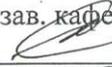


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет: Энергетический
Кафедра: Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника.
Направленность (профиль) образовательной программы: Электроэнергетика.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В.Савина

« 11 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

На тему: Проектирование системы электроснабжения строительной базы
ПАО «Газпром» в Сковородинском районе Амурской области с питанием от
подстанции Линейная.

Исполнитель:

студент группы 542 узб

 09.06.2019
подпись, дата

П.В. Костюченко

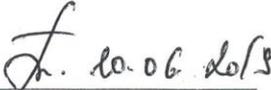
Руководитель: Доцент

 14.06.2019
подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант:

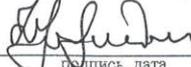
по безопасности и
экологичности, доцент,
канд. техн.наук

 10.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль:

Профессор, канд.техн.наук


подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Благовещенск 2019

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

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Костюченко Телра
Владимировича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Трассирование системы электроснабжения строительной базы ПАО
«Азурра» в Сковородинском районе Амурской области с применением автотранша Ринейма»
(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однотипная
схема электроснабжения РУ-10 кВ ПС «Ринейма»

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): анализ исходных данных по нагрузкам и их расчёт, разработка
схем электроснабжения 10 кВ, расчёт нагрузок 0,4 кВ, вычисления и мощности
преобразователей на ТП 10/0,4 кВ, режимная диаграмма автоматизма, безопасность и технологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов
технической части, 5 приложений MS EXCEL, 16 таблиц,
106 рисунков

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Будзакон Андрей Борисович, доцент,
 канд. техн. наук.

7. Дата выдачи задания 05.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ромачева Р.Г. (доцент)
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание) 

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.2019 Костю
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 92 с., 9 рисунков, 26 таблиц, 106 формул, 21 источник, 3 приложения.

ЭЛЕКТОРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ЗАЩИТА ОБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, МОЛНИЕЗАЩИТА, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ НЕЛИНЕЙНЫЙ.

В данной работе рассматривается вопрос проектирования системы электроснабжения строительной базы ПАО «Газпром» с центром питания ПС «Линейная» номинальным напряжением высокой стороны 35 кВ и низкой стороны 10 кВ в «Сковородинском» районе Амурской области. Для решения данного вопроса в работы выполнен расчет электрических нагрузок как на стороне низкого так и на стороне высокого напряжения комплектных трансформаторных подстанций рассматриваемого района, на основании полученных данных выполнен выбор и проверка силовых трансформаторов КТП 10/0,4 кВ по коэффициенту загрузки. Выполнен выбор проводников напряжением 10 кВ для питания КТП и расчетным путем определено их сечение. При проектировании ПС «Линейная» определена мощность нагрузки на шинах низкого напряжения и выбраны типы и мощность силовых трансформаторов устанавливаемых на данной ПС.

Перед выбором основного электротехнического оборудования ПС «Ли-

нейная» выполнен расчет токов короткого замыкания на всех распределительных устройствах, на основе полученных результатов произведен выбор и проверка основного коммутационного, измерительного и защитного оборудования напряжений 35, 10 кВ.

В части защиты и автоматики произведен выбор устройства защиты и определены его уставки при установке на отходящие фидеры 10 кВ ПС «Линейная». В качестве дополнительных задач производился расчет системы молниезащиты ПС «Линейная», выбрана система молниеотводов и определены их зоны защиты как на уровне линейного портала, так и на уровне земли и защищаемого оборудования.

В части безопасности и экологичности рассмотрен вопрос безопасной эксплуатации высоковольтного, маслонаполненного оборудования ПС «Линейная». Рассмотрен расчет параметров устройства защиты от растекания трансформаторного масла в случае нештатной ситуации.

При выполнении данной работы использованы следующие программные комплексы: Microsoft: Word, Excel, Visio. Matsoft: Mathcad.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматическое включение резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – выключатель нагрузки;

КЗ – короткое замыкание;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОУ – огнетушитель углекислотный;

ПС – подстанция;

РЗ - релейная защита;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ТТ – трансформатор тока;

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика потребителей электрической энергии	11
2 Описание принятой схемы электроснабжения 10кВ	13
3 Основные климатические данные рассматриваемого района проектирования	19
4 Расчет нагрузок 0,4 кВ КТП	21
5 Выбор силовых трансформаторов 10/0,4 кВ	27
6 Расчет нагрузок на стороне высокого напряжения 10кВ КТП	31
7 Расчет нагрузок на стороне низкого напряжения ПС «Линейная»	34
8 Определение мощности компенсирующих устройств	36
9 Выбор числа и мощности трансформаторов 35/10 кВ	39
10 Определение величины токов короткого замыкания на РУ ПС «Линейная»	41
11 Выбор оборудования ПС «Линейная»	48
11.1 Выбор и проверка выключателей 35кВ	48
11.2 Выбор и проверка выключателей 10кВ	51
11.3 Выбор и проверка разъединителей 35 кВ	51
11.4 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ.	54
11.5 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ.	53
11.6 Выбор и проверка трансформаторов тока 35 кВ	53
11.7 Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ	55
11.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	56
11.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	58
11.10 Выбор и проверка жестких шин 10кВ	59
11.11 Выбор и проверка жестких шин 35кВ	61
12 Выбор сечений воздушных линий 10кВ	62

13 Проверка сечений КЛ по термической стойкости и потере напряжения	63
13.1 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ	65
13.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	66
14 Защита силового трансформатора ПС «Линейная»	67
14.1 Защита от перегрузки	67
14.2 Максимальная токовая защита	68
14.3 Газовая защита	69
15 Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ	71
15.1 Выбор предохранителей 10 кВ для КТП	71
16 Автоматический ввод резерва	73
17 Определение экономических показателей	74
18 Расчет молниезащиты	76
19 Расчет заземления	78
20 Безопасность и экологичность	82
20.1 Безопасность	82
20.2 Экологичность	85
20.3 Чрезвычайные ситуации	87
Заключение	90
Библиографический список	91
Приложение А – Расчет нагрузок 0,4 кВ КТП	93
Приложение Б – Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ	94
Приложение В – Определение расчетных мощностей 10кВ	95

ВВЕДЕНИЕ

Согласно программе развития энергетической системы России с перспективой на 2019 год важное место занимают вопросы развития Дальнего Востока, это связано с тем что данный регион значительно отстаёт в своем развитии относительно европейской части РФ. Проблемы для развития возникают так же из за слабого развития системы электроснабжения поселков и городов, устаревшего оборудования которое в значительной степени выработало свой ресурс и нуждается в скорейшей замене.

Данная проблема не позволяет в должной мере подключать новых потребителей к уже существующим сетям.

В данной работе рассматриваются различные вопросы связанные с проектированием системы электроснабжения потребителей электрической энергии строительной базы ОАО «Газпром» расположенной в Сковородинском районе Амурской области с центром питания ПС «Линейная» 35/10 кВ а так же самой питающей подстанции. Подключение оборудования напряжением 10 кВ существующим сетям не представляется возможным поэтому в данной работе принято решение о проектировании отдельного источника питания.

Целью данной работы является разработка наиболее оптимального варианта системы электроснабжения напряжением 10 кВ так и самой подстанции 35/10 кВ «Линейная», для электроснабжения потребителей строительной базы в рассматриваемом районе электрических сетей.

Для достижения поставленной цели в данной работе был решен ряд следующих задач:

- Определение фактических нагрузок на стороне низкого напряжения проектируемых комплектных трансформаторных подстанций рассматриваемого района.

- Определение необходимости компенсации реактивной мощности на

стороне НН КТП проектируемой схемы электроснабжения

- Расчет номинальной мощности и выбор силовых трансформаторов 10/0,4 кВ на основании полученных данных о нагрузках
- Проверка коэффициентов загрузки силовых трансформаторов 10/0,4 кВ на основании данных о нагрузках
- Определение значения нагрузки на стороне высокого напряжения КТП рассматриваемого района (приведенной мощности нагрузки)
- Компенсация реактивной мощности на стороне НН ПС «Линейная»
- Расчет мощности нагрузки на шинах низкого напряжения ПС «Линейная»
- Расчет и выбор типа, характеристик силовых трансформаторов 35/10 кВ;
- Расчет, выбор и проверка оборудования на ПС «Линейная» (выключатели, измерительные трансформаторы, шины, защитные аппараты);
- Расчет параметров защиты ПС в отношении грозовых перенапряжений.

К дополнительным задачам относятся следующие: выбор схемы защитного заземления для защиты персонала от поражения электрическим током, расчёт уставок защит для силовых трансформаторов подстанции «Линейная» а также расчет основных параметров надежности электроснабжения подстанции как источника питания, определение основных экономических показателей при реализации данного проекта, так же в работе рассмотрены вопросы безопасности в отношении поражения электрическим током при монтаже и наладке электротехнического оборудования. Выполнен расчет маслоприемников для силовых трансформаторов которые будут устанавливаться в проектируемой ПС «Линейная» для предотвращения растекания масла в случае разгерметизации трансформатора.

При выполнении данной работы использованы следующие программные комплексы: Microsoft: Word, Excel, Visio. Matsoft: Mathcad.

В качестве ожидаемых результатов от решение поставленных задач является: получение расчетных данных о нагрузках в узлах рассматриваемого участка, определение номинальных мощностей силовых трансформаторов 10/0,4 кВ КТП. Получение данных о действительных значениях токов короткого замыкания на распределительных устройствах подстанции «Линейная» и в распределительной сети, определение величины капитальных вложений необходимых для выполнения системы электроснабжения потребителей.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Потребители электроэнергии ПС «Линейная» разделены по своему функциональному назначению, классу номинального напряжения и категории надежности электроснабжения.

По категории надежности электроснабжения все потребители относятся к третьей группе. Следовательно для них достаточно одного источника питания. Перерыв в питании может достигать суток на время восстановительных работ либо оперативных переключений. Данный факт определяем минимальное значение капиталовложений в строительство сети. Основными потребителями в данном случае являются различные складские помещения административные здания, жилые помещения, освещение, электрическое отопление, электродвигательная нагрузка представлена в меньшей степени это различные грузоподъёмные механизмы кран-балки, электрические тали итд.

По роду тока в нагрузке в основном имеются однофазные потребители напряжением 220 В 95% , и лишь небольшую часть занимают трехфазные электроприемники в виде асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором. Основную массу потребителей электрической энергии представляют различные помещения: вахтовые вагончики, административные здания различного назначения, так же в нагрузки значительную часть занимает освещение территорий баз, электрическое отопление различных помещений, итд.

Категории электроприемников по надежности электроснабжения внешних потребителей ПС определены на основании их функционального назначения в производственном процессе. Категории электроприемников собственных нужд определяются на основании обеспечения нормального функционирования оборудования во всех режимах работы подстанции.

Для обеспечения вновь вводимых потребителей электрической энергии по требуемой категории надежности при необходимости проектным решением предусмотрено: - электрическая сеть электроснабжения приемников предусматривает присоединение каждой из электроустановок 0,4 кВ к независимому источнику питания (к двум взаимно резервируемым секциям шин), что обеспечивает заданную степень надежности питания потребителей (групп электроприемников, объединенных функционально, либо территориально) как в нормальном, ремонтном, так и в послеаварийном режимах.

2 ОПИСАНИЕ ПРИНЯТОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 КВ

В данном разделе представлено описание принятой схемы электроснабжения на рассматриваемом участке

Учитывая категорию электроснабжения потребителей данного района проектирования в данной работе принята магистральная схема представленная на рисунке 1. Общее количество одно-трансформаторных подстанций подключенных к шинам низкого напряжения ПС «Линейная» составляет 13 ед. Протяженность участков ЛЭП составляет от 0,12 до 22 км.

В качестве проводника применяем в данной работе самонесущий изолированный провод типа СИП-3 номинальным напряжением 20 кВ. Воздушная линия электропередачи выполняется на железобетонных опорах.

Как видно на рисунке 1 на всем участке сети имеются секционирующие разъединители для повышения качества обслуживания сети и упрощения отыскания повреждения в случае необходимости. Питание всех КТП принято от одного фидера, при этом имеется возможность резервирования питания от соседней подстанции 35 кВ «КС-6».

Трансформаторные подстанции имеют простую схему и имеют на стороне высокого напряжения в качестве коммутационных аппаратов разъединители (небольшая мощность нагрузки) при этом в качестве защитных аппаратов выступают плавкие высоковольтные вставки выбираемые в соответствии с током нагрузки, на стороне низкого напряжения автоматические выключатели.

При расчете данной сети следует особое внимание уделить расчету потерь напряжения тк некоторые участки имеют большую протяженность и напряжение в отдельных точках сети может значительно отклоняться от номинального значения.

