

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**

**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет Энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И. о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 08 » 02 2018 г.

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация системы электроснабжения посёлка Огожда  
Селемджинского района Амурской области.

Исполнитель

студент группы 442узб

 - 1.02.2018  
подпись дата

А.А. Скороходов

Руководитель

профессор,

канд. техн. наук.

 5.02.2018  
подпись дата


Ю.В. Мясоедов

Консультант

по безопасности

и экологичности

доцент, канд. техн. наук

 02.02.2018  
подпись дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

 6.02.2018  
подпись дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДЕНО

И. о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 30 » 10 2017 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента: Скороходова Александра Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация системы электроснабжения посёлка Огоджа Селемджинского района Амурской области

(утверждена приказом от 27.10.2017 №2651-уз)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 31.01.2018

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работы: Схемы электроснабжения посёлка Огоджа, схемы ПС Огоджа, план расположения ТП посёлка Огоджа.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика потребителей электрической энергии, описание схемы внешнего электроснабжения 6 кВ, основные климатические данные рассматриваемого района реконструкции, расчет нагрузок 0,4 кВ ТП, выбор силовых трансформаторов 6/0,4 кВ, расчет нагрузок на стороне высокого напряжения 6 кВ ТП, расчет нагрузок на стороне низкого напряжения ПС «Огоджа», проверка и выбор силовых трансформаторов 35/6 ПС «Огоджа», определение величины токов короткого замыкания на РУ ПС «Огоджа», выбор оборудования ПС «Огоджа», реконструкция системы электроснабжения для повышения надежности, выбор сечений ВЛ 6 кВ, проверка сечений ВЛ по потере напряжения, защита от прямых ударов молнии ПС «Огоджа», расчет сети заземления, защита силового трансформатора ПС «Огоджа», защита понижающих трансформаторов 6/0,4 кВ, автоматический ввод резерва, автоматическое повторное включение, определение экономических показателей при модернизации ПС «Огоджа», безопасность и экологичность.

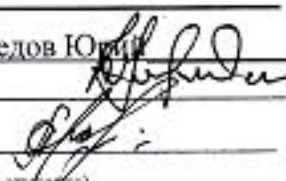
5. Перечень материалов приложения (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 6 листов графической части, 22 таблиц, 11 рисункв программный продукт Microsoft: Word, Excel, Visio, Matsoft: Mathcad.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящиеся к ним разделов) : Безопасность и экологичность:  
Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 8.09.2017

Руководитель выпускной квалификационной работы (проекта): Мясоедов Юлий Викторович, профессор, кандидат технических наук

Задание принял к исполнению (дата, подпись) 9.09.2017

  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит с., рисунков, таблиц, формул, источников, приложений.

ЭЛЕКТОРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ВОЗДУШНАЯ 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 реконструкции и модернизации системы внешнего электроснабжения села «Огоджа» Селемджинского района Амурской области с центром питания ПС «Огоджа» 35/6 кВ. 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 выполнена проверка силовых трансформаторов 6/0,4 кВ по коэффициенту загрузки. Выполнен выбор проводников напряжением 6 кВ и расчетным путем определено их сечение. При реконструкции ПС «Огоджа» определена мощность нагрузки на шинах низкого напряжения и выбраны типы и мощность силовых трансформаторов устанавливаемых на данной ПС. Перед выбором основного электротехнического оборудования ПС «Огодажа» 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, 6 кВ.

В части защиты и автоматики произведен выбор устройства защиты и

определены его уставки при установке на отходящие фидеры 6 кВ ПС «Огоджа». В качестве дополнительных задач производился расчет системы молниезащиты ПС «Огоджа», 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 «Огоджа». Рассмотрен расчет параметров устройства защиты от растекания трансформаторного масла в случае нештатной ситуации.

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

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматическое включение резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – выключатель нагрузки;

КЗ – короткое замыкание;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОУ – огнетушитель углекислотный;

ПС – подстанция;

РЗ - релейная защита;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ТТ – трансформатор тока;

## СОДЕРЖАНИЕ

### Введение

- 1 Характеристика потребителей электрической энергии
- 2 Описание схемы внешнего электроснабжения 6 кВ
- 3 Основные климатические данные рассматриваемого района реконструк-

### ции

- 4 Расчет нагрузок 0,4 кВ ТП
- 5 Выбор силовых трансформаторов 6/0,4 кВ
- 6 Расчет нагрузок на стороне высокого напряжения 6 кВ ТП
- 7 Расчет нагрузок на стороне низкого напряжения ПС «Огоджа»
  - 7.1 Определение мощности компенсирующих устройств
- 8 Проверка и выбор силовых трансформаторов 35/6 ПС «Огоджа»
- 9 Определение величины токов короткого замыкания на РУ ПС «Огоджа»
- 10 Выбор оборудования ПС «Огоджа»
  - 10.1 Выбор и проверка выключателей 35, 6 кВ
  - 10.2 Выбор и проверка разъединителей 35 кВ
  - 10.3 Выбор и проверка трансформаторов тока 35, 6 кВ
  - 10.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 35, 6 кВ
  - 10.5 Выбор и проверка гибкой ошиновки 35 кВ
  - 10.6 Выбор и проверка жестких шин 6 кВ
  - 10.7 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд
- 11 Реконструкция системы электроснабжения для повышения надежности
- 12 Выбор сечений ВЛ 6 кВ
- 13 Проверка сечений ВЛ по потере напряжения
- 14 Защита от прямых ударов молнии ПС «Огоджа»
- 15 Расчет сети заземления
- 16 Защита силового трансформатора ПС «Огоджа»
  - 16.1 Защита от перегрузки
  - 16.2 Максимальная токовая защита



- 17 Защита понижающих трансформаторов 6/0,4 кВ
  - 18 Автоматический ввод резерва
  - 19 Автоматическое повторное включение
  - 20 Определение экономических показателей при модернизации ПС «Огоджа»
  - 21 Безопасность и экологичность
    - 21.1 Безопасность
    - 21.2 Экологичность
    - 21.3 Чрезвычайные ситуации
- Заключение
- Библиографический список

## ВВЕДЕНИЕ

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

Данная проблема требует скорейшего развития и переоснащения существующих систем электроснабжения на современное и надежное оборудование выбранное с соответствующим запасом, позволяющее в полной мере развиваться смежным отраслям экономики

В данной работе рассматриваются различные вопросы связанные с повышением надежности и качества электроснабжения потребителей электрической энергии поселка «Огоджа» Селемджинского района Амурской области с центром питания ПС «Огоджа» 35/6 кВ. Большая часть оборудования как на самой ПС так и в рассматриваемых сетях 6 кВ практически выработало свой ресурс и требует замены на более качественное и современной. Работа данного оборудования создает угрозу нормальному электроснабжению потребителей и безопасности обслуживающего персонала

Целью данной работы является разработка наиболее оптимального варианта реконструкции как системы электроснабжения напряжением 6 кВ так и самой подстанции 35/6 кВ «Огоджа», для повышения качества и надежности электроснабжения

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

- Определение фактических нагрузок на стороне низкого напряжения КТП рассматриваемого района.



