{np}}{I_2^2} \quad (54)$$

где S_{np} - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный ток.

Принимаем измерительный комплекс российского производства Ресурс Е4. Расчет нагрузки приведен в таблице 14, 15, 16.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока установленных в трансформаторных выключателях 220 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в ячейках вводных выключателей 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Счетчик АЭ	Ресурс Е4	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока секционного выключателя 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Амперметр	ЕМ-06	0,5

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 220 $S_{np}=1,5$ ВА.

Сопротивление приборов на стороне 220 кВ:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}.$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 10 кВ вводного выключателя $S_{np} = 1,62$ ВА. Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,62}{5^2} = 0,07 \text{ (Ом)}.$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 10 кВ трансформатора тока секционного выключателя $S_{np} = 0,5$ ВА. Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}.$$

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ:

$$Z_{2,220} = 0,71 + 0,06 + 0,1 = 0,87 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока вводного выключателя 10 кВ:

$$Z_{2,10} = 0,43 + 0,07 + 0,1 = 0,6 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока секционного выключателя 10 кВ:

$$Z_{2,10\text{св}} = 0,43 + 0,02 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Принимаем встроенный трансформатор тока на стороне 220 кВ ПС Оборчо номинальным током 100А.

Сравнение параметров выбранного встроенного трансформатора тока приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор и проверка встроенного ТТ 220 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока в классе точности 0,5S		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$Z_{2\text{ном}}$ (Ом)	20	0,87	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$
$I_{\text{ном}}$ (А)	100,0	92,0	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс.раб}}$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ в ячейках вводных выключателей ПС Оборчо типа ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 3000 А. Сравнение параметров приведено в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор и проверка ТТ в ячейках вводных выключателей 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока в классе точности 0,5S		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	3000	2021,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{пр.скв}$ (кА)	82	53,84	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	3675,0	324,41	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	0,6	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

Принимаем трансформатор тока 10 кВ в секционного выключателя ПС Оборчо типа ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 1500 А. Сравнение параметров приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор и проверка ТТ в ячейке секционного выключателя 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока в классе точности 0,5S		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	1500	1010,5	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{пр.скв}$ (кА)	82	53,84	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	3675,0	324,41	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	0,55	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

Проводим выбор трансформаторов тока нулевой последовательности для отходящих присоединений 10 кВ.

10.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы выбираются и проверяются по вторичной нагрузке:

$$S_{2ном} \geq S_2$$

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

S_2 - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения 220 кВ ПС Оборчо приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 220 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность (ВА)
Вольтметр	ЕМ-06	2	2
Вольтметр регистрирующий	ЕМ-06	2	10
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Варметр	СК3021-1	2	1,5
Сумма			36

Принимаем на стороне 220 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-220.

Таблица 21 – Проверка выбранного ТН 220 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5S	400 ВА	36 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$
$U_{ном}$ (кВ)	220 кВ	220 кВ	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения 10 кВ ПС Оборчо приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность (ВА)
Вольтметр	ЕМ-06	2	2,0
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Варметр	СК3021-1	2	1,5
Счетчик АЭ	Ресурс Е4	13	1,0
Счетчик РЭ			
Сумма			23

Принимаем для РУ 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10.
Сравнение параметров принятого трансформатора напряжения приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5S	75 ВА	23 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$
$U_{ном}$ (кВ)	10 кВ	10 кВ	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$

Данный тип трансформатора оставляем.

10.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Расчётная нагрузка потребителей ПС Оборчо приведены в таблице 24:

Таблица 24 – Расчетная нагрузка потребителей СН ПС Оборчо

Вид потребителя	Расчетная мощность приемник (кВА)
Оперативный ток выключателей	18,9
Обогрев РУ и выключателей	25,4
Освещение территории и помещений	5,8
Вспомогательное оборудование	15,0
Расчетная полная мощность	50,1
Сумма	65,1

По расчетной мощности электроприемников С.Н. определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС Оборчо:

$$S_P = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3} \quad (55)$$

$$S_P = \frac{65,1}{2 \cdot 0,7} = 46,5 \text{ (кВА)}.$$

Принимаем сухой защищенный трансформатор типа ТСЗ 63 10/0,4 номинальной мощностью 63 кВА

10.8 Выбор гибких шин 220 кВ

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 59,0 А, следовательно, принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения питающей ВЛ АС 240/32 с максимально допустимым током вне помещений 690 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 450 см.

Т.к. ток короткого замыкания менее 20 кА поэтому на схлестывание данные проводники не проверяются.

Проводим проверку по условиям коронирования, определяем начальную критическую напряженность на проводе по формуле [36]:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (56)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

r_0 - радиус провода (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,93}} \right) = 34,46 \text{ (кВ)}$$

Определяем напряженность на проводе по формуле:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (57)$$

где U – линейное напряжение на проводе (принимаем 230 кВ);

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 800 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 230}{0,93 \cdot \lg \frac{800}{0,93}} = 20,217 \text{ (кВ)}$$

Отсутствие коронирования определяем по условию

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (58)$$

$$21,63 \leq 31,01$$

Сечение проходит по требованиям, следовательно, его оставляем.

10.9 Выбор жестких шин 10 кВ

Проводим выбор жестких шин для распределительного устройства низкого напряжения ПС Оборчо. Максимальный рабочий ток нагрузки в данном случае составляет 2021,0 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины АДО с размерами 80×6 мм (4,8 см²). Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Проверяем шины на тепловую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами короткого замыкания [36]:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (59)$$

где B_k – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей 10 кВ.

C - коэффициент для материала шин.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{324,41}}{91} = 1,88 \text{ (см}^2\text{)}$$

Проверка электродинамической стойкости [36]:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} \quad (60)$$

где J – момент инерции шины ($\text{см}^3 \times \text{см}$).

Q - сечение проводника (см^2)

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}} = 0,95 \text{ (м)}$$

Расчет момента инерции [12]:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (61)$$

$$J = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \text{ (см}^3\text{см)}$$

Принимаем пролет между изоляторами 10 кВ 0,9 м.

Расчет наибольшего усилия [36]:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} \quad (62)$$

где $i_{y\partial}$ – ударный ток короткого замыкания (А)

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{53840^2}{0,4} = 1255,02 \text{ (Н/м)}$$

Расчет момента сопротивления [12]:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (63)$$

$$W = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \text{ (см}^3\text{)}$$

Расчет механического напряжения в проводе при КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (64)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{53840^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 15,89 \text{ (МПа)}$$

Полученное значение не превышает предельного для данного материала 63 МПа, расчет окончен и данные шины могут быть приняты для установки в РУ 10 кВ ПС Оборчо.

10.10 Выбор опорных изоляторов 10 кВ

Выбор проводится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению [36]:

$$U_{ном} \geq U_{номсети} \quad (65)$$

2) по механической нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч} \quad (66)$$

где $F_{разр}$ – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора (Н).

$F_{расч}$ - расчетное усилие в рассматриваемом РУ 10 кВ (Н).

Расчетная сила, определяется как [36]:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (67)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{53840^2 \cdot 0,9}{0,4} \cdot 10^{-7} = 1130,01 \text{ (Н)}$$

Выбираем по номинальному напряжению проходной изолятор типа ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным усилием разрушения 8000 Н, проверяем следующее неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 1130,01$$

Неравенство выполняется, следовательно, данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 10 кВ ПС Оборчо

10.1 Выбор высокочастотных заградителей 220 кВ

Выбор осуществляется по номинальному напряжению сети и номинальному току нагрузки [36]:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (48)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (49)$$

Принимаем на ПС Оборчо, в соответствии с климатическим условиями, высокочастотные заградители типа ВЗ 200 УХЛ1 номинальным током 200 А и номинальным напряжением 220 кВ, проверяем условия:

$$220 \geq 220 \text{ (кВ)}$$

$$200 \geq 131,0 \text{ (А)}$$

Оборудование проходит по условиям проверки.

11 РАСЧЕТ УСТРОЙСТВ МОЛНИЕЗАЩИТЫ

11.1 Защита от прямых ударов молнии

Согласно ПУЭ открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний.

Защита ПС Оборчо от прямых ударов молний осуществляем стержневыми отдельно стоящими молниеотводами, совмещенными с мачтами освещения в количестве 6 единиц высотой 40 метров расположенными по периметру.

Проводим расчет основных параметров системы молниезащиты.

Эффективная высота молниеотвода [35]:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (68)$$

где h – высота молниеотвода (40 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 40 = 34,0 \text{ (м)}$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли [15]:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (69)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 40) \cdot 40 = 40,8 \text{ (м)}$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала [35]:

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} \quad (70)$$

где h_x – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 16,5 м.

$$r_x = 1,6 \cdot 40 \cdot \frac{(40 - 16,5)}{(40 + 16,5)} = 26,62 \text{ (м)}$$

Наименьшая высота внутренней зоны на примере двух молниеотводов 1-4 расположенных на расстоянии L друг от друга [35]:

$$h_c = h - \frac{L}{7} \quad (71)$$

$$h_c = 40 - \frac{55}{7} = 32,14 \text{ (м)}$$

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала определяется по следующей формуле [35]:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} \quad (72)$$

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{32,14 - 16,5}{1 + \frac{16,5}{32,14}} = 16,53 \text{ (м)}$$

Аналогично проводится расчет молниезащиты от остальных пар молниеотводов результаты расчета сведены в таблицу 25.