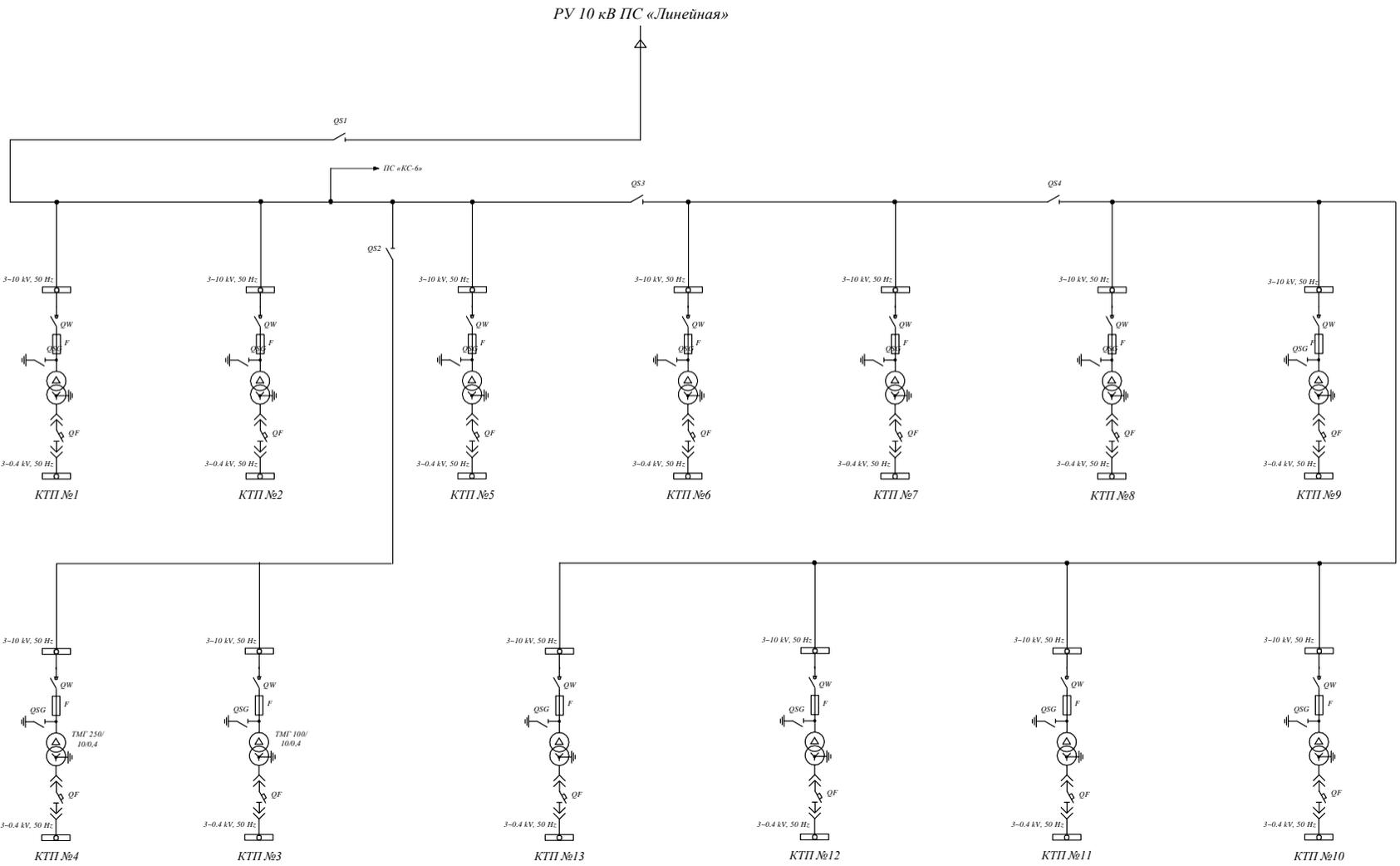


Рисунок 1 – Принятая однолинейная схема распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Линейная»

Следует отметить максимальную простоту данной схемы сети тк применяется минимальное количество оборудования что в значительной степени определяет величину капиталовложений, но влияет на надежность электро-снабжения потребителей.

На рисунке 2 представлена принятая однолинейная схема ПС «Линейная»

Схема электроснабжения ПС 35кВ «Линейная» принята на основании технического задания с соблюдением действующих нормативных документов. На напряжение 35 кВ принята нетиповая схема, с одной не секционированной системой шин, с выключателями в цепях трансформаторов. Распределительное устройство на напряжение 35 кВ закрытое комплектное типа КРУН намечено укомплектовать ячейками с вакуумными выключателями выдвижного исполнения. Общее количество шкафов составляет 4 единицы в том числе: - вводные ячейки с вакуумными выключателями – 2 ед., - ячейка с предохранителем и трансформатором напряжения – 1 ед; - ячейка с разъединителем на выкатке тележке (с втычными контактами).

На напряжение 10 кВ принята типовая схема 10-1 одинарная рабочая, секционированная выключателем и разъединителем система сборных шин с питанием от силовых трансформаторов типа ТМН 35/10 кВ. Распределительное устройство на напряжение 10 кВ закрытое комплектное типа КРУН, состоящее из отдельных шкафов двухстороннего обслуживания, с коридором обслуживания. Шкафы комплектуются вакуумными выключателями выдвижного исполнения. Общее количество шкафов составляет 12 единиц в том числе: - вводные ячейки с вакуумными выключателями – 2 ед; - ячейки отходящих линий с вакуумными выключателями – 6 ед.

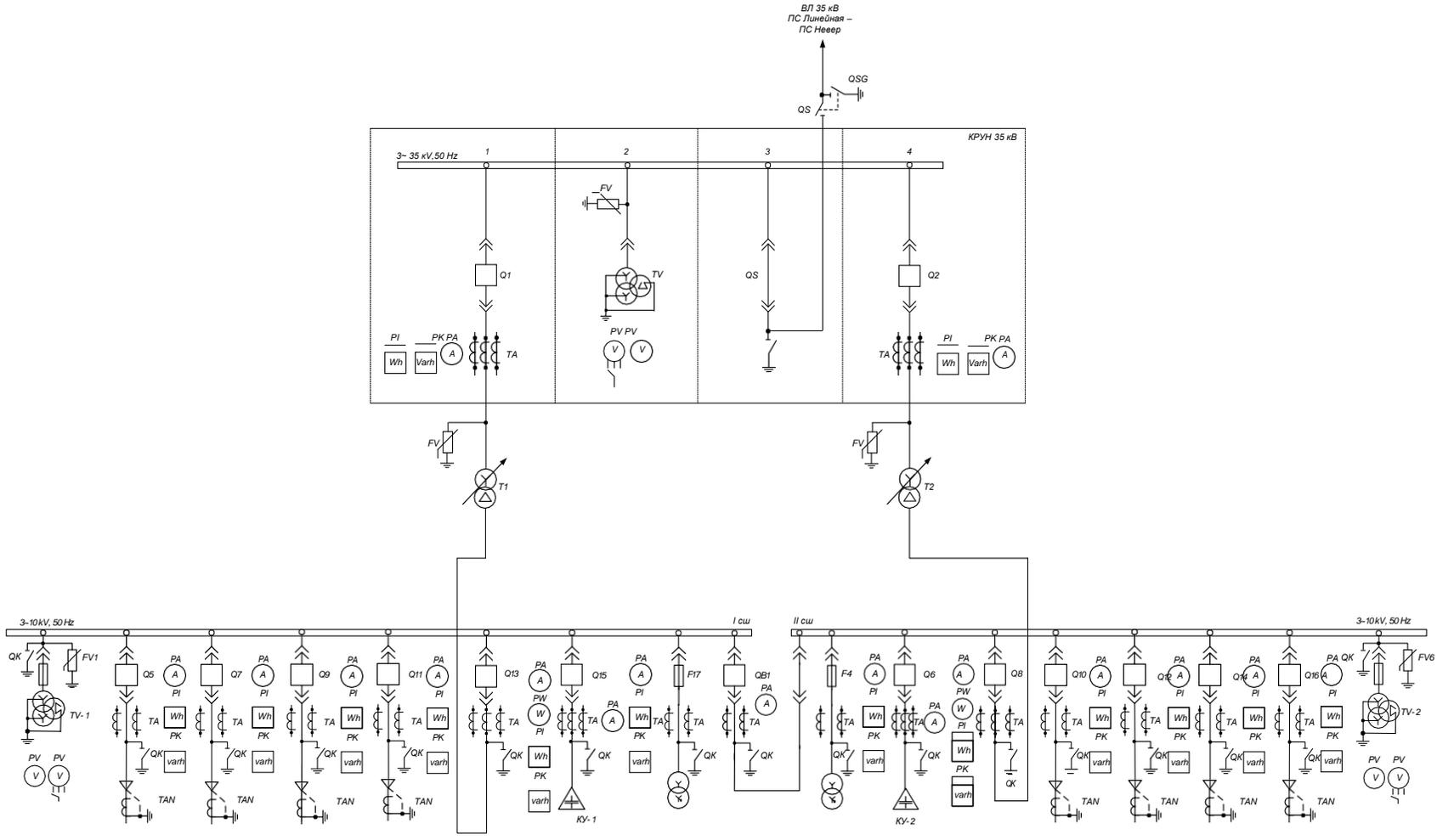


Рисунок 2 - Однолинейная схема ПС «Линейная»

- ячейка с предохранителем и трансформатором напряжения – 2 ед; - ячейка секционного выключателя - 1 ед; - ячейка секционного разъединителя – 1 ед.

На напряжение 0,4 кВ для обеспечения собственных нужд подстанции, принята одинарная секционированная выключателем, по схеме неявного резервирования на секционном выключателе с АВР, система сборных шин. Питание секций шин 0,4 кВ осуществляется от масляных силовых трансформаторов 10/0,4 кВ собственных нужд, подключенных к сети. Присоединение отходящих линий к шинам 0,4 кВ предусматривается через втычные автоматические выключатели.

Схема нормального режима работы ПС «Линейная»:

Номинальный режим работы характеризуется номинальными параметрами устройств и оборудования, предусмотренных в схемах электрических сетей объектов электроснабжения потребителей энергии. Электроснабжение объекта производится по одной ВЛ-35 кВ Невер-Линейная. Силовые трансформаторы Т-1 и Т-2 могут быть поочередно подключены через вакуумные выключатели 35 кВ, тем самым обеспечивая питание либо одной, либо двух секций РУ-10 кВ.

Секции элементов сети 10 кВ получают питание от двух силовых двухобмоточных трансформаторов типа ТМН 35/10 кВ. Обеспечение требуемой надежности электроснабжения потребителей достигается за счет схемных решений организации АВР на секционных выключателях соответствующего класса напряжения. Секционные выключатели 10 и 0,4 кВ распределительных устройств отключены. Силовые трансформаторы Т-1, Т-2 и трансформаторы 10/0,4 кВ работают раздельно. Напряжение питания распределительного устройства щита собственных нужд (ЩСН) - 380/220 В переменного тока промышленной частоты. Шкаф СН комплектуется автоматическими выключателями вводов, секционным и распределительными выключателями. Обустроен системой АВР. Устанавливается в коридоре обслуживания КРУН-10 кВ.

Схема послеаварийного режима работы ПС «Линейная»:

Проектируемая ПС 35 кВ «Линейная» относится к III категории электроснабжения потребителей. Аварийный режим, при отключении одного из силовых трансформаторов характеризуется возможностью перевода питания нагрузки оперативным персоналом за непродолжительное время. После устранения аварийной ситуации восстанавливается схема электроснабжения рабочего режима подстанции. Отключение одного из двух силовых трансформаторов собственных нужд 10/0,4 кВ питающих распределительное устройство 0,4 кВ приводит к обесточиванию потребителей одной секции 0,4 кВ. При этом покрытие электрических нагрузок выполняется путем подключения отключенной секции к другой оставшейся в работе секции. Подключение выполняется секционным автоматическим выключателем 0,4 кВ с АВР.

ОСНОВНЫЕ КЛИМАТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Климатический район, в котором расположены объекты реконструкции принадлежит к умеренному климатическому поясу

Климатическая характеристика района рассматриваемых электрических сетей необходима для правильного выбора оборудования как в электрических сетях так и на рассматриваемой подстанции «Линейная» при этом следует отметить что если тип выбранного оборудования не соответствует климатическим условиям в которых оно располагается то работа такого оборудования может быть нарушена

Существует несколько типов силового оборудования для электрических сетей каждое из которых имеет определенное исполнение с точки зрения климата, такое оборудование должно быть установлено в соответствующих условиях от этого будет зависеть его безотказная работа.

Существует несколько разных климатических данных таких как район по ветру, район по гололёду, которые позволяют качественно произвести выбор проводников для воздушных линий электропередач, соответствующую линейную арматуру.

Также необходимо рассматривать такие параметры как глубина промерзания грунта в рассматриваемом районе электрических сетей, данные о которой позволяют правильно рассчитать заземляющее устройство подстанции, данное заземляющее устройство позволит безотказно отводить грозовые импульсы в землю и избежать несчастных случаев с людьми.

В таблице 1 приведены основные характеристики климатических условий и их расчетные величины.

Таблица 1 - Климатические условия района проектирования

Параметр	Значение
Район по гололеду	3
Нормативная стенка гололеда, мм	10
Район по ветру	3
Низшая температура воздуха, °С	- 50
Среднегодовая температура воздуха, °С	1,1
Высшая температура воздуха, °С	+ 40
Число грозových часов в год	45
Степень загрязнения атмосферы	1
Температура при гололеде, °С	- 10
Глубина промерзания грунтов, м	3
Сейсмичность района, баллы	6
Высота над уровнем моря,	314

Приведенные в таблице 1 климатические характеристики используем в дальнейшем при выборе основного оборудования.

4 РАСЧЕТ НАГРУЗОК 0,4 КВ КТП

В данной работе проводится расчет нагрузок потребителей ПС «Линейная». Расчет нагрузки на шинах 0,4 кВ для различных потребителей различается, например для расчета нагрузки от зданий используется такой параметр как единичная мощность потребителя (приходящаяся на один жилой дом или на один квадратный метр площади объекта), при этом для определения расчетной мощности от таких потребителей как например двигатели, используется другой метод заключающийся в разделении потребителей по группам с учетом коэффициента использования оборудования (так же при определении величины реактивной мощности используется справочный коэффициент мощности)

В данном разделе определение электрических нагрузок проводится специально для последующего выбора токоведущих частей и их проверки таких как шины кабели и провода, также далее будут выбраны силовые трансформаторы компенсирующие устройства. Дополнительно нагрузки рассчитывается для проверки защиты сетей и электрооборудования. В данном разделе будет выполнено определение нагрузок на стороне низкого напряжения всех трансформаторных подстанций с центром питания подстанция «Линейная» для этого в таблице 2 указаны необходимые исходные данные по всем потребителям подключенным к шинам низкого напряжения.