- Проверка коэффициентов загрузки силовых трансформаторов 6/0,4 кВ на основании данных о напряжениях
- Определение значения нагрузки на стороне высокого напряжения КТП рассматриваемого района
- Расчет мощности нагрузки на шинах низкого напряжения ПС «Огоджа»
- Расчет и выбор типа, характеристик силовых трансформаторов 35/6 кВ;
- Расчет, выбор и проверка оборудования на ПС «Огоджа» (выключатели, измерительные трансформаторы, шины, защитные аппараты);
- Расчет параметров защиты ПС в отношении грозовых перенапряжений;

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Согласно исходным данным для проектирования в районе реконструкции расположены как одно так и двух трансформаторные подстанции 6/0,4 Кв. На них установлены устаревшие трансформаторы с системой охлаждения типа М (естественная циркуляция воздуха и масла), которые в большинстве своем выработали свой срок службы. К основным потребителям подключенным к шинам низкого напряжения КТП можно отнести следующие: коттеджи, больница, школа, складские помещения, административные здания, водозабор, котельная, гаражи, магазины, так же следует отметить что на напряжении 6 кВ к шинам низкого напряжения ПС «Огоджа» подключен угольный разрез.

По надежности электроснабжения практически все потребители относятся к третьей категории, исключением является котельная и водозабор, получающие питание от двух трансформаторной КТП в рассматриваемом районе. При реконструкции системы электроснабжения следует учитывать категорию электроприемников.

По роду тока основную часть нагрузки занимают однофазные потребители это жилые дома, складские помещения гаражи итд но так же следует отметить наличие и трехфазной нагрузки в частности это асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором установленные на котельной, водозаборе, насосных итд.

## 2 ОПИСАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 6 КВ

Представленная на рисунке № 1 однолинейная схема электроснабжения напряжением 6 кВ имеет центр питания ПС 35/6 кВ «Огоджа». На рисунке указано что от центра питания подключены четыре отходящих фидера напряжением 6 кВ №4,10 по лучевой схеме с односторонним питанием, от двух других фидеров №3,10 подключена комплектная трансформаторная подстанция №55-07 с потребителями в виде котельной и водозабора

Рассмотрим подробно каждый фидер ПС:

Фидер№4: В данном случае подключена только одна одно трансформаторная КТП 55-09 номинальная мощность трансформатора установленного на ней составляет 630 кВа. В качестве коммутационного аппарата на стороне высокого напряжения установлен выключатель нагрузки, на стороне низкого напряжения автоматический выключатель. Питание данная КТП получает по одно цепной ВЛ выполненной голым проводом марки АС50/8 протяженностью 630 метров. Основным потребителем для данной КТП является частное предприятие «Котловагон»

Фидер№3,10: Как говорилось ранее от данных фидеров организовано двойное питание (с разных секций) КТП 55-07, номинальная мощность трансформаторов составляет 250 кВа. В качестве коммутационных аппаратов на стороне высокого напряжения установлены: вводной и трансформаторные выключатели нагрузки и секционирующие разъединители, на стороне низкого напряжения автоматические выключатели. Питание данная КТП получает по двух цепной ВЛ выполненной голым проводом марки АС50/8 протяженностью 120 метров.

Фидер№4: Является самым разветвленным, от него получают питание такие КТП как 55-01, 55-02, 55-05, 55-08 и №8 «Угольный разрез»



Все трансформаторные КТП за исключением №8 являются одно трансформаторными. Номинальная мощность трансформаторов варьируется в пределах 250-630 кВа. Основными потребителями данных КТП являются коттеджи, больница, складские помещения, административные здания, водозабор, котельная, гаражи, магазины, гостиница итд. Потребителями КТП №8 являются электродвигатели, освещение обогрев угольного разреза. Протяжённость участков ВЛ составляет 240-7480 метров на разных участках. ВЛ выполнена голым проводом марки АС 50/8.

На рисунке 2 представлена однолинейная схема ПС «Огоджа» до реконструкции.

Рассмотрим подробно существующую однолинейную схему электрических соединений ПС «Огоджа», в данном случае на стороне высокого напряжения имеются две секции шин напряжением 35 кВ разделенные секционным выключателем, питание к ПС поступает от двух цепной воздушной линии электропередачи с ПС «Коболдо».

На подстанции Огоджа установлено два силовых масляных трансформатора типа ТМН 1000/35/6 по 1000 кВА каждый с установленным на них устройством регулирования напряжения без отключения нагрузки, так же от распределительного устройства высокого напряжения получает питание по одно цепной ВЛ ПС «Софийск». Следует отметить что приходящие к ПС «Огоджа» ВЛ подключаются к секциям шин посредством выключателей что существенно повышает надежность электроснабжения тк при коротком замыкании на питающей линии она отключается без секции шин. Питание в сторону ПС «Софийск» так же через выключатель, что так же положительно сказывается на надежности.

На ПС «Огоджа» установлены устаревшие морально и физически масляные выключатели которые в данной работе предполагается заменить на современные вакуумные. Так же замены требуют и разъединители в связи с периодическим выходом из строя.