Таблица 25 – Параметры зон молниезащиты ПС Оборчо

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	гх (м)	гсх (м)
1 - 2	78,0	40,0	34,0	28,85	40,8	26,62	12,57
2 - 3	78,0	40,0	34,0	28,85	40,8	26,62	12,57
3 - 6	55,0	40,0	34,0	32,14	40,8	26,62	16,53
1 - 4	55,0	40,0	34,0	32,14	40,8	26,62	16,53
4 - 5	78,0	40,0	34,0	28,85	40,8	26,62	12,57
5 - 6	78,0	40,0	34,0	28,85	40,8	26,62	12,57

Расчет зон молниезащиты так же приведен в приложении Б.

11.2 Защита от набегающих волн перенапряжений

Проводим выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 220 кВ
 Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{ном} \geq U_{раб} \quad (73)$$

Принимаем первоначально ОПН-220 УХЛ по номинальному напряжению 220 кВ.

$$220\text{кВ} \geq 220\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{ном.макс} \geq U_{раб.макс} \quad (74)$$

$$U_{раб.макс} = \frac{1,15 \cdot U_{раб}}{\sqrt{3}} \quad (75)$$

$$U_{раб.макс} = \frac{1,15 \cdot 220}{\sqrt{3}} = 146,07\text{кВ}$$

$$160,5\text{ кВ} \geq 146,07\text{ кВ}$$

Выбранный выше тип ОПН проверяется на обеспечение им требуемого защитного уровня коммутационных перенапряжений.

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ОПН, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15-20% ниже испытательного напряжения $U_{ки}$ коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования:

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,2) \quad (76)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исн50}$$

где - $U_{исп50}$ - 50% испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе, согласно СТО 34.01-23.1-001-2017 объем и нормы испытаний электрооборудования.

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 258 = 441,99 \text{ кВ}$$

$$275,5 \leq 441,99 \text{ кВ}$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Проводим выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ

Принимаем к установке ОПН-10 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 26.

Таблица 26 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} \text{ (кВ)}$	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$U_{нр} \text{ (кВ)}$	7,12	6,92	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

12 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

Сопротивление искусственного заземлителя для ПС Оборчо не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС Оборчо согласно расположению оборудования на территории и соблюдении изоляционных минимальных расстояний (размеры представлены в графической части работы):

$$A = 180,0 \text{ (м)}$$

$$B = 100,0 \text{ (м)}$$

Удельное сопротивление первого грунта ПС Оборчо $\rho_1 = 50 \text{ (Ом/м)}$

Определяем площадь контура заземления ПС Оборчо [35]:

$$S = (A+3) \cdot (B+3) \quad (77)$$

$$S = (180+3) \cdot (100+3) = 1885,0 \text{ (м}^2\text{)}$$

Определяем удельное сопротивление второго грунта заземления ПС Оборчо:

$$\rho_2 = \rho_1 \cdot \psi \quad (78)$$

где - ψ - коэффициент сезонности

$$\rho_2 = \rho_1 \cdot \psi = 50 \cdot 2,7 = 135 \text{ (Ом/м)}$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов $d = 0,01 \text{ м}$:

Сечение вертикальных электродов [35]:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (79)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,01^2}{4} = 7,85 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

Проверка сечения на термическую стойкость [35]:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (80)$$

где - I_M - максимальный ток однофазного короткого замыкания (кА)

T - максимальное время работы защиты (сек)

β - коэффициент термической стойкости.

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{12,87^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 2,12 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на коррозионную стойкость выполняется по следующему выражению [35]:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (81)$$

где - a_k, b_k, c_k, d_k - вспомогательные коэффициенты

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) \quad (82)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,01) \cdot 10^{-4} = 3,17 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}$$

Сечение не проходит проверку на коррозионную стойкость, следовательно, принимаем [35]:

$$d = 0,022 \text{ (м)}$$

Сечение вертикальных электродов с сети заземления ПС:

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 3,79 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}$$

Данное сечение соответствует проверке по коррозионной стойкости его оставляем для дальнейших расчетов.

Принимаем первоначально расстояние между полосами горизонтальных электродов в сети заземления:

$$l_{nn} = 5(\text{м})$$

Общая длина полос в сетке

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) \quad (83)$$

$$L_n = \frac{(180+3)}{5}(100+3) + \frac{(100+3)}{5}(180+3) = 7540,8 \text{ (м)}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (84)$$

$$m = \frac{7540,8}{2 \cdot \sqrt{1885,0}} = 86,8$$

Принимаем число ячеек: $m = 87$

Длина стороны ячейки

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (85)$$

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{2652}}{11} = 4,68(\text{м})$$

Длина горизонтальных полос в сетке заземления:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1) \quad (86)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{1885,0} \cdot (87+1) = 7641,9 \text{ (м)}$$

Количество вертикальных электродов в сетке заземления:

$$n_{\epsilon} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} \quad (87)$$

$$n_{\epsilon} = \frac{4 \cdot \sqrt{1885,0}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 12,28$$

Принимаем: $n_{\epsilon} = 13$

$$l_{\epsilon} = 4,5 (\text{м})$$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho_1 \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_{\epsilon} \cdot n_{\epsilon}} \right) \quad (88)$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

$$R_c = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{1885,0}} + \frac{1}{7641,9 + 4,5 \cdot 13} \right) = 0,29 (\text{Ом})$$

Определяем импульсный коэффициент (ток молнии определяется согласно [18])

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (89)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1885,0}}{(21 + 320) \cdot (40,0 + 45)}} = 1,38$$

$$R_u = R_c \cdot \alpha_u \quad (90)$$

$$R_u = 0,29 \cdot 1,38 = 0,42 (\text{Ом})$$

Сопротивление заземлителя не превышает нормативного значения 0,5 Ом, расчет окончен. Расчет так же приведен в приложении В. Схематичное изображение системы молниезащиты и заземления представлено на рисунке

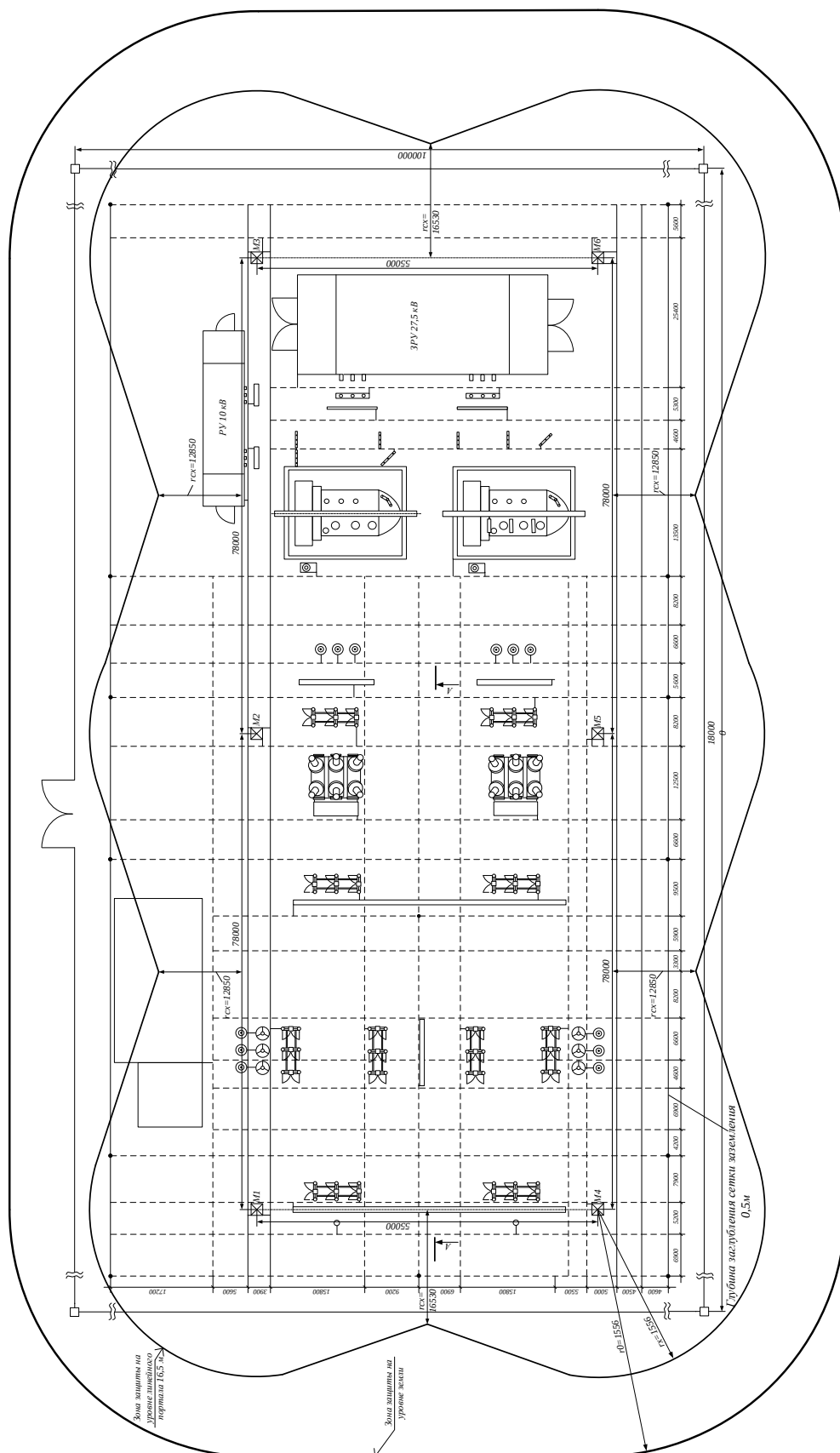


Рисунок 15 – Схема молниезащиты и заземления ПС Оборчо

13 ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС ОБОРЧО

Проводим расчет защиты трех обмоточного трансформатора ТДТНЖ 25000/220/27,5/10 Оборчо

13.1 Дифференциальная защита.