Используя указанные в этой таблице данные выполняем расчёт каждого потребителя при этом в данном разделе рассмотрим определение расчетной мощности нагрузки на шинах отдельно взятой трансформаторной подстанции № 2

Таблица 2 – Данные о потребителях 0,4 кВ

Наименование	Потребитель	Количество	Рном (кВт)
КТП №1	Электродвигатели насосов	4	75
	Освещение	200 м ²	-
	Отопление	-	50
КТП №2	Освещение	2000 м ²	-
	Обогрев	-	25
	Электродвигатели	8	5,5-15
КТП №3	Административное здание	400 м ²	-
	Вахтовый вагон	8	-
КТП №4	Административное здание	200 м ²	-
	Вахтовый вагон	4	-
КТП №5	Вахтовый вагон	25	-
КТП №6	Насосы	3	22
	Освещение	80 м ²	-
КТП №7	Административное здание	250 м ²	-
КТП №8	Освещение	150 м ²	-
	Насосы	5	50
	Отопление	-	70
КТП №9	Электродвигатели станков	7	35
	Освещение	200 м ²	-
КТП №10	Вахтовый вагон	18	-
КТП №11	Вахтовый вагон	14	-
КТП №12	Освещение	300 м ²	-
	Насосы	6	55
КТП №13	Вахтовый вагон	42	-

Указанные данные используем в дальнейших расчетах для определения нагрузок на стороне низкого напряжения КТП.

На основании данных указанных в таблице 3 производится расчет каждого отдельного потребителя, для примера рассмотрим определение расчетной мощности на шинах низкого напряжения одно трансформаторной КТП № 2.

Таблица 3 – Электроприемники 0,4 кВ КТП №2

Наименование КТП	Потребитель	Количество	Номинальная мощность (кВт)	Коэффициент мощности cosφ	Коэффициент использования
№2	Насос	2	5,5	0,65	0,2
	Насос	3	15	0,65	0,2
	Компрессор	3	15	0,65	0,17
	Освещение	2000 м ²	-	0,5	1
	Отопление	-	25	1	1

Предварительно определяем групповой коэффициент использования электроприемников по следующей формуле, расчет проводится только для двигательной нагрузки [3]:

$$K_{Игр} = \frac{\sum K_{Иi} \times P_{Ноmi}}{\sum P_{Ноmi}} \quad (1)$$

где $K_{Иi}$ - коэффициент использования каждого отдельного потребителя.

$P_{Ноmi}$ - номинальная мощность согласно паспортным данным для каждого отдельного потребителя (кВт)

$$K_{Игр} = \frac{0,2 \times 5,5 \times 2 + 0,2 \times 15 \times 3 + 0,2 \times 15 \times 3}{5,5 \times 2 + 15 \times 3 + 15 \times 3} = 0,18$$

Далее определяем эффективное число электроприемников по следующей формуле [3]:

$$n = \frac{(\sum n \times P_{Ноmi})^2}{\sum n \times P_{Ноmi}^2} \quad (2)$$

где n_i - число электроприемников.

$$n_э = \frac{(5,5 \times 2 + 15 \times 3 + 15 \times 3)^2}{5,5^2 \times 2 + 15^2 \times 3 + 15^2 \times 3} = 7,23$$

Определяем среднюю мощность группы электродвигателей подключенных к шинам НН КТП используя коэффициент использования по следующей формуле [3]:

$$P_{cp} = \sum K_{Иi} \times P_{Номi} \quad (3)$$

$$P_{cp} = 0,2 \times 5,5 \times 2 + 0,2 \times 15 \times 3 + 0,2 \times 15 \times 3 = 18,85 \text{ (кВт)}$$

По кривым зависимости определяем коэффициент расчетной нагрузки в зависимости от группового коэффициента использования и эффективного числа электроприемников. В данном случае принимаем $K_p = 1,5$, определяем расчетную активную мощность для группы электроприемников по следующей формуле:

$$P_p = P_{cp} \times K_p \quad (4)$$

$$P_p = 18,85 \times 1,5 = 28,28 \text{ (кВт)}$$

Далее определяем значение средней реактивной мощности на шинах НН КТП от электродвигательной нагрузки:

$$Q_{cp} = \sum K_{Иi} \times P_{Номi} \times \operatorname{tg} \varphi_i \quad (5)$$

$$Q_{cp} = 0,2 \times 5,5 \times 2 \times 1,17 + 0,2 \times 15 \times 3 \times 1,17 + 0,2 \times 15 \times 3 \times 1,17 = 22,04 \text{ (квар)}$$

Расчетная реактивная мощности при эффективном числе электроприемников менее 10 рассчитывается по формуле:

$$Q_p = 1,1 \times Q_{cp} \quad (6)$$

$$Q_p = 1,1 \times 22,04 = 24,24 \text{ (квар)}$$

Далее определяется расчетная мощность осветительной нагрузки по следующей формуле [3]:

$$P_{p.o} = P_{уд.o} \times S_{пом} \quad (7)$$

где $P_{уд.o}$ - удельная мощность освещения приходящаяся на 1 м² (кВт/ м²).

$S_{пом}$ - площадь освещаемых помещений (м²)

$$P_{p.o} = 0,012 \times 2000 = 24$$

Реактивная мощность потребляемая осветительными приборами в данном случае газоразрядными лампами:

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \times tg\varphi \quad (8)$$

где $tg\varphi$ - коэффициент мощности осветительных приборов.

$$Q_{p.o} = 24 \times 1,7 = 40,8$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП:

$$P_{p\Sigma} = P_p + P_{p.o} + P_{отоп} \quad (9)$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_p + Q_{p.o} \quad (10)$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} \quad (11)$$

где $P_{отоп}$ - расчетная мощность электро отопления (кВт).

$$P_{p\Sigma} = 28,28 + 24 + 25 = 77,25$$

$$Q_{p\Sigma} = 24,24 + 40,8 = 65,04$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{77,25^2 + 65,04^2} = 100,98$$

В данном примере рассматривался расчет электрических нагрузок строительной площадки. Расчет нагрузок относительно шин низкого напряжения

остальных КТП проводится аналогичным образом при этом в расчете вахтовых вагончиков учитывается удельная мощность нагрузки приходящаяся на единицу, один квадратный метр и.т.д, результаты расчета приведены в таблице 4.

Полученные данные будут использованы в дальнейших расчетах при выборе и проверке оборудования.

Таблица 4 – Расчетные данные по нагрузкам на шинах НН КТП

Наименование КТП	Расчетная активная мощность (кВт)	Расчетная реактивная мощность (квар)	Расчетная полная мощность (кВА)
1	307,0	181,75	356,76
2	77,25	65,04	100,98
3	146,4	84,28	168,92
4	73,2	42,14	84,46
5	145,0	29,0	147,87
6	57,44	41,51	70,86
7	62,5	46,87	78,12
8	212,0	147,78	258,42
9	210,8	149,98	258,7
10	104,4	20,88	106,46
11	81,2	16,24	82,8
12	57,44	41,51	70,86
13	243,6	48,72	248,42

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при определении номинальной мощности трансформаторов устанавливаемых на КТП.

Полученные данные так же позволяют в дальнейшем сделать вывод о том какие нагрузки имеются на существующих трансформаторных подстанциях. Так же расчет приведен в приложении А

5 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 10/0,4 КВ

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по расчетной мощности [4]:

$$S_{\text{ртр}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{K_3 \times N} \quad (12)$$

где K_3 - номинальный коэффициент загрузки трансформатора (для одно трансформаторных КТП $K_3 = 0,8 - 0,85$);

N - количество трансформаторов на КТП

P_p, Q_p - расчетная активная и реактивная мощность нагрузки КТП (кВт, квар)

Для примера рассмотрим расчет мощности трансформатора устанавливаемого на КТП №2, определяем расчетную мощность по формуле:

$$S_{\text{ртр}} = \frac{\sqrt{77,25^2 + 65,04^2}}{0,85} = 118,8 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке герметичные трансформаторы типа ТМГ 160/10, с системой естественной циркуляции воздуха и масла.

Фактический коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме должен быть меньше или равен нормативному значению [4]:

$$K_{\text{эф}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{S_{\text{номтр}} \times N} \leq K_3 \quad (13)$$

где $S_{\text{номтр}}$ - принятая номинальная мощность трансформатора;

Определяем фактический коэффициент загрузки трансформатора на КТП №2:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{77,25^2 + 65,04^2}}{160} = 0,63$$

Коэффициент загрузки трансформатора на КТП №2 имеет приемлемое значение следовательно мощность трансформатора выбрана верно.

Аналогично проводится расчет мощности силовых трансформаторов на остальных КТП.

Расчеты представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчет мощности трансформаторов КТП

Наименование КТП	Расчетная полная мощность (кВА)	$S_{рпр}$ (кВА)	$K_{зф}$	$N_{мп}$ (шт)	$S_{мп}$ (кВА)
1	356,76	419,71	0,56	1	630
2	100,98	118,8	0,63	1	160
3	168,92	198,72	0,67	1	250
4	84,46	99,36	0,84	1	100
5	147,87	173,96	0,59	1	250
6	70,86	83,36	0,71	1	100
7	78,12	91,91	0,78	1	100
8	258,42	304,02	0,64	1	400
9	258,7	304,35	0,65	1	400
10	106,46	125,24	0,66	1	160
11	82,8	97,41	0,82	1	100
12	70,86	83,36	0,71	1	100
13	248,42	292,25	0,62	1	400

В данной таблице представлены данные по расчету и выбору номинальной мощности трансформаторов устанавливаемых на всех КТП рассматриваемого района проектирования. В данном случае на одно трансформаторных КТП рассчитывается коэффициент загрузки трансформатора только в нормальном режиме работы. Расчет показывает что отклонения коэффициентов

загрузки на некоторых КТП отличаются незначительно от нормируемых значений, при этом отсутствуют КТП которые работали бы на холостом ходу или были бы перегружены, следовательно расчет проведен верно. Расчет трансформаторов приведен в приложении Б

Технические характеристики принятых трансформаторов указаны в таблице 6.

Таблица 6 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

Марка	I_x (%)	U_k (%)	ΔP_x (кВт)	ΔP_k (кВт)
ТМГ – 100/10	2,6	4,5	0,27	1,97
ТМГ – 160/10	1,5	4,5	0,41	2,6
ТМГ – 250/10	1	4,5	0,53	3,7
ТМГ – 400/10	0,8	4,5	0,8	5,5

Указанные данные используем для определения расчетных нагрузок на стороне высокого напряжения.

Приведем описание выбранного типа трансформаторов типа ТМГ:

Герметичные масляные трехфазные двух обмоточные понижающие общепромышленного назначения трансформаторы ТМГ мощностью от 25 до 2500 кВА предназначены для преобразования электроэнергии в сетях энергосистем и потребителей в условиях внутренней и наружной установки частотой 50 Гц, напряжением 6; 10 кВ.

С целью увеличения поверхности охлаждения в трансформаторах ТМ-25...2500 с масло расширителем используют гофрированные стенки, а в ТМ-1600-2500 – радиаторы. ТМГ выпускаются с номинальным напряжением первичной обмотки (высокого напряжения ВН) до 10 кВ включительно и вторичной обработки (низкого напряжения НН) – 0,4 кВ.

Баки трансформаторов ТМГ-25-250 изготовляются овальной формы, а ТМГ-63-1600 – прямоугольной без масло расширителя. На крышке бака расположен кран (пробка) для залива масла, а в нижней части бака имеются

пробка для спуска масла, кран (пробка) для взятия пробы, болт заземления. Вводы ВН и НН наружной установки, съемные, изоляторы проходные фарфоровые. Вводы ВН и НН размещены на крышке.

Для визуального наблюдения за маслом на крышке бака устанавливают поплавковый указатель уровня масла. Для контроля температуры на крышке трансформатора установлен термометр.

Данный тип трансформаторов имеет значительное количество преимуществ по сравнению с трансформаторами имеющими расширительный бак.

6 РАСЧЕТ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ 10 КВ КТП

Для выбора марки проводника воздушной линии питающей КТП, расчета и выбора компенсирующих устройств, выбора силовых трансформаторов на ПС «Линейная», необходимо определить расчетные электрические нагрузки на стороне 10 кВ КТП.

Расчетные электрические нагрузки сетей 10 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных КТП, присоединенных к данному элементу сети (РП, ЦП, линии и др.), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок.

