


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  
« 24 » 06 \_\_\_\_\_ 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование системы электроснабжения газовой насосной станции с центром питания подстанция КС – 6 в Сковородинском районе Амурской области

Исполнитель  
студент группы 542-узб

  
\_\_\_\_\_ подпись, дата

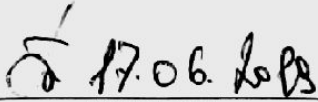
Г.Е. Лозин

Руководитель  
профессор,  
канд.техн.наук

  
\_\_\_\_\_ подпись, дата


Ю.В. Мясоедов

Консультант по безо-  
пасности и  
экологичности  
доцент, канд.техн.наук

  
\_\_\_\_\_ 17.06.2019  
\_\_\_\_\_ 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 Лозина Георгий Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование системы электроснабжения жилой насосной станции с центром питания подстанции КС-6 в Сковородинском районе Амурской области  
(утверждено приказом от 07.04.19 № 759-УЗ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 06.06.2019 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема электрической сети, план размещения КТП, климатическая характеристика района, характеристика потребителей электрической энергии

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Расчет электрических нагрузок, выбор оборудования КТП, расчет токов КЗ, выбор оборудования в распределительной сети на ВС, расчет уставок защиты трансформаторов, рассмотрены аспекты техники безопасности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 4 приложения MS Excel, 23 таблицы MS Word

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, доцент, кандидат технических наук

7. Дата выдачи задания 05.04.2019 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Масоедов Юрий Викторович, профессор  
Кандидат технических наук (фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.2019 г.

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 87 с., 10 рисунков, 23 таблицы, 76 формул, 20 источников, 4 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 ПС «КС-6» номинальным напряжением высокой стороны 35 кВ и низкой стороны 10 кВ в «Сковородинском» районе Амурской области для питания газовой насосной станции. 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 «КС-6» определена мощность нагрузки на шинах низкого напряжения и выбраны типы и мощность силовых трансформаторов устанавливаемых на данной ПС. Перед выбором основного электротехнического оборудования ПС «КС-6» выполнен расчет токов короткого замыкания на всех распределительных устройствах, на основе полученных результатов произведен выбор и проверка основного коммутацион-

ного, 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 «КС-б». В качестве дополнительных задач производился расчет системы молниезащиты ПС «КС-б», 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 «КС-б». 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.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

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	9
2 Описание схемы внешнего электроснабжения 10 кВ	10
3 Основные климатические данные рассматриваемого района реконструкции	16
4 Расчет нагрузок 0,4 кВ КТП	18
5 Выбор силовых трансформаторов 10/0,4 кВ	24
6 Расчет нагрузок на стороне высокого напряжения 10 кВ КТП	28
7 Расчет нагрузок на стороне низкого напряжения ПС «КС-6»	31
7.1 Определение мощности компенсирующих устройств	32
8 Выбор силовых трансформаторов 35/10 ПС «КС-6»	35
9 Расчет токов короткого замыкания	37
10 Выбор сечений КЛ 10 кВ	43
11 Проверка сечений КЛ по термической стойкости и потере напряжения	46
11.1 Проверка линий 6 кВ на воздействие токов короткого замыкания	49
11.2 Проверка кабельных линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	50
12 Выбор оборудования РУ ПС «КС-6»	52
12.1 Выбор выключателей 35 кВ	52
12.2 Выбор выключателей 10 кВ	53
12.3 Выбор разъединителей 35 кВ	53
12.4 Выбор трансформаторов тока	54
12.5 Выбор трансформаторов напряжения	57
12.6 Выбор гибкой ошиновки	59
12.7 Выбор жестких шин	59

12.8	Выбор изоляторов 10 кВ	61
12.9	Выбор трансформаторов собственных нужд	62
12.10	Выбор высокочастотного заградителя	63
12.11	Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ	63
12.12	Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ	64
13	Защита трансформатора ТМН 6300/35/10	65
13.1	Дифференциальная защита	66
13.2	Защита от перегрузки	67
13.3	Максимальная токовая защита	68
13.4	Газовая защита	69
14	Система АИИСКУЭ	70
14.1	Назначение системы	70
14.2	Цель системы	70
15	Система телемеханики	72
15.1	Функции телемеханики	72
15.2	Назначение телемеханики	72
16	Безопасность и экологичность	74
16.1	Безопасность	74
16.2	Экологичность	77
16.3	Чрезвычайные ситуации	80
	Заключение	84
	Библиографический список	85
	Приложение А – Расчет нагрузок 0,4 кВ КТП	88
	Приложение Б – Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ	89
	Приложение В – Определение расчетных мощностей 10 кВ	90
	Приложение Г – Расчет молниезащиты	91

## ВВЕДЕНИЕ

В данной работе рассматриваются различные вопросы связанные с проектированием системы электроснабжения потребителей электрической энергии газовой насосной станции расположенной в Сквородинском районе Амурской области с центром питания ПС «КС-6» 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 «КС-6», для электроснабжения потребителей газовой насосной станции 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 «КС-6»

- Расчет мощности нагрузки на шинах низкого напряжения ПС «КС-6»

- Расчет и выбор типа, характеристик силовых трансформаторов 35/10



кВ;

- Расчет, выбор и проверка оборудования на ПС «КС-6» (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 «КС-6» а также расчет основных параметров надежности электроснабжения подстанции как источника питания.

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

В качестве ожидаемых результатов от решения 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 «КС-6» и в распределительной сети, определение величины капитальных вложений необходимых для выполнения системы электроснабжения потребителей.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Основными потребителями электроэнергии вновь строящейся компрессорной станции КС-6 «Сковородинская» МГ «Сила Сибири» с суммарной расчетной электрической нагрузкой  $P_{\text{расч.}} = 3,723$  МВт являются: газоперекачивающие агрегаты (4 агрегата), двигатели АВО газа, а также двигатели насосов, вентиляторов, электроприводы задвижек и клапанов, элементы систем АСУ ТП, КИПиА, ПАЗ, электрообогрева,

системы освещения, прочее вспомогательное оборудование, размещаемое в сооружениях на площадке КС, а также линейные потребители МГ на участке МГ км 1545-км 1614 в районе КС-6.

Для электроснабжения данных потребителей настоящим проектом предусматривается строительство следующих объектов:

2КТПА-10/0,4 №1 потребители собственных нужд ПЭБа

2КТПА-10/0,4 №2 подключение нагрузок КЦ-1;

2БКТПА-10/0,4 №3 - подключение общестанционных нагрузок;

2БКТП-10/0,4кВ №4 электрообогрева внеплощадочных коммуникаций

2БКТП-10/0,4кВ №5 КЦ-2.

По надежности электроснабжения практически все потребители относятся к первой категории, следовательно они должны получать питание от двух трансформаторных КТП в рассматриваемом районе. При проектировании системы электроснабжения следует учитывать категорию электроприемников.

По роду тока основную часть нагрузки занимают трехфазные электроприемники - это асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором. В значительной степени меньшую часть в нагрузке занимают однофазные потребители такие, например как освещение и обогрев.

## 2 ОПИСАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 КВ

В данном разделе представлено описание принятой схемы электроснабжения на рассматриваемом участке.

К качеству схемы сети принята петлевая схема. В данном случае для повышения надежности электроснабжения каждая КТП получает независимое питание от каждой секции 10 кВ промежуточного распределительного устройства ЗРУ-10 кВ «Технологическое». При этом следует учесть отсутствие секционной перемычки на стороне 10 кВ каждой КТП, что незначительно

влияет на надежность электроснабжения потребителей 0,4 кВ но при этом снижает стоимость капиталовложений в сеть и упрощает оперативные переключения при необходимости. Номинальная мощность трансформаторов КТП в дальнейших расчетах будет учитывать питание потребителей как в нормальном режиме работы от двух трансформаторов так и питание от одного из них при ремонтном или послеаварийном режиме работы КТП. Питание каждой КТП выполняется от кабельной линии электропередачи с изоляцией из современного материала сшитого полиэтилена.

Общее количество КТП 5 ед. протяженность кабельных линий питающих данные КТП составляет от 90 до 870 метров. Согласно данным о нагрузках на шинах низкого напряжения рассматриваемых КТП ориентировочная номинальная мощность силовых трансформаторов составит от 250 до 1600 кВА. В качестве коммутационных аппаратов на стороне высокого напряжения применяем выключатели нагрузки для снижения стоимости, на стороне низкого напряжения применяем вводные автоматические выключатели, в качестве секционного аппарата применим рубильник. Отходящие присоединения так же коммутируются рубильниками с защитой плавкими вставками.

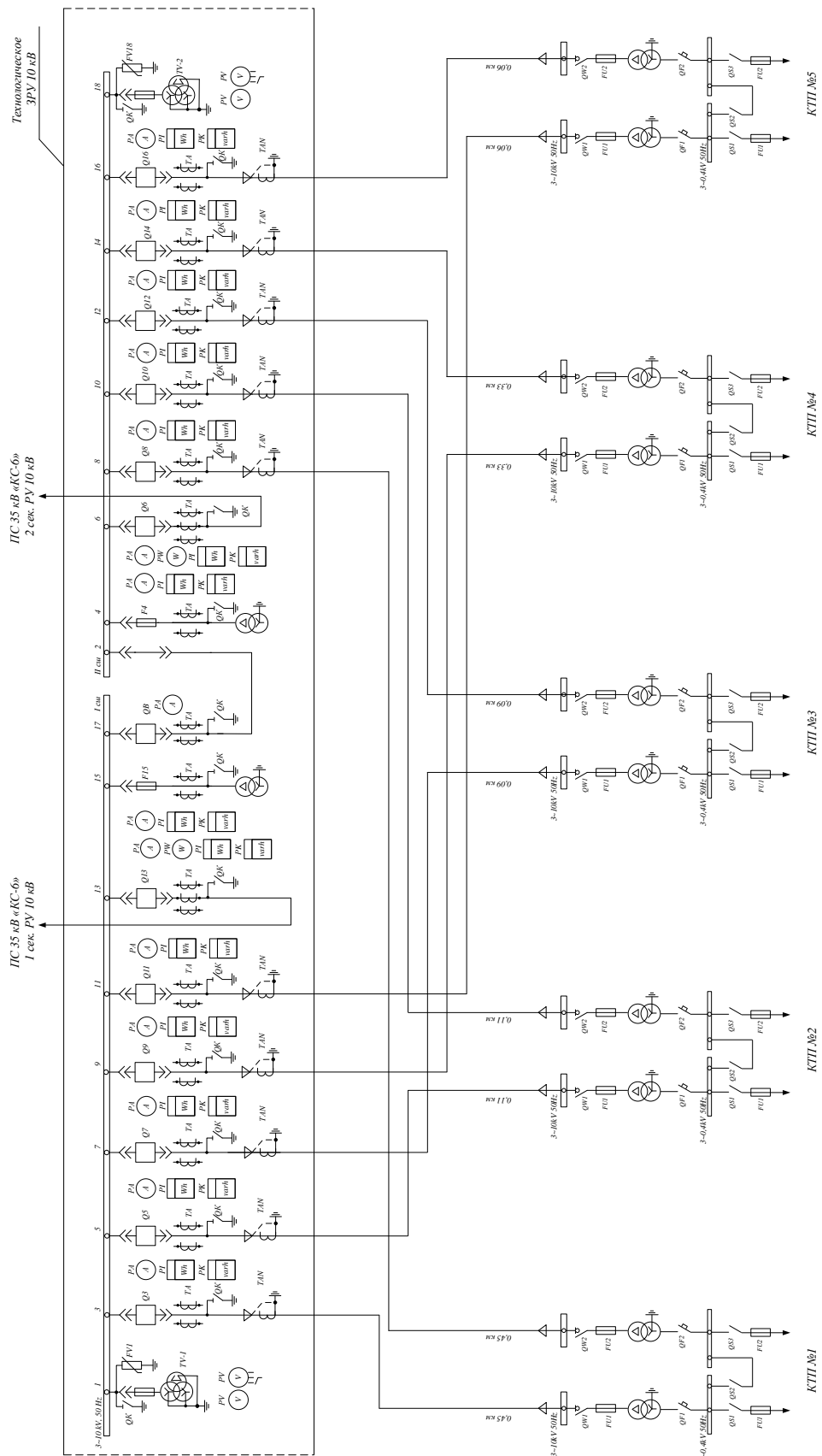


Рисунок 1 – Принятая однолинейная схема распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «КС-6»

Как указывалось ранее для упрощения схемы электроснабжения и снижения капитальных затрат на ее строительство принято решение о применении промежуточного распределительного устройства напряжением 10 кВ ЗРУ «Технологическое», данное решение в частности позволяет расположить его непосредственно по близости к проектируемым КТП и снизить общую протяженность кабельных линий.