Выбираем шкаф с устройствами микропроцессорной защиты типа Экра на базе шкафов 211 0201

Выбираем коэффициенты трансформации [22]:

$$I_{1TT} \geq I_{TTH} \quad (91)$$

где I_{TTH} – номинальный ток I стороны трансформатора.

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме:

$$I_{2III} = \frac{I_{THOM}}{K_{TA}} \quad (92)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию [27]:

$$I_{dsp} \geq K_{OTS} \cdot I_{HBP} \quad (93)$$

$$I_{HBP} = K_{PER} \cdot \varepsilon + \Delta U_{REG} + \Delta f_{ВЫР} \quad (94)$$

где K_{OTS} – коэффициент отстройки;

K_{PER} – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом [22]:

$$K_{10} = \frac{I_{1HOMTT} \cdot K_{10}}{I_{THOMi}} \geq \frac{I_{K3BHm}}{I_{THOMi}} \quad (95)$$

где $I_{1НОМТТ}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А;
 K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения [22]:

$$K_{T1} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (96)$$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{T1}} \quad (97)$$

Значения $I_{d\min}^*$ и K_{T1} при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта.

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{БЫР} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

$$I_{d\min} = 1,25 \cdot K_{ОТС} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{БЫР}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 27:

Таблица 27 – Тормозные характеристики.

№ характеристики	1	2	3	4	5
K_{T1}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{Т.расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (98)$$

Принимаем тормозную характеристику №4. Характеристика срабатывания ДЗТ представлена на рисунке 16.

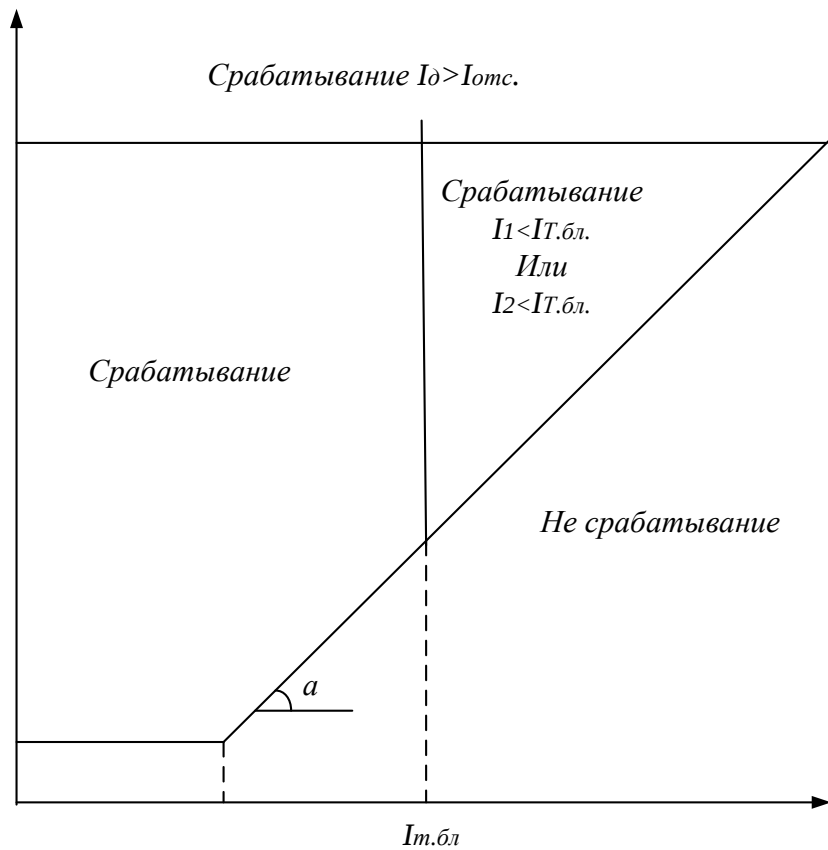


Рисунок 16 – Характеристика ДЗТ

13.2 Защита от перегрузки.

Защита действует с выдержкой времени на сигнал.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом [22]:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ВНН} \quad (99)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05

k_B – коэффициент возврата токового принимается равным 0,8;

$I_{ВНН}$ – номинальный ток на стороне ВН трансформатора;

$$I_{CЗ} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 66,0 = 86,25 \text{ (А)}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{86,25}{(100/5)} = 4,33 \text{ (A)} \quad (100)$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 9 с.

13.3 Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания защиты на стороне 220 кВ [22]:

$$I_{CЗ} = \frac{k_H \cdot k_{CAM}}{k_B} \cdot I_{ВНН} \quad (101)$$

где k_H – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

k_{CAM} – коэффициент само запуска принимается равным 1,5;

$$I_{CЗ} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 66,0 = 148,5 \text{ (A)}$$

$$k_q = \frac{I^{(2)}_{к.мин}}{I_{CЗ}} = \frac{8,34 \cdot 10^3 \cdot (10,5 / 230)}{148,5} = 4,02 \quad (102)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{148,5}{(100/5)} = 7,43 \text{ (A)}$$

13.4 Газовая защита.

Согласно ПУЭ газовая защита устанавливается в обязательном порядке на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более, шунтирующих реакторах на напряжении 500 кВ, трансформаторах мощностью 630 кВА, если они располагаются внутри помещений.

Газовая защита может использоваться для включения системы пожаротушения трансформатора, и блокирует срабатывание АПВ. В рассечку маслопровода, соединяющего бак и расширитель трансформатора, устанавливается газовое реле. Газовое реле имеет герметичный корпус со

смотровыми окошками. Сверху на корпусе реле имеется специальный вентиль, предназначенный для выпуска воздуха и отбора проб газа. Газовое реле имеет два поплавковых элемента, действующих при срабатывании на замыкание механически связанных с ними контактов и реагирующих на снижение уровня масла в реле, а также струйный элемент (подвешенная на пути масла пластинка с калиброванным отверстием), срабатывающим при интенсивном движении потока масла из бака в расширитель. В нормальном режиме корпус газового реле заполнен маслом, и контакты, связанные с его поплавковыми и струйным элементами, разомкнуты. При внутреннем повреждении в баке защищаемого аппарата — горение электрической дуги или перегрев внутренних элементов — трансформаторное масло разлагается с выделением горючего газа, содержащего до 70 % водорода. Выделяющийся газ поднимается к крышке, и так как аппарат устанавливается с наклоном 1-2 % в сторону расширителя, движется в расширитель. Проходя через газовое реле, газ вытесняет из него масло. При незначительном выделении газа или снижении уровня масла в расширителе до уровня верхнего поплавкового элемента газового реле, он срабатывает, и замыкаются контакты, действующие на сигнал (1-я ступень газовой защиты). При значительном выделении газа срабатывает нижний поплавковый элемент газового реле и замыкаются контакты, действующие на отключение (2-я ступень газовой защиты). При интенсивном движении потока масла из бака в расширитель срабатывает струйный элемент газового реле, действующий на отключение, аналогично нижнему поплавковому элементу.

На ПС Оборчо принимаем реле Бухгольца в качестве газового реле.

14 АВТОМАТИКА, ПРИМЕНЯЕМАЯ НА ПС ОБОРЧО

14.1 Автоматика ввода резерва

В данной работе устройство АВР применяется как на стороне низкого напряжения 10 кВ и на стороне 27,5 кВ ПС Оборчо для увеличения параметров надежности электроснабжения потребителей. Рассмотрим подробно данное устройство.

Система АВР — это оборудование для автоматического ввода резерва. Такое устройство при нарушении параметров тока в основной сети самостоятельно производит переключение нагрузки на резервный ввод. При этом в качестве резервного источника выступает другая секция шин. В некоторых случаях наличие резервного питания и системы его ввода является обязательным.

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

14.2 Автоматическая частотная разгрузка

Автоматическая частотная разгрузка применяется на стороне 10 кВ ПС Оборчо и отключает при необходимости потребителей второй и третьей категории.

Благодаря АЧР в случае возникновения дефицита вырабатываемой мощности на электростанциях энергетическая система остается

работоспособной и обеспечивает электроснабжение наиболее ответственных потребителей, отключение которых недопустимо, так как может привести к различным негативным последствиям.

Прежде всего, это потребители первой категории, отключение которых несет опасность для жизни людей или может повлечь за собой большой материальный ущерб. Вторые по важности – это потребители второй категории надежности электроснабжения, отключение которых приводит к нарушению нормального цикла работы предприятий, различных систем и коммуникаций населенных пунктов.