При определении расчетной нагрузки к ней прибавляются потери в трансформаторах. Потери в трансформаторах определяются по следующим формулам(кВА) [4]:

Потери активной мощности (кВт):

$$\Delta P_m = \left(\frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{вн}^2} \right) \times R + \Delta P_x \quad (14)$$

или

$$\Delta P_m = \Delta P_\kappa \times K_{зф}^2 + \Delta P_x \quad (15)$$

Потери реактивной мощности (квар):

$$\Delta Q_m = \left(\frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{вн}^2} \right) \times X + \Delta Q_x \quad (16)$$

или

$$\Delta Q_m = \frac{u \times S^2}{100 \times S_{\text{тном}}} + \frac{I \times S}{100} \quad (17)$$

где P_n - расчетная активная мощность нагрузки (кВт)

Q_n - расчетная реактивная мощность нагрузки (квар)

R - активное сопротивление трансформатора (ом)

X - реактивное сопротивление трансформатора (ом)

ΔP_x - потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВт)

ΔQ_x - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора (квар)

Для примера рассмотрим расчет потерь мощности в двух трансформаторах КТП №2:

$$\Delta P_m = 2,6 \times 0,63^2 + 0,41 = 1,45 \quad (\text{кВт}) \quad (18)$$

$$\Delta Q_m = \frac{4,5 \times 100,98^2}{100 \times 160} + \frac{1,5 \times 160}{100} = 5,27 \quad (\text{квар})$$

Определяем полную мощность потерь по формуле (кВА):

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} = \sqrt{1,45^2 + 5,27^2} = 5,46 \quad (19)$$

Определяем расчетную мощность нагрузки на стороне высокого напряжения КТП №2:

$$P_{P10} = \Delta P_m + P_{P04} \quad (20)$$

$$Q_{P10} = \Delta Q_m + Q_{P04} \quad (21)$$

$$S_{P10} = \Delta S_m + S_{P04} \quad (22)$$

$$P_{P10} = 1,45 + 77,25 = 78,7 \quad (\text{кВт})$$

$$Q_{P10} = 5,27 + 65,04 = 70,31 \quad (\text{квар})$$

$$S_{p10} = 5,46 + 100,98 = 106,44 \text{ (кВА)}$$

Результаты расчета потерь мощности и расчетных мощностей в остальных трансформаторах приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчетная электрическая нагрузка на стороне 10 кВ КТП

Наименование КТП	$K_{эф}$	Потери в трансформаторах			P_{p10} (кВт)	Q_{p10} (квар)	S_{p10} (кВА)
		(кВт)	(квар)	(кВА)			
1	0,56	3,67	14,89	15,33	310,67	196,64	372,1
2	0,63	1,44	5,26	5,46	78,69	70,30	106,44
3	0,67	2,21	7,63	7,95	148,61	91,91	176,87
4	0,84	1,67	5,81	6,04	74,87	47,95	90,51
5	0,59	1,82	6,43	6,68	146,82	35,43	154,56
6	0,71	1,25	4,85	5,01	58,69	46,36	75,88
7	0,78	1,4	5,34	5,54	63,97	52,21	83,66
8	0,64	3,09	10,71	11,15	215,09	158,49	269,57
9	0,65	3,10	10,73	11,17	213,90	160,71	269,87
10	0,66	1,56	5,58	5,81	105,961	26,46	112,26
11	0,82	1,62	5,68	5,96	82,82	21,92	88,712
12	0,71	1,25	4,85	5,01	58,69	46,36	75,88
13	0,62	2,92	10,14	10,55	246,52	58,86	258,97
Сумма					1805,36	1013,66	2135,29

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при определении расчетной мощности нагрузки на стороне низкого напряжения ПС «Линейная» и выборе номинальной мощности силовых трансформаторов. Так же расчет нагрузок приведен в приложении В.

7 РАСЧЕТ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПС «ЛИНЕЙНАЯ»

Определение расчетной мощности на шинах низкого напряжения ПС «Линейная» производится суммированием расчетных мощностей всех отходящих фидеров с учетом коэффициента участия в максимуме нагрузки по следующей формуле [2]:

$$P_p = k_y \times \sum P_{pi} \quad (23)$$

$$Q_p = k_y \times \sum Q_{pi} \quad (24)$$

где P_{pi} - расчетная активная мощность нагрузки на шинах 10 кВ от каждой КТП

Q_{pi} - расчетная реактивная мощность нагрузки на шинах 10 кВ от каждой КТП

k_y - коэффициент совмещения максимумов нагрузки при количестве трансформаторов 11-20.

$$P_p = 0,75 \times 1805,36 = 1354,02 \text{ (кВт)}$$

$$Q_p = 0,75 \times 1013,66 = 760,25 \text{ (квар)}$$

В данном расчете указывается мощность только трансформаторных подстанций которые приняты в расчет, в дальнейшем к шинам низкого напряжения будут подключаться дополнительные потребители с мощностью нагрузки 3800 кВт и 1400 квар, данную мощность учитываем в расчете по следующей формуле

$$P_{\text{итг}} = P_p + P_{\text{дон}}$$

$$Q_{рнн} = Q_p + Q_{доп}$$

где $P_{доп}$ - дополнительная расчетная активная мощность нагрузки на шинах 10 кВ с учетом увеличения нагрузки.

$Q_{доп}$ - дополнительная расчетная реактивная мощность нагрузки на шинах 10 кВ с учетом увеличения нагрузки.

$$P_{рнн} = 1354,02 + 3800 = 5154,02 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{рнн} = 760,25 + 1400 = 2160,25 \text{ (квар)}$$

Полная расчетная мощность на шинах низкого напряжения ПС «Линейная»

$$S_{рнн} = \sqrt{P_{рнн}^2 + Q_{рнн}^2} \quad (25)$$

$$S_{рнн} = \sqrt{5154,02^2 + 2160,25^2} = 5588,43 \text{ (кВА)}$$

Полученные данные используются для выбора силовых трансформаторов и компенсирующих устройств ПС «Линейная».

8 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается вопрос установки компенсирующих устройств на шинах низкого напряжения ПС «Линейная».

Устройства для компенсации реактивной мощности выполняют функцию источника питания для различного рода потребителей, они оказывают положительное влияние как на режим работы электрической сети, так и позволяют снизить потери электрической энергии как активной так и реактивной по всей сети. Данные устройства позволяют увеличивать уровень напряжения на всех отдалённых от источника питания точках сети.

При использовании данного оборудования на вновь вводимых либо реконструируемых подстанциях возможно применение последнего с меньшей пропускной способностью нежели без применения таких устройств.

Перед выбором мощности силовых трансформаторов либо сечения проводов линии электропередач должна быть определена экономически выгодная реактивная мощность которая будет передаваться через эти элементы в сеть низкого напряжения. Данная мощность задаётся энергосистемой в часы максимума нагрузок.

В данной выпускной квалификационной работе в качестве источников реактивной мощности рассматриваются шкафы типа КРМ 10,5.

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой (МВАр) [4]:

$$Q_K = Q_{pnn} - P_{pnn} \times tg \varphi \quad (26)$$

где $tg \varphi$ - экономически целесообразный коэффициент мощности

Q_p - расчетная реактивная мощность потребителей на шинах низкого напряжения ПС согласно расчетным данным (квар).

P_p - расчетная активная мощность потребителей на шинах низкого напряжения ПС согласно расчетным данным (включая мощность рассчитанную в предыдущем разделе и мощность потребителей которые будут подключены позднее) (кВт).

Требуемую мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на одну систему шин определяем по формуле (квар):

$$Q_{k1} = \frac{Q_k}{2} \quad (27)$$

где Q_{k1} - мощность компенсирующих устройств необходимых к установке на одну секцию (квар)

Далее выбираем мощность КУ из стандартного ряда мощностей для данного типа устройств и определяем не скомпенсированную мощность по следующей формуле:

$$Q_{неск} = Q_{рнн} - Q_{ном} \quad (28)$$

где $Q_{ном}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств согласно паспортным данным устанавливаемым на обе секции.

Проводим расчет для ПС «Линейная», мощность КУ требуемая:

$$Q_k = 2160,25 - 5154,02 \times 0,4 = 98,64$$

Мощность КУ требуемая на одну секцию:

$$Q_{k1} = \frac{98,64}{2} = 49,32 \text{ (квар)}$$

По требуемой мощности на одну систему шин выбираем компенсирующие устройства, определяем их необходимое количество и фактическую суммарную реактивную мощность.

Принимаем к установке на ПС КУ типа КРМ – 10,5 – 50, по 1 ед на каждую секцию 10 кВ, технические данные представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические данные КРМ

Технические данные КРМ – 10,5 – 50	
Номинальное напряжение	10,5 кВ
Регулирование	Ручное
Рабочие температуры (°С)	«- 50» – «+ 50»
Климатическое исполнение	УХЛ
Номинальная мощность (квар)	50

Не скомпенсированная реактивная мощность потребляемая из сети:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{рнн}} - Q_{\text{ном}} \quad (29)$$

$$Q_{\text{неск}} = 2160,25 - 2 \times 50 = 2060,25 \text{ (квар)}$$

Полученные данные используем для расчета мощности силовых трансформаторов ПС «Линейная».

9 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ 35/10 КВ

Выбор номинальной мощности и типа силовых трансформаторов для подстанции «Линейная» выполняется исходя из расчетной активной мощности потребителей подключенных к шинам низкого напряжения, а также с учетом компенсации реактивной мощности.

Следует отметить что номинальная мощность трансформатора в обычных условиях эксплуатации должна обеспечивает электрической энергией всех подключенных к нему потребителей. При выборе трансформаторов необходимо также учитывать необходимость обеспечения таких ответственных потребителей как потребители 2 категории, при условии возникновения аварии на одном из трансформаторов подстанции.

Исходя из вышесказанного на подстанции «Линейная» для питания указанных потребителей должно быть установлено не менее 2 силовых трансформаторов при этом в случае выхода из строя одного из них второй должен полностью обеспечить электрической энергией всех подключенных потребителей.

Расчетная мощность силового двух обмоточного трансформатора определяется по следующей формуле (МВА) [4]:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{рнн}^2 + Q_{рнн}^2}}{n_T \times K_3^{онт}} \quad (30)$$

где S_p – расчётная мощность трансформатора (кВА);

$P_{рнн}$ – расчетная активная мощность на шинах низкого напряжения ПС «Линейная» (согласно расчетным данным) (кВт);

$Q_{неск}$ – расчетная не скомпенсированная реактивная мощность на шинах низкого напряжения ПС «Линейная» (квар);

n_T – число трансформаторов (согласно категории потребителей электроэнергии);

K_3^{opt} – оптимальный коэффициент загрузки (0,7).

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

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{рнн}^2 + Q_{рнн}^2}}{n_T \times S_{Тном}} \quad (31)$$

$$K_{зав} = \frac{\sqrt{P_{рнн}^2 + Q_{рнн}^2}}{(n_T - 1) \times S_{Тном}} \quad (32)$$

Определяем расчетную мощность трансформаторов устанавливаемых на подстанции «Линейная»:

$$S_p = \frac{\sqrt{5154,02^2 + 2060,25^2}}{2 \times 0,7} = 3965,04 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке трансформаторы типа ТМН 4000/35 с системой охлаждения в виде естественной циркуляции воздуха и масла, трансформатор оснащен системой регулирования напряжения под нагрузкой – РПН, номинальная мощность 4,0 МВА, номинальное напряжение высокой стороны 35 кВ; определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{5154,02^2 + 2060,25^2}}{2 \times 4000} = 0,69$$

$$K_{зав} = \frac{\sqrt{5154,02^2 + 2060,25^2}}{4000} = 1,38$$

Коэффициент загрузки силового трансформатора в нормальном режиме работы должен находиться в пределах: 0,5 – 0,7, для послеаварийного режима 1-1,4, делаем вывод о том что трансформатор выбран, верно.

10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА РУ ПС «ЛИНЕЙНАЯ»

Данный расчет проводился для выбора оборудования устанавливаемого на РУ 35 и 10 кВ ПС «Линейная». Расчетные точки КЗ показаны на рисунке 3.

Расчет токов КЗ начинается с выбора расчетного места КЗ. Место выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай КЗ.

Подробный расчет токов короткого замыкания проводим для точки кз1. При расчете токов КЗ приняты следующие допущения: при определении сопротивления системы со стороны ВН ПС используются данные о токах короткого замыкания на РУ 35 кВ ПС «Невер». Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц. На рисунке 4 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

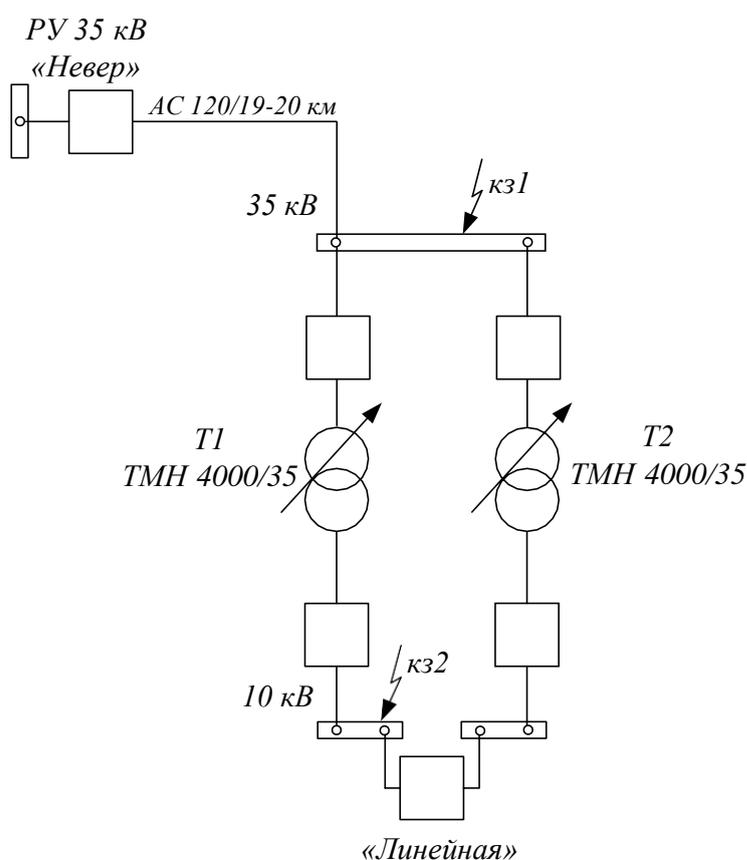


Рисунок 3 – Расчетное место КЗ

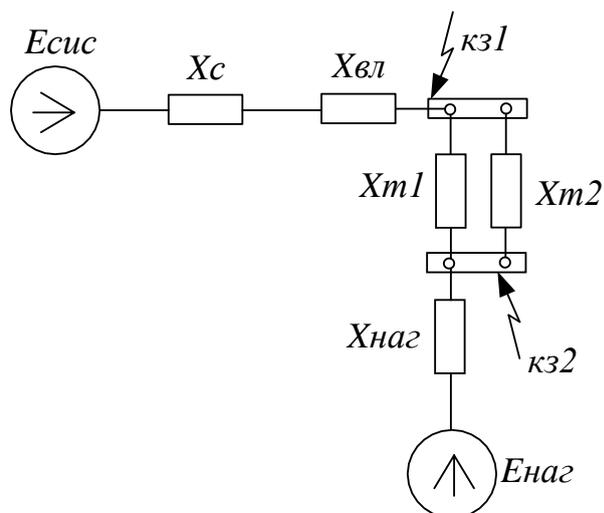


Рисунок 4 – Схема замещения

Принимаем базисные условия [8]:

- 1) базисная мощность $S_{\text{б}} = 4$ (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 35 (кВ) $U_{\text{б}35} = 37$,
- 3) базисное напряжение на стороне 10 (кВ) $U_{\text{б}10} = 10,5$.
- 4) ЭДС и сопротивление нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на стороне высокого, среднего и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{б}}} \quad (33)$$

где $I_{\text{б}}$, $U_{\text{б}}$ – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{\text{б}35} = \frac{4,0}{\sqrt{3} \times 37} = 0,06 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{б}10} = \frac{4,0}{\sqrt{3} \times 10,5} = 0,22 \text{ (кА)}$$

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

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 35 кВ (ПС «Невер»):

$$X_c = \frac{S_6}{S_c} \quad (34)$$

$$X_c = \frac{4,0}{\sqrt{3} \times 37 \times 4,8} = 0,013(\text{о.е.})$$

где S_c – мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ «Невер», определенная через данные о токах КЗ:

Определяем сопротивления обмоток трансформаторов установленных на подстанции «Линейная» (о.е.):

Сопротивление ВЛ «Невер» - «Линейная»:

$$X_{\text{ВЛ}} = x_{\text{уд}} \times l \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} \quad (35)$$

где $x_{\text{уд}}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км)

$$X_{\text{ВЛ}} = 0,4 \times 20 \times \frac{4,0}{37^2} = 0,023 (\text{о.е.})$$

Сопротивление обобщенной нагрузки (в режиме зимнего максимума) (о.е.):

$$X_H = 0,35 \times \frac{S_6}{S_H} \quad (36)$$

где S_H , – мощность нагрузки (МВА)

$$X_H = 0,35 \times \frac{S_6}{S_H} = 0,35 \times \frac{4,0}{\sqrt{5,15^2 + 2,06^2}} = 0,252 (\text{о.е.})$$

Определяем сопротивление обмотки трансформаторов установленных на подстанции «Линейная» (о.е.) по следующей формуле:

$$X = \frac{u_{к\%}}{100} \times \frac{S_6}{S_{ном}} \quad (37)$$

$$X_{T1} = \frac{7,5}{100} \times \frac{4,0}{4,0} = 0,075 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{T2} = \frac{7,5}{100} \times \frac{4,0}{4,0} = 0,075 \text{ (о.е.)}$$

где $u_{к\%}$, – напряжение короткого замыкания

Последовательное преобразование схемы замещения на примере точки кз №1 показано на рисунках 5, 6, 7:

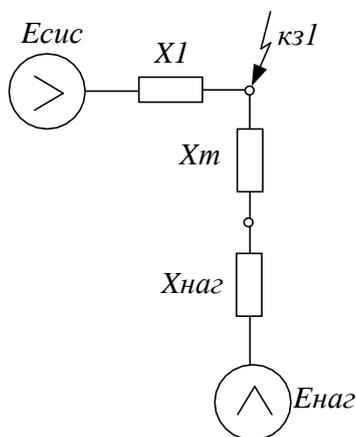


Рисунок 5 – Преобразование схемы замещения

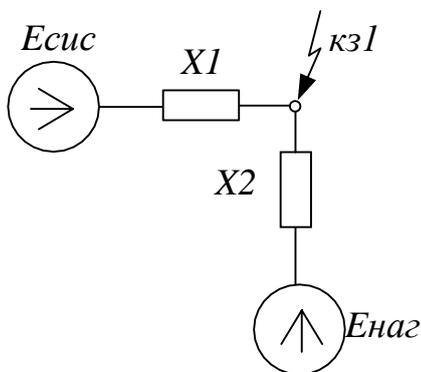


Рисунок 6 – Преобразование схемы замещения

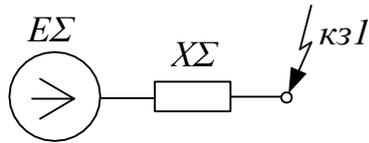


Рисунок 7 – Преобразование схемы замещения

Проводим подробный расчет сопротивлений при преобразовании схемы замещения:

$$X_1 = X_C + X_{ВЛ} = 0,013 + 0,023 = 0,036 \quad (\text{о.е.}) \quad (38)$$

$$X_T = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{0,075}{2} = 0,037 \quad (\text{о.е.}) \quad (39)$$

$$X_2 = X_T + X_H = 0,037 + 0,252 = 0,289 \quad (\text{о.е.}) \quad (40)$$

$$X_{\Sigma} = \frac{X_1 \times X_2}{X_1 + X_2} = \frac{0,036 \times 0,289}{0,036 + 0,289} = 0,032 \quad (\text{о.е.}) \quad (41)$$

$$E_{\Sigma} = \frac{E_C \times X_2 + E_H \times X_1}{X_1 + X_2} = \frac{1 \times 0,289 + 0,85 \times 0,036}{0,289 + 0,036} = 0,98 \quad (\text{о.е.}) \quad (42)$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке кз1:

$$I_{no1} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} \times I_{635} = \frac{0,98}{0,032} \times 0,06 = 1,84 \quad (\text{кА}) \quad (43)$$

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \times I_{no1} \times e^{\frac{-T_{OB}}{T_a}} \quad (44)$$

где I_{at} – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания (кА)

I_{no} – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

T_{ov} – время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,6 сек.

Ta – постоянная времени.

Определяем значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \times I_{no1} \times e^{\frac{-T_{ov}}{Ta}} = \sqrt{2} \times 1,84 \times e^{\frac{-0,6}{0,03}} = 0,25 \text{ (кА)}$$

Постоянная времени определяется по следующей формуле:

$$Ta = \frac{X_p}{\omega \times R_p} \quad (45)$$

где X_p – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

R_p – результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

ω – угловая частота (314 рад/сек.)

Принимаем постоянную времени для первой точки по справочным данным:

$$Ta = 0,03$$

Результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению.

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \times I_{no} \times \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \times 1,84 \times \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,05}} \right) = 4,47 \text{ (кА)}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки кз1 и кз2 результаты расчета сводятся в таблицу 9:

Таблица 9 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{no},$ (кА)	$I_{at},$ (кА)	$I_{y\partial},$ (кА)
кз1	1,84	0,25	4,47
кз2	4,53	0,98	10,96

Указанные данные используем в дальнейшем при выборе оборудования.

11 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПС «ЛИНЕЙНАЯ»

Определяем максимальные рабочие токи РУ ПС «Линейная» по следующей формуле [3]:

$$I_m = \frac{2 \times S_{\text{тн ом}}}{\sqrt{3} \times U_n} \quad (46)$$

где $S_{\text{тн ом}}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА);

U_n – номинальное напряжение (Ом);

Для стороны ВН:

$$I_{\text{м35}} = \frac{2 \times 4}{\sqrt{3} \times 35} = 131,9 \text{ (А)}$$

Для стороны НН:

$$I_{\text{м10}} = \frac{2 \times 4}{\sqrt{3} \times 10,5} = 439,88 \text{ (А)}$$

Таблица 10 – Максимальные рабочие токи в РУ подстанции «Линейная»

Номинальное напряжение РУ (кВ)	Максимальный рабочий ток РУ (кА)
35	131,9
10,5	439,88

11.1 Выбор и проверка выключателей 35 кВ

В данной работе рассматривается выбор оборудования для ПС закрытого типа, при этом в качестве распределительного устройства высокого напряжения предполагается устанавливать ячейки КРУ типа К-130 с вакуумными выключателями группы компаний «МОСЭЛЕКТРО» со встроенными заземляющими ножами, трансформаторами тока и напряжения.

Устройства комплектные распределительные (КРУ) на напряжение 35 кВ серии К-130 предназначены для приема и распределения электрической

энергии в электрических сетях переменного трехфазного тока частотой 50 и 60 Гц номинальным напряжением 35 кВ с изолированной или с частично заземленной нейтралью. Шкаф КРУ применяется для комплектования трансформаторных подстанций 220/35/6(10), 110/35/6(10), 35/6(10), 35/0,4 кВ на стороне 35 кВ, а также для распределительных пунктов (РП) 35 кВ объектов электроэнергетики, транспорта, промышленных предприятий, газокomppressorных станций. Устройство шкафов КРУ серии К-130 состоит из отдельных шкафов, которые на объекте собираются в секции распределительного устройства.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (47)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс. раб} \quad (48)$$

Термическая стойкость проверяется по выражению [6]:

$$I_{тер}^2 \times t_{тер} \geq B_k \quad (49)$$

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

$t_{тер}$ - время термической стойкости,

B_k - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд} \quad (50)$$

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

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

Значение B_k можно определить по формуле :

$$B_k = I_{но}^2 \times (t_{отк} + T_a) \quad (51)$$

где I_{no} - периодическая составляющая тока КЗ (кА);

$t_{отк}$ - время отключения выключателя (сек);

T_a - постоянная времени.

На примере точки К1:

$$B_{к1} = I_{no1}^2 \times (t_{отк} + T_{a1}) = 1,84^2 \times (0,6 + 0,03) = 2,13 \text{ (кА}^2 \times \text{сек)}$$

На примере точки К2:

$$B_{к2} = I_{no2}^2 \times (t_{отк} + T_{a2}) = 4,53^2 \times (0,6 + 0,03) = 12,93 \text{ (кА}^2 \times \text{сек)}$$

Сравнение параметров вакуумного выключателя К-130 со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 11:

Таблица 11 – Выбор и проверка вакуумного выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	2500	131,9	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	40	1,84	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$, $I_{уд}$ (кА)	104	4,47	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	40	4,47	$I_{откл} \geq I_{но}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, I_a (кА)	$\sqrt{2} \times \beta \times I_{откл} =$ $\sqrt{2} \times 0,45 \times 40 =$ 24,85	0,25	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	102	4,47	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \times t_{тер} =$ $40^2 \times 3 =$ 1200	2,13	$I_{тер}^2 \times t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит по всем параметрам.

11.2 Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВВПВ-10-630-20УЗ в составе КРУ серии К-104М

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 12:

Таблица 12 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	630	439,9	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	20	4,53	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$, $I_{уд}$ (кА)	51	10,96	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	20	4,53	$I_{откл} \geq I_{по}$
Номинальное значение апериодической составляющей, I_a (кА)	$\sqrt{2} \times \beta \times I_{откл} =$ $\sqrt{2} \times 0,3 \times 20 =$ 8,48	0,98	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	51	10,96	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \times t_{тер} =$ $20^2 \times 3 =$ 1200	12,93	$I_{тер}^2 \times t_{тер} \geq B_k$

Выключатели проходят по всем параметрам.

11.3 Выбор и проверка разъединителей 35 кВ.

Для питания ПС «Линейная» по стороне ВН 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РДЗ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравниваем параметры выбранного оборудования результаты приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	131,9	$I_{ном} \geq I_{макс. раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}, I_{уд}$ (кА)	63	4,47	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА ² с)	1875	5,88	$I_{тер}^2 \times t_{тер} \geq B_k$

Данный тип разъединителя предлагается к установке на вводе в РУ 35 кВ ПС «Линейная»

11.4 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ.

Ограничитель перенапряжения это специальный электротехнический аппарат который предназначен для защиты оборудования систем электроснабжения от различного рода коммутационных либо грозовых перенапряжений, так же это устройство можно назвать разрядником в котором отсутствуют искровые промежутки, в настоящее время он является самым эффективным средством защиты оборудования от различного рода перенапряжений. Нелинейные ограничители перенапряжений используются в качестве основных средств защиты электрооборудования от данного в сетях различного рода напряжения.

Принимаем ОПН-35/10/77/400 номинальным напряжением 35 кВ

Основные параметры выбранного ОПН показаны в таблице 14.

Таблица 14 – Технические данные ОПН 35 кВ

ОПН-35/10/77/400	
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	26
Поглощаемая энергия (кДж)	400
Остаточное напряжение $U_{ост}$ (кВ)	58,33

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	26	21,4	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 110 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

11.5 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ.

Принимаем к установке ОПН-10/11-10(I) Сравнение параметров приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	6,35	6,06	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

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

11.6 Выбор и проверка трансформаторов тока 35 кВ

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

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

Сопротивление контактов принимается равным $r_k=0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

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

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

l - длина соединительных проводов, для РУ 35 кВ подстанции принимается 100 м;

F - сечение соединительного провода, $F = 4$ мм².

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (для 35 кВ):

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

Сопротивление приборов определяется по формуле:

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

где $S_{\text{пр}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2=1$ А.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс КИИП-2М

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 17.

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 35 $S_{\text{пр}}=1,62$ ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{проб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ (Ом)}$$

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	КИПП-2М	0,12
Счетчик РЭ		

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 35 кВ):

$$Z_{2,35} = r_{пров} + r_{приб} + r_k = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока ячейки КРУ-35 с расчетными данными приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	150	131,9	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	104	4,47	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА ² с)	1200	2,13	$I_{тер}^2 \times t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка Z_2 ном (Ом)	20	2,43	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

11.7 Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ

Сопротивление соединительных проводов (для 10 кВ):

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \times 600}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ 10 кВ приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	КИПП-2М	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ $S_{np} = 0,62$

ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2.10} = r_{пров} + r_{приб} + r_k = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 500 А. Сравнение параметров приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	500	439,9	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	52	10,96	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \times t_{тер} =$ $35^2 \times 3 =$ 3675	12,93	$I_{тер}^2 \times t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	1,15	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

11.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки

- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- 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 приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 35 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	1	10
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	КИПП-2М	2	1
Счетчик РЭ			
Сумма			20

Проверяем встроенный трансформатор напряжения типа НАЛИ-СЭЦ-35 ячейки КРУ 35 кВ:

Таблица 22 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	120 ВА	20 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ.