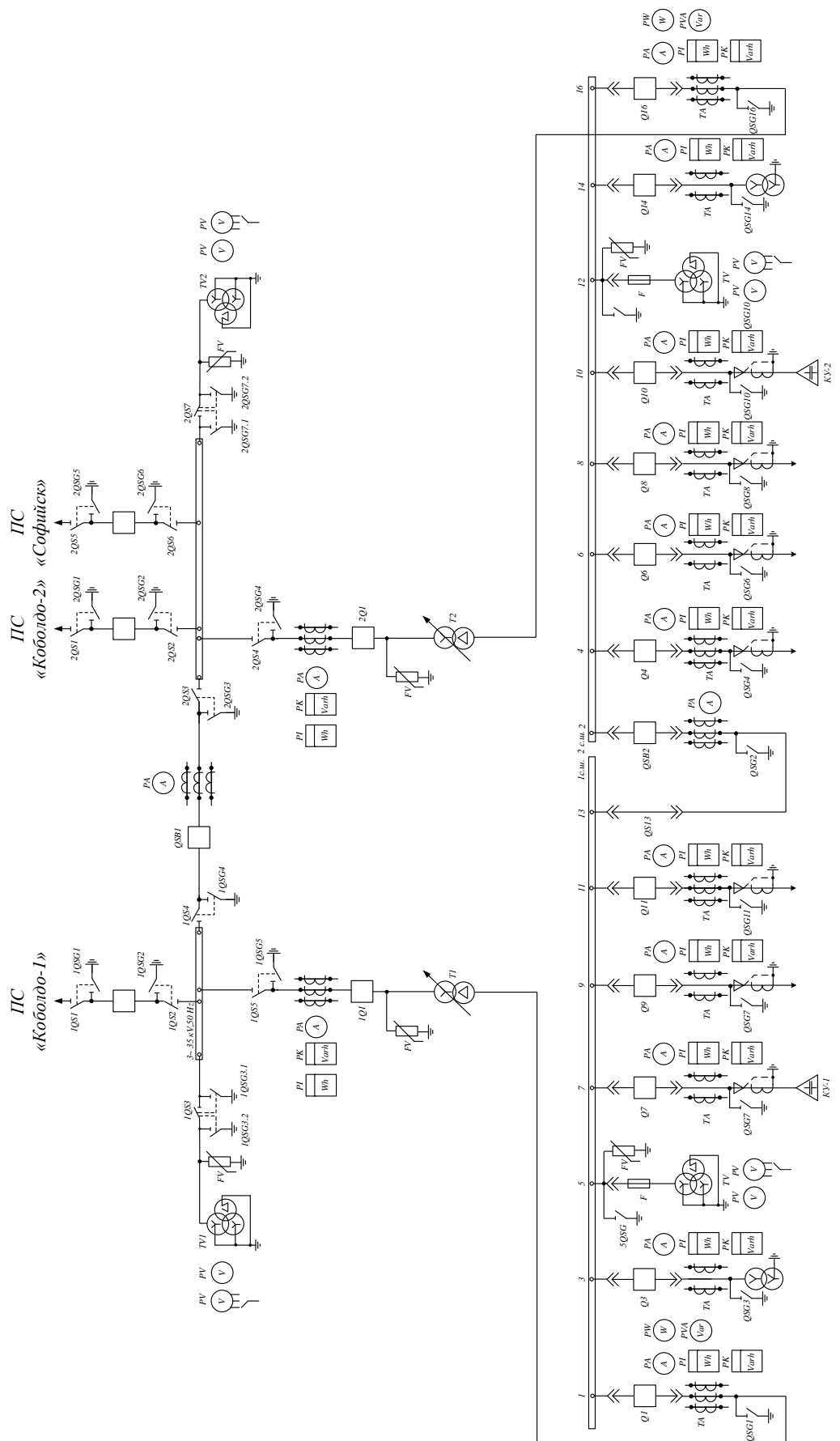


Рисунок 2 Однолинейная схема ПС «Огоджа» до реконструкции

На стороне низкого напряжения распределительное устройство 6 кВ выполнено по схеме «две секции шин с секционным выключателем». От каждой секции получают питание трансформаторы собственных нужд 6/0,4 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 5 одна из которых резервная



### 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 «Огоджа». 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 грозových часов в год	45
Степень загрязнения атмосферы	1
Температура при гололеде, °С	- 10
Глубина промерзания грунтов, м	3
Сейсмичность района, баллы	6
Высота над уровнем моря,	314

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

#### 4 РАСЧЕТ НАГРУЗОК 0,4 КВ ТП

В данной работе проводится расчет нагрузок как жилых, административных и общественных зданий так и таких объектов жилищно-коммунального сектора как котельная, водозабор. 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 токо ведущих 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 «Огоджа» 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 № 5501

Таблица 2 – Данные о потребителях 0,4 кВ

Наименование КТП	Потребитель	Количество	Рном (кВт)
55-01	Коттедж	27 шт	
	Гостиница	400 м <sup>2</sup>	
	Насосная №3	1	2×5
55-02	Администрация	1000 м <sup>2</sup>	
	Больница	300 м <sup>2</sup>	
	Гараж	4 шт	
	Коттедж	25 шт	
	Насосная АРТ Скважина		2×7,5
	Административное здание РТПЦ	400 м <sup>2</sup>	
	Магазин «Ольга»	120 м <sup>2</sup>	
	Административное здание «Огоджа сервис»	200 м <sup>2</sup>	
55-05	Административное здание МЧС	350 м <sup>2</sup>	
	Коттедж	33 шт	
	Школа	200 уч.	
55-07	Весовая «Росса»	300 м <sup>2</sup>	
	Котельная «Огоджа»	800 м <sup>2</sup>	1,5-55
	Водозабор	1	2×5
55-08	Административное здание «Огоджинский» СУ	200 м <sup>2</sup>	
	Административное здание «Билайн»	200 м <sup>2</sup>	
55-09	1-е питание «Котловагон»		2×15
8	2-е питание «Котловагон»		2×15
8	Угольный разрез	-	

Приведенные данные используем для определения расчетных нагрузок на шинах низкого напряжения КТП рассматриваемого района.

При подсчете нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ воспользуемся приближенной формулой, которая имеет следующий вид:

$$P_{P0,4ТП} = P_{max} + \sum P_{зdi} \cdot k_{yi} \quad (1)$$

где  $P_{max}$  – наибольшая нагрузка здания из числа подключенных зданий, кВт;

$P_{зdi}$  – расчетная нагрузка зданий питаемых от КТП, кВт;

$k_y$  – коэффициент участия в максимуме нагрузок.

Проводим расчет на примере КТП № 55-01

Определяем расчетную мощность нагрузки отдельно для жилых зданий по следующей формуле:

$$P_{РЖД} = P_{кот.уд} \cdot n_{кот} \quad (2)$$

где  $P_{кот.уд}$  – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один коттедж при их количестве от 23 до 40 (кВт/кот);

$n_{кот}$  – количество коттеджей.

$$P_{РЖД} = 27 \cdot 4,7 = 126,9 \text{ (кВт)}$$

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки по коэффициенту мощности :

$$Q_{РЖД} = P_{РЖД} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (3)$$

$$Q_{РЖД} = 126,9 \cdot 0,2 = 25,38 \text{ (кВАр)}$$

Определяем расчетную мощность нагрузки отдельно для здания гостиницы по следующей формуле:

$$P_{Робщ} = P_{общ.уд} \cdot M \quad (4)$$

где  $P_{общ.уд}$  – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один квадратный метр здания гостиницы;

$M$  – площадь помещений ( $\text{м}^2$ ).

$$P_{Робщ} = 400 \cdot 0,46 = 184,0 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{Робщ} = P_{Робщ} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 184 \cdot 0,62 = 114,08 \text{ (кВАр)}$$

Так же к шинам низкого напряжения подключена насосная станция, определение расчетной мощности нагрузки для нее приведено в приложении Б.

$$P_{Pнас} = 11,27 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{Pнас} = 9,26 \text{ (кВАр)}$$