Кроме того, резкое падение частоты в энергосистеме может привести к нарушению нормальной работы электрических станций. То есть если не принимать никаких мер, то снижение частоты будет продолжаться, что повлечет за собой полный развал энергосистемы.

Автоматическая частотная разгрузка в случае снижения частоты ниже установленного значения производит автоматическое отключение части потребителей от электрической сети, чем обеспечивает снижение дефицита вырабатываемой активной мощности в электрической сети. Уменьшение дефицита мощности в свою очередь способствует повышению частоты электрической сети до требуемого значения 50 Гц.

14.3 Автоматическое повторное включение

АПВ применяется на отходящих от ПС Оборчо ВЛ 10 кВ которые питают потребителей соответствующего класса напряжения.

Значительная часть коротких замыканий (КЗ) на воздушных ЛЭП, вызванных перекрытием изоляции, схлестыванием проводов и др. причинами, при достаточно быстром отключении повреждения релейной защитой самоустраняется. Такие самоустраняющиеся повреждения принято называть неустойчивыми.

Доля неустойчивых повреждений согласно статистическим исследованиям составляет 50-90%.

Обычно, при ликвидации аварии оперативный персонал производит опробование линии путём обратного включения под напряжение. Эта операция называется повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остаётся в работе. Поэтому повторные включения при неустойчивых повреждениях называют успешными.

При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение, вновь возникает КЗ, и она вновь отключается защитой. Поэтому повторные включения линий на устойчивые повреждения называют неуспешными.

Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей используются специальные устройства автоматического повторного включения (АПВ).

Согласно Правилам устройств электроустановок (ПУЭ) обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных ЛЭП напряжением выше 1 кВ. Успешность действия АПВ составляет 50-90%. АПВ восстанавливает нормальную схему и при ложном действии релейной защиты.

Неустойчивые КЗ часто бывают и на шинах подстанций. Поэтому на ПС оборудованных быстродействующей защитой, также применяется АПВ.

15 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

15.1 Безопасность

В данной работе рассматривается проектирование тяговой трансформаторной подстанции 220/27,5/10 кВ Оборчо в одноименном поселке Нерюнгринского района республики САХА (Якутия), предполагается установка современного оборудования включая комплектные распределительные устройства, силовые трехобмоточные трансформаторы, так же в работе рассматривается вопрос подключения данной ПС к системе внешнего электроснабжения. Рассмотрим основные меры безопасности при работе в действующих электроустановках

Рассмотрим основные требования техники безопасности при различного рода работах в электроустановках:

Общие требования охраны труда при работе в действующих электроустановках:

Работы в действующих электроустановках должны проводиться [19]:

- по заданию на производство работы, определяющему содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы - наряду-допуску;
- по распоряжению;
- на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Капитальный ремонт электрооборудования напряжением выше 1000 В, работа на токоведущих частях без снятия напряжения в электроустановках напряжением выше 1000 В, должны выполняться по технологическим картам или проекту производства работ (далее - ППР), утвержденным руководителем организации (обособленного подразделения) или техническим руководителем субъекта электроэнергетики [19].

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом-допуском, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации

Выполнение работ в месте проведения работ по другому наряду-допуску должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд. Согласование оформляется до начала подготовки рабочего места по второму наряду записью «Согласовано» на лицевой стороне второго наряда-допуска, располагаемой в левом нижнем поле документа с подписями работников, согласующих документ [19].

В электроустановках напряжением до 1000В при работе под напряжением необходимо:

- снять напряжение с расположенных вблизи рабочего места других токоведущих частей, находящихся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение, или оградить их;

- работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на резиновом диэлектрическом ковре;

- применять изолированный или изолирующий инструмент, предназначенный для работ под напряжением на токоведущих частях, и пользоваться диэлектрическими перчатками.

- Не допускается работать в одежде с короткими или засученными рукавами, а также использовать ножовки, напильники, металлические метры и другие металлические инструменты и приспособления, не предназначенные для выполнения работ под напряжением.

Не допускается при работе около не ограждённых токоведущих частей располагаться так, чтобы эти части находились сзади работника или по обеим сторонам от него.

Работа в электроустановках должна производиться с применением электрозащитных средств, предназначенных для выполнения конкретного метода работ и класса напряжения электроустановки [19].

Работники, работающие в помещениях с электрооборудованием (за исключением щитов управления, релейных и им подобных), в ЗРУ и ОРУ, в подземных сооружениях, колодцах, туннелях, траншеях и котлованах, а также участвующие в обслуживании и ремонте ВЛ, должны пользоваться защитными касками.

Общие требования охраны труда при работе на коммутационных аппаратах:

Допуск к работе на коммутационном аппарате разрешается после выполнения технических мероприятий, предусмотренных правилами по охране труда, обеспечивающих безопасность работы, включая мероприятия, препятствующие ошибочному срабатыванию коммутационного аппарата.

Для пробных включений и отключений коммутационного аппарата при его наладке и регулировке разрешается при несданном наряде-допуске временная подача напряжения в цепи оперативного тока, силовые цепи привода, а также подача воздуха на выключатели.

Установку снятых предохранителей, включение отключенных автоматов и открытие задвижек для подачи воздуха, а также снятие на время опробования плакатов безопасности должен осуществлять оперативный персонал.

Операции по опробованию коммутационного аппарата имеет право осуществлять производитель работ, если на это получено разрешение выдавшего наряд-допуск и подтверждено записью в строке «Отдельные указания» наряда-допуска, либо оперативный персонал по требованию производителя работ.

После опробования, при необходимости продолжения работы на коммутационном аппарате, оперативным персоналом должны быть

выполнены технические мероприятия, требуемые для допуска бригады к работе.

Общие требования охраны труда при работе в комплектных распределительных устройствах

При работе на оборудовании тележки или в отсеке шкафа КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить в ремонтное положение; шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить плакат безопасности «Стой! Напряжение»; на тележке или в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат «Работать здесь» [19].

При работах вне КРУ на подключенном к нему оборудовании или на отходящих ВЛ и КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа; шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакаты «Не включать! Работают люди» или «Не включать! Работа на линии».

Оперировать выкатной тележкой КРУ с силовыми предохранителями разрешается под напряжением, но без нагрузки.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для опробования и работы в цепях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ, КВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ [19].

В РУ, оснащенных вакуумными выключателями, испытания дугогасительных камер повышенным напряжением с амплитудным значением более 20 кВ необходимо выполнять с использованием специального экрана для защиты работников от возникающих рентгеновских излучений.

Общие требования охраны труда при работе на кабельных линиях:

Земляные работы на территории организаций, населенных пунктов, а также в охранных зонах подземных коммуникаций (электрокабели, кабели связи, газопроводы) должны начинаться только после получения письменного

разрешения руководства организации, местного органа власти и владельца этих коммуникаций (соответственно). К разрешению должен быть приложен план (схема) размещения и глубины заложения коммуникаций (далее - план коммуникаций). Местонахождение подземных коммуникаций должно быть обозначено соответствующими знаками или надписями как на плане (схеме), так и на месте выполнения работ [24].

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей, трубопроводов, подземных сооружений, а также боеприпасов земляные работы следует прекратить до выяснения их принадлежности и получения разрешения от соответствующих организаций на продолжение работ.

Применение землеройных машин, отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелем разрешается производить на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта не менее 30 см. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами.

Перед началом раскопок КЛ должно быть произведено контрольное вскрытие линии под надзором персонала организации - владельца КЛ.

Открытые муфты должны укрепляться на доске, подвешенной с помощью проволоки или троса к перекинутым через траншею брусам, и закрываться коробами. Одна из стенок короба должна быть съемной и закрепляться без применения гвоздей. Запрещается использовать для подвешивания кабелей соседние кабели, трубопроводы. Кабели следует подвешивать таким образом, чтобы не происходило их смещение. На короба, закрывающие откопанные кабели, следует вывешивать плакат безопасности «Стоять! Напряжение» [19].

Перед разрезанием кабеля или вскрытием муфт следует удостовериться в том, что работа будет выполняться на подлежащем ремонту кабеле, что этот кабель отключен и что выполнены технические мероприятия.

На рабочем месте подлежащий ремонту кабель определяется:

- при прокладке в туннеле, коллекторе, канале - прослеживанием, сверкой раскладки с чертежами и схемами, проверкой по биркам;

- при прокладке кабелей в земле - сверкой их расположения с чертежами прокладки.

Для этой цели должна быть предварительно прорыта контрольная траншея (шурф) поперек кабелей, позволяющая видеть все кабели.

Во всех случаях, когда отсутствует видимое повреждение кабеля, следует применять кабеле-искательный аппарат.

Перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или режущего наконечника. На КЛ с двухсторонним питанием отсутствие напряжения проверяется проколом дистанционным способом с двух сторон от места повреждения кабеля или соединительной муфты.

В туннелях, коллекторах, колодцах, траншеях, где проложено несколько кабелей, и на других кабельных сооружениях приспособление должно быть с дистанционным управлением. Приспособление должно обеспечить прокол или разрезание оболочки до жил с замыканием их между собой и заземлением. Кабель у места прокалывания предварительно должен быть закрыт экраном.