Сравнение параметров выбранного трансформатора напряжения приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ) подстанции «Линейная»

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Счетчик АЭ	КИПП-2М	12	1
Счетчик РЭ			
Сумма			16

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10.

Таблица 24 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	50 ВА	16 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

11.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

В данной выпускной квалификационной работе принимаем систему переменного оперативного тока. Для чего в данном разделе проводится расчет и выбор источника питания собственных нужд ПС «Линейная» в том числе и источника оперативного тока – трансформатора собственных нужд.

Расчётная нагрузка потребителей ПС «Линейная» приведены в таблице 25:

Таблица 25 – Расчетная нагрузка потребителей С.Н. ПС «Линейная»

Вид потребителя	Расчетная мощность приемника (кВА)
Приводы выключателей	12,3
Обогрев КРУ 35 кВ	12
Обогрев КРУ 10 кВ	12
Освещение коридора КРУ 10 кВ	1
Освещение ячеек 10 кВ	0,8
Освещение КРУ 35	0,4
Расчетная полная мощность	38,5

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Линейная»:

$$S_p = \frac{S_{наг}}{n_T \times K_3^{ом}} = \frac{38,5}{2 \times 0,7} = 27,5 \text{ (кВА)} \quad (55)$$

Принимаем к установке на ПС «Линейная» в качестве источников переменного оперативного тока два трансформатора типа ТСЗ 40/10/0,4 номинальной мощностью 40 кВА. Трансформаторы имеют сухое защищенное исполнение.

11.10 Выбор жестких шин 10 кВ

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения. Максимальный рабочий ток в данном РУ составляет 439,88А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 80×6 мм (480 мм^2), длительно допустимый ток для данного сечения составляет 1630А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ (мм^2).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{12,93}}{91} = 39,51 \quad (56)$$

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

C - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины на механическую прочность, определяем пролет при условии что частота собственных колебаний составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \times \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \times \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 0,95$$

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

q - сечение проводника, в данном случае 4,8 (см^2)

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \times h^3 \frac{1}{12} = 0,6 \times 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \quad (\text{см}^3 \times \text{см}) \quad (57)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 0,9 м

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \times 10^{-7} \times \frac{y \dot{i}^2}{a} = \sqrt{3} \times 10^{-7} \times \frac{10960^2}{0,4} = 49,94 \text{ (Н/м)} \quad (58)$$

где i_{y0} – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления по формуле

$$W = b \times h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \times 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \quad (\text{см}^3) \quad (59)$$

Определяем напряжение в проводе при протекании ударного тока КЗ:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \times \frac{i^2 \times l^2}{W \times a} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \times \frac{10960^2 \times 0,9^2}{6,4 \times 0,4} = 29,22 \text{ (МПа)} \quad (60)$$

При расчете напряжение все длины приведены в метры.

Расчет показал что выбранное сечение и конструкция токоведущих шин проходят все проверки в том числе и по разрушающему напряжению, тк максимальное его значение для данного материала составляет 60 МПа, данный тип шин принимаем к установке в РУ 10 кВ ПС «Линейная».

11.11 Выбор жестких шин 35 кВ

Для распределительного устройства 35 кВ принимаем шины с размерами 80×6 мм (480 мм^2) Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Определяем все параметры определенные для РУ 10 кВ

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{2,13}}{91} = 16,03 \text{ (мм}^2\text{)}$$

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

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

Принимаем 0,9 м

$$f = \sqrt{3} \times 10^{-7} \times \frac{y \dot{i}^2}{a} = \sqrt{3} \times 10^{-7} \times \frac{4470^2}{0,4} = 8,65 \text{ (Н/м)}$$

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

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \times \frac{i^2 \times l^2}{W \times a} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \times \frac{4470^2 \times 0,9^2}{6,4 \times 0,4} = 10,95 \text{ (МПа)}$$

Принимаем к установке шины типа СДУ, напряжение в материале не превышает предельного значения.

12 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ 10 КВ

В данном разделе будет выполняться расчёт и выбор типа и сечения воздушных линий электропередачи напряжением 10 кВ которые в последствии будут проверяться по термической стойкости при коротких замыканиях, а также по наибольшей потере напряжения в нормальном режиме работы.

Перед выбором необходимо определить суммарный расчетный ток в данном сечении и выбрать согласно расчетным данным ближайшее стандартное сечение проводника.

Выбор по длительно допустимому току заключается в сравнении расчетного тока в рассматриваемом сечении с длительно допустимым :

$$I_p \leq I_{\text{дд}} \quad (61)$$

где I_p – расчетный ток в сечении, А;

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \times U_n} \quad (62)$$

где S_p – расчетная мощность в сечении (кВА);

Определяем значение тока в начале ВЛ :

$$I_p = \frac{5588,43}{\sqrt{3} \times 10,5} = 307,01 \text{ (А)}$$

По полученному значению принимаем сечение провода СИП по каталогу в соответствии с максимальной токовой нагрузкой.

Принимаем для данного случая сечение 120 мм² с длительно допустимым током 340 А)

13 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

В данном разделе будем выполнять проверку выбранного сечения проводника по термической стойкости которая заключается в определении тока короткого замыкания и сравнение термический стойкого сечения в рассматриваемой точке сети с фактическим сечением проводника, в случае если сечение выбрано неверно то проводник не пройдет данную проверку.

Расчетную точку для проверки проводника принимаем для наибольшего значения периодической составляющей тока короткого замыкания - это шины высокого напряжения КТП №1

Схема замещения для расчета тока короткого замыкания представлена на рисунке 8:

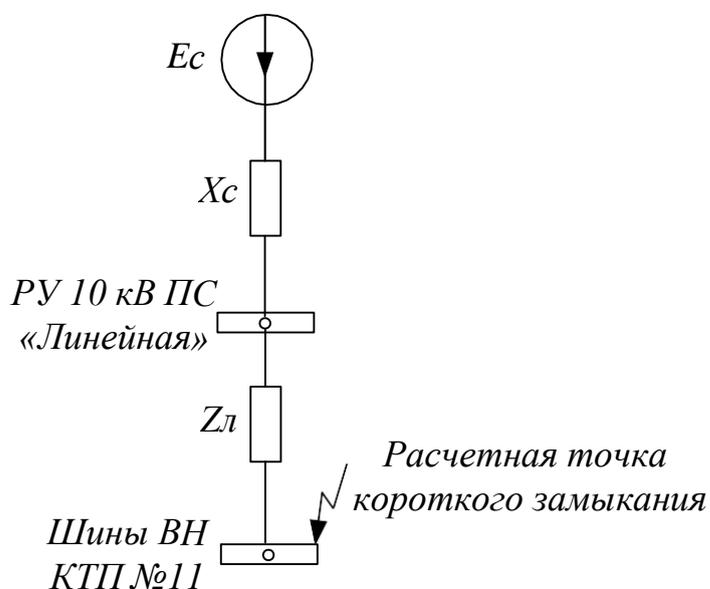


Рисунок 8 – Схема замещения участка сети

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле (Ом):

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \times I_{кз10}} \quad (63)$$

где $I_{кз10}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС «Линейная»

Активные и индуктивные сопротивления участков СИП-3 (Ом):

$$X_{л} = x_0 \times L \quad (64)$$

$$R_{л} = r_0 \times L \quad (65)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление провода, Ом/км;

L – длина участка провода, км.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени определяется по следующей формуле (кА):

$$I_{по} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \times \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (66)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (67)$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \times 4,53} = 2,32 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков (протяженность участка ВЛ составляет 0,5 км):

$$X_{л} = 0,08 \times 0,5 = 0,04 \text{ (Ом)}$$

$$R_{л} = 0,36 \times 0,5 = 0,18 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ

$$X_p = X_c + X_{л} \text{ (Ом)} \quad (68)$$

$$X_p = 2,32 + 0,04 = 2,36 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = 0,18$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \times \sqrt{2,36^2 + 0,18^2}} = 2,56 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} 2,56 = 2,22 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{2,36}{0,18 \times 314} = 0,04$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,04}} = 1,2 \quad (69)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \times 2,56 \times \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,04}} \right) = 4,34 \text{ (кА)}$$

Далее проводим расчет и определение стойкости выбранного проводника к току КЗ

13.1 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ.

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{Bk}}{c} \quad (70)$$

где Bk - интеграл Джоуля.

K_T - температурный коэффициент, равный 95.

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ (расчетное время короткого замыкания для проводника СИП принимаем 1 сек.) сечение для ВЛ участка сети РУ 10 кВ «Линейная» КТП №1:

$$S_T = \frac{\sqrt{2,36^2 \times 1}}{95} \times 1000 = 24,84 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Расчет показывает что данное сечение меньше принятого следовательно при коротком замыкании не произойдет его разрушения

13.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения.

Потеря напряжения в участке линии определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I_p \times L \times (r_0 \times \cos \varphi + x_0 \times \sin \varphi) \times \frac{100}{U} \quad (71)$$

где r_0 – активное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 – реактивное сопротивление кабеля, Ом/км.

Определяем потерю напряжения в сечении на примере первого участка сети от РУ НН ПС «Линейная» до шин КТП №1:

$$\Delta U = \sqrt{3} \times 307,01 \times 0,5 \times (0,36 \times 0,83 + 0,08 \times 0,52) \times \frac{100}{10500} = 0,26 \text{ (\%)}$$

Данный расчет показывает величину потери напряжения на первом участке, по аналогичной формуле проводится расчет потери для остальных участков, результат расчета показывает что потеря напряжения на шинах высокого напряжения последней КТП составляет 4,25%, что менее 5 %, следовательно принятое сечение проходит проверку его принимаем окончательно.

14 ЗАЩИТА СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ПС "ЛИНЕЙНАЯ»

В данном разделе проводится расчет защит устанавливаемых на трансформаторе типа ТМН 4000/35/10.

Предусматриваем следующие защиты:

А) от многофазных замыканий на выводах и в обмотках, токов в обмотках обусловленных внешними КЗ - *максимальная токовая защита*

Б) от витковых замыканий в обмотках и понижения уровня *масла - газовая защита*

В) от токов перегрузки – защита от перегрузки.

В качестве основной защиты принимаем МТЗ, защиты базируются на комплексе SPAC 810-Т.

14.1 Защита от перегрузки.

В данном разделе рассматриваем защиту от перегрузки силового трансформатора для подстанции «Линейная» трансформатор тока и реле защиты перегрузки включаются в одну фазу так как перегрузка трансформатора в нормальном режиме работы является симметричной, данная защита работает с выдержкой времени при том условии если ток в одной из фаз превышает значение уставки на определенную величину, выдержка времени также определяется инструкциями по релейной защите данного оборудования и организуется на специальном реле времени.

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

$$I_{CЗ} = \frac{k_{omc}}{k_{\epsilon}} \times I_{номВН} = \frac{1,05}{0,8} \times 65,95 = 86,55 \text{ (А)} \quad (72)$$

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

k_{ϵ} – коэффициент возврата токового реле (для реле типа РТ- 40 принимается равным 0,8);

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \times 86,55}{(150 / 5)} = 4,99$$

Время срабатывания защиты принимаем равным $t_{c.з.} = 9$ с.

14.2 Максимальная токовая защита.

Максимальная токовая защита силового трансформатора для подстанции «Линейная» является основной защитой при различного рода коротких замыканиях, как на выводах трансформатора, так и внутри его. Так же она может работать при внешних коротких замыканиях, например на шинах низкого напряжения 10 кВ подстанции «Линейная». Защита работает при симметричных коротких замыканий, а также при коротких замыканиях сопровождающихся значительным увеличением тока. Данная защита не является функциональной при малых токах замыкания, например на землю в сети 35 кВ, тк ток замыкания в данном случае является незначительным. Трансформаторы тока для данной защиты устанавливаются во все фазы, данная защита работает без выдержки времени с отключением трансформатора от сети.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ:

$$I_{CЗ} = \frac{k_n \times k_{сам} \times I_{номВН}}{k_g} = \frac{1,2 \times 1,5}{0,8} \times 65,95 = 148,39 \text{ (А)} \quad (73)$$

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

$k_{сам}$ – коэффициент само-запуска принимается равным 1,5;

$$k_g = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{CЗ}} = \frac{1,59 \times 10^3 \times (10,5 / 35)}{148,35} = 3,22 \quad (74)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \times 148,39}{(150 / 5)} = 8,57 \text{ (А)}$$

Защита проходит проверку по чувствительности.

14.3 Газовая защита.

При работе силового трансформатора образуется значительное количество тепловой энергии которая не может быть удалена с помощью воздушного охлаждения, в этом случае применяется система масляного охлаждения внутри бака трансформатора.

В связи с этим появляется новая проблема связанная с повышенной опасностью эксплуатации данного электрического аппарата например при повреждении внутри обмотки трансформатора: при коротком замыкании происходит разложение масла с образованием значительного количества газообразных веществ и поднятием давления внутри бака трансформатора, что может привести к взрыву либо пожару. Для предотвращения данной ситуации применяется специальная газовая защита трансформатора которая в обязательном порядке устанавливается на силовой трансформатор либо шунтирующий реактор. Также данная защита может включаться в систему пожаротушения трансформатора.

В случае короткого замыкания внутри защищаемого объекта то есть внутри бака трансформатора происходит разложение масла на составляющие например водород который будет подниматься в процессе короткого замыкания к крышке трансформатора и двигаться в расширитель при этом между основным баком и расширителем располагается газовое реле которое фиксирует движение этого газа и при бурном его прохождении будет производить отключение трансформатора от сети.

В данной защите имеется поплавковый элемент который срабатывает так же и при снижении уровня масла в баке трансформатора до критического значения, данный элемент отключают трансформатор в такой ситуации.