Мощность нагрузки на шинах низкого напряжения комплектной трансформаторной подстанции выполняется при учёте смешанного питания таких потребителей как жилищная сфера, торговая сфера и промышленное предприятие в роли которого выступает насосная станция. При этом используем коэффициент совмещения максимумов нагрузки к примеру наибольшую нагрузку имеет потребитель гостиница следовательно коэффициент смещения максимумов нагрузки будет применяться для жилой сферы и для промышленного объекта - насосной станции:

$$P_{P0,4ТП} = P_{PЖД} \cdot k_y + P_{Pобщ} + P_{Pнас} \cdot k_c \quad (5)$$

$$P_{P0,4ТП} = 126,9 \cdot 0,8 + 184 + 11,27 \cdot 0,9 = 295,66$$

$$Q_{P0,4ТП} = Q_{PЖД} \cdot k_y + Q_{Pобщ} + Q_{Pнас} \cdot k_c$$

$$Q_{P0,4ТП} = 25,38 \cdot 0,8 + 114,08 + 9,26 \cdot 0,9 = 142,72$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки:

$$S_{P0,4ТП} = \sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2} \quad (6)$$

$$S_{P0,4ТП} = \sqrt{295,66^2 + 142,72^2} = 328,31$$

Аналогично проводится расчет мощности для остальных КТП подключенных к шинам низкого напряжения ПС «Огоджа», результаты расчета сведены в таблицу 3, подробный расчет приведен в приложении А:

Таблица 3 – Данные по расчетной мощности нагрузки на шинах 0,4 кВ КТП

Наименование КТП	Расчетная активная мощность на шинах 0,4 кВ (кВт)	Расчетная активная мощность на шинах 0,4 кВ (кВАр)	Расчетная полная мощность на шинах 0,4 кВ (кВА)
55-01	295,66	142,72	238,31
55-02	285,66	127,55	312,85
55-05	164,26	43,89	170,01
55-07	358,49	260,79	443,31
55-08	85,06	66,34	107,87
55-09	75,34	60,8	96,813
8	625,58	312,56	699,31

На основании полученных данных проводим расчет требуемой мощности силовых трансформаторов КТП которые должны быть установлены взамен устаревших.



## 5 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 6/0,4 КВ

Требуемая мощность силового трансформатора определяется по следующей формуле:

$$S_{\text{треб}} = \frac{S_{P0,4ТП}}{n_T \times k} \quad (7)$$

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

$n_T$  - количество трансформаторов КТП;

$k$  - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (для потребителей второй категории 0,7 и третьей категории принимается равным 0,9).

При выборе номинальной мощности силового трансформатора необходимо отталкиваться от ряда номинальных стандартных мощностей выпускаемых трансформаторов, при этом необходимо учесть тот факт что принимаемая мощность должна быть либо больше либо равной полученному значению расчетной мощности. После выбора данного параметра необходимо проверить трансформатор по коэффициенту загрузки в нормальном и после аварийном режиме работы:

$$k_{\text{факт}} = \frac{S_{P0,4ТП}}{n_T \times S_{\text{Тном}}} \quad (8)$$

где  $S_{\text{Тном}}$  - номинальная мощность выбранного трансформатора.

Значение коэффициента загрузки должно удовлетворять следующему условию, для потребителей III категории по надежности:

$$k_{\text{факт}} \leq 0,9$$

для потребителей II категории по надежности:

$$k_{\text{факт}} \leq 0,7$$

Рассмотрим подробно пример расчета мощности трансформатора для КТП № 55-01:

$$S_{\text{треб44}} = \frac{238,31}{1 \times 0,9} = 264,78 \text{ (кВА)}$$

По расчетным данным выбираем трансформатор типа ТС-400/6 компании СВЭЛ, номинальной мощностью 400 кВА. Внешний вид такого типа трансформатора представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 – Трансформатор типа ТС с литой изоляцией

Силовые трансформаторы для комплектных трансформаторных подстанции с литой изоляцией выпускаются компании СВЭЛ и могут без значительных затрат быть установлены взамен устаревших масляных трансформаторов.

Рассмотрим основные преимущества данных типов трансформаторов по сравнению с маслом наполненными.

1) В первую очередь это высокий класс пожаробезопасности при котором трансформаторные пункты могут быть расположены очень близко к потребителям что в свою очередь снижает потери при передаче электрической энергии по сетям.

2) При установке данных трансформаторов отсутствует необходимость применения систем пожаротушения.

3) Трансформаторы очень экологичный у них отсутствует загрязняющее окружающую среду трансформаторное масло и отсутствует угроза загрязнения.

4) Эксплуатация данного оборудования имеет высокий уровень безопасности тк они являются негорючими и не имеют возможности поддерживать возгорание.

5) Эксплуатация данного рода оборудования имеет минимальные затраты отсутствует необходимость в замене масла при эксплуатации.

6) Такие трансформаторы имеют малые и позволяют устанавливать оборудование в небольших отсеках при реконструкции.

7) При коротких замыканиях эти трансформаторы обладают очень большой динамической стойкостью и выдерживают токи короткого замыкания большой величины без повреждений.

8) Также следует отметить высокую импульсную грузовую прочность такого типа трансформаторов при пропускании через них перенапряжений.

Дале проверяем выбранный трансформатор по фактическому коэффициенту загрузки:

$$k_{\text{факт}} = \frac{238,31}{400} = 0,59$$

Полученный коэффициент загрузки удовлетворяет ранее указанным условиям, следовательно, номинальная мощность трансформатора выбрана

верно, далее проводим расчет для остальных КТП, результаты расчета сводим в таблицу 4:

Таблица 4 – Выбор трансформаторов 6/0,4 кВ

Наименование КТП	$S_{\text{треб}}$ (кВА)	$S_{\text{Тном}}$ (кВА)	$k_{\text{факт}}$	Количество трансформаторов КТП
55-01	264,79	400	0,59	1
55-02	347,61	400	0,78	1
55-05	188,9	250	0,68	1
55-07	316,65	400	0,55	2
55-08	119,86	160	0,67	1
55-09	107,57	160	0,61	1
8	499,51	630	0,56	2

Расчет считается окончанным тк коэффициенты загрузки не превышают допустимых значений

Далее проводим расчет мощности потребляемой трансформаторами из сети 6 кВ – приведенной мощности включающей в себя мощность нагрузки на шинах 0,4 кВ и мощности потерь электрической энергии в трансформаторах.

## 6 РАСЧЕТ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ 6 КВ ТП

В данном разделе будет выполнен расчет мощности на шинах низкого напряжения подстанции «Огоджа» перед которым должна быть определена расчетная мощность на шинах высокого напряжения всех комплектных трансформаторных подстанций рассматриваемого района. Данный расчет выполняется с использованием таких данных трансформаторов как потери короткого замыкания и потери холостого хода которые в результате суммируются с нагрузкой на шинах низкого напряжения соответствующих КТП. После суммирования всех расчетных нагрузок комплектных трансформаторных подстанций производится умножение полученного значения на коэффициент совмещения максимумов нагрузки.