При перекатке барабана с кабелем необходимо принять меры против захвата его выступами частей одежды.

До начала работ по перекатке барабана следует закрепить концы кабеля и удалить торчащие из барабана гвозди.

Барабан с кабелем разрешается перекатывать только по горизонтальной поверхности по твердому грунту или настилу.

Перекладывать кабель и переносить муфты следует после отключения кабеля. Перекладывать кабель, находящийся под напряжением, разрешается при условиях:

- перекладываемый кабель должен иметь температуру не ниже 5 градусов С;

- муфты на перекладываемом участке кабеля должны быть укреплены хомутами на досках;

- для работы должны использоваться диэлектрические перчатки, поверх которых для защиты от механических повреждений должны быть надеты брезентовые рукавицы;

- работа должна выполняться работниками, имеющими опыт прокладки, под надзором ответственного руководителя работ, имеющего группу V по электробезопасности, в электроустановках напряжением выше 1000 В и производителя работ, имеющего группу IV по электробезопасности, в электроустановках напряжением до 1000 В.

При работах на воздушных линиях электропередачи:

Подниматься на опору и работать на ней разрешается только после проверки достаточной устойчивости и прочности опоры, особенно ее основания.

Для определения прочности деревянных опор должна проверяться степень загнивания древесины с откапыванием опоры на глубину не менее 0,5 м. Для определения прочности железобетонных опор и приставок должно проверяться отсутствие недопустимых трещин в бетоне, оседания или вспучивания грунта вокруг опоры, разрушения бетона опоры (приставки) с откапыванием грунта на глубину не менее 0,5 м [24].

Необходимость и способы укрепления опоры, прочность которой вызывает сомнение (недостаточное заглубление, вспучивание грунта, загнивание древесины, трещины в бетоне), должны определяться на месте производителем или ответственным руководителем работ.

Работы по укреплению опоры с помощью растяжек следует выполнять без подъема на опору, с телескопической вышки или другого механизма для подъема людей, с установленной рядом опоры, либо применять для этого специальные раскрепляющие устройства, для навески которых не требуется подниматься по опоре.

Подниматься по опоре разрешается только после ее укрепления.

Опоры, не рассчитанные на одностороннее тяжение проводов и тросов и временно подвергаемые такому тяжению, должны быть предварительно укреплены во избежание их падения.

До укрепления опор не допускается нарушать целостность проводов и снимать вязки на опорах.

Способы валки и установки опоры, необходимость и способы ее укрепления во избежание отклонения определяет ответственный руководитель работ. В случае применения оттяжек с крюками последние должны быть снабжены предохранительными замками.

При производстве работ с опоры, телескопической вышки, гидроподъемника без изолирующего элемента или другого механизма для подъема людей расстояние от работника, применяемого инструмента, приспособлений, канатов, оттяжек до провода (электропередачи, радиотрансляции, телемеханики), находящегося под напряжением до 1000 В, должно быть не менее 0,6 м [24].

При производстве работ, при которых не исключена возможность приближения к проводам (электропередачи, связи, радиотрансляции, телемеханики) на расстояние менее 0,6 м, эти провода должны быть отключены и заземлены на месте производства работ.

Работы по перетяжке и замене проводов на ВЛ напряжением до 1000 В и на линиях уличного освещения, подвешенных на опорах линий напряжением выше 1000 В, должны выполняться с отключением всех линий напряжением до и выше 1000 В и заземлением их с двух сторон участка работ. Работы следует выполнять по наряду-допуску бригадой в составе не менее двух работников; производитель работ должен иметь группу IV по электробезопасности.

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей, трубопроводов, подземных сооружений, а также боеприпасов земляные работы следует прекратить до выяснения их принадлежности и получения разрешения от соответствующих организаций на продолжение работ.

Применение землеройных машин, отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелем разрешается производить на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта не менее 30 см. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами.

Перед началом раскопок КЛ должно быть произведено контрольное вскрытие линии под надзором персонала организации - владельца КЛ.

Открытые муфты должны укрепляться на доске, подвешенной с помощью проволоки или троса к перекинутым через траншею брусам, и закрываться коробами. Одна из стенок короба должна быть съемной и закрепляться без применения гвоздей. Запрещается использовать для подвешивания кабелей соседние кабели, трубопроводы. Кабели следует подвешивать таким образом, чтобы не происходило их смещение. На короба, закрывающие откопанные кабели, следует вывешивать плакат безопасности «Стоять! Напряжение» [19].

Перед разрезанием кабеля или вскрытием муфт следует удостовериться в том, что работа будет выполняться на подлежащем ремонту кабеле, что этот кабель отключен и что выполнены технические мероприятия.

На рабочем месте подлежащий ремонту кабель определяется:

- при прокладке в туннеле, коллекторе, канале - прослеживанием, сверкой раскладки с чертежами и схемами, проверкой по биркам;
- при прокладке кабелей в земле - сверкой их расположения с чертежами прокладки.

Для этой цели должна быть предварительно прорыта контрольная траншея (шурф) поперек кабелей, позволяющая видеть все кабели.

Во всех случаях, когда отсутствует видимое повреждение кабеля, следует применять кабеле-искательный аппарат.

Перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или режущего наконечника. На КЛ с двухсторонним питанием отсутствие

напряжения проверяется проколом дистанционным способом с двух сторон от места повреждения кабеля или соединительной муфты.

В туннелях, коллекторах, колодцах, траншеях, где проложено несколько кабелей, и на других кабельных сооружениях приспособление должно быть с дистанционным управлением. Приспособление должно обеспечить прокол или разрезание оболочки до жил с замыканием их между собой и заземлением. Кабель у места прокалывания предварительно должен быть закрыт экраном.

При перекатке барабана с кабелем необходимо принять меры против захвата его выступами частей одежды.

До начала работ по перекатке барабана следует закрепить концы кабеля и удалить торчащие из барабана гвозди.

Барабан с кабелем разрешается перекатывать только по горизонтальной поверхности по твердому грунту или настилу.

Перекладывать кабель и переносить муфты следует после отключения кабеля. Перекладывать кабель, находящийся под напряжением, разрешается при условиях:

- перекладываемый кабель должен иметь температуру не ниже 5 градусов С;
- муфты на перекладываемом участке кабеля должны быть укреплены хомутами на досках;
- для работы должны использоваться диэлектрические перчатки, поверх которых для защиты от механических повреждений должны быть надеты брезентовые рукавицы;
- работа должна выполняться работниками, имеющими опыт прокладки, под надзором ответственного руководителя работ, имеющего группу V по электробезопасности, в электроустановках напряжением выше 1000 В и производителя работ, имеющего группу IV по электробезопасности, в электроустановках напряжением до 1000 В.

При работах на воздушных линиях электропередачи:

Подниматься на опору и работать на ней разрешается только после проверки достаточной устойчивости и прочности опоры, особенно ее основания.

Для определения прочности деревянных опор должна проверяться степень загнивания древесины с откапыванием опоры на глубину не менее 0,5 м. Для определения прочности железобетонных опор и приставок должно проверяться отсутствие недопустимых трещин в бетоне, оседания или вспучивания грунта вокруг опоры, разрушения бетона опоры (приставки) с откапыванием грунта на глубину не менее 0,5 м [24].

Необходимость и способы укрепления опоры, прочность которой вызывает сомнение (недостаточное заглубление, вспучивание грунта, загнивание древесины, трещины в бетоне), должны определяться на месте производителем или ответственным руководителем работ.

Работы по укреплению опоры с помощью растяжек следует выполнять без подъема на опору, с телескопической вышки или другого механизма для подъема людей, с установленной рядом опоры, либо применять для этого специальные раскрепляющие устройства, для навески которых не требуется подниматься по опоре.

Подниматься по опоре разрешается только после ее укрепления.

Опоры, не рассчитанные на одностороннее тяжение проводов и тросов и временно подвергаемые такому тяжению, должны быть предварительно укреплены во избежание их падения.

До укрепления опор не допускается нарушать целостность проводов и снимать вязки на опорах.

Способы валки и установки опоры, необходимость и способы ее укрепления во избежание отклонения определяет ответственный руководитель работ. В случае применения оттяжек с крюками последние должны быть снабжены предохранительными замками.

При производстве работ с опоры, телескопической вышки, гидроподъемника без изолирующего элемента или другого механизма для

подъема людей расстояние от работника, применяемого инструмента, приспособлений, канатов, оттяжек до провода (электропередачи, радиотрансляции, телемеханики), находящегося под напряжением до 1000 В, должно быть не менее 0,6 м [24].

При производстве работ, при которых не исключена возможность приближения к проводам (электропередачи, связи, радиотрансляции, телемеханики) на расстояние менее 0,6 м, эти провода должны быть отключены и заземлены на месте производства работ.

Работы по перетяжке и замене проводов на ВЛ напряжением до 1000 В и на линиях уличного освещения, подвешенных на опорах линий напряжением выше 1000 В, должны выполняться с отключением всех линий напряжением до и выше 1000 В и заземлением их с двух сторон участка работ. Работы следует выполнять по наряду-допуску бригадой в составе не менее двух работников; производитель работ должен иметь группу IV по электробезопасности.