В данном РУ установлено все необходимое оборудование в частности это вакуумные выключатели, трансформаторы напряжения, трансформаторы собственных нужд.

Питание ЗРУ 10кВ «Технологическое» получает от двойной кабельной линии протяженностью 680 м соответственно от РУ 10 кВ проектируемой ПС КС-6.

На рисунке 2 представлена принятая однолинейная схема ПС «КС-6»

Рассмотрим подробно однолинейную схему электрических соединений ПС «КС-6», в данном случае на стороне высокого напряжения имеются две секции шин напряжением 35 кВ разделенные секционным выключателем (схема мостик), питание к ПС поступает от двух цепной воздушной линии электропередачи номинальным напряжением 35 кВ протяженностью 28 км, подключенной к распределительному устройству соответствующего номинального напряжения с ПС 220 кВ «Сковородино». Следует отметить тот факт что для подключения данной двух цепной ВЛ требуется установка дополнительных линейных ячеек указанном распределительном устройстве.

На подстанции «КС-6» предусматривается установка двух силовых масляных трансформатора ТМН с установленным на них устройством регулирования напряжения без отключения нагрузки для повышения качества электроснабжения потребителей. Следует отметить что приходящие к ПС «КС-6» ВЛ подключаются к секциям шин посредством выключателей что существенно повышает надежность электроснабжения тк при коротком замыкании на питающей линии она отключается без секции шин.

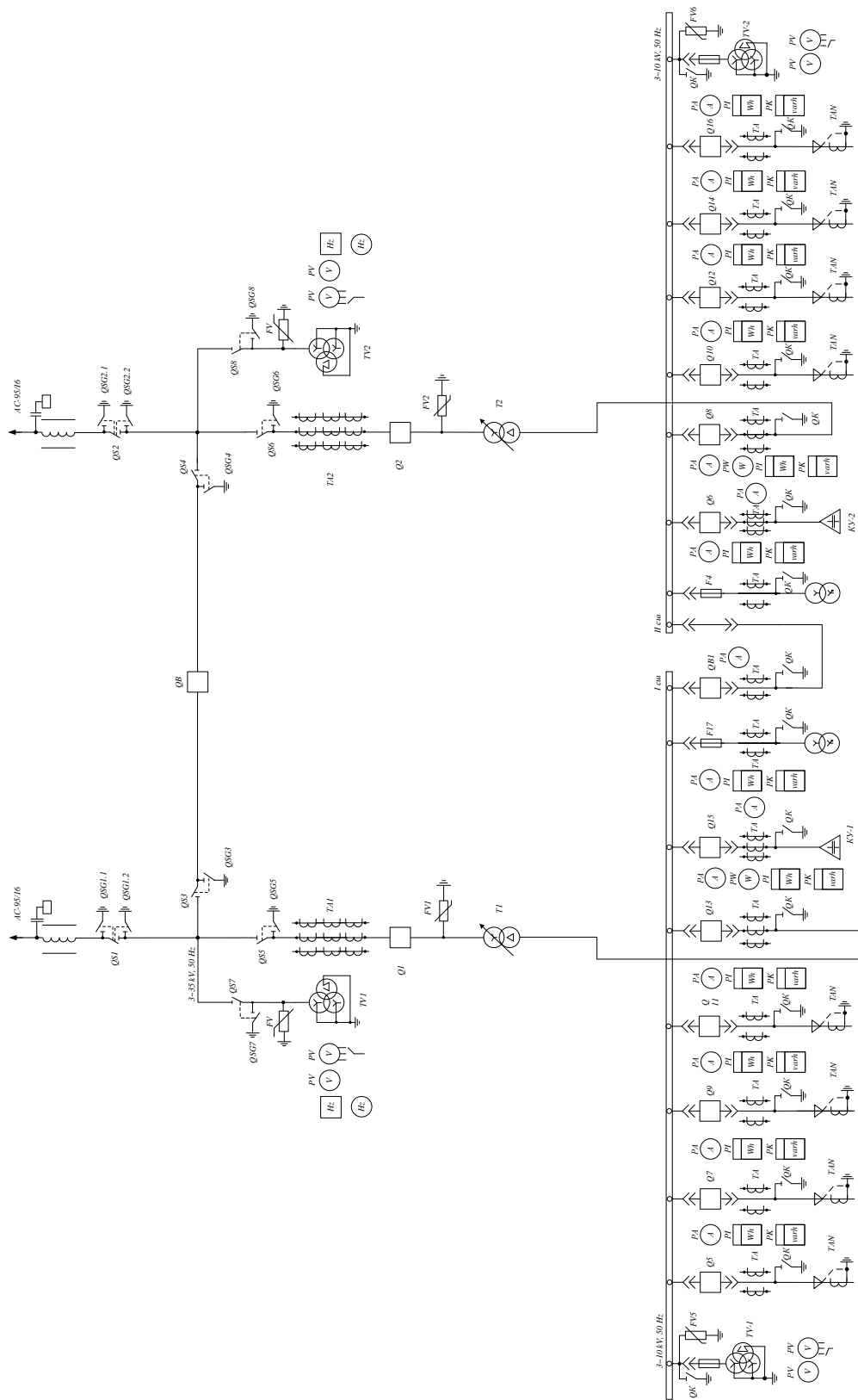


Рисунок 2 - Однолинейная схема ПС «КС-6»

В перемышке 35 кВ установлен выключатель необходимый для повышения надежности электроснабжения при выводе в ремонт одного из силовых трансформаторов или одной из питающих линий.

На стороне низкого напряжения распределительное устройство 10 кВ выполнено по схеме «две секции шин с секционным выключателем». От каждой секции получают питание трансформаторы собственных нужд 10/0,4 кВ, так же на ПС имеются устройства компенсации реактивной мощности, представленные в виде батарей статических конденсаторов. Общее количество ячеек выключателей предназначенных для подключения отходящих фидеров составляет 8 шт..

### 3 ОСНОВНЫЕ КЛИМАТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ

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

Климатическая характеристика района реконструкции необходима для правильного выбора оборудования как в электрических сетях, так и на рассматриваемой ПС «КС-6». В случае если тип выбранного оборудования не будет соответствовать климату, в котором он расположен то его работа может быть невозможна.

Различают несколько типов электротехнического оборудования каждое из которых имеет определенное климатическое исполнение и должно быть установлено в соответствующем климатическом районе (климатических условиях) от этого в значительной степени зависит его безотказная работа.

Так же различные климатические данные такие как район по ветру (нормативный напор ветра) и гололеду (нормативная стенка гололеда), позволяют качественно провести выбор проводников на воздушных линиях электропередачи и выбрать соответствующую линейную арматуру.

Глубина промерзания грунта в районе реконструкции позволяет правильно рассчитать заземляющее устройство подстанции которое прослужит значительное время и позволит безотказно отводить токи грозовых перенапряжений в землю а так же избежать несчастных случаев с людьми при повреждении изоляции высоковольтного оборудования.

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 грозных 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 данном разделе проводим определение расчётных нагрузок на стороне низкого напряжения КТП

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 насосы, дымососы (котельной) и.т.д. 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 «КС-6» 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 комплектной трансформаторной подстанции № 1

Таблица 2 - Расчетные данные потребителей 0,4 кВ КТП

Наименование КТП	Потребитель	$n_i$ (е.д.)	$P_{ном}$ (кВт)	$\cos\varphi$	$K_{ui}$
1	нагрузки электро обогрева	1	160	1	1
	нагрузки электро обогрева	1	140	1	1
	освещение (площадь м <sup>2</sup> )	400	-	0,5	1
	системы управления	10	2	0,6	0,5
2	газоперекачивающий агрегат	2	300	0,8	0,95
	двигатели АВО газа	20	75	0,85	0,9
	вентилятор охладителя маслосистемы	12	3	0,8	0,65
	Задвижка	8	18	0,8	0,01
	Задвижка	6	0,55	0,8	0,01
	освещение (площадь м <sup>2</sup> )	1000	-	0,5	1
	нагрузки электро обогрева помещений	1	40	1	1
3	газоперекачивающий агрегат	2	300	0,8	0,95
	двигатели АВО газа	40	55	0,85	0,9
	Задвижка	8	18	0,8	0,01
	Задвижка	6	0,55	0,8	0,01
	освещение (площадь м <sup>2</sup> )	1000	-	0,5	1
	нагрузки электро обогрева помещений	1	40	1	1
4	двигатели АВО газа	50	55	0,85	0,9
	Маслонасос	8	5,5	0,8	0,7
	Аппарат воздушного охлаждения	2	22	0,8	0,65
	освещение (площадь м <sup>2</sup> )	400	-	0,5	1
	нагрузки электро обогрева помещений	1	50	1	1
	системы управления	10	2	0,6	0,95
5	нагрузки электро обогрева помещений	1	20	1	1
	Задвижка	6	0,55	0,8	0,01
	освещение (площадь м <sup>2</sup> )	200	-	0,5	1
	Компрессор	6	75	0,9	0,65
	Маслонасос	8	5,5	0,8	0,7

Далее проводим определение расчетной мощности нагрузки групп электроприемников подключенных к шинам низкого напряжения всех комплектных трансформаторных подстанций. Расчет проводим на примере КТП №5

Групповой коэффициент использования электроприемников по следующей формуле (расчет проводится только для двигательной нагрузки) [1]:

$$K_{изр} = \frac{\sum K_{ui} \times P_{номi}}{\sum P_{номi}} \quad (1)$$

где  $K_{ui}$  - коэффициент использования одного электро-приемника.

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

$$K_{изр} = \frac{0,2 \cdot 5,5 \cdot 2 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3}{5,5 \cdot 2 + 15 \cdot 3 + 15 \cdot 3} = 0,65$$

Далее определяем эффективное число электроприемников в рассматриваемой группе по следующей формуле [1]:

$$n_э = \frac{(\sum n_i \times P_{номi})^2}{\sum n_i \times P_{номi}^2} \quad (2)$$

где  $n_i$  - число электроприемников в группе.

$$n_э = \frac{(5,5 \cdot 2 + 15 \cdot 3 + 15 \cdot 3)^2}{5,5^2 \cdot 2 + 15^2 \cdot 3 + 15^2 \cdot 3} = 7,27$$

Определяем среднюю мощность группы электроприемников подключенных к шинам НН КТП №5 используя коэффициент использования по следующей формуле [1]:

$$P_{ср} = \sum K_{ui} \times P_{номi} \quad (3)$$

$$P_{cp} = 0,2 \cdot 5,5 \cdot 2 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 = 323,33 \text{ (кВт)}$$

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

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

$$P_p = 18,85 \cdot 1,5 = 355,66 \text{ (кВт)}$$

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

$$Q_{cp} = \sum K_{ui} \times P_{номi} \times tg\varphi_i \quad (5)$$

$$Q_{cp} = 0,2 \cdot 5,5 \cdot 2 \cdot 1,17 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 \cdot 1,17 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 \cdot 1,17 = 164,79 \text{ (кВАр)}$$

Расчетная реактивная мощности при эффективном числе электроприемников менее 10 рассчитывается по следующей формуле [5]:

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

$$Q_p = 1,1 \cdot 22,04 = 181,27 \text{ (кВАр)}$$

Далее определяется расчетная мощность нагрузки освещения по следующей формуле:

$$P_{p.o} = P_{уд.o} \cdot S_{ном} \quad (7)$$

где  $P_{уд.o}$  - удельная мощность освещения производственного помещения приходящаяся на один квадратный метр площади (кВт/ м<sup>2</sup>).