Паспортные данные трансформаторов приведены в таблице 5

Таблица 5 – Характеристики трансформаторов 6/0,4 кВ

Тип трансформатора	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)	Напряжение короткого замыкания (%)	Ток холостого хода (%)
ТС-160/6	0,55	2,13	4,5	1,5
ТС-250/6	0,7	2,72	4,5	1,0
ТС-400/6	1,0	3,83	4,5	0,8
ТС-630/6	1,15	6,38	5,5	0,6

Расчет мощности потребляемой из сети 6 кВ необходим в дальнейших расчетах тк позволяет точнее определить перетоки мощности по сечениям (учитываются потери мощности в силовых трансформаторах), а так же правильно выбрать линейное оборудование сети и силовое оборудование ПС «Огоджа». Расчет потерь активной мощности в трансформаторах КТП определяем через паспортные данные и коэффициент загрузки фактический по следующей формуле:

$$\Delta P_m = \Delta P_\kappa \cdot K_{з\phi}^2 + \Delta P_x \quad (9)$$

Потери реактивной мощности (кВар):

$$\Delta Q_m = \frac{u_\kappa \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{тн\o\mu\mu}} + \frac{I_x \cdot S_{тн\o\mu\mu}}{100} \quad (10)$$

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 55-01:

$$\Delta P_m = 3,83 \times 0,59^2 + 2 \times 1,0 = 2,33$$

$$\Delta Q_m = \frac{4,5 \times (238,31)^2}{100 \times 400} + \frac{0,8 \times 400}{100} = 9,59$$

Определяем полную мощность потерь в трансформаторах:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (11)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{2,33^2 + 9,59^2} = 9,87$$

Определяем мощность нагрузки на шинах высокого напряжения данной КТП путём сложения расчетной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения и потерь мощности в трансформаторах:

$$P_{рвн} = P_{рнн} + \Delta P_m \quad (12)$$

$$Q_{рвн} = Q_{рнн} + \Delta Q_m \quad (13)$$

$$S_{рвн} = S_{рнн} + \Delta S_m \quad (14)$$

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 55-01:

$$P_{рвн} = 295,66 + 2,33 = 297,99$$

$$Q_{рвн} = 142,72 + 9,59 = 152,31$$

$$S_{рвн} = 238,31 + 9,87 = 248,18$$

Проводим расчет для остальных КТП результаты сводим в таблицу 6



Таблица 6 – Определение расчетных мощностей 6 кВ КТП

Наименование КТП	$\Delta P$ (кВт)	$\Delta Q$ (кВАр)	$\Delta S$ (кВА)	Р <sub>рвн</sub> (кВт) Сторона 6 кВ	Q <sub>рвн</sub> (кВАр) Сторона 6 кВ	S <sub>рвн</sub> (кВА) Сторона 6 кВ
55-01	2,33	9,59	9,87	297,99	152,31	248,18
55-02	3,33	14,21	14,60	288,99	141,76	327,45
55-05	1,96	7,70	7,95	166,22	51,59	177,96
55-07	2,58	17,45	17,64	361,07	278,24	460,95
55-08	1,51	5,67	5,87	86,57	72,01	113,74
55-09	1,50	5,04	5,25	76,84	65,84	102,07
8	6,30	28,91	29,59	631,88	341,47	728,90
Сумма				1909,55	1103,22	2159,24

## 7 РАСЧЕТ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПС «ОГОДЖА»

На основании полученных данных далее проводим расчет полной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения ПС «Огоджа», для выполнения данного расчета производится суммирование полученных расчетных нагрузок на стороне каждой КТП и умножение полученного значения на коэффициент совмещения максимумов нагрузок – зависящего в свою очередь от количества трансформаторов на КТП. Расчет соответственно проводим для каждой мощности по следующей формуле:

$$P_{рПС} = k_C \cdot \Sigma(P_{рвн}) \quad (15)$$

$$Q_{рПС} = k_C \cdot \Sigma(Q_{рвн}) \quad (16)$$

$$S_{рПС} = k_C \cdot \Sigma(S_{рвн}) \quad (17)$$

где  $k_C$  - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов КТП, при количестве трансформаторов от 6 до 10 принимаем равным 0,8

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

$$P_{рПС} = 0,8 \times (1909,55) = 1527,64 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{рПС} = 0,8 \times (1103,22) = 882,58 \text{ (кВАр)}$$

$$S_{рПС} = 0,8 \times (2159,24) = 1727,39 \text{ (кВА)}$$

Полученные данные позволяют выполнить проверку установленных в настоящее время силовых трансформаторов на подстанции «Огоджа» по ко-

эffициенту загрузки как в нормальном, так и в послеаварийном режиме работы и сделать вывод от том необходима ли их замена.

### 7.1 Определение мощности компенсирующих устройств

В настоящее время в электрических сетях в связи с увеличением электрических нагрузок остро стоит вопрос о компенсации реактивной мощности, УКРМ – устройства компенсации реактивной мощности позволяют значительно разгрузить электрические сети путем выработки реактивной энергии непосредственно у потребителя и тем самым снизить токовую нагрузку ЛЭП (и как следствие повысить уровень напряжения). В данном разделе рассмотрим вопрос о необходимости установки таких устройств на ПС «Огоджа». Расчёт требуемой мощности КУ проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой (МВАр):

$$Q_K = Q_{pПС} - P_{pПС} \cdot tg \cdot \varphi \quad (18)$$

где  $tg \varphi$  – предельный коэффициент реактивной мощности (для сетей 35 кВ принимается равным 0,4)

$Q_{pПС}$  - расчетная реактивная мощность электроприемников на шинах низкого напряжения ПС «Огоджа» согласно расчетным данным (кВАр).

$P_{pПС}$  - расчетная активная мощность потребителей на шинах низкого напряжения ПС «Огоджа» согласно расчетным данным (кВт).

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

$$Q_{k1} = \frac{Q_K}{2} \quad (19)$$

где  $Q_{k1}$  - мощность компенсирующих устройств необходимых к установке на одну секцию 6 кВ (МВАр)

Номинальная мощность УКРМ выбирается с использованием стандартного ряда мощностей:

$$Q_{\text{неск}} = Q_P - Q_{\text{ном}} \quad (20)$$

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

Проводим расчет для ПС «Огоджа», мощность УКРМ требуемая:

$$Q_K = 882,58 - 1527,64 \cdot 0,4 = 271,52 \text{ (кВАр)}$$

Полученное значение делим на две секции и получаем требуемую мощность УКРМ которая должна располагаться на одной секции 6 кВ ПС «Огоджа»:

$$Q_{k1} = \frac{271,52}{2} = 135,76 \text{ (кВАр)}$$

Принимаем значение номинальной мощности из стандартного ряда мощностей: 150 кВАр, принимаем для установки автоматически регулирующую установку типа ВАРНЕТ-А, номинальным напряжением 6.3 кВ, далее определяем фактическую мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{кф}} = 150 \cdot 2 = 300 \text{ (кВАр)}$$

По полученному значению определяем реактивную мощность которая будет поступать потребителям из сети через силовые трансформаторы 35/6 кВ (некомпенсированная мощность):

$$Q_{\text{неск}} = 882,58 - 300 = 582,58 \text{ (кВАр)}$$

Данный расчет показал что компенсация реактивной мощности в данном случае практически на 35% снижает количество передаваемой реактивной энергии из сети.