15.2 Экологичность

Процесс реализации намечаемой деятельности сопровождается воздействием на окружающую среду в виде выбросов и сбросов различных загрязняющих веществ, размещения отходов производства и потребления, нарушения почвенно-растительного покрова и т.п.

Опыт строительства и эксплуатации аналогичных объектов, позволяет выделить следующие компоненты окружающей среды, которые могут подвергаться воздействию:

- земельные ресурсы и почвенно-растительный покров;
- водные объекты;
- приземный слой атмосферы;

При этом следует отметить, что воздействие на окружающую среду в период строительства будет носить кратковременный характер, воздействие в период эксплуатации - постоянный характер.

Воздействие на атмосферный воздух

Влияние на воздушный бассейн района работ при строительстве объекта и дальнейшей их эксплуатации различно, и зависит от вида источников выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) на каждом этапе, их количества и времени воздействия.

Загрязнение атмосферного воздуха в период строительства проектируемого объекта происходит при выбросах загрязняющих веществ и осуществляется не организованно в месте проведения работ или стоянки (нахождения в данный конкретный промежуток времени) строительных машин и механизмов.

В состав работ по строительству, при производстве которых происходит загрязнение атмосферы, будут входить:

- подготовительные работы, в т. ч. доставка строительных материалов, машин и механизмов на временную базу, устройство временных зданий и сооружений, расчистка участка, планировочные работы на площадке строительства;
- основные работы, включая земляные работы, строительно-монтажные и специальные работы, рекультивацию нарушенных земель.

Основными источниками выделения вредных веществ в период строительства являются:

- строительное оборудование и строительная техника; автомобильная техника;
- сварочное оборудование;
- окраска;
- заправка топливных баков;
- пыление грунта при земляных работах.

Данные источники характеризуются выбросами следующих загрязняющих веществ:

- автотранспорт (неорганизованный источник выбросов), при разогреве двигателей автомобилей и их пробеге по территории, в атмосферу

выбрасываются: оксид углерода, углеводороды (по керосину), азота оксид, сажа, серы диоксид, формальдегид, безопорен;

- сварочный пост (неорганизованный источник выбросов), при производстве электросварки и газовой резки, в атмосферу выбрасываются: железа оксид, марганец и его соединения, хрома оксид, пыль неорганическая, фториды плохо растворимые, фториды газообразные, азота оксид, углерода оксид;

- лакокрасочные работы (неорганизованный источник выбросов), при проведении окрасочных работ в атмосферу выделяются: ацетон, бутил ацетат, ксилол, толуол, Уайт-спирит;

- земляные работы (неорганизованный источник выбросов), работа по выемке грунта сопровождается выбросом в атмосферу неорганической пыли.

Воздействие на атмосферный воздух будет ограничено только периодом строительства объекта.

Воздействие на земли и почвенный покров

При проведении работ возможны механические и химические негативные воздействия на состояние почвенного покрова. Воздействие на почвенный покров связано:

- с работой строительной техники (выбросы окислов углерода, азота и углеводородов),

- загрязнение почв отработанными маслами и смазками автотранспорта,

- проведением землеройных работ, сопровождающихся механическим нарушением структуры почвенного покрова (насыпь, выемка, перемешивание грунта, уплотнение).

Почвенный покров в пределах окрестных территорий будет также испытывать антропогенное-техногенное воздействие. Складирование бытового и строительного мусора может привести к загрязнению территории пластиком, стеклом, металлическим ломом.

После окончания работ и проведения своевременной рекультивации участков, территория должна вернуться к состоянию, максимально

существовавшему до начала работ. При работах, связанных со строительством объекта основными природными средами воздействия будут являться: почвенный покров и атмосферный воздух.

Мероприятия по минимизации воздействия на атмосферный воздух

Этап строительства

В процессе выполнения строительных работ перечень мероприятий по минимизации загрязнения атмосферного воздуха включает в себя следующие:

- контроль за своевременным обслуживанием техники подрядной организацией и заправкой техники сертифицированным топливом;
- при длительных перерывах в работе (более 15 мин) запрещается оставлять механизмы с включенными двигателями;
- выполнение работ минимально необходимым количеством технических средств;
- выполнение регулярных проверок состава выхлопов автомобилей и строительной техники и недопущение к работе техники с повышенным содержанием вредных веществ в выхлопных газах;
- при выполнении строительно-монтажных работ предусмотреть максимально возможное применение механизмов с электроприводом;
- категорически запрещается сжигание строительного мусора на строительной площадке;
- предусмотреть производства работ поточным методом комплексного технологического потока.

Этап эксплуатации

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации электрооборудования не требуется.

Мероприятия по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды

Этап строительства

В строительный период предусмотреть следующие мероприятия:

- обязательное соблюдение границы территории работ.
- минимальное использование на площадке строительной техники.
- оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов в специально организованных местах, своевременная уборка и вывоз мусора;
- организация обслуживания, ремонта, отстоя автотранспорта и спецтехники на базе строительно-монтажной организации;
- заправка техники ГСМ на организованных АЗС общего пользования.

Этап эксплуатации

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды при эксплуатации электрооборудования не требуется.

Расчет маслоприемника трансформатора

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является масло. Загрязнение может произойти во время аварий, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений силовых трансформаторов.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции Оборчо устанавливаются 2 трансформатора марки ТДТНЖ 16000/110/27,5/10 с размерами (м) 8,0×4,6×6,4 и массой масла 19,5 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м (при массе масла от 10 до 50 тонн) [23].

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [18].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [23].

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника. На рисунке 17 представлено схематичное изображение маслоприемника без отвода масла.

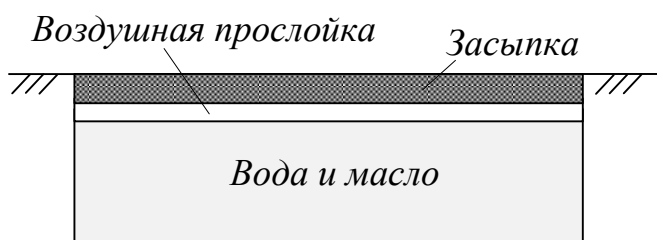


Рисунок 17 – Схематичное изображение маслоприемника трансформатора

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [2]:

$$V_{трм} = \frac{M}{\rho} \quad (103)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{трм} = \frac{19,5}{0,88} = 22,16 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [2]:

$$S_{mn} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (104)$$

где A , B – длинна и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{mn} = (8,0 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,6 + 2 \cdot 1,5) = 83,6 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [2]:

$$S_{\delta n} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (105)$$

где H – высота трансформатора (м)

$$S_{\delta n} = (8,0 + 4,6) \cdot 2 \cdot 6,4 = 161,28 \text{ (м}^2\text{)}$$

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны [23]:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [2]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\delta n}) \cdot 10^{-3} \quad (106)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (83,6 + 161,28) \cdot 10^{-3} = 88,16 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [2]:

$$V_{mH_2O} = V_{тр,м} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (107)$$

$$V_{mH_2O} = 22,16 + 0,8 \cdot 88,16 = 92,69 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости

V_{mH_2O} :

$$H_{mn} = \frac{V_{mH_2O}}{S_{mn}} \quad (108)$$

$$H_{mn} = \frac{92,69}{83,6} = 1,11 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [23]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [23]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [238]:

$$H_{nmi} = H_{mn} + H_{en} + H_z \quad (109)$$

$$H_{nmi} = 1,11 + 0,05 + 0,25 = 1,41 \text{ (м)}$$

15.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим различные аварийные ситуации для данного объекта – ПС Оборчо:

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на объекте энергетики сложившаяся в результате возникновения какой-либо аварийной ситуации, либо опасного явления природы, катастрофы, стихийного бедствия которая может повлечь за собой человеческие жертвы либо ущерб здоровью окружающих или природной среде, привести к материальным потерям либо нарушением условий жизнедеятельности.

Чрезвычайные ситуации разделяются на несколько видов по характеру источника, а также по ее масштабам.

Электроэнергетическая система это часть энергосистемы включая подключенных потребителей электрической энергии, объединённых процессом выработки, передачи и потребления электрической энергии. Рассмотрим различные виды аварийных ситуаций на объектах электроэнергетики: аварии на объектах могут приводить к длительным перерывам электроснабжения потребителей значительных территорий, также

к нарушению графиков движения транспорта, поражению людей электрическим током, транспортным авариям и так далее.

Рассмотрим подробно различные причины возникновения аварийных ситуаций: в первую очередь относим сюда погодные явления, обрывы проводов либо падение деревьев на них, разрушение опор воздушных линий электропередач из-за землетрясений либо наводнений, перегрузку оборудования из-за высокого потребления электрической энергии, износ оборудования в процессе его эксплуатации, человеческий фактор также являются причиной возникновения аварий, механические повреждения в результате выполнения каких-либо монтажных либо строительных работ,

Аварийные ситуации в электроэнергетике могут приводить к значительным перерывам электроснабжения, нарушению дорожного движения отсутствию освещения в городе в темное время суток, нарушению работы различных предприятий, таких потребителей как телекоммуникации, водопроводная сеть канализационная сеть, отопление и так далее, могут создавать угрозы работы медицинского оборудования в больницах, приводить к отсутствию связи, а также к различным бытовым неудобствам и так далее.