$S_{ном}$  - площадь помещений (м<sup>2</sup>)

$$P_{p.o} = 0,05 \cdot 2000 = 10 \text{ (кВт)}$$

Реактивная мощность потребляемая осветительными приборами в данном случае светодиодных светильников:

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

где  $\operatorname{tg} \varphi$  - коэффициент мощности осветительных приборов.

$$Q_{p.o} = 24 \cdot 1,7 = 5,7 \text{ (кВАр)}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП №1 [5]:

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

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

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

где  $P_{p.om}$  - расчетная мощность электрического отопления помещений (кВт).

$$P_{p\Sigma} = 28,28 + 24 + 25 = 385,66 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p\Sigma} = 24,24 + 40,8 = 186,96 \text{ (кВАр)}$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{77,25^2 + 65,04^2} = 428,59 \text{ (кВА)}$$

Данный расчет проводится и для остальных КТП по приведенной ранее методике. Результаты расчета приведены в таблице 2. Подробный расчет приведен в приложении А

Таблица 3 – Расчетные данные по нагрузкам на шинах НН КТП

Наименование КТП	$P_{p\Sigma}$ (кВт)	$Q_{p\Sigma}$ (квар)	$S_{p\Sigma}$ (кВА)
1	331,12	26,06	332,05
2	2228,15	1438,24	2652,35
3	2921,25	1868,23	3467,25
4	2896,23	1768,25	3388,95
5	385,66	186,96	428,59

На основании приведенных в таблице 3 данных проводим расчет и выбор номинальной мощности силовых трансформаторов КТП предназначенных для питания указанных выше потребителей.

## 5 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 10/0,4 КВ

Требуемая мощность силового трансформатора определяется по следующей формуле:

$$S_{\text{треб}} = \frac{S_{P0,4ТП}}{n_T \times k} \quad (12)$$

где  $S_{P0,4ТП}$  - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ КТП;

$n_T$  - количество трансформаторов КТП;

$k$  - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (для потребителей первой категории 0,7).

Выбор номинальной мощности силового трансформатора выполняется на основании данных по расчетной нагрузке на стороне низкого напряжения, данных о климатической характеристике местности где он будет установлен а так же о категории потребителей питаемых от него. Принимаемая номинальная мощность должна быть равна или менее расчетной, тип трансформатора определяется согласно каталожным данным (справочным). После выбора трансформатора проверяется его фактический коэффициент загрузки как в нормальном так и в послеаварийном режиме (в данном случае для двух трансформаторных КТП ) при отключении одного из них [5]:

$$k_{\text{факт}} = \frac{S_{P0,4ТП}}{n_T \times S_{Tном}} \quad (13)$$

где  $S_{Tном}$  - номинальная мощность выбранного трансформатора.

$n_T$  - количество трансформаторов КТП

$S_{P0,4ТП}$  - расчетная полная мощность нагрузки КТП на стороне 0,4 кВ



Значение коэффициента загрузки для нормального режима работы должно удовлетворять следующему условию, для потребителей I категории по надежности:

$$k_{\text{факт}} \leq 0,7$$

Для послеаварийного режима:

$$k_{\text{на}} \leq 1,4$$

Рассмотрим подробно пример расчета мощности трансформатора для КТП № 5:

$$S_{\text{треб}} = \frac{428,59}{2 \times 0,7} = 306,135 \text{ (кВА)}$$

По расчетным данным выбираем трансформатор типа ТС-400/10 компании «Мосэлектро», номинальной мощностью 400 кВА. Внешний вид такого типа трансформатора представлен на рисунке 3.

Рассмотрим подробно преимущества силовых трансформаторов имеющих твердую изоляцию:

- в первую очередь это высокая пожаробезопасность, при которой трансформаторы могут быть расположены близко к потребителям электрической энергии так как возникновению чрезвычайной ситуации крайне маловероятно.

- в случае использования такого типа трансформаторов отсутствует необходимость в системе пожаротушения.

- высокая экологичность данного оборудования определяет тот факт что отсутствует загрязнение окружающей среды, в случае разлива трансформаторного масла.

- при эксплуатации такого рода электроустановок имеет место высокий уровень электробезопасности. материалы из которых изготавливается данное оборудование являются негорючими а также не поддерживают горение.

- при эксплуатации этого типа трансформаторов на его эксплуатацию требуется минимальное значение затрат так как он практически не нуждается в обслуживании и замене масла

- минимальные габариты данного оборудования определяют тот факт что он требует небольшое пространство для своего расположения.

- в случае короткого замыкания оборудование обладает очень высокой динамической стойкостью и без повреждений выдерживает значительные динамические и термические нагрузки.

- так же особенностью данного оборудования является высокая стойкость как к розовым либо коммутационным перенапряжениям



Рисунок 3 – Трансформатор типа ТС с литой изоляцией

Далее проверяем выбранный трансформатор по фактическому коэффициенту загрузки:

$$k_{факт} = \frac{428,59}{2 \cdot 400} = 0,54$$

Определяем коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$k_{на} = \frac{428,59}{400} = 1,08$$

Расчет показывает что номинальная мощность трансформатора выбрана, верно и коэффициенты не превышают допустимых значений, результаты расчета для остальных КТП сводим в таблицу 4:

Таблица 4 – Выбор типа трансформаторов 10/0,4 кВ

Номер КТП	$S_{треб}$ (кВА)	$S_{Тном}$ (кВА)	$k_{факт}$	$k_{на}$	$n_T$	Тип трансформатора
1	237,18	250,00	0,66	1,33	2	ТС-250/10
2	1894,54	2500,00	0,53	1,06	2	ТС-2500/10
3	2476,61	2500,00	0,69	1,39	2	ТС-2500/10
4	2420,68	2500,00	0,68	1,36	2	ТС-2500/10
5	306,14	400,00	0,54	1,08	2	ТС-400/10

Расчет считается окончанным т.к. коэффициенты загрузки не превышают допустимых значений.

Далее определяем мощность нагрузки КТП приведенную к стороне ВН трансформаторов. Расчет приведен в приложении Б.

## 6 РАСЧЕТ НАГРУЗОК 10 КВ ТП

Для дальнейших расчетов требуется мощность КТП приведенная к стороне высокого напряжения, она складывается из мощности нагрузки на стороне низкого напряжения и потерь мощности в трансформаторах. Мощность нагрузки на шинах НН определена ранее, потери мощности в трансформаторах определяются согласно паспортным данным и коэффициенту загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы.

Паспортные данные трансформаторов приведены в таблице 5

Таблица 5 – Характеристики трансформаторов 10/0,4 кВ

Тип трансформатора	Потери ХХ (кВт)	Потери КЗ (кВт)	Напряжение КЗ (%)	Ток ХХ (%)
ТС-250/10	0,7	2,7	4,5	1,0
ТС-400/10	1,0	3,8	4,5	0,8
ТС-2500/10	3,8	23,0	6,5	0,3

Полученные данные о потерях мощности в трансформаторах позволят точнее рассчитать потоки мощности на стороне ВН КТП и при выборе типа питающей кабельной линии.

Расчет потерь активной мощности в трансформаторах КТП определяем через паспортные данные и коэффициент загрузки фактический по следующей формуле [9]:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x \quad (14)$$

Потери реактивной мощности (квар):

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{тном}} + \frac{I_x \cdot S_{тном}}{100} \quad (15)$$

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)  
 $\Delta P_x$  - потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВт)

$\Delta Q_x$  - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора (квар)

Приводим пример расчета на КТП 5:

$$\Delta P_m = 2 \cdot 3,83 \times 0,54^2 + 2 \cdot 1,0 = 4,22 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \frac{4,5 \cdot (428,59 \cdot 0,5)^2}{100 \cdot 400} + 2 \cdot \frac{0,8 \cdot 400}{100} = 16,73$$

Определяем полную мощность потерь в трансформаторах:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (16)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{4,22^2 + 16,73^2} = 17,26$$

Определяем мощность нагрузки приведенную к стороне ВН КТП путем сложения:

$$P_{рвн} = P_{рнн} + \Delta P_m \quad (17)$$

$$Q_{рвн} = Q_{рнн} + \Delta Q_m \quad (18)$$

$$S_{рвн} = S_{рнн} + \Delta S_m \quad (19)$$

где  $P_{рнн}$  - расчетная активная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП (кВт)

$Q_{рнн}$  - расчетная реактивная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП (кВАр)

$S_{рнн}$  - расчетная полная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП (кВА)

Для КТП 5:

$$P_{рвн} = 385,66 + 4,22 = 389,88 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{рвн} = 186,96 + 16,73 = 203,69 \text{ (квар)}$$

$$S_{рвн} = 428,59 + 17,26 = 445,85 \text{ (кВА)}$$

Проводим расчет для остальных КТП результаты сводим в таблицу 6

Таблица 6 – Определение мощностей на стороне ВН КТП

Номер КТП	$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (кВАр)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{рвн}$ (кВт)	$Q_{рвн}$ (кВАр)	$S_{рвн}$ (кВА)
1	3,75	14,92	15,39	334,87	40,98	347,44
2	20,52	106,45	108,41	2248,67	1544,69	2760,76
3	29,50	171,28	173,81	2950,75	2039,51	3641,06
4	28,87	164,30	166,82	2925,10	1932,55	3555,77
5	4,22	16,73	17,26	389,88	203,69	445,85
Общее				8849,27	5761,44	10750,88

Далее на основании полученных данных проводим расчет мощности на шинах низкого напряжения ПС «КС-6» через суммарную мощность нагрузки КТП и используя коэффициент совмещения максимумов нагрузки. Расчет приведен в приложении В

## 7 РАСЧЕТ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПС «КС-6»

После суммирования нагрузок приведенных к стороне ВН КТП необходимо их умножить на коэффициент совмещения максимумов нагрузки всех трансформаторов (зависящий от количества трансформаторов в данном случае их 10). Расчет соответственно проводим для каждой мощности по следующей формуле [9]:

$$P_{рПС} = k_C \cdot \Sigma(P_{рвн}) \quad (20)$$

$$Q_{рПС} = k_C \cdot \Sigma(Q_{рвн}) \quad (21)$$

$$S_{рПС} = k_C \cdot \Sigma(S_{рвн}) \quad (22)$$

где  $k_C$  - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов КТП, при количестве трансформаторов от 6 до 10 принимаем равным 0,9

$S_{рнн}$ ,  $P_{рнн}$ ,  $Q_{рнн}$  - расчетная полная, активная, реактивная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП (кВА)

$$P_{рПС} = 0,9 \cdot 8849,27 = 7964,34 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{рПС} = 0,9 \cdot 5761,44 = 5185,29 \text{ (квар)}$$

$$S_{рПС} = 0,8 \cdot 10750,88 = 9675,79 \text{ (кВА)}$$

Далее на основании полученной мощности как активной, так и реактивной проводим расчет и принимаем решение о необходимости установки компенсирующих устройств на шинах 10 кВ распределительного пункта.

## 7.1 Определение мощности компенсирующих устройств

В разделе будем рассматривать установку компенсирующих устройств на стороне низкого напряжения подстанции «КС-6» которые позволят в значительной степени повысить уровень напряжения в точке своего подключения, также снизить значительное количество потерь энергии в электрической сети, применить менее дорогое электротехническое оборудование в частности силовые трансформаторы на подстанции «КС-6» в связи со снижением нагрузки.

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой (квар) [10], согласно приказу Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015г. №380:

$$Q_K = Q_{pPC} - P_{pPC} \cdot tg \cdot \varphi \quad (23)$$

где  $tg \varphi$  – предельный коэффициент реактивной мощности согласно приказа

$Q_{pPC}$  - расчетная реактивная мощность электроприемников (кВАр).

$P_{pPC}$  - расчетная активная мощность электроприемников (кВт).