Газовая защита также устанавливается в устройство регулирования напряжения под нагрузкой и имеет струйную конструкцию, следует отметить то что данное устройство может срабатывать и при обычной доливке масла в

трансформатор тк при этом возможно попадание различного количества воздуха и срабатывание реле, уставка срабатывания газового реле может регулироваться с установкой специальной лопастью из комплекта данной защиты.

Рассматриваемая защита является абсолютно селективной и срабатывает только при коротких замыканиях внутри защищаемого объекта то есть внутри бака трансформатора, при повреждении вне этого устройства данная защита работать не будет, указанная защита не допускает автоматическое повторное включение после срабатывания т.к. при её срабатывания в большинстве случаев трансформатор выходит из строя.

Для установки на трансформаторы ПС Линейная принимаем газовую защиты с применением газового реле «Бухгольца»

15 ЗАЩИТА ПОНИЖАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 10/0,4 КВ

В данном разделе будем рассматривать защиту всех силовых трансформаторов для комплектных трансформаторных подстанций рассматриваемого района электрических сетей от различных нештатных ситуаций в том числе от коротких замыканий.

Для борьбы с такими нештатными ситуациями будем устанавливать специальный тип защитного оборудования. В трансформаторах могут возникать как однофазные так и многофазные короткие замыкания также короткие замыкания между витками обмоток, также может происходить и повреждение магнитопровода и пожар в стали.

Для борьбы с такими нештатными ситуациями будем применять специальные устройства защиты трансформаторов то есть высоковольтные предохранители также называемые плавкими вставками, которые предназначены для скорейшего отключения трансформатора от источника питания при повышении протекающего через трансформатор тока свыше предельного значения, ограничиваемого током плавкой вставки.

Основное достоинство данного защитного аппарата это быстродействие и безотказность при коротком замыкании, а так же простота конструкции, минимальное время для замены, недостатком является то что данные устройства являются одноразовыми и в большинстве своем при отключении короткого замыкания не могут быть восстановлены.

Исходя из вышесказанного будем применять эти устройства для всех комплектных трансформаторных подстанций рассматриваемого района электрических сетей.

Используем в качестве высоковольтных предохранителей тип ППН-10 которые устанавливаются совместно с выключателями нагрузки

15.1 Выбор предохранителей 10 кВ для КТП

Выбор предохранителей проводится по следующей формуле (на примере КТП №1):

$$I_p = \frac{1,4 \times S_{mp}}{\sqrt{3} \times U} \quad (75)$$

$$I_p = \frac{1,4 \times 630}{\sqrt{3} \times 10,5} = 49,12 \text{ (А)}$$

Принимаем предохранитель типа ППН-10 номинальным током большим чем расчетное значение - 80 А, так же проводим выбор номинального тока предохранителя для остальных КТП, сравнение параметров представлено в таблице 26

Таблица 26 Выбор предохранителей 10 кВ

Наименование КТП	S_{mp} (кВА)	I_p (А)	Тип предохранителя	Номинальный ток предохранителя (А)
1	630	49,12	ППН-10	80
2	160	12,48	ППН-10	20
3	250	19,49	ППН-10	31,5
4	100	7,80	ППН-10	10
5	250	19,49	ППН-10	31,5
6	100	7,80	ППН-10	10
7	100	7,80	ППН-10	10
8	400	31,19	ППН-10	50
9	400	31,19	ППН-10	50
10	160	12,48	ППН-10	20
11	100	7,80	ППН-10	10
12	100	7,80	ППН-10	10
13	400	31,19	ППН-10	50

Все предохранители проходят проверку по номинальному току

16 АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВВОД РЕЗЕРВА

Устройство автоматического ввода резерва предназначено для обеспечения бесперебойного питания потребителей электрической энергии которые подключены к шинам низкого напряжения подстанции «Линейная». Данное устройство организуется на секционном выключателе 10 кВ который расположен в распределительном устройстве от низкого напряжения данной подстанции.

Обязательным условием для работы данного устройства должно являться выявление отказа рабочего источника питания, также данное устройство должно быть согласовано с остальными автоматическими устройствами которые установлены в данном распределительном устройстве для сохранения питания всех потребителей подключенных к шинам низкого напряжения.

Оно должно предотвращать включение оставшегося в работе источника питания на действующее короткое замыкание и разделять источники с различным уровнем напряжения.

Указывая выше сказанное следует отметить то что коммутационные аппараты которые будут включаются действием данного устройства должны иметь соответствующее контроль исправности всех силовых цепей.

В данной работе устройство автоматического ввода резерва применяется на стороне низкого напряжения ПС «Линейная» и устанавливается на секционном выключателе 10 кВ. Принцип работы данного устройства заключается в том что при снятии напряжения с одной из секций, например при повреждении силового трансформатора происходит включение секционного выключателя, и питание отключенной секции осуществляется от оставшейся в

работе, следует отметить что запрет автоматического ввода резерва происходит при коротком замыкании на самой секции 10 кВ, во избежание распространения последствий КЗ

17 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

В данном разделе проводится расчет капиталовложений в оборудования ПС «Линейная». Расчет проводится по методике укрупненных стоимостных показателей с учетом районного коэффициента для Амурской области и коэффициентом перевода стоимости оборудования на первый квартал 2019 года.

Определяем стоимость ячеек РУВН, НН ПС «Линейная»:

$$K_{py} = (n_{35} \times k_{35} + n_{10} \times k_{10}) \times k_u \times k_p \quad (76)$$

где k_u - коэффициент перевода цен 2000 года на четвертый квартал 2019 год

k_p - районный коэффициент:

n_{35} - количество ячеек вакуумных выключателей 35 кВ:

k_{35} - стоимость ячейки вакуумного выключателя 35 кВ:

n_{10} - количество ячеек вакуумных выключателей 10 кВ

k_{10} - стоимость ячейки вакуумного выключателя 10 кВ:

$$K_{py} = (2 \times 0,79 + 0,1 \times 13) \times 4,28 \times 1,3 = 16,02 \quad (\text{млн.руб})$$

Определяем стоимость трансформаторов ПС «Линейная»:

$$K_{mp} = (n_{mp} \times k_{mp}) \times k_u \times k_p \quad (77)$$

где k_{mp} - стоимость силового трансформатора 35 кВ:

n_{mp} - количество трансформаторов:

$$K_{mp} = (2 \times 2,58) \times 4,28 \times 1,3 = 28,71$$

Определяем постоянную часть затрат при модернизации подстанции «Линейная»:

$$K_{пост} = k_{пост} \times k_u \times k_p \quad (78)$$

где $k_{пост}$ - постоянная часть затрат на модернизацию ПС «Линейная» в ценах 2000 года:

$$K_{пост} = 4,7 \times 4,28 \times 1,3 = 26,15$$

Суммарные капиталовложения в модернизацию ПС «Линейная»:

$$K_{нс} = K_{пу} + K_{тр} + K_{пост} = 16,02 + 28,71 + 26,15 = 70,88 \text{ (млн.руб)}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт нового электрооборудования ПС «Линейная» а так же на его амортизацию вычисляются по формуле:

$$u_{AM} = k_{ПС} \times \alpha_{ам}, \quad (79)$$

где $\alpha_{ам}$ - нормы отчислений на амортизацию в год для подстанционного оборудования в год;

$k_{ПС}$ - капитальные вложения в оборудование ПС «Линейная».

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (80)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования подстанционного оборудования:

$$u_{AM} = 70,88 \times \frac{1}{20} = 3,54 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем эксплуатационные издержки для оборудования ПС «Линейная»:

$$u_{\text{ЭК.ЛС}} = \alpha_{\text{ЭК.ЛС}} \times k_{\text{ЛС}}, \quad (81)$$

где $\alpha_{\text{ЭК.ЛС}}$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт оборудования ЛС «Линейная»:

$$u_{\text{ЭК.ЛС}} = 5,9 / 100 \times 70,88 = 4,18 \text{ (млн.руб)}$$

18 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ

Для защиты ЛС «Линейная» принимаем отдельно стоящие молниеотводы высотой 25 м в количестве 2 шт,

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \times h \quad (82)$$

где h – высота принятого отдельно стоящего молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \times 25 = 21,25 \text{ (м)}$$

Определяем радиус зоны защиты от одного принятого отдельно стоящего молниеотвода на уровне земли по следующей формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \times h_{\text{эф}}) \times h_{\text{эф}} \quad (83)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \times 21,25) \times 21,25 = 22,47 \text{ (м)}$$

Радиус зоны защиты от одного принятого молниеотвода на уровне защищаемого объекта в данном случае трансформатора:

$$r_{\text{хмп}} = 1,6 \times h_{\text{эф}} \times \frac{(h_{\text{эф}} - h_x)}{h} = 1,6 \times 21,25 \times \frac{(21,25 - 8,3)}{(21,25 + 8,3)} = 14,9 \quad (84)$$

где h_x – высота защищаемого объекта.

$$r_{xmp} = 1,6 \times 21,25 \times \frac{(21,25 - 8,3)}{(21,25 + 8,3)} = 14,9 \text{ (м)}$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов расположенных на заданном расстоянии $L_{12}=39,0$ м друг от друга:

$$h_{c12} = h_{\text{эф}} - \frac{L_{12}}{7} \quad (85)$$

$$h_{c12} = h_{\text{эф}} - \frac{L_{12}}{7} = 21,25 - \frac{39}{7} = 15,82 \text{ (м)}$$

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx12} = 1,6 \times \frac{h_{c12} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c12}}} \quad (86)$$

$$r_{cx12} = 1,6 \times \frac{15,82 - 8,3}{1 + \frac{8,3}{15,82}} = 13,32 \text{ (м)}$$

В графической части проекта представлены все геометрические параметры зон молниезащиты ПС «Линейная»

19 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Размеры ПС «Линейная» принимаем $33 \times 24,5$ м, Определяем площадь контура заземления:

$$S_{\text{конт}} = (A + 3) \times (B + 3) \quad (87)$$

$$S_{\text{конт}} = (33 + 3) \times (24,5 + 3) = 990 \text{ (м}^2\text{)}$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов из стандартных размеров $d = 0,022$ (м)

Сечение вертикальных электродов определяем как:

$$F = \frac{\pi \times d^2}{4} \quad (88)$$

$$F = \frac{3,14 \times 0,022^2}{4} = 37,79 \times 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

Проверка сечения электродов на термическую стойкость для ПС «Линейная»:

$$F_{\text{мс}} = \sqrt{\frac{I_M^2 \times T}{400 \times \beta}} \quad (89)$$

где - I_M - наибольший ток короткого замыкания ПС «Линейная» (кА)

T - наибольшее время работы защиты установленной на отключение выключателя (сек)

β - справочный коэффициент.

$$F_{\text{мс}} = \sqrt{\frac{4,53^2 \times 3}{400 \times 21}} = 0,48 \times 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

Проверка сечения по коррозионной стойкости выполняется по формуле с использованием вспомогательных справочных коэффициентов:

$$S_{cp} = a_k \times \ln(240)^3 + b_k \times \ln(240)^3 + c_k \times \ln(240)^3 + d_k \quad (90)$$

$$S_{cp} = 0,005 \times \ln(240)^3 + 0,0036 \times \ln(240)^3 - 0,05 \times \ln(240)^3 + 0,5 = 1$$

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

$$F_{кор} = 3,14 \times S_{cp} \times (S_{cp} + d) \quad (M^2) \quad (91)$$

$$F_{кор} = 3,14 \times 1 \times (1 + 0,022) \times 10^{-4} = 3,2 \times 10^{-4} \quad (M^2)$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами в модели сети

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

Общая длина полос в сети определяется как:

$$L = \frac{(A+3)}{l_{nn}} (B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}} (A+3) \quad (92)$$

$$L = \frac{(33+3)}{5} (24,5+3) + \frac{(24,5+3)}{5} (33+3) = 392,4 \quad (M)$$

Количество ячеек заземления в рассматриваемой модели сети:

$$m = \frac{L_n}{2 \times \sqrt{S_{конт}}} \quad (93)$$

$$m = \frac{392,4}{2 \times \sqrt{990}} = 6,23$$

Принимаем число ячеек целым числом: $m = 7$

Длина стороны ячейки заземления в рассматриваемой модели сетки

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S_{конт}}}{m} \quad (94)$$

$$L_{я} = \frac{\sqrt{990}}{7} = 4,5 \text{ (м)}$$

Общая протяженность горизонтальных полос в сети заземления:

$$L = 2 \times \sqrt{S_{конт}} (m + 1) \quad (95)$$

$$L = 2 \times \sqrt{990} (7 + 1) = 503,4 \text{ (м)}$$

Количество вертикальных электродов в сети заземления:

$$n_e = \frac{4 \times \sqrt{S}}{10 \times \sqrt{2}} \quad (96)$$

$$n_e = \frac{4 \times \sqrt{990}}{10 \times \sqrt{2}} = 6,9$$

Принимаем количество равным целому большему числу: $n_e = 7$

Длину вертикальных электродов принимаем стандартную $l_e = 4 \text{ (м)}$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя ПС «Линейная»:

$$R_c = \rho \times \left(A \frac{1}{\sqrt{S_{конт}}} + \frac{1}{L + l_e \times n_e} \right) \quad (97)$$

где - A - справочный коэффициент.

$$R_c = 50 \times \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{990}} + \frac{1}{503,4 + 4,0 \times 7} \right) = 0,382 \text{ (Ом)}$$

Определяем дополнительный коэффициент импульсного сопротивления заземлителя:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \times \sqrt{S_{\text{конт}}}}{(\beta + 320) \times (I_M + 45)}} \quad (98)$$

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \times \sqrt{990}}{(21 + 320) \times (4,53 + 45)}} = 1,05$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя ПС «Линейная»:

$$R_H = R_C \times \alpha_H \quad (99)$$

$$R_H = 0,382 \times 1,05 = 0,401 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление заземлителя меньше предельного значения 0,5 Ом, расчет окончен.