Рассмотрим предупредительные меры для предотвращения возникновения чрезвычайной ситуации: основной мерой по ликвидации ЧС на системах является своевременная и быстрая реакция специальных сил для борьбы с чрезвычайными ситуациями, необходимо вовремя выполнять ремонт электрооборудования, а также проводить информирование и разъяснение со специалистами, работающими и обслуживающими данное оборудование.

Также для борьбы с чрезвычайными ситуациями необходимо выполнять комплекс превентивных мер для снижения возникновения аварийной ситуации и либо уменьшения последствий в результате их прохождения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная работа была посвящена разработке ПС Оборчо в республике САХА (Якутия) для организации питания такого ответственного потребителя как железная дорога. На основании данных о нагрузке было выбрано необходимое подстанционное оборудование в частности силовые трансформаторы с учетом категории надёжности электроснабжения, высоковольтные выключатели для всех распределительных устройств, измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также и линейное оборудование такое как провода воздушных линий электропередач.

На основании технико экономического сравнения вариантов выбран оптимальный вариант подключения данной подстанции к системе внешнего электроснабжения с учетом минимального линейного и подстанционного набора оборудования включая выключатели 220 кВ и протяженность ВЛ в одноцепном исполнении.

Разработана однолинейная схема ПС Оборчо и ее конструктивное исполнение с учетом категории надежности электроснабжения потребителей.

Все оборудование проверено по условиям протекания токов короткого замыкания и максимальных рабочих токов, измерительные трансформаторы так же проверены по вторичной нагрузке.

Полученная в ходе выполнения данной работы информация об уровнях токов короткого замыкания во всех распределительных устройствах ПС Оборчо, а также технические характеристики оборудования может быть применена при введении в строй данного объекта.

В работе так же было уделено значительное количество внимания безопасности и экологичности при эксплуатации такого важного элемента системы электроснабжения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляков, Г. И. Электробезопасность : учебное пособие для вузов / Г. И. Беляков. — Москва : Издательство Юрайт, 2021. — 125 с
- 2 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. — Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. -90 с.
- 3 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс] : сб. учеб.- метод. материалов для всех направлений подготовки бакалавров и специалистов / АмГУ, ИФФ; сост. А.Б. Булгаков, В.Н. Аверьянов, М. В. Гриценко. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017
- 4 Быстрицкий, Г. Ф. Электроснабжение. Силовые трансформаторы : учебное пособие для вузов / Г. Ф. Быстрицкий, Б. И. Кудрин. — 2-е изд., испр. и доп. — Москва : Издательство Юрайт, 2021. — 201 с.
- 5 Ветров В.И. Режимы электрооборудования электрических станций [Электронный ресурс] : учебное пособие / В.И. Ветров, Л.Б. Быкова, В.И. Ключенович. — Электрон. текстовые данные. — Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2010. — 243 с.
- 6 Герасимова В.Г., Электротехнический справочник Т.2: Электротехнические изделия и устройства / Герасимова В.Г. - М. : Издательский дом МЭИ, 2017
- 7 Герасимова В.Г., Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Герасимова В.Г. - М. : Издательский дом МЭИ, 2017.
- 8 Герасимова В.Г., Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 4. Использование электрической энергии / Герасимова В.Г. - М. : Издательский дом МЭИ, 2017
- 9 Гужов Н.П., Системы электроснабжения : учебник / Гужов Н.П. - Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2015. - 258 с.
- 10 Долин П.А., Электробезопасность. Теория и практика : учебное пособие для вузов / П.А. Долин, В.Т. Медведев, В.В. Корочков, А.Ф. Монахов;

под ред. В.Т. Медведева. - 3-е изд., перераб. и доп. - М. : Издательский дом МЭИ, 2012. - 280 с.

11 Занько, Н.Г. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс] : учеб. / Н.Г. Занько, К.Р. Малаян, О.Н. Русак. — Электрон. дан. — Санкт-Петербург : Лань, 2017. — 704 с.

12 Интеллектуальные системы электроснабжения [Электронный ресурс] : метод. указания к лаб.-практ. занятиям / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур.гос. ун-та, 2013. - 82 с.

13 Каракеян, В. И. Безопасность жизнедеятельности : учебник и практикум для вузов / В. И. Каракеян, И. М. Никулина. — 3-е изд., перераб. и доп. — Москва : Издательство Юрайт, 2020. — 313 с

14 Карташев И. И. Управление качеством электроэнергии [Текст] : учеб. пособие : рек. УМО / И. И. Карташев, В. Н. Тульский, Р. Г. Шамонов ; под ред. Ю. В. Шарова. - 2-е изд., 12 перераб. и доп. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2008. - 355 с.

15 Контроль и учет электроэнергии в современных системах электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / В. И. Васильченко, А. А. Виноградов, О. Г. Гриб [и др.]. — Электрон. текстовые данные. — Белгород : Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, ЭБС АСВ, 2011. — 243 с

16 Коробов, Г. В. Электроснабжение. Курсовое проектирование : учебное пособие / Г. В. Коробов, В. В. Картавцев, Н. А. Черемисинова. — 3-е изд., испр. — Санкт-Петербург : Лань, 2021. — 192 с

17 Монаков В.К. Электробезопасность [Электронный ресурс] : теория и практика / В.К. Монаков, Д.Ю. Кудрявцев. — Электрон. текстовые данные. — М. : Инфра-Инженерия, 2017. — 184 с.

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

19 Мясоедов, Ю. В. Электроснабжение городов [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014 - ., Ч. 1. - 2014. - 106 с.

20 Мясоедов, Юрий Викторович. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Ч. 2. Электроснабжение жилых домов с улучшенной планировкой и коттеджей / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 162 с.

21 Наумов, Игорь Владимирович. Электроснабжение [Электронный ресурс] : учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 381 с.

22 Немировский А.Е., Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие / Немировский А.Е. - М. : Инфра-Инженерия, 2018. - 148 с

23 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

24 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (Приказ от 15 декабря 2020 года N 903н) (с изменениями на 29 апреля 2022 года)

25 Расчет токов коротких замыканий в энергосистемах : учебное пособие / С. А. Ерошенко, А. О. Егоров, М. Д. Сенюк, М. Р. Загидуллин, К. А. Зиновьев, А. И. Хальясмаа ; науч. ред. С. Н. Шелюг, Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б. Н. Ельцина. - Екатеринбург : Издательство Уральского университета, 2019. - 107 с.

26 Русина, А. Г. Режимы электрических станций и электроэнергетических систем : учебное пособие для вузов / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова. — Москва : Издательство Юрайт, 2020. — 399 с

27 Рысин Ю.С. Основы электробезопасности [Электронный ресурс] : учебное пособие для бакалавров технических направлений подготовки / Ю.С.

Рысин, С.Л. Яблочников. — Электрон. текстовые данные. — Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. — 75 с.

28 Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозные перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск: Издво Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с

29 Савина Н. В. Качество электроэнергии [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 182 с

30 Сивков, А. А. Основы электроснабжения : учебное пособие для вузов / А. А. Сивков, А. С. Сайгаш, Д. Ю. Герасимов. — 2-е изд., испр. и доп. — Москва : Издательство Юрайт, 2020. — 173 с

31 Системы электроснабжения: сборник учебно-методических материалов для направления подготовки 13.03.01 и 13.03.02. / Сост.: Ю.В. Мясоедов, Л.А. Мясоедова, И.Г. Подгурская - Благовещенск: Изд-во АмГУ, – 2017. 136 с.

32 Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : учеб.пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур.гос.унта, 2014. - 127с

33 Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : метод.указ. к практ. занятиям / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур.гос. ун-та, 2014. - 62 с.

34 Старшинов В.А., Электрическая часть электростанций и подстанций : учебное пособие / Старшинов В.А. - М. : Издательский дом МЭИ, 2019.

35 Техника высоких напряжений [Электронный ресурс] : метод. указания к практическим занятиям / АмГУ, Эн. ф ; сост.: Н. В. Савина, П. П. Проценко. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 106 с.

36 Ушаков, В. Я. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие для вузов / В. Я. Ушаков. — Москва : Издательство Юрайт, 2020. — 446 с.

37 Филиппова Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учебник / Т.А. Филиппова. — Электрон. текстовые данные. — Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2014. — 294 с

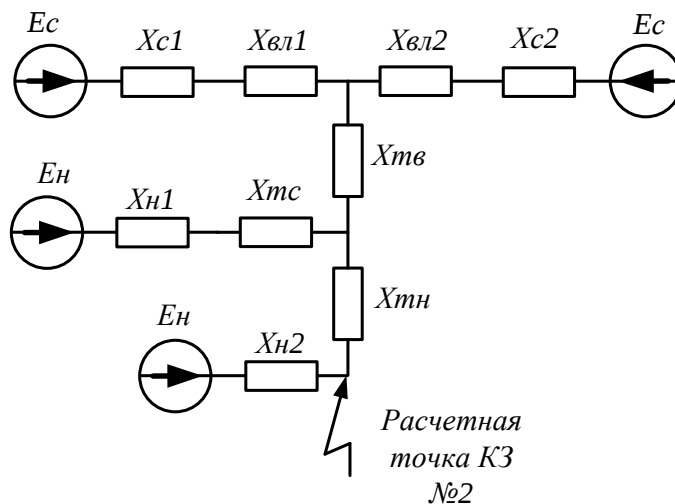
38 Фролов, Ю. М. Основы электроснабжения: учебное пособие / Ю. М. Фролов, В. П. Шелякин. — Санкт-Петербург : Лань, 2021. — 480 с.