Требуемую мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на одну секцию 10 кВ шин определяем по формуле (МВАр):

$$Q_{k1} = \frac{Q_K}{2} \quad (24)$$

где  $Q_{k1}$  - мощность компенсирующих одну секцию 10 кВ (квар)

Номинальная мощность УКРМ выбирается с использованием стандартного ряда мощностей:

$$Q_{неск} = Q_P - Q_{ном} \quad (25)$$

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



Проводим расчет для распределительного пункта 10 кВ, мощность УКРМ требуемая:

$$Q_k = 5185,29 - 7964,34 \cdot 0,4 = 1999,55 \text{ (квар)}$$

Полученное значение делим на две секции и получаем требуемую мощность УКРМ которая должна располагаться на одной секции 10 кВ пункта:

$$Q_{k1} = \frac{1999,55}{2} = 999,7 \text{ (квар)}$$

Принимаем значение номинальной мощности из каталожных данных: 150 + 900 квар на одну секцию, принимаем для установки автоматически регулирующую установку типа ВАРНЕТ-А, Фактическая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{кф} = (150 + 900) \cdot 2 = 2100 \text{ (квар)}$$

Реактивная мощность которая будет поступать к электроприемникам из сети через силовые трансформаторы 35/10 кВ (некомпенсированная мощность):

$$Q_{неск} = 5185,29 - 2100 = 3085,29 \text{ (квар)}$$

Расчёт показывает что компенсация реактивной мощности значительно снижает мощность потребляемую из сети 35 кВ.

Устройство компенсации реактивной мощности вырабатывает реактивную энергию непосредственно у потребителя, при этом вырабатываемая мощность в данном случае регулируется в автоматическом режиме, путём включения заданного количества конденсаторов.

За величину выдаваемой реактивной мощности отвечает специальный регулятор, который анализирует режим работы в электрической сети и подключают необходимое количество конденсаторов.

Суть работы данного регулятора заключается в автоматическом определении угла между такими параметрами как ток и напряжение и подключение расчётного количества конденсаторов, при этом учитывается их мощность количество подключений и времени необходимое для их разряда.

Дополнительными функциями которыми обладают данные устройства являются фиксация таких параметров как коэффициент мощности, количество фактов перегрузки, данной электроустановки, при этом основной особенностью данного устройства является то что она может состоять из нескольких ступеней одна из которых в нормальном режиме может быть постоянно включена, а вторая включаться при необходимости в автоматическом режиме.

## 8 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 35/10 ПС «КС-6»

В данном разделе проводится расчет и выбор типа и номинальной мощности силовых трансформаторов номинальным напряжением 35/10 кВ которые должны быть установлены на ПС «КС-6». Выбор числа и мощности трансформаторов выполняется на основании расчётных данных о нагрузке на стороне НН ПС, данных о мощности компенсирующих устройств, о категории потребителей питаемых от данной ПС. Как указывалось ранее потребители подключенные к шинам НН относятся к первой категории следовательно принимаем решение об установке двух трансформаторов на ПС «КС-6».

Требуемая номинальная мощность силового двух обмоточного трансформатора определяется по следующей формуле (кВА) [9]:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P_{pПС}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \times k_3^{opt}} \quad (26)$$

где  $S_{mp}$  – требуемая номинальная мощность трансформатора (кВА);

$P_{pПС}$  – расчетная активная мощность на шинах 10 кВ (кВт);

$Q_{pПС}$  – расчетная реактивная некомпенсированная мощность на шинах 10 кВ;

$n_T$  – принятое количество трансформаторов;

$k_3^{opt}$  – оптимальный коэффициент загрузки трансформаторов

(принимается равным 0,7).

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{7964,34^2 + 3085,29^2}}{2 \cdot 0,7} = \frac{8541,06}{1,4} = 6100,1 \text{ (кВА)}$$

Принимаем ближайшее большее значение мощности: 6300 кВА (принимаем первоначально трансформатор типа ТМН 6300/35/10), и подсчитываем коэффициент загрузки по следующей формуле:

$$k_{\text{факт}} = \frac{\sqrt{P_{\text{рПС}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \times S_{\text{Тном}}}$$

$$k_{\text{факт}} = \frac{\sqrt{7964,34^2 + 3085,29^2}}{2 \cdot 6300} = 0,68$$

Коэффициент загрузки силового трансформатора в послеаварийном режиме работы определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{на}} = \frac{\sqrt{P_{\text{рПС}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{S_{\text{Тном}}} \quad (27)$$

$$k_{\text{на}} = \frac{\sqrt{7964,34^2 + 3085,29^2}}{6300} = 1,36$$

Расчет показывает что номинальная мощность трансформаторов имеет приемлемое значение и коэффициенты загрузки не отклоняются от заданных значений для нормального режима работы 0,5-0,7, для послеаварийного режима работы 1-1,4

Технические параметры выбранного типа трансформатора приведены в таблице 7

Таблица 7 – Технические параметры силовых трансформаторов ТМН 6300/35/10

Тип трансформатора	Напряжение КЗ (%)	Ток ХХ (%)	Увн (кВ)	Унн (кВ)	Потери ХХ (Вт)	Потери КЗ (Вт)
ТМН 6300/35/10	7,5	1,5	37	10,5	7000	4650

На основании данных о принятом оборудовании далее проводится расчет токов короткого замыкания в РУ 35, 10 кВ ПС «КС-6» с последующим выбором оборудования.

## 9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания проводится для определения фактических значений периодической, апериодической составляющих а так же ударного тока КЗ

При расчете токов короткого замыкания приняты следующие допущения: при определении сопротивления системы со стороны ВН ПС используются данные о токах короткого замыкания на РУ 35 кВ ПС «Сковородино». Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц. Расчетные точки КЗ показаны на рисунке 4.

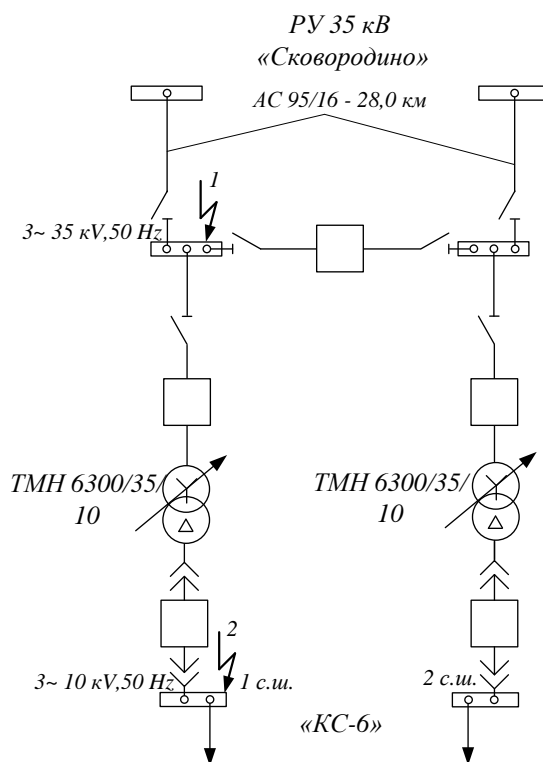


Рисунок 4 – Расчетное место КЗ

На рисунке 5 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

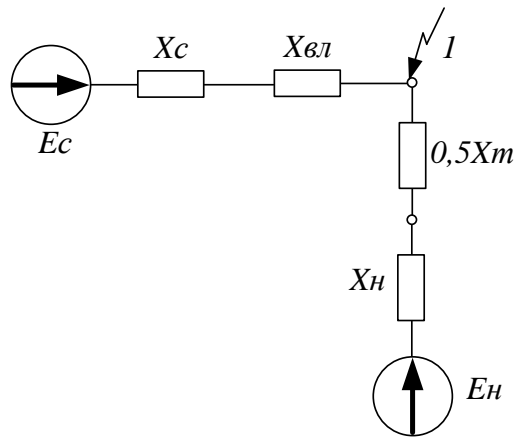


Рисунок 5 – Схема замещения участка сети с указанием расчетной точки КЗ

Принимаем базисные условия [22]:

- 1) базисная мощность принимается равной номинальной мощности силовых трансформаторов ПС «КС-6»  $S_{\sigma} = 6,3$  (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 35 кВ принимается равным напряжению из среднего ряда напряжений (кВ)  $U_{\sigma 35} = 37$ ,
- 3) базисное напряжение на стороне 10 кВ принимается равным напряжению из ряда средних напряжений (кВ)  $U_{\sigma 10} = 10,5$ .
- 4) Справочные ЭДС и сопротивление обобщенной нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на стороне высокого и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле (кА) [22]:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (28)$$

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

$$I_{\sigma 35} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,1 \text{ (кА)}$$

$$I_{610} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,34 \text{ (кА)}$$

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

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны шин 35 кВ (ПС «Сковородино»):

$$X_c = \frac{S_6}{S_c} \quad (29)$$

$$X_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 7,9} = 0,01 \text{ (о.е.)}$$

где  $S_c$  – мощность короткого замыкания, определенная через данные о токах КЗ на шинах 35 кВ соответствующего источника питания (МВА).

Определяем сопротивление ПС «КС-6» - ПС «Сковородино»:

$$X_{\text{ВЛ}} = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} \quad (30)$$

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

$l$  – длина ВЛ (км)

$$X_{\text{ВЛ}} = 0,4 \cdot 28,0 \cdot \frac{6,3}{37^2} \cdot 0,5 = 0,025 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обобщенной нагрузки (о.е.):

$$X_n = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_n} \quad (31)$$

где  $S_n$ , – мощность нагрузки (МВА)

$$X_n = 0,35 \cdot \frac{6,3}{\sqrt{7,96^2 + 3,08^2}} = 0,258 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обмотки трансформаторов установленных на подстанции «КС-6» (о.е.) по следующей формуле:

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} \quad (32)$$

$$X_T = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{6,3}{6,3} = 0,075 \text{ (о.е.)}$$

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

Проводим последовательное преобразование схемы замещения для определения расчетных значений результирующего сопротивления и ЭДС.

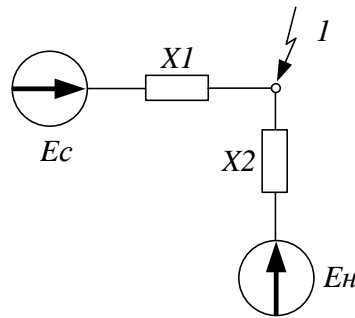


Рисунок 6 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_C + X_{ВЛ}$$

$$X1 = 0,01 + 0,025 = 0,035 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = 0,5 \times X_T + X_H$$

$$X2 = 0,5 \times 0,075 + 0,258 = 0,296 \text{ (о.е.)}$$

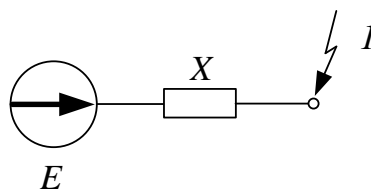


Рисунок 7 – Определение результирующего сопротивления и ЭДС



$$X = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2}$$

$$X = \frac{0,035 \cdot 0,296}{0,035 + 0,296} = 0,03 \text{ (о.е.)}$$

$$E = \frac{E_c \cdot X2 + E_n \cdot X1}{X2 + X1}$$

$$E = \frac{1 \cdot 0,296 + 0,85 \cdot 0,035}{0,296 + 0,035} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

Находим начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке 1 [22]:

$$I_{no1} = \frac{E}{X} \cdot I_{635} = \frac{0,98}{0,03} \cdot 0,1 = 3,26 \text{ (кА)} \quad (33)$$

Находим значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}} \quad (34)$$

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

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

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

$T_a$  – постоянная времени (определяется по справочным данным, принимаем равной 0,03).

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,26 \cdot e^{\frac{-0,6}{0,03}} = 0,02 \text{ (кА)}$$

Постоянную времени можно определить по следующей формуле:

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

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

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

$\omega$  – угловая частота (314 рад/сек.)

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

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (36)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 3,26 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 7,91 \text{ (кА)}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки 2 результаты расчета сводятся в таблицу 8:

Таблица 8 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{no}$ , (кА)	$I_{at}$ , (кА)	$I_{y\partial}$ , (кА)
1	3,26	0,02	7,91
2	8,25	0,05	20,01

Полученные данные используем в расчетах при проверке токоведущих частей и коммутационной аппаратуры.