20 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе рассматривается проектирование системы электроснабжения промышленной базы «Газпром» в Амурской области, в частности предполагается возведение подстанции номинальным напряжением 35 кВ с установкой на ней двух силовых трансформаторов типа ТМН 4000/35/10. Так же для системы электроснабжения предполагается установка комплектных трансформаторных подстанций и ВЛ выполненной проводом типа СИП-3

20.1 Безопасность

Безопасность при строительстве и эксплуатации ВЛ. При сооружении ВЛ и монтаже проводов ВЛ должны соблюдаться требования государственных документов и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные работы.
2. Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ /РД 153-34.3-03.285-2002/.
3. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.
4. Межотраслевых правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов /ПОТ РМ 007-98/.
5. Правила безопасности при работе с инструментами и приспособлениями /СО 153-34.03.204/.
6. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий /СО 34.03.301-00/.
7. Инструктивные указания по технике безопасности при ремонтно-строительных работах вблизи действующего энергетического оборудования энергопредприятий /СО 153-34.03.224/
8. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/

Основные требования мер безопасности вышеперечисленных документов указываются в разделе Требования по охране труда ППР или ТК. Непосредственные руководители и исполнители данных работ перед допуском к их выполнению должны быть ознакомлены с требованиями безопасности на месте работ с фактическими условиями труда, знать и выполнять нормы безопасности в объеме порученных работ.

При выполнении строительно-монтажных работ на воздушных линиях электропередач должны соблюдаться все условия по противопожарной безопасности а так же мероприятия для избежания возникновения лесных пожаров.

После окончания всех указанных работ участки земли естественного покрова должны быть выровнены для уменьшения эффекта эрозии почвы.

На монтажных участках где будет производиться работа на проводах линий электропередач должны быть установлены защитные заземления. Непосредственно перед наложением данного устройства на провода воздушной линии должно быть проверено отсутствие напряжения, при этом наложение заземления на провода воздушной линии электропередач должно производиться при помощи специального устройства - изолирующей штанги.

Эксплуатация воздушных линий электропередач которые рассматриваются в данном проекте будет осуществляться филиалом Амурских электрических сетей при соблюдении правил технической эксплуатации электрических сетей и станций, правил техники безопасности при эксплуатации данного устройства, техники безопасности при эксплуатации распределительных электрических сетей.

Условиями безопасной работы линии электропередач является профилактика в задачи которой входит своевременное обнаружение различного рода неисправности и в том числе тех мы которые могут вызвать повреждение и выход из строя линии электропередач.

При выполнении осмотра должны собираться данные которые заносятся в специальный журнал, на основании этих данных будет выполняться план ремонтных работ.

Большую часть работ на воздушных линиях электропередач в настоящее время выполняют без снятия напряжения либо с частичным его снятием, для чего используют различные защитные средства и технические устройства

Следует отметить что основной опасный производственный фактор на электроэнергетических объектах это поражение электрическим током, отличием данного фактора от остальных является то что электрический ток невидим для человека.

К вредным факторам относим электрические поля промышленной частоты, которые возникают при работе различных устройств электрооборудования как подстанций так и линий электропередач, различного рода шумы силового оборудования.

Выполнение различного комплекса ремонтных и монтажных работ должно быть обеспечено при выполнении технических и организационных мероприятий по безопасной работе с применением грузоподъемных механизмов а также работ на высоте, различных технологических операций в соответствии с нормативными правовыми актами.

Все указанные методы должны быть безопасными и соответствовать предусмотренным в технических картах операциям, работы на воздушных линиях вблизи других действующих электроустановок которые находятся под напряжением должны выполняться с соблюдением расстояния до них а также от работающих машин и механизмов, с использованием надлежащего заземления и другого рода мероприятий обеспечивающих безопасность работ.

В случае монтажа воздушных линий электропередач под другими действующими электроустановками находящимися под напряжением должны быть приняты мероприятия по предотвращению схлестывания проводов. Если

данные мероприятия выполнить не представляется возможным то на время работ следует отключать электроустановки находящиеся вблизи под напряжением.

Все работы которые будут производиться вблизи действующих линий электропередач а также в зоне наведенного напряжения либо в стесненных условиях должны выполняться при наличии наряда и только после проведения соответствующего инструктажа по мерам безопасности при выполнении данной работы.

20.2 Экологичность

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами на ПС «Линейная» предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников.

На подстанции «Линейная» устанавливаются 2 трансформатора марки ТМН 4000/35 с размерами (м) $4,02 \times 3,35 \times 2,2$ и массой масла 3,98 т.

При расчете основных размеров данного маслоприемника принимаются следующие условия.

1) Габариты маслоприемников на ПС выступают за габариты трансформатора на 1 м [11].

2) Маслоприемник должен быть закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего расхода воды от средств пожаротушения. Маслоприемник выполняется с установкой металлической решетки на маслоприемнике, сверху которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [11];

3) Маслоприемник имеет сигнализацию о наличии воды с выводом сигнализации. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием [11].

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника на подстанции «Линейная». На рисунке 9 представлено схематичное изображение маслоприемника без отвода масла.

Определяем объем масла в трансформаторе ТМН 4000/35 по формуле:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} = \frac{3,98}{0,88} = 4,52 \quad (\text{м}^3) \quad (100)$$

где M – масса масла (т).

ρ – плотность масла (т/м³)

Площадь маслоприемника:

$$S_{\text{мн}} = (A + 2 \times \Delta) \times (B + 2 \times \Delta) = (4,02 + 2 \times 1) \times (3,35 + 2 \times 1) = 32,21 \quad (\text{м}^2) \quad (101)$$

где A , B – длина и ширина трансформатора типа ТМН 4000/35 (м)

Δ – промежуток между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

Площадь боковой поверхности трансформатора ТМН 4000/35:

$$S_{\text{он}} = (A + B) \times 2 \times H = (4,02 + 3,35) \times 2 \times 2,2 = 32,43 \quad (\text{м}^2) \quad (102)$$

где H – высота трансформатора (м)

Нормированный коэффициент пожаротушения и нормированное время тушения соответственно равны [11]:

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

$$t = 1800 \quad (\text{сек})$$

Объем воды необходимый для тушения пожара:

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = K_n \times t \times (S_{\text{мн}} + S_{\text{он}}) \times 10^{-3} = 0,2 \times 1800 \times (32,21 + 32,43) \times 10^{-3} = 23,27 \quad (103)$$

Объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [11]:

$$V_{\text{ммН}2\text{О}} = V_{\text{трм}} + 0,8 \times V_{\text{Н}2\text{О}} = 4,52 + 0,8 \times 23,27 = 23,14 \text{ (м}^3\text{)} \quad (104)$$

Глубина маслоприемника для приема всей жидкости $V_{\text{ммН}2\text{О}}$

$$H_{\text{мп}} = \frac{V_{\text{ммН}2\text{О}}}{S_{\text{мп}}} = \frac{23,14}{32,21} = 0,72 \text{ (м)} \quad (105)$$

Высота гравийной подсыпки

$$H_{\text{г}} = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушного зазора

$$H_{\text{вп}} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника находится как сумма расстояний:

$$H_{\text{нмп}} = H_{\text{мп}} + H_{\text{вп}} + H_{\text{г}} = 0,72 + 0,05 + 0,25 = 1,02 \text{ (м)} \quad (106)$$

Схема маслоприемника в сечении представлена на рисунке 9.

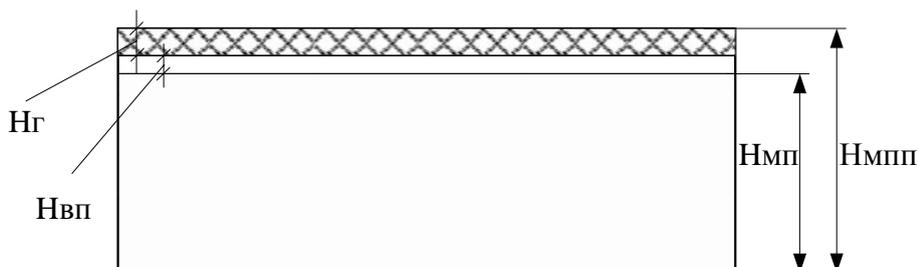


Рисунок 9 – Сечение маслоприемника

20.3 Чрезвычайные ситуации

На подстанции «Линейная» устанавливаются современные вакуумные выключатели что снижает уровень чрезвычайной ситуации в распределительных устройствах.

На подстанции «Линейная» пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей а также сохранение материальных ценностей на протяжении всего жизненного цикла данного объекта.

Основные системы пожарной безопасности на данном объекте это система предотвращения пожара а также противопожарная защита. В систему предотвращения пожара входит комплекс различного рода мероприятия, также технических средств которые предназначены для исключения возможности возникновения пожара.

Предотвращение этого явления достигается мероприятиями такими как устранение образования горючей среды, также устранение источника тепла, поддержание низкой температуры в очаге возгорания а также другими техническими мерами.

В систему противопожарной защиты на подстанции «Линейная» также входит комплекс мер направленных на предотвращение воздействия на персонал различных факторов пожара и ограничения материального ущерба от него.

Следует отметить большое значение в противопожарной безопасности различного рода преград и разрывов. Противопожарные преграды создают ограничения для распространения пожара внутри здания, к ним относятся различного рода огнезащитные перегородки, противопожарные стены, перекрытия и двери.

2 Виды пожарной техники, применяемые в РУ 35 кВ ПС «Линейная».

Пожарная техника, предназначенная для защиты распределительного устройства 35 кВ ПС «Линейная», классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства [21].

В качестве первичных средств пожаротушения на ПС «Линейная» применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

В качестве огнетушащих средств в данной работе на ПС «Линейная» устанавливаются: в помещении КРУ 10 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один

типа ОУ-25, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, один ящик с песком емкостью 0.5 м³ [21].

В КРУ 10 кВ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижней части огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему [21].

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассматривался вопрос проектирования системы электроснабжения строительной базы ПАО «Газпром» с центром питания ПС «Линейная» номинальным напряжением высокой стороны 35 кВ и низкой стороны 10 кВ в «Сковородинском» районе Амурской области. Для решения данного вопроса в работе был выполнен расчет электрических нагрузок как на стороне низкого так и на стороне высокого напряжения комплектных трансформаторных подстанций рассматриваемого района, на основании полученных данных выполнен выбор и проверка силовых трансформаторов КТП 10/0,4 кВ по коэффициенту загрузки. Выполнен выбор проводников напряжением 10 кВ для питания КТП и расчетным путем определено их сечение. При проектировании ПС «Линейная» определена мощность нагрузки на шинах низкого напряжения и выбраны типы и мощность силовых трансформаторов устанавливаемых на данной ПС.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2006. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 8 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 9 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 10 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

12 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.

13 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003

14 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.

15 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.

16 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.

17 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

18 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008

19 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

20 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России». – М, 2003.

21 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

ПРИЛОЖЕНИЕ А РАСЧЕТ НАГРУЗОК 0,4 КВ КТП

Наименование КТП	Расчетная актив- ная мощность (кВт)	Расчетная реактив- ная мощность (квар)	Расчетная полная мощность (кВА)
1	307,0	181,75	356,76
2	77,25	65,04	100,98
3	146,4	84,28	168,92
4	73,2	42,14	84,46
5	145,0	29,0	147,87
6	57,44	41,51	70,86
7	62,5	46,87	78,12
8	212,0	147,78	258,42
9	210,8	149,98	258,7
10	104,4	20,88	106,46
11	81,2	16,24	82,8
12	57,44	41,51	70,86
13	243,6	48,72	248,42

ПРИЛОЖЕНИЕ Б ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ 10/0,4 КВ

Наименование КТП	Расчетная пол- ная мощность (кВА)	$S_{рmp}$ (кВА)	$K_{зф}$	N_{mp} (шт)	S_{mp} (кВА)
1	356,76	419,71	0,56	1	630
2	100,98	118,8	0,63	1	160
3	168,92	198,72	0,67	1	250
4	84,46	99,36	0,84	1	100
5	147,87	173,96	0,59	1	250
6	70,86	83,36	0,71	1	100
7	78,12	91,91	0,78	1	100
8	258,42	304,02	0,64	1	400
9	258,7	304,35	0,65	1	400
10	106,46	125,24	0,66	1	160
11	82,8	97,41	0,82	1	100
12	70,86	83,36	0,71	1	100
13	248,42	292,25	0,62	1	400

ПРИЛОЖЕНИЕ В ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ МОЩНОСТЕЙ 10 КВ

Наименование КТП	$K_{эф}$	Потери в трансформаторах			P_{p10} (кВт)	Q_{p10} (квар)	S_{p10} (кВА)
		(кВт)	(квар)	(кВА)			
1	0,56	3,67	14,89	15,33	310,67	196,64	372,1
2	0,63	1,44	5,26	5,46	78,69	70,30	106,44
3	0,67	2,21	7,63	7,95	148,61	91,91	176,87
4	0,84	1,67	5,81	6,04	74,87	47,95	90,51
5	0,59	1,82	6,43	6,68	146,82	35,43	154,56
6	0,71	1,25	4,85	5,01	58,69	46,36	75,88
7	0,78	1,4	5,34	5,54	63,97	52,21	83,66
8	0,64	3,09	10,71	11,15	215,09	158,49	269,57
9	0,65	3,10	10,73	11,17	213,90	160,71	269,87
10	0,66	1,56	5,58	5,81	105,961	26,46	112,26
11	0,82	1,62	5,68	5,96	82,82	21,92	88,712
12	0,71	1,25	4,85	5,01	58,69	46,36	75,88
13	0,62	2,92	10,14	10,55	246,52	58,86	258,97
Сумма					1805,36	1013,66	2135,29