Приведем краткую характеристику принятых устройств ВАРНЕТ – А:

Данного рода устройства предназначены для выработки реактивной мощности непосредственно у потребителя. Реактивная мощность, вырабатываемая УКРМ, происходит в автоматическом режиме путем подключения необходимого числа косинусных конденсаторов. Регулируемая установка обеспечивает подключение ступеней конденсаторных батарей заданной мощности посредством регулятора. Регулятор определяет угол коррекции между фазным напряжением и током. В случае наличия отклонения от заданного значения происходит подключение конденсаторных батарей, при этом учитывается их мощность, число подключений, время необходимое для разряда конденсаторов и т. д. Регулятор обеспечивает измерение и индикацию: параметров сети, средне недельного коэффициента мощности, числа перегрузок установки. В автоматических установках одна ступень может быть включена постоянно, другие могут быть подключены или отключены в автоматическом режиме.

## 8 ПРОВЕРКА И ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 35/6 ПС «ОГОДЖА»

Проверка силовых трансформаторов по коэффициенту загрузки необходима после расчета электрических нагрузок, она поможет определить какова нагрузка трансформаторов как в нормальном так и в послеаварийном режиме работы и сделать выводы о том необходима ли их замена. Коэффициент загрузки силового трансформатора в нормальном режиме работы определяется по следующей формуле:

$$K_{норм} = \frac{\sqrt{P_{рПС}^2 + Q_{рПС}^2}}{n_T \times S_{Тн.м}} \quad (21)$$

$$K_{норм} = \frac{\sqrt{1527,64^2 + 582,58^2}}{2 \times 1000} = 0,82$$

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

$$K_{нав} = \frac{\sqrt{P_{рПС}^2 + Q_{рПС}^2}}{S_{Тн.м}} \quad (22)$$

$$K_{нав} = \frac{\sqrt{1527,64^2 + 582,58^2}}{1000} = 1,64$$

Расчет показывает что номинальной мощности трансформаторов недостаточно чтобы поддерживать нормированный коэффициент загрузки который для нормального режима составляет 0,5-0,7, а для послеаварийного

1-1,4, следовательно далее проводим расчет требуемой мощности трансформаторов, с последующим их выбором

Требуемая номинальная мощность силового двух обмоточного трансформатора определяется по следующей формуле (МВА):

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P_{pЛС}^2 + Q_{pЛС}^2}}{n_T \times K_3^{opt}} \quad (23)$$

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

$P_{pЛС}$  – расчетная активная мощность на шинах 6 кВ (кВт);

$Q_{pЛС}$  – расчетная реактивная мощность на шинах 6 кВ;

$n_T$  – принятое количество трансформаторов;

$K_3^{opt}$  – оптимальный коэффициент загрузки трансформаторов

(принимается равным 0,7).

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{1527,64^2 + 582,58^2}}{2 \times 0,7} = 1168,03 \text{ (кВА)}$$

Принимаем ближайшее большее значение мощности: 1600 кВА, и пересчитываем коэффициенты загрузки:

$$K_{норм} = \frac{\sqrt{1527,64^2 + 582,58^2}}{2 \times 1600} = 0,51$$

$$K_{наб} = \frac{\sqrt{1527,64^2 + 582,58^2}}{1600} = 1,02$$

Проверка нового силового трансформатора показала что коэффициенты загрузки имеют приемлемое значение а следовательно перегрузки трансформаторов происходить не будет. При отключении одного из них допуска-



ется неограниченно длительная работа оставшегося в работе тк коэффициент загрузки в таком случае составляет 102% что допустимо для маслонеполненных трансформаторов.

Технические параметры выбранного типа трансформатора приведены в таблице 7

Таблица 7 – Технические параметры силовых трансформаторов ТМН 1600/35/6

Тип трансформатора	Uк (%)	Iх (%)	Uвн (кВ)	Uнн (кВ)	Pк (кВт)	Pх (кВт)
ТМН 1600/35/6	6,5	1,5	37	6,3	18	2,9

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

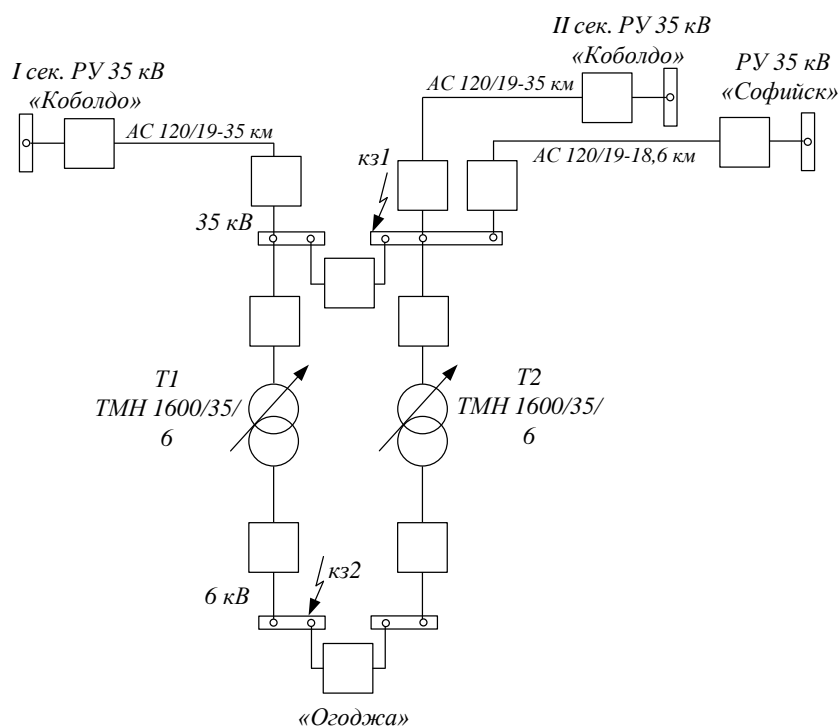
## 9 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА РУ ПС «ОГОДЖА»

При выборе основного электротехнического оборудования в данной работе предварительно выполняется расчет токов короткого замыкания в характерных точках подстанции «Огоджа» таких как распределительные устройства высокого и низкого напряжения, расчетные точки короткого замыкания являются характерными и указываются на рисунке 4, расчет токов замыкания выполняется со следующими допущениями:

А) определение сопротивления энергосистемы со стороны высокого напряжения подстанции производится с использованием данных от тока короткого замыкания на подстанции «Коболдо» являющейся источником питания.

Б) Расчет выполняем приближённо с использованием среднего ряда напряжений и использованием метода относительных единиц

На рисунке 4 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.



#### Рисунок 4 – Расчетные места КЗ

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

Подробный расчет токов короткого замыкания проводим для точки №1.