## 10 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ КЛ 10 КВ

Сечения кабельных линий выбираются по условиям нагрева токами нагрузки с последующей проверкой: по термической стойкости к токам короткого замыкания, по допустимой потере напряжения в нормальном режиме работы

Выбор по длительно допустимому току заключается в сравнении расчетного тока с длительно допустимым [20]:

$$I_p \leq I_{\text{до}} \quad (37)$$

где  $I_p$  – расчетный ток в сечении, А;

$I_{\text{до}}$  – длительно допустимый ток для данного типа проводника (КЛ), определяется по следующему выражению:

$$I_{\text{до}} = I_{\text{доп}} \cdot k_{\text{ср}} \cdot k_{\text{сн}} \cdot k_{\text{пов}} \quad (38)$$

где  $I_{\text{доп}}$  – допустимый длительный ток проводника, А;

$k_{\text{ср}}$  – коэффициент учитывающий температуру среды отличную от расчетной;

$k_{\text{сн}}$  – коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой прокладке кабелей в траншее или лотке.

$k_{\text{пов}}$  – коэффициент повышения допустимого тока при недогрузке соседних кабелей.

Расчетный ток в сечении определяется как:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (39)$$

где  $S_p$  – расчетная мощности в сечении;

$U_n$  номинальное линейное напряжение кабеля;

Рассмотрим расчет сечения кабеля на примере участка Технологическое ЗРУ 10 кВ КТП – 1, определяем расчетный ток на этом участке по определенной ранее расчетной мощности, формула для расчета тока (с учетом того что по двух цепной кабельной линии будет получать питание только одна КТП):

$$I_p = \frac{S_{pвн}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (40)$$

$$I_p = \frac{347,44}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 19,35 \text{ (А)}$$

Для полученного значения выбираем соответствующее сечение и тип кабеля.

Принимаем на данном участке кабель типа АПвПу 3×35 (принимаем минимальное сечение для данного типа проводника) с изоляцией из сшитого полиэтилена и алюминиевыми жилами, длительно допустимым током 172 А при укладке в плоскости, прокладка кабеля осуществляем в земле, следовательно вводим поправочные коэффициенты на длительно допустимый ток. Если учитывать тот факт что кабели прокладываются одиночно а температура не отличается от расчетной то все коэффициенты принимаем равными 1.

АПвПу – современный тип кабеля имеющий изоляцию состоящую из сшитого полиэтилена.

Аналогично проводится выбор марок и сечений кабельных линий на остальных участках, результаты расчета приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Участок	$S_p$ (кВА)	$I_p$ (А)	Марка и сечение проводника	$I_{до}$ (А)
Технологическое ЗРУ 10 кВ КТП – 1	347,44	19,35	АПвПу 3×35	172
Технологическое ЗРУ 10 кВ КТП – 2	2760,76	153,76	АПвПу 3×35	172
Технологическое ЗРУ 10 кВ КТП – 3	3641,06	202,79	АПвПу 3×70	240
Технологическое ЗРУ 10 кВ КТП – 4	3555,77	198,04	АПвПу 3×70	240
Технологическое ЗРУ 10 кВ КТП – 5	445,85	24,83	АПвПу 3×35	172
Технологическое ЗРУ 10 кВ РУ 10 кВ ПС «КС-6»	9675,79	538,89	АПвПу 3×500	587

Далее выполняем проверка выбранных проводников по термической стойкости и по допустимой потере напряжения.

## 11 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ КЛ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

В данном разделе проводится расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ с целью определения минимального сечения по условиям термической стойкости.

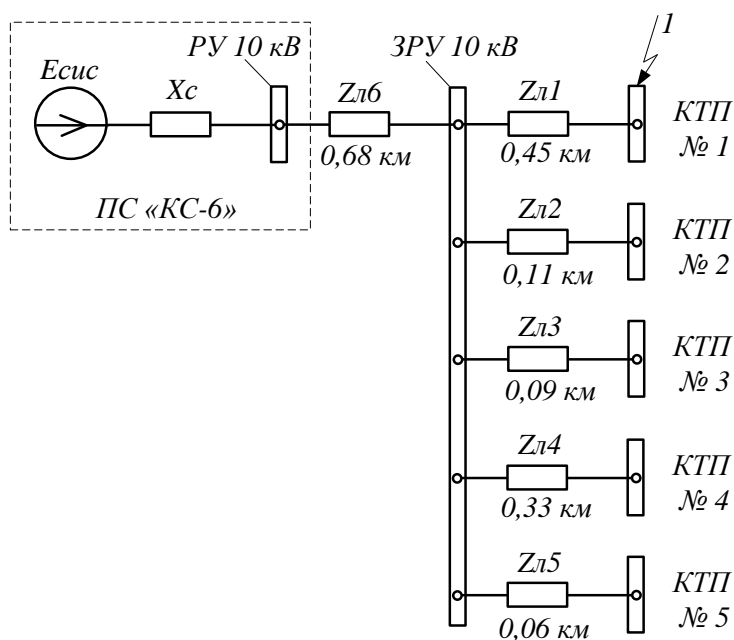
Сопrotивление системы определяется по формуле (Ом):

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (41)$$

где  $I_{кз6}$  – ток трёхфазного КЗ на шинах 6 кВ ПС «КС-6», определен в разделе расчетов токов КЗ для выбора оборудования на ПС «КС-6».

В данном случае рассматривается участок петли включающей КТП указанные на рисунке 7, расчет токов проводим на КТП находящейся в начале участка сети.

Рассмотрим на примере расчет токов КЗ в точке К1 на участке указанном на рисунке 8.



## Рисунок 8 – Схема замещения участка сети

Активные и индуктивные сопротивления участков кабельных линий

(Ом):

$$X_{л} = x_0 \cdot L \quad (42)$$

$$R_{л} = r_0 \cdot L \quad (43)$$

где  $x_0$ ,  $r_0$  - удельное реактивное и активное сопротивление кабеля,

Ом/км;

$L$  – длина участка кабельной линии, км.

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

$$I_{по} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (44)$$

Рассмотрим расчет тока токов КЗ на примере расчетной точки 1 (шины 10 кВ КТП 1)

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 8,25} = 0,73 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков:

$$X_{л1} = 0,09 \cdot 0,45 = 0,04 \text{ (Ом)}$$

$$R_{л1} = 0,868 \cdot 0,45 = 0,39 \text{ (Ом)}$$

$$X_{л6} = 0,07 \cdot 0,68 = 0,05 \text{ (Ом)}$$

$$R_{л6} = 0,06 \cdot 0,68 = 0,04 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки 1

$$X_p = X_c + X_{л1} + X_{л6} \quad (45)$$

$$X_p = 0,73 + 0,04 + 0,05 = 0,82 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки 1

$$R_p = R_{л1} + R_{л6} \quad (46)$$

$$R_p = 0,39 + 0,04 = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,82^2 + 0,43^2}} = 6,54 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} 6,54 = 5,67 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей принимаем по справочнику:

$$T_a = 0,03$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 1,18 \quad (47)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,54 \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}} \right) = 10,91 \text{ (кА)}$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются все остальные точки КЗ результаты расчетов сводятся в таблицу 10.



Таблица 10 – Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Точка КЗ	$I_{по}$ (кА)	$I_{поз}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)
Шины ВН 10 кВ КТП 1	6,54	5,67	10,91
Шины ВН 10 кВ КТП 2	7,51	6,42	12,53
Шины ВН 10 кВ КТП 3	7,86	6,72	13,11
Шины ВН 10 кВ КТП 4	7,25	6,20	12,09
Шины ВН 10 кВ КТП 5	7,81	6,68	13,03
Шины 10 кВ ЗРУ	7,95	6,80	13,26

Далее проводим расчет термически стойкого сечения

### 11.1 Проверка линий 6 кВ на воздействие токов КЗ

Термически стойкое к токам КЗ сечение кабельной линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{I_{по} \cdot \sqrt{t_n}}{C} \cdot 1000 \quad (48)$$

где  $I_{по}$  - установившееся значение тока КЗ;

$t_n$  - приведённое время КЗ, принимается равным согласно паспортным данным 1 сек.

$C$  - температурный коэффициент, равный 95 для алюминия.

Для примера рассчитается термически стойкое к токам КЗ сечение для кабеля участка сети технологическое ЗРУ 10кВ – РУ10 кВ ПС «КС-6»:

$$S_T = \frac{7,95 \cdot \sqrt{1}}{95} \cdot 1000 = 83,68 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Полученное значение не превышает значение сечения принятого на данном участке кабеля, следовательно оно проходит проверку следовательно его оставляем.

Расчетные данные о термически стойком к КЗ сечении показывают что все линии проходят данную проверку.

Таблица 11 – Проверка сечений по термической стойкости

Участок	$I_{по}$ (кА)	$S_T$ (мм <sup>2</sup> )	$S_{факт}$ (мм <sup>2</sup> )
Технологическое ЗРУ 10 кВ КТП – 1	6,54	28,84	35
Технологическое ЗРУ 10 кВ КТП – 2	7,51	29,05	35
Технологическое ЗРУ 10 кВ КТП – 3	7,86	72,74	70
Технологическое ЗРУ 10 кВ КТП – 4	7,25	66,32	70
Технологическое ЗРУ 10 кВ КТП – 5	7,81	62,21	35
Технологическое ЗРУ 10 кВ РУ 10 кВ ПС «КС-6»	7,95	83,68	500

## 11.2 Проверка кабельных линий 10 кВ по допустимой потере напряжения

Потеря напряжения в участке кабельной линии определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (49)$$

где  $r_0$  – активное сопротивление линии, Ом/км;

$x_0$  – реактивное сопротивление кабеля, Ом/км.

Рассмотрим подробно пример расчета потери напряжения на участке Технологическое ЗРУ 10 кВ – РУ-10 кВ ПС «КС-6»:

Определяем потерю напряжения в сечении:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 538,89 \cdot 0,68 \cdot (0,06 \cdot 0,83 + 0,07 \cdot 0,57) \cdot \frac{100}{10500} = 1,15 (\%)$$

Потеря напряжения на участке кабельной линии меньше допустимого значения 5%, следовательно сечение выбрано верно, для остальных участков проводится аналогичный расчет результаты сведены в таблицу 12.

Расчет потери напряжения на всех участках сети показывает что они проходят проверку, наибольшие потери напряжения не превышают предельного значения в 5%.

Таблица 12 – Проверка сечений линий 10 кВ на потерю напряжения

Участок	$I_p$ (А)	Длина участка (км)	$\Delta U$ (%)
Технологическое ЗРУ 10 кВ КТП – 1	19,35	0,45	1,65
Технологическое ЗРУ 10 кВ КТП – 2	153,76	0,11	0,58
Технологическое ЗРУ 10 кВ КТП – 3	202,79	0,09	0,23
Технологическое ЗРУ 10 кВ КТП – 4	198,04	0,33	0,38
Технологическое ЗРУ 10 кВ КТП – 5	24,83	0,06	0,15
Технологическое ЗРУ 10 кВ РУ 10 кВ ПС «КС-6»	538,89	0,68	1,15

Потери напряжения на рассматриваемых участках имеют минимальное значение, при этом общая потеря напряжения не превышает 5% следовательно расчет и выбор кабельных линий проведен верно.

## 12 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ПС «КС-6»

В данном разделе рассмотрим подробно выбор основного оборудования для ПС «КС-6»

### 12.1 Выбор выключателей 35 кВ.

Максимальные рабочие токи в РУ определяем по условиям загрузки трансформаторов установленных на ПС.

Таблица 13 – Максимальные рабочие токи в РУ

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А)
ПС «КС-6»	
35	207,84
10	727,46

Выбираем выключатели 35 кВ. Первоначально принимаем вакуумный выключатель марки ВР35НС.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор выключателя 35 кВ для ПС «КС-6»

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{номсети} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630$ А	$I_{макс} = 207,84$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5$ кА	$I_{n0} = 3,26$ кА	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31$ кА	$i_{уд} = 7,91$ кА	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5$ кА	$I_{nt} = 3,26$ кА	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение аперической составляющей, кА	$i_{ан} = 7,9$ кА	$i_a = 0,02$ кА	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31$ кА	$i_{уд} = 7,91$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 5000$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 31,66$ кА <sup>2</sup> с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «КС-6».