39 Электроснабжение: сборник учебно-методических материалов для направления подготовки 13.03.02. / Сост.: Ю.В. Мясоедов, Л.А. Мясоедова, И.Г. Подгурская - Благовещенск: Изд-во АмГУ, – 2017

40 Электроснабжение городов: учебное пособие / Сост.: Ю.В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И.Г. Подгурская.- Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 106 с

ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет токов КЗ

Расчет токов КЗ для второй расчетной точки:



$$X1 = X_{C1} + X_{ВЛ1}$$

$$X1 = 0,16 + 0,11 = 0,27 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{C2} + X_{ВЛ2}$$

$$X2 = 0,18 + 0,42 = 0,6 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = X_{H1}$$

$$X3 = 156,12 \text{ (о.е.)}$$

$$X4 = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2} + X_{ТВ}$$

$$X4 = \frac{0,27 \cdot 0,6}{0,27 + 0,6} + 3,13 = 3,32 \text{ (о.е.)}$$

$$X_5 = \frac{X_4 \cdot X_3}{X_4 + X_3} + X_{TH}$$

$$X_5 = \frac{3,32 \cdot 156,12}{3,32 + 156,12} + 2,13 = 4,88 \text{ (o.e.)}$$

$$X_p = \frac{X_5 \cdot X_{H_2}}{X_5 + X_{H_2}}$$

$$X_p = \frac{4,88 \cdot 2049,2}{4,88 + 2049,2} = 4,05 \text{ (o.e.)}$$

$$E_1 = \frac{X_3 \cdot E_C + X_4 \cdot E_H}{X_3 + X_4}$$

$$E_1 = \frac{156,12 \cdot 1 + 3,32 \cdot 0,85}{156,12 + 3,32} = 0,98 \text{ (o.e.)}$$

$$E_p = \frac{X_{H_2} \cdot E_1 + X_5 \cdot E_H}{X_{H_2} + X_5}$$

$$E_p = \frac{2049,2 \cdot 0,98 + 4,88 \cdot 0,85}{4,88 + 2049,2} = 0,97 \text{ (o.e.)}$$

$$I_{no} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{B10}$$

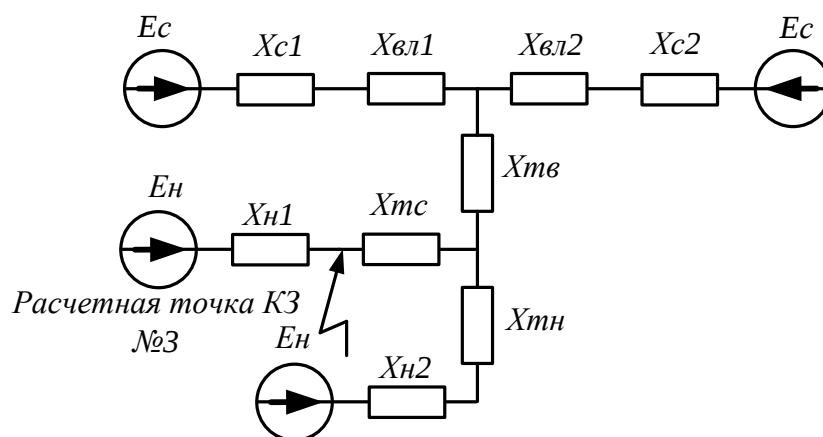
$$I_{no} = \frac{0,97}{4,05} \cdot 55,05 = 23,65 \text{ (кА)}$$

$$I_a = \sqrt{2} \cdot 23,65 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,02}} = 1,67 \text{ (кА)}$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 23,65 \cdot 1,61 = 53,84 \text{ (кА)}$$

$$B_{\kappa} = 23,65^2 \cdot (0,5 + 0,06 + 0,02) = 324,41 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Расчет токов КЗ для третьей расчетной точки:



$$X1 = X_{C1} + X_{BЛ1}$$

$$X1 = 0,16 + 0,11 = 0,27 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{C2} + X_{BЛ2}$$

$$X2 = 0,18 + 0,42 = 0,6 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2} + X_{ТВ}$$

$$X3 = \frac{0,27 \cdot 0,6}{0,27 + 0,6} + 3,13 = 3,32 \text{ (о.е.)}$$

$$X4 = X_{H2} + X_{TH}$$

$$X4 = 2049,2 + 2,13 = 2051,33 \text{ (о.е.)}$$

$$X5 = \frac{X4 \cdot X3}{X4 + X3} + X_{TH}$$

$$X5 = \frac{3,32 \cdot 2051,33}{3,32 + 2051,33} = 3,13 \text{ (о.е.)}$$

$$X_p = \frac{X_5 \cdot X_{H1}}{X_5 + X_{H1}}$$

$$X_p = \frac{3,13 \cdot 156,12}{3,13 + 156,12} = 3,11 \text{ (o.e.)}$$

$$E_1 = \frac{X_4 \cdot E_C + X_3 \cdot E_H}{X_3 + X_4}$$

$$E_1 = \frac{2051,33 \cdot 1 + 3,32 \cdot 0,85}{2051,33 + 3,32} = 0,99 \text{ (o.e.)}$$

$$E_p = \frac{X_{H1} \cdot E_1 + X_5 \cdot E_H}{X_{H1} + X_5}$$

$$E_p = \frac{156,12 \cdot 0,99 + 3,13 \cdot 0,85}{156,12 + 3,13} = 0,96 \text{ (o.e.)}$$

$$I_{no} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{B10}$$

$$I_{no} = \frac{0,96}{3,11} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 6,34 \text{ (кА)}$$

$$I_a = \sqrt{2} \cdot 6,34 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,02}} = 0,45 \text{ (кА)}$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 6,34 \cdot 1,61 = 14,43 \text{ (кА)}$$

$$B_\kappa = 6,34^2 \cdot (0,5 + 0,06 + 0,02) = 23,31 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет молниезащиты

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 40 = 34,0 \text{ (м)}$$

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

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 40) \cdot 40 = 40,8 \text{ (м)}$$

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)}$$

$$r_x = 1,6 \cdot 40 \cdot \frac{(40 - 16,5)}{(40 + 16,5)} = 26,62 \text{ (м)}$$

$$h_c = h - \frac{L}{7}$$

$$h_c = 40 - \frac{55}{7} = 32,14 \text{ (м)}$$

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}}$$

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{32,14 - 16,5}{1 + \frac{16,5}{32,14}} = 16,53 \text{ (м)}$$

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx (м)	rcx (м)
1 - 2	78,0	40,0	34,0	28,85	40,8	26,62	12,57
2 - 3	78,0	40,0	34,0	28,85	40,8	26,62	12,57
3 - 6	55,0	40,0	34,0	32,14	40,8	26,62	16,53
1 - 4	55,0	40,0	34,0	32,14	40,8	26,62	16,53
4 - 5	78,0	40,0	34,0	28,85	40,8	26,62	12,57
5 - 6	78,0	40,0	34,0	28,85	40,8	26,62	12,57

ПРИЛОЖЕНИЕ В Расчет заземления

$$A = 180 \text{ (м)}$$

$$B = 100 \text{ (м)}$$

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3)$$

$$S = (180 + 3) \cdot (100 + 3) = 1885,0 \text{ (м}^2\text{)}$$

$$\rho_2 = \rho_1 \cdot \psi$$

$$\rho_2 = \rho_1 \cdot \psi = 50 \cdot 2,7 = 135 \text{ (Ом/м)}$$

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4}$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,01^2}{4} = 7,85 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}$$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{12,87^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 2,12 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,01) \cdot 10^{-4} = 3,17 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}$$

$$d = 0,022 \text{ (м)}$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 3,79 \cdot 10^{-4} (\text{M}^2)$$

$$l_{nn} = 5 (\text{M})$$

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3)$$

$$L_n = \frac{(180+3)}{5}(100+3) + \frac{(100+3)}{5}(180+3) = 7540,8 \text{ (M)}$$

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}}$$

$$m = \frac{7540,8}{2 \cdot \sqrt{1885,0}} = 86,8$$

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m}$$

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{2652}}{11} = 4,68 (\text{M})$$

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

$$L = 2 \cdot \sqrt{1885,0} \cdot (87+1) = 7641,9 \text{ (M)}$$

$$n_{\text{с}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}}$$

$$n_{\text{с}} = \frac{4 \cdot \sqrt{1885,0}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 12,28$$

$$l_{\text{с}} = 4,5 (\text{M})$$

$$Rc = \rho 1 \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_e \cdot n_e} \right)$$

$$Rc = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{1885,0}} + \frac{1}{7641,9 + 4,5 \cdot 13} \right) = 0,29 \text{ (OM)}$$

$$\alpha u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}}$$

$$\alpha u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1885,0}}{(21 + 320) \cdot (12,87 + 45)}} = 1,55$$

$$Ru = Rc \cdot \alpha u$$

$$Ru = 0,29 \cdot 1,55 = 0,45 \text{ (OM)}$$