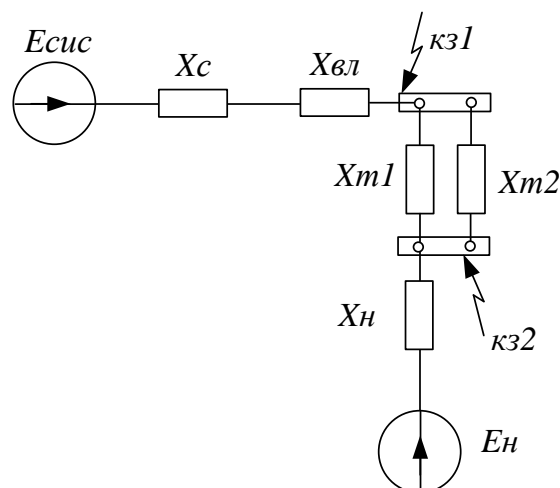


Рисунок 5 – Схема замещения

Принимаем следующие базисные условия :

- 1) базисная мощность  $S_{\delta} = 1,6$  (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 35 (кВ)  $U_{\delta 35} = 37$ ,
- 3) базисное напряжение на стороне 6 (кВ)  $U_{\delta 6} = 6,3$ .
- 4) ЭДС и сопротивление нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

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

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \quad (24)$$

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

$$I_{635} = \frac{1,6}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,02 \text{ (кА)}$$

$$I_{610} = \frac{1,6}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,14 \text{ (кА)}$$

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

Сопротивление системы со стороны шин 35 кВ (ПС «Коболдо»):

$$X_C = \frac{S_{\sigma}}{S_C} \tag{25}$$

$$X_C = \frac{1,0}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 5,8} = 0,002 \text{ (о.е.)}$$

где  $S_C$  – мощность короткого замыкания.

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

Сопротивление ВЛ «Коболдо» - «Огоджа»:

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} \tag{26}$$

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

$l$  – протяженность питающей линии (км)

$$X_{ВЛ} = 0,4 \cdot 35 \cdot \frac{1,6}{37^2} \cdot 0,5 = 0,01 \text{ (о.е.)}$$

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

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad (27)$$

где  $S_H$ , – мощность нагрузки (МВА)

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H} = 0,35 \cdot \frac{1,6}{\sqrt{1,52^2 + 0,58^2}} = 0,28 \text{ (о.е.)}$$

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

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} \quad (28)$$

$$X_{T1} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{1,6}{1,6} = 0,065 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{T2} = X_{T1} = 0,065 \text{ (о.е.)}$$

где  $u_{K\%}$ , – паспортное значение напряжения короткого замыкания

Последовательное преобразование схемы замещения на примере точки короткого замыкания №1 показано на рисунках 6,7,8:

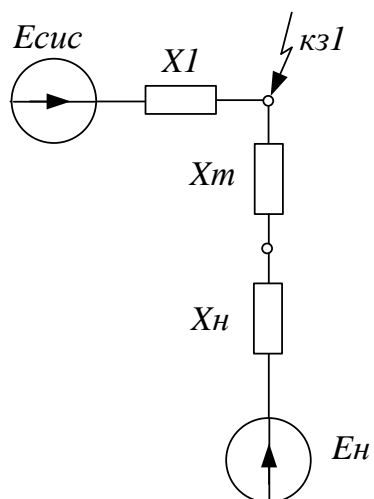


Рисунок 6 – Преобразование №1

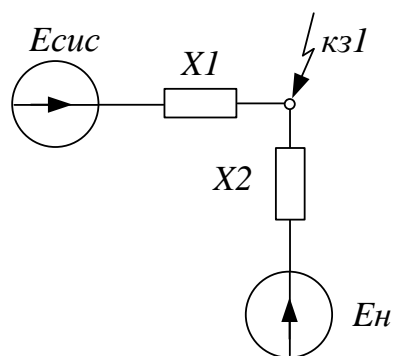


Рисунок 7 – Преобразование №2

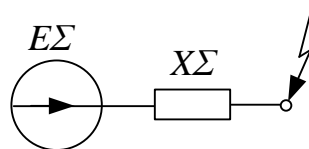


Рисунок 8 – Преобразование №3

Проводим подробный расчет сопротивлений при преобразовании схемы замещения:

$$X1 = X_C + X_{ВЛ} = 0,002 + 0,01 = 0,012 \text{ (о.е.)} \quad (29)$$

$$X_T = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{0,065}{2} = 0,032 \text{ (o.e.)} \quad (30)$$

$$X_2 = X_T + X_H = 0,032 + 0,28 = 0,312 \text{ (o.e.)} \quad (31)$$

$$X_\Sigma = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = \frac{0,012 \cdot 0,318}{0,012 + 0,318} = 0,011 \text{ (o.e.)} \quad (32)$$

$$E_\Sigma = \frac{E_c \cdot X_2 + E_H \cdot X_1}{X_1 + X_2} = \frac{1 \cdot 0,318 + 0,85 \cdot 0,012}{0,318 + 0,012} = 0,995 \text{ (o.e.)} \quad (33)$$

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

$$I_{no1} = \frac{E_\Sigma}{X_\Sigma} \cdot I_{635} = \frac{0,995}{0,012} \cdot 0,016 = 1,4 \text{ (кА)} \quad (34)$$

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания определяется как:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{-\frac{T_{OB}}{Ta}} \quad (35)$$

где  $I_{at}$  – значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания (кА)

$I_{no}$  – значение периодической составляющей 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.

$Ta$  – постоянная времени (справочная величина).

Определяем аperiodическую составляющую тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-T_{OB}}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 1,32 \cdot e^{\frac{-0,6}{0,03}} = 0,01 \text{ (кА)}$$

Постоянная времени определяется по следующей формуле:

$$Ta = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (36)$$

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

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

$\omega$  – угловая частота (справочная величина)

Принимаем постоянную времени для первой точки по справочным данным:

$$Ta = 0,03$$

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

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

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 3,39 \text{ (кА)}$$

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	$I_{no}, (\text{кА})$	$I_{at}, (\text{кА})$	$I_{y\partial}, (\text{кА})$
1	1,4	0,01	3,39
2	4,53	0,02	10,96

Указанные данные используем в дальнейшем при выборе оборудования на ПС «Огоджа».

## 10 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПС «ОГОДЖА»

В данном разделе бакалаврской работы проводится выбор и проверка основного электротехнического оборудования, которое будет установлено на ПС «Огоджа» после реконструкции

### 10.1 Выбор и проверка выключателей 35,6 кВ.

Выбираем выключатель для РУ 35 кВ марки Siemens 3AP1-DT.

Сравниваем параметры выбранного оборудования результаты приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор выключателя 35 кВ

Номинальные параметры выключателя	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{yд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение апериодической составляющей, кА	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{yд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

На напряжении 6 кВ принимаем выключатель вакуумный ВВЭ-М-6(10)-31,5-630 в комплекте КРУ типа К-59

Сравниваем параметры выбранного оборудования результаты приведены в таблице 10.

Данный тип выключателя предлагается к установке на всех присоединениях РУ НН ПС «Огоджа».