### 12.2 Выбор выключателей 10 кВ.

На напряжении 10 кВ для ПС «КС-6» первоначально принимаем для установки выключатель вакуумные ВРС-10-31,5-1000 в комплекте КРУ типа «Самсон».

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение (кВ)	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток (А)	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 727,46 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения (кА)	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 8,25 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения (кА)	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 20,01 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{y\delta}$
Номинальный ток отключения (кА)	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{nt} = 8,25 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение аperiodической составляющей (кА)	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 0,05 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток (кА)	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 20,01 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{y\delta}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 204,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения.

### 12.3 Выбор разъединителей 35 кВ.

На ОРУ 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РДЗ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ для ПС «КС-6»

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 207,84 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,91 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 31,88 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

Данный тип разъединителя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «КС-6». Число заземляющих ножей определяется местом установки.

#### 12.4 Выбор трансформаторов тока.

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

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (50)$$

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

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (51)$$

где  $\rho = 0,0283 \text{ (Ом} \cdot \text{мм}^2\text{)/м}$  – удельное сопротивление алюминия;

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 35 и 10 кВ - 60 м ;

$F$  - сечение соединительного провода,  $F = 4 \text{ мм}^2$ .

Сопротивление соединительных проводов (для 35 и 10 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (52)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока,  $I_2 = 1 \text{ А}$ .

Для измерения всех необходимых электрических величин предлагается на ПС «КС-6» установить трехфазный измерительный комплекс Меркурий 201.8. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы на напряжении 35, 10 кВ приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 и 10 кВ ПС «КС-6»

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 и 10 кВ  $S_{\text{пр}} = 0,62 \text{ ВА}$ . Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 35 и 10 кВ):

$$Z_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\kappa}$$

$$Z_2 = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III для ПС «КС-6» с номинальным током первичной обмотки 300 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 18, 19.

Таблица 18 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ для ПС «КС-6»

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 300 \text{ А}$	$I_{макс} = 207,84 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 20,01 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 31,88 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_2$ ном (Ом)	30 Ом	1,15 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Принятый тип трансформатора тока проходит по всем параметрам следовательно его оставляем.

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ для ПС «КС-6» ТПЛК-10/1000 с номинальным током первичной обмотки 100 А. Сравнение параметров трансформатора тока 10 кВ приведено в таблице 21.

Таблица 19 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 727,46 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{уд} = 20,01 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 204,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_2$ ном (Ом)	15 Ом	1,15 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$



Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно его оставляем.

### 12.5 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим критериям: по номинальному напряжению, по конструкции и схеме подключения, по классу точности, по мощности вторичной нагрузки:

$$S_{2ном} \geq S_2$$

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

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

Выбираем трансформатор напряжения на ОРУ 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ ПС «КС-6»

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	Ртутный 201.8	2	4
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1.

Трехфазный анти резонансный масляный трансформатор напряжения типа НАМИ-35 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях

трехфазного переменного тока промышленной частоты с изолированной или с компенсированной нейтралью.

Проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Проверка выбранного ТН 35 кВ для ПС «КС-6»

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 18 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит проверку по параметрам, следовательно его оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения для РУ 10 кВ ПС «КС-6» НАМИ 10 УХЛ1.

Определяем мощность вторичной нагрузки РУ 10 кВ ПС «КС-6». Данные представлены в таблице 24.

Таблица 24– Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	Ртутный 201.8	12	4
Счетчик РЭ			
Сумма			58

Таблица 25 – Проверка выбранных трансформаторов напряжения 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 58 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

## 12.6 Выбор гибкой ошиновки.

Для РУ 35 кВ применяются провода таким же сечением как и отходящие ВЛ – АС-95/16 мм<sup>2</sup> Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется.

## 12.7 Выбор жестких шин 10 кВ.

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «КС-6». Максимальный рабочий ток составляет 727,46 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 50 × 5 мм (250 мм<sup>2</sup>), длительно допустимый ток для данной шины составляет 860 А. Шины устанавливаем плашмя, расстояние между фазами составляет 0,4 м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} \cdot 1000 \quad (53)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{204,18}}{91} \cdot 1000 = 157,02 \text{ (мм}^2\text{)}$$

где  $B_{\kappa}$  – интеграл джоуля.

$C$  - коэффициент для алюминия.

Полученное значение сечения менее фактического следовательно оно проходит по термической стойкости продолжаем выбор.

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

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{5,21}{2,5}} = 1,12 \text{ (м)} \quad (54)$$

где  $J$  – момент инерции шины (см<sup>3</sup>×см).

$q$  - сечение проводника, в данном случае 2,5 (см<sup>2</sup>)

Момент инерции находим по следующей формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (55)$$

$$J = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12} = 5,21 \quad (\text{см}^3 \times \text{см})$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1,1 м.

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\delta}^2}{a} \quad (56)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{20010^2}{0,4} = 43,25 \text{ (Н/м)}$$

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

$a$  - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (57)$$

$$W = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6} = 2,08 \quad (\text{см}^3)$$

Определяем напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\delta}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (58)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{20010^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 22,54 \text{ (МПа)}$$

При расчете напряжения все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего следовательно данное сечение оставляем.

### 12.8 Выбор изоляторов 10 кВ.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{номсети}$$

2) по допустимой нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч}$$

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

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

Рассмотрим подробно расчет усилия воздействующего на опорные изоляторы в РУ 10 кВ ПС «КС-6», при горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, определяется как:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{20010^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 190,71 \text{ (Н)}$$

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

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 190,71$$

Условие выполняется следовательно данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 10 кВ ПС «КС-6»

### 12.9 Выбор трансформатора собственных нужд.

Проводим выбор мощности и типа ТСН. В таблице 20 приведены мощности нагрузки электроприемников на ПС «КС-6».

Таблица 20– Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Тип потребителя	Расчетная мощность потребителей собственных нужд ПС «КС-6» (кВА)
Электродвигатели завода включающих пружин ВРС-35	1,375×3
Обогрев приводов выключателей ВРС-35	(1,6+0,05)×3
Обогрев РУ 10 кВ	8
Освещение коридора РУ 10 кВ	0,8
Освещение ячеек РУ 10 кВ	0,8
Освещение РУ 35кВ	4,0
Расчетная полная мощность потребителей собственных нужд	22,675

В данной работе выключатели ВРС-35 кВ имеют встроенные выпрямители для питания приводов, следовательно учитывая номинальное напряжение высокой стороны ПС «КС-6» принимаем систему переменного оперативного тока.

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «КС-6»:

$$S_p = \frac{S_{наз}}{n_T \cdot K_3} \quad (59)$$

$$S_p = \frac{22,675}{2 \cdot 0,7} = 15,196 \text{ (кВА)}$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТСЗ 16/10 номинальной мощностью 16 кВА. Трансформатор имеет сухое защищенное исполнение.

### 12.10 Выбор высокочастотного заградителя .

ВЧЗ требуется для организации связи по проводам ВЛ, для передачи информации и команд, принимаем для установки первоначально ВЗ-400-0,25 сравнение данных представлено в таблице 27

Таблица 21 – Выбор и проверка заградителя 35 кВ

Номинальные параметры заградителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальный ток	$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{макс} = 207,84 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 10 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,91 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$

Высокочастотный заградитель типа ВЗ – 400-0,25 проходит по всем показателям его принимаем к установке на обе ВЛ

### 12.11 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ

Принимаем ОПН - 35 - УХЛ1 номинальным напряжением 35 кВ

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока	Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$

Условия проверки			
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	25,56	22,2	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в РУ 35 кВ.

### 12.12 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ

Принимаем к установке ОПН-10 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Условия проверки			
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 в РУ 35 кВ.



## 13 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ТМН 6300/35/10

В данном разделе рассматривается расчет всех защит устанавливаемых на трансформаторе ТМН 6300/35 подстанции «КС-6».

Для защиты от многофазных замыканий в обмотках проводим расчет максимальной токовой защиты; для защиты от токов в обмотках при перегрузке – защиты от перегрузок.

### 13.1 Дифференциальная защита

Выбираем коэффициенты трансформации ТТ с учетом условия:

$$I_{1тт} \geq I_{тном} \quad (60)$$

где  $I_{тном}$  – номинальный ток  $i$  стороны трансформатора, А. Принимаем ближайшее большее стандартное значение и определяем номинальный коэффициент трансформации ТТ  $K_{та}$ .

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме, А:

$$I_{2тт} = \frac{I_{тномi}}{K_{та}} \quad (61)$$

При внешних замыканиях дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{отс} \cdot I_{НБрасч} \quad (62)$$

$$I_{НБрасч} = K_{пер} \cdot \mathcal{E} + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр} \quad (63)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки,  $K_{отс} = 1,1$ ;

$K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

$\mathcal{E}$  – полная относительная погрешность ТТ,  $\mathcal{E} = 0,1$  о.е.;

$\Delta U_{рег}$  – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора,  $\Delta U_{рег} = 0,02$  о.е.;

$\Delta f_{выр}$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч,  $\Delta f_{выр} = 0,02$  о.е.

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10} = \frac{I_{номтт} \cdot K_{10}}{I_{тн о м і}} \geq \frac{I_{КЗВНмакс}}{I_{тн о м і}} \quad (64)$$

где  $I_{номтт}$  – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А;

$K_{10}$  – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{Т1} = \frac{K_{отс} \cdot I_{НБрасч} \cdot I_{скв} - 0,7}{I_{скв} - I_{Трасч}} \quad (65)$$

Для силовых трансформаторов, со стороны НН которых подключены токоограничивающие реакторы принимают  $I_{скв} = 3$ ,  $K_{пер} = 1,5$ ,  $K_{пер} = 2,5$

$$I_{Трасч} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d \min}}{K_{Т1}} \quad (66)$$

Значения  $I_{d \min}$  и  $K_{Т1}$  при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта RET521.

Выбираем трансформаторы тока.

$$I_{вн} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103,92 \text{ (А)}$$

$$I_{нн} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,41 \text{ (А)}$$

$$I_{2вн} = \frac{103,92 \cdot 5}{150} = 3,46 \text{ (А)}$$

$$I_{2нн} = \frac{346,41 \cdot 5}{400} = 4,33 \text{ (А)}$$

Расчетный ток небаланса.

$$I_{НБрасч} = K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

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

$$I_{d \min} = 1,25 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d \min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Задаемся значением  $I_{Трасч*} = 2,58$  и находим:

$$K_{Т1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 0,81 - 0,7}{0,81 - 2,58} = 0,61$$

Так как полученное значение превышает 0,3, то принимаем характеристику №4 и принимаем  $I_{Трасч*} = 2,25$ .

$$K_{Т1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4$$

### 13.2 Защита от перегрузки.

Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется следующим образом:

$$I_{СЗ} = \frac{k_{отс}}{k_{\varepsilon}} \cdot I_{номВН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 103,92 = 136,39 \text{ (А)} \quad (67)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,0

$k_6$  – коэффициент возврата токового реле;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 136,39}{(150/5)} = 7,87$$

Время срабатывания защиты от перегрузки, действующей на отключение принимаем равным 15 секунд.

### 13.3 Максимальная токовая отсечка.

Максимальная токовая отсечка является разновидностью МТЗ работающей без выдержки времени. В данном разделе проводится расчет уставки данной защиты при ее установке на силовые трансформаторы ПС «КС-6»

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ:

$$I_{C3} = k_n \cdot I_{кзНН} \cdot k_{mp} \quad (68)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности;

$k_{mp}$  – коэффициент трансформации трансформатора;

$I_{кзНН}$  – максимальное значение тока короткого замыкания на шинах низкого напряжения ПС «КС-6»;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C3} = 1,1 \cdot 8250 \cdot 10,5 / 35 = 2722,5 \quad (69)$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{2722,5}{(150/5)} = 90,75 \text{ (А)}$$

Защита принимается для трансформаторов ТМН 6300/35/10 ПС «КС-6».

### 13.4 Газовая защита.

В данном разделе рассматриваем газовую защиту которую устанавливаем на силовые трансформаторы подстанций «КС-6», такая защита устанавливается только на трансформаторы имеющие масляное охлаждение и расширительный бак так как она представляет собой устройство в виде газового реле расположенного между основным баком и расширителем. Применение данной защиты является обязательным для трансформаторов мощностью 6300 кВА и более, в данной работе рассматриваются трансформаторы большой мощности поэтому установка является обязательной.

Суть работы данной защиты заключается в том что при коротком замыкании внутри трансформатора происходит разложение масла на газы которые из основного бака двигаются в сторону расширителя и проходят через соединяющую их трубу в которой расположено газовое реле. При значительном количестве газа реле срабатывает на отключение трансформатора от сети с запретом автоматического повторного включения, при небольшом газообразовании защита срабатывает на сигнал при этом требуется отключение трансформатора и отбор проб газа.

Защита имеет абсолютную селективность и работает только при коротких замыканиях внутри бака, так же она может работать при небольших замыканиях таких как витковое замыкание, она обладает высокой чувствительностью, что является значительным плюсом данной защиты по сравнению с остальными типами защиты устанавливаемых на данных трансформаторах.

При доливке масла в силовой трансформатор возможно ложная работа данной защиты поэтому в таком случае она должна выводиться на сигнал.

Принимаем в качестве газового реле на трансформаторах 35/10 кВ ПС «КС-6» - реле Бухгольца»

## 14 СИСТЕМА АИИСКУЭ

### 14.1 Назначение системы

АИИС КУЭ ПС 35 кВ КС-6 предназначена для:

- 1) измерения количества электроэнергии, получаемой по расчетным (коммерческим) присоединениям;
- 2) автоматизированного сбора данных измерений;
- 3) анализа полноты, достоверности данных измерений;
- 4) обработки и хранения данных измерений, их передачи по необходимым уровням иерархии системы;
- 5) расчета учетных показателей и обеспечение регламентированного доступа функциональных служб к данным учета электроэнергии;
- 6) расчетов потерь.

### 14.2 Цель системы

Система АИИС КУЭ ПС 35 кВ КС-6 создается в целях:

- 1) определения полного баланса электроэнергии на подстанции;
- 2) измерения количества электрической энергии, позволяющего определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах;
- 3) оперативного контроля и анализа режимов потребления электроэнергии и мощности;
- 4) оптимизации управления режимами передачи, распределения электроэнергии и энергопотребления;
- 5) экономической оценки процессов передачи и распределения электроэнергии и мощности;
- 6) формирования данных для проведения коммерческих расчетов за электроэнергию с потребителями;
- 7) контроля технического состояния измерительных комплексов учета электроэнергии;

8) обеспечения точной, достоверной и оперативной информации об электропотреблении, привязанной к единому календарному времени;

9) санкционированного предоставления результатов измерений.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) АИИС КУЭ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже  $\pm 5,0$  с/сутки. В СОЕВ входят все средства измерений времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии (в том числе таймеры счетчиков) и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ привязана к единому календарному времени. Сигналы точного времени получают на основе данных спутниковых систем ГЛОНАС или GPS.

## 15 СИСТЕМА ТЕЛЕМЕХАНИКИ

### 15.1 Функции телемеханики

Система телемеханики обеспечивает выполнение следующих функций:

- 1) сбор телеметрической информации;
- 2) передача поступающей технологической информации в ДП СП СЭС.
- 3) прием и исполнение команд телеуправления с верхнего уровня;
- 4) передача телеинформации осуществляется без промежуточной обработки (напрямую);

5) в тракте телеинформации используются многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0,5, подключаемые к кернам измерительных трансформаторов

### 15.2 Назначение системы

1) сокращение числа аварийных ситуаций в результате ошибочных действий персонала.

ТМ ПС 35/10 кВ «КС-6» должна выполнять следующие функции:

1) обеспечение дистанционного управления коммутационным оборудованием;

2) сбор информации о состоянии технологического электрооборудования подстанции, выявление отклонений параметров от допустимых значений, сигнализация в случаях возникновения ненормальных режимов;

3) отображение состояния технологического электрооборудования ПС 35/10 кВ «КС-6» в удобной для оперативного управления форме, документирование процесса оперативного управления.

Программно – технические средства (ПТС) системы ТМ ПС 35/10 кВ «КС-6» должны обеспечивать:

- 1) сбор данных в нормальном и аварийном режимах;
- 2) проведение переключений (в т.ч. вывод электрооборудования в ремонт и ввод его в работу после завершения ремонта);



3) сбор данных для составления графика планового технического обслуживания электрооборудования ПС 35/10 кВ «КС-6»;

4) надежность информационного обмена между компонентами ТМ ПС 35/10 кВ «КС-6» и вышестоящими уровнями оперативно-диспетчерского и технологического управления;

5) контроль и диагностику как технологического электрооборудования, так и оборудования ТМ ПС 35/10 кВ «КС-6»;

6) контроль исправности вспомогательных инженерных систем, технических средств охранно-пожарной сигнализации (ОПС).

Результатом создания ТМ ПС 35/10 кВ «КС-6» должно стать оснащение объектов управления подстанции микропроцессорными устройствами контроля и управления, которая является главным средством ведения оперативным персоналом технологического процесса, и обеспечивает требуемый уровень надежности и эффективности эксплуатации технологического оборудования ПС 35/10 кВ «КС-6».

## 16 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе предполагается проектирование электрической подстанции номинальным напряжением высокой стороны 35 кВ «КС-6» для подключения к ней газовой насосной станции, также в работе предусматривается расчет распределительной сети напряжением 10 кВ для питания потребителей.

### **16.1 Безопасность**

В данном разделе определяем основные требования мер безопасности которые перечисляются во всех нормативно-технических документах а также в проектах по производству работы или технических картах. Все работники либо исполнители электромонтажных работ непосредственно перед началом работы должны быть ознакомлены со всеми указанными мерами безопасности, и выполнять их неукоснительно в объеме порученных работ.

При выполнении работ в лесосеке в обязательном порядке должна быть обеспечена безопасность всего объема работ, при выполнении вспомогательных работ а также валке леса и механизированной очистке лесосек.

При работа по строительству воздушных линий передач соблюдаются меры противопожарной безопасности для снижения вероятности возникновения пожаров.

После окончания всего объема строительно-монтажных работ участки на которых выполнялись работы должны быть выровнены для снижения эрозии почвы.

Непосредственно на рабочем месте где будут выполняться наладочные работы на воздушных линиях электропередачи провода должны быть заземлены специальными устройствами, перед наложением данных устройств на провода должно быть в обязательном порядке проверено отсутствие напряжения на линии, выполнение данной операции должно производиться с ис-

пользованием специальных устройств для проверки напряжения и заземления.

Эксплуатацией вновь вводимых линий электропередач будет заниматься филиал Амурских электрических сетей которые в обязательном порядке будут руководствоваться в своей работе правилами технической эксплуатации и правилами техники безопасности при эксплуатации воздушных линий электропередач.

Для создания безаварийной работы воздушных линий электропередачи должны выполняться профилактические мероприятия такие как: своевременное обнаружение неисправностей которые предотвращают выход из строя данного оборудования.

К таким мероприятиям относим различного рода низовые осмотры а также верховые осмотры линии электропередач.

Внеочередные осмотры электроустановок проводят в случае различных климатических условий таких как гололед, либо паводок, либо возникновения пожаров вблизи прохождения трассы ВЛ, после значительной грозы, урагана либо сильного мороза. Данный осмотр выполняется после отключения линии электропередач при коротком замыкании и не успешном повторном включении.

Дополнительно такие мероприятия предусматривают измерение переходного сопротивления линии электропередач в частности зажимов, измерение сопротивления заземляющих устройств опор, проверка габаритов проводов и степень загнивания древесины если она используется при строительстве ВЛ.

При выполнении ремонтных работ на воздушных линиях электропередач при замене деталей, либо очистке и покраске различных деталей иногда используют работы без снятия напряжения при этом в большинстве своём используя специальные защитные средства и приспособления.

Основной опасный производственный фактор в электроустановках это электрический ток который отличается тем что не видим для человека и создает повышенную опасность объектов электроэнергетики.

К вредным относим такие факторы как, различного рода электрические поля а также магнитные поля промышленной частоты которые имеют место на всём электротехническом оборудовании подстанции и линиях электропередач, дополнительно к вредным факторам относятся акустический шум работы силового трансформатора на подстанции «КС-6».

В случае выполнения строительного-монтажных работ на электроустановках должны быть в обязательном порядке обеспечены меры безопасности работы, если применяются механизмы, либо грузоподъемные машины, а также транспортные средства, также эти мероприятия должны выполняться при выполнении работ на высоте либо других каких-то технических операциях.

Все методы работы при строительном монтажных и наладочных операциях должны быть предусмотрены в технологических картах при этом при возведении ВЛ под линиями электропередач которые находятся под напряжением, работа должна выполняться с соблюдением допустимых расстояний до проводов работающих ВЛ а также до машин и механизмов.

При выполнении работ под линией электропередач которая находится в работе должны быть приняты мероприятия исключающие схватывание, проводов, в том случае если избежать данного факта не представляется возможным то необходимо отключить и заземлить находящуюся вблизи действующую линию электропередач.

При работе в зоне наведенного напряжения обязательным условием является наличие наряда пропуски, должен быть проведен целевой инструктаж о мерах безопасности при выполнении данной работы.

## 16.2 Экологичность

В данной работе предусматривается установка двух силовых трансформаторов типа ТДН 10000/35-У1 номинальной мощностью 10 кВА в качестве основного силового оборудования на ПС «КС-6»

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) предусматривается сооружение под трансформаторами масло сборных ям (маслоприемников).

На подстанции «КС-6» устанавливаются 2 трансформатора марки ТДН 10000/35 с размерами (м) 4,92 × 3,39 × 4,82 и массой масла 7,0 т.

При расчете основных размеров маслоприемника принимаем следующие условия.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м [12].

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслоприемники масла выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [12];

Верхний уровень гравия (щебня) находится на расстоянии не менее чем 75 мм ниже уровня окружающей планировки.

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

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника. На рисунке 9 представлено схематичное изображение маслоприемника без отвода масла.

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{трм} = \frac{M}{\rho} \quad (70)$$

$$V_{\text{трм}} = \frac{7,0}{0,88} = 7,95 \text{ (м}^3\text{)}$$

где  $M$  – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным (т).

$\rho$  – плотность масла 0,88 (т/м<sup>3</sup>)

Определяем площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{мл}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (71)$$

$$S_{\text{мл}} = (4,92 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,39 + 2 \cdot 1,5) = 50,61 \text{ (м}^2\text{)}$$

где  $A$ ,  $B$  – длина и ширина трансформатора (м)

$\Delta$  – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

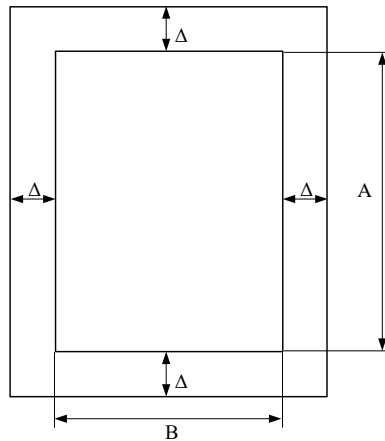


Рисунок 9 – Маслоприемник вид сверху

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{бн}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (72)$$

$$S_{\text{бн}} = (4,92 + 3,39) \cdot 2 \cdot 4,82 = 80,11 \text{ (м}^2\text{)}$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

Нормативный коэффициент пожаротушения  $K_n$  (л/(с×м<sup>2</sup>)) и нормативное

время тушения  $t$  (сек) соответственно равны [14]:

$$K_n = 0,2$$

$$t = 1800$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{bn}) \cdot 10^{-3} \quad (73)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (50,61 + 80,11) \cdot 10^{-3} = 47,06 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды

$$V_{тмH_2O} = V_{трм} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (74)$$

$$V_{тмH_2O} = 7,95 + 0,8 \cdot 47,06 = 45,6 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости

$V_{тмH_2O}$

$$H_{mn} = \frac{V_{тмH_2O}}{S_{mn}} \quad (75)$$

$$H_{mn} = \frac{45,6}{50,61} = 0,9 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки [14]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника:

$$H_{nmp} = H_{mn} + H_{en} + H_z \quad (76)$$

$$H_{nmp} = 0,9 + 0,05 + 0,25 = 1,2 \text{ (м)}$$

Схема маслоприемника в сечении представлена на рисунке 10.