Таблица 10 – Выбор выключателя 6 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение (кВ)	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток (А)	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 293,2 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Номинальный ток включения (кА)	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{н0} = 4,53 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
Наибольший пик тока включения (кА)	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 10,96 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{y\delta}$
Номинальный ток отключения (кА)	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{nt} = 4,53 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение аperiodической составляющей (кА)	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 0,02 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток (кА)	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 10,96 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{y\delta}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 61,56 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

### 10.2 Выбор и проверка разъединителей 35 кВ.

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

Сравниваем параметры выбранного оборудования результаты приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 52,7 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,39 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 5,88 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип разъединителя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «Огоджа».

### 10.3 Выбор и проверка трансформаторов тока 35, 6 кВ.

Трансформаторы тока являются измерительными трансформаторами и должны быть выбраны в соответствии с рабочим током электроустановки при этом следует отметить что малая нагрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

После выбора соответственно проводится проверка на электродинамическую и термическую стойкость а также нагрузку в определенном классе точности, при расчёте вторичной нагрузки трансформаторов тока следует отметить что она состоит из сопротивления измерительных приборов соединительных проводов а также переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (37)$$

Сопротивление контактов принимаем равным  $r_k = 0,1 \text{ Ом}$ . Сопротивление соединительных проводов рассчитываем по следующей формуле:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (38)$$

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

$l$  - ориентировочная длина соединительных проводов, для РУ 35 и 6 кВ - 60 м ;

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

Сопротивление соединительных контрольных проводов (для 35 и 6 кВ):

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

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (39)$$

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

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

Принимаем в качестве приборов учета трехфазный измерительный комплекс фирмы Энергомера «ЦЭ6823М».

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы на напряжении 35, 6 кВ приведен в таблице 12

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 и 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	ЦЭ6823М	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 и 6 кВ  $S_{\text{приб}} = 0,62 \text{ ВА}$ . Тогда сопротивление приборов:

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

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 35 и 6 кВ):

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

Принимаем трансформатор тока 35 кВ ТОЛ-35-III с номинальным током первичной обмотки 75 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 75 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 125 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	30 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно, его принимаем к установке на ПС «Огоджа».

Принимаем трансформатор тока по стороне 6 кВ ТПЛК - 6/300 с номинальным током первичной обмотки 300 А. Сравнение параметров трансформатора тока 6 кВ приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 300 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	15 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно его принимаем к установке на ПС «Огоджа».

#### 10.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 35, 6 кВ.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим параметрам:

- По номинальному напряжению
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по мощности вторичной нагрузки

$$S_{2_{ном}} \geq S_2 \quad (40)$$

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

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

Данные о нагрузке на напряжении 35 кВ представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 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	ЦЭ6823М	2	4
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1.

Проводим проверку по мощности вторичной нагрузки на ПС «Огоджа». Данные приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

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

Трансформатор напряжения проходит по параметрам, следовательно его принимаем к установке на ПС «Огоджа».

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 6 кВ НАМИ 6 УХЛ1..

Определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 17:

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 6 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	ЦЭ6823М	14	4
Счетчик РЭ			
Сумма			66

Таблица 18 – Проверка выбранного ТН 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 66 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

#### 10.5 Выбор и проверка гибкой ошиновки 35 кВ.

На РУ ВН 35 кВ ПС «Огоджа» применяются провода таким же сечением как и отходящая ВЛ – 120/19 мм<sup>2</sup> Марка провода АС. Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется.

#### 10.6 Выбор и проверка жестких шин 6 кВ.



Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Огоджа». Максимальный рабочий ток составляет 293,2 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 50 × 5 мм (2.5 см<sup>2</sup>), длительно допустимый ток для данного сечения составляет 960 А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Проверяем данные шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами короткого замыкания.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{61,56}}{91} = 0,08 \text{ (см}^2\text{)} \quad (41)$$

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

$C$  – коэффициент для алюминия 91

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

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{5,21}{2,5}}} = 1,12 \text{ (м)} \quad (42)$$

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

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

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12} = 5,21 \text{ (см}^3\text{×см)} \quad (43)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1,1 м.

Определяем максимальное динамическое усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{10960^2}{0,4} = 52,01 \text{ (Н/м)} \quad (44)$$

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

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

Находим момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6} = 2,08 \text{ (см}^3\text{)} \quad (45)$$

Определяем напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{10960^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 2,09 \text{ (МПа)} \quad (46)$$

При расчете механического напряжения все длины приведены в метрах.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего следовательно расчет жестких шин окончен.

### *10.7 Выбор трансформаторов собственных нужд.*

Рассмотрим прибителей электрической энергии которые подключаются к шинам низкого напряжения трансформатора собственных нужд. В частности к ним относятся устройства электромагнитной блокировки, аварийной и предупредительной сигнализации, измерительные приборы электрической энергии, приборы контроля режима работы электротехнического оборудования, устройства защиты электрооборудования и отключения его в случае повреждения, осветительные установки, отопление и средства связи.

Выполняем выбор мощности и типа трансформаторов собственных нужд. В таблице 19 приведены мощности нагрузки электроприемников на ПС «Огоджа»

Таблица 19 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Вид потребителя	Расчетная мощность приемника (кВА)
Приводы выключателей	4,36
Обогрев приводов выключателей	2,4
Обогрев ЗРУ 6 кВ	12
Освещение коридора ЗРУ 6 кВ	2
Освещение ячеек 6 кВ	1,4
Освещение ОРУ	8
Расчетная полная мощность	30,16

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

$$S_P = \frac{S_n}{n_T \cdot K_3^{онт}} = \frac{30,16}{2 \cdot 0,7} = 21,54 \text{ (кВА)} \quad (47)$$

По расчетной мощности выбираем сухой трансформатор с литой изоляцией типа ТС 25/6 номинальной мощностью 25 кВА.

Такой тип трансформатора принимаем в качестве ТСН для установки на первую и вторую секцию 6 кВ ПС «Огоджа»

## 11 РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 6 КВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ

В данном разделе проводится анализ надежности электроснабжения потребителей рассматриваемого района сети, так же предложен вариант для ее повышения с минимальными экономическими затратами.

Как указывалось ранее все ТП рассматриваемого района получают питание от одного фидера, за исключением ТП 55-07 (в данном случае питание осуществляется по двум фидерам с разных секций 6 кВ ПС «Огоджа»), для повышения надежности питания ТП в данной работе предусматривается строительство дополнительной ВЛ которая свяжет между собой КТП 55-08, 55-09, которые в настоящее время получают питание с разных секция 6 кВ ПС «Огоджа». Ввод в работу данного участка ВЛ предусматривается в случае отключения ВЛ на различных участках сети и позволит произвести резервирование питания в случае нештатной ситуации.

Схема проектируемого участка ВЛ представлена на рисунке 9. В связи с его вводом потребуется так же реконструкция и трансформаторных подстанций к которым он подключается (требуется установка дополнительных коммутационных аппаратов – выключателей нагрузки)