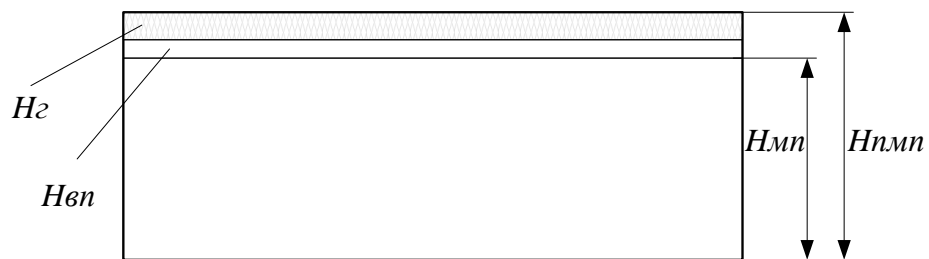


Рисунок 10 – Сечение маслоприемника

### 16.3 Чрезвычайные ситуации

Для снижения вероятности возникновения чрезвычайной ситуации на подстанции «КС-6» применяются современные вакуумные выключатели которые являются крайне пожаробезопасными при коротких замыканиях

На подстанции комплекс мероприятий по пожарной безопасности предусматривает обеспечение защитой всего персонала также материальных ценностей на протяжении всего жизненного цикла объекта

Основные системы противопожарной безопасности это система предотвращения пожара а также противопожарной защиты, которая включает в себя различные организационные и технические мероприятия. Данную систему по предотвращению пожара составляет специальный комплекс организационных и технических средств которые направлены на исключение возможности возникновения пожара на оборудовании при этом снижение вероятности возгорания электрооборудования достигается такими факторами как устранение горючей среды, также устранение источника тепла, снижение температуры в очаге возгорания до минимального значения.



Также в систему противопожарной защиты входит в комплекс организационно-технических мер которые направлены на снижение вероятности воздействия на персонал опасных факторов возникновения пожара а также снижение до минимума материального ущерба от него.

Защита от возникновения пожара обеспечивается максимальным количеством применяемых в электроустановках негорючих материалов, количеством горючих веществ их размещением, созданием условий предотвращающих распространения пожара за пределы очага, применением определенных средств пожаротушения, эвакуация людей и использование систем противодымной защиты.

На подстанции снижение вероятности распространения пожара выполняется следующими условиями, это создание противопожарных преград, создание предельно допустимых противопожарных отсеков и секций, устройства аварийного отключения аппаратов и коммуникаций, использование средств которые предотвращают разлив опасных жидкостей во время пожара, применением специальных преграждающих устройств, и применением предохранительных мембран на электроустановках таких как силовые трансформаторы.

Особое внимание уделяем противопожарным преградам и разрывом которые предназначены для снижения распространения пожара внутри электроустановки или здания, к которым относятся противопожарные стены перекрытия и различные двери.

На подстанции предусматривается различного рода пожарная техника предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 35 киловольт, сюда включаются средства пожарной и охранной сигнализации, различные огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент для тушения пожара, а также инвентарь и различные спасательные устройства.

Также на указанной подстанции применяются установки водяного а также пенного, газового и порошкового пожаротушения, тк тушение пожара

водой является наиболее оптимальным с экономической точки зрения. При попадании в зону горения она испаряется и отнимает значительное количество теплоты от горящих веществ.

Также следует отметить что при испарении воды образуется значительное количество водяного пара представляющего преграду для поступления воздуха к очагу возгорания при этом сильная струя воды сбивает пламя и снижает вероятность его распространения.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенные у каждого взрывоопасного оборудования.

В качестве огнетушащих средств в данном дипломном проекте устанавливаются: в здании ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в ЗРУ 10 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично ЗРУ 10 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, один ящик с песком емкостью 0.5 м<sup>3</sup> [17]

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему [20].

Устройство рассматриваемой подстанции определяет места где должны располагаться точки хранения защитных средств от пожара а также их необходимое количество использование данных средств для других целей не допускается.

Проезжая часть на территории подстанции постоянно содержится в исправном состоянии а также периодически очищается от снега в зимний период.

Различного рода складские административные помещения так же оборудуются средствами пожаротушения как ручными так и передвижными в

частности огнетушителями ящиками с песком асбестовым покрывалом и так далее.

Размещение первичных средств пожаротушения в помещениях а также на территории подстанции выполняется в специальных пожарных постах при этом запорная арматура огнетушителей в обязательном порядке должна быть опломбирована, при наступлении похолодания пенные огнетушители должны переноситься в отапливаемое помещение, углекислотные и порошковые огнетушители не должны эксплуатироваться при температуре воздуха ниже 20 градусов

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был рассмотрен вопрос проектирования ПС «КС-6» номинальным напряжением высокой стороны 35 кВ и низкой стороны 10кВ в «Сковородинском» районе Амурской области для питания газовой насосной станции. 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 «КС-6» определена мощность нагрузки на шинах низкого напряжения и выбраны типы и мощность силовых трансформаторов устанавливаемых на данной ПС. Перед выбором основного электротехнического оборудования ПС «КС-6» 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.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Абрамова, Е.Я. Курсовое проектирование по электроснабжению промышленных предприятий [Электронный ресурс] : учебное пособие / Е.Я. Абрамова. — Электрон. дан. — Оренбург : ОГУ, 2017. — 122 с.

2 Бородин, М.В. Повышение эффективности функционирования систем электроснабжения посредством мониторинга качества электроэнергии [Электронный ресурс] : монография / М.В. Бородин, А.В. Виноградов. — Электрон. дан. — Орел : ОрелГАУ, 2014. — 160 с.

3 Валеев, И.М. Методика расчета режима работы системы электроснабжения городского района [Электронный ресурс] : монография / И.М. Валеев, Т.А. Мусаев. — Электрон. дан. — Казань : КНИТУ, 2016. — 132 с.

4 Васильева, Т.Н. Надежность электрооборудования и систем электроснабжения [Электронный ресурс] : монография / Т.Н. Васильева. — Электрон. дан. — Москва : Горячая линия-Телеком, 2017. — 152 с.

5 Виноградова, А.В. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию по теме «Расчет понизительной подстанции в системе электроснабжения» [Электронный ресурс] : методические указания / А.В. Виноградова. — Электрон. дан. — Орел : ОрелГАУ, 2013. — 89 с.

6 Дубинский, Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В [Электронный ресурс] : учебное пособие / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. — Электрон. дан. — Москва : СОЛОН-Пресс, 2015. — 538 с.

7 Дубинский, Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением до 1000 В [Электронный ресурс] : учебное пособие / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. — Электрон. дан. — Москва : СОЛОН-Пресс, 2010. — 400 с.

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

243 с.

9 Конюхова Е.А. Электроснабжение [Электронный ресурс]: учебник для вузов/ Конюхова Е.А.— Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом МЭИ, 2014.— 510 с.

10 Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Электронный ресурс] : учебное пособие / Г.В. Коробов, В.В. Картавец, Н.А. Черемисинова. — Электрон. дан. — Санкт-Петербург : Лань, 2014. — 192 с.

11 Куско, А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии [Электронный ресурс] / А. Куско, М. Томпсон. — Электрон. дан. — Москва : ДМК Пресс, 2010. — 334 с.

12 Малафеев, С.И. Надежность электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / С.И. Малафеев. — Электрон. дан. — Санкт-Петербург : Лань, 2018. — 368 с.

13 Надёжность систем электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / П.В. Крючин [и др.]. — Электрон. дан. — Самара : , 2018. — 110 с.

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

15 Родыгина, С.В. Проектирование и эксплуатация систем электроснабжения. Передача, распределение, преобразование электрической энергии [Электронный ресурс] : учебное пособие / С.В. Родыгина. — Электрон. дан. — Новосибирск : НГТУ, 2017. — 72 с.

16 Сивков, А.А. Основы электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / А.А. Сивков, Д.Ю. Герасимов, А.С. Сайгаш. — Электрон. дан. — Томск : ТПУ, 2014. — 174 с.

17 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2015.

18 Фролов, Ю.М. Основы электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. — Электрон. дан. — Санкт-

Петербург : Лань, 2012. — 432 с.

19 Ханин, Ю.И. Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ю.И. Ханин, Р.П. Короткий. — Электрон. дан. — Волгоград : Волгоградский ГАУ, 2018. — 124 с.

20 Шлейников, В.Б. Курсовое проектирование по электроснабжению [Электронный ресурс] : учебное пособие / В.Б. Шлейников. — Электрон. дан. — Оренбург : ОГУ, 2017. — 104 с.

21 Эксплуатация линий распределительных сетей систем электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Е.Е. Привалов [и др.] ; под ред. Е.Е. Привалова. — Электрон. дан. — Ставрополь : СтГАУ, 2018. — 168 с.

22 Электроснабжение. Расчет токов короткого замыкания [Электронный ресурс]: методические указания к практическим и курсовой работам/ — Электрон. текстовые данные.— Липецк: Липецкий государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2014.— 47 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет нагрузок

Наименование КТП	$P_{p\Sigma}$ (кВт)	$Q_{p\Sigma}$ (квар)	$S_{p\Sigma}$ (кВА)
1	331,12	26,06	332,05
2	2228,15	1438,24	2652,35
3	2921,25	1868,23	3467,25
4	2896,23	1768,25	3388,95
5	385,66	186,96	428,59



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б Выбор трансформаторов

Номер КТП	$S_{треб}$ (кВА)	$S_{Тном}$ (кВА)	$k_{факт}$	$k_{на}$	$n_T$	Тип трансформатора
1	237,18	250,00	0,66	1,33	2	ТС-250/10
2	1894,54	2500,00	0,53	1,06	2	ТС-2500/10
3	2476,61	2500,00	0,69	1,39	2	ТС-2500/10
4	2420,68	2500,00	0,68	1,36	2	ТС-2500/10
5	306,14	400,00	0,54	1,08	2	ТС-400/10

Тип трансформатора	Потери ХХ (кВт)	Потери КЗ (кВт)	Напряжение КЗ (%)	Ток ХХ (%)
ТС-250/10	0,7	2,7	4,5	1,0
ТС-400/10	1,0	3,8	4,5	0,8
ТС-2500/10	3,8	23,0	6,5	0,3

## ПРИЛОЖЕНИЕ В Расчет нагрузок 10 кВ

Номер КТП	$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (кВАр)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{pвн}$ (кВт)	$Q_{pвн}$ (кВАр)	$S_{pвн}$ (кВА)
1	3,75	14,92	15,39	334,87	40,98	347,44
2	20,52	106,45	108,41	2248,67	1544,69	2760,76
3	29,50	171,28	173,81	2950,75	2039,51	3641,06
4	28,87	164,30	166,82	2925,10	1932,55	3555,77
5	4,22	16,73	17,26	389,88	203,69	445,85
Общее				8849,27	5761,44	10750,88

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г Расчет молниезащиты

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h$$

Эффективная высота молниеотвода (рассматриваются отдельно стоящие молниеотводы):

$$h_{эфл} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ (м)}$$

Половина ширины внешней зоны защиты (радиус зоны на уровне земли):

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

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 17,09$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов (система М1-М4):

$$h_{с12} = h_{эфл} - \frac{L12}{7} = 14,45 - \frac{20}{7} = 10,51 \text{ (м)}$$

где  $L$  - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта:

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

Для линейного портала (высота 9,45 м):

$$r_x = 17,09 \cdot \left( 1 - \frac{9,45}{14,45} \right) = 4,74 \text{ (м)}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_{c12} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c12}}}$$

где  $h_x$  - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx12} = 1,6 \cdot \frac{10,51 - 9,45}{1 + \frac{9,45}{10,51}} = 1,89 \text{ (м)}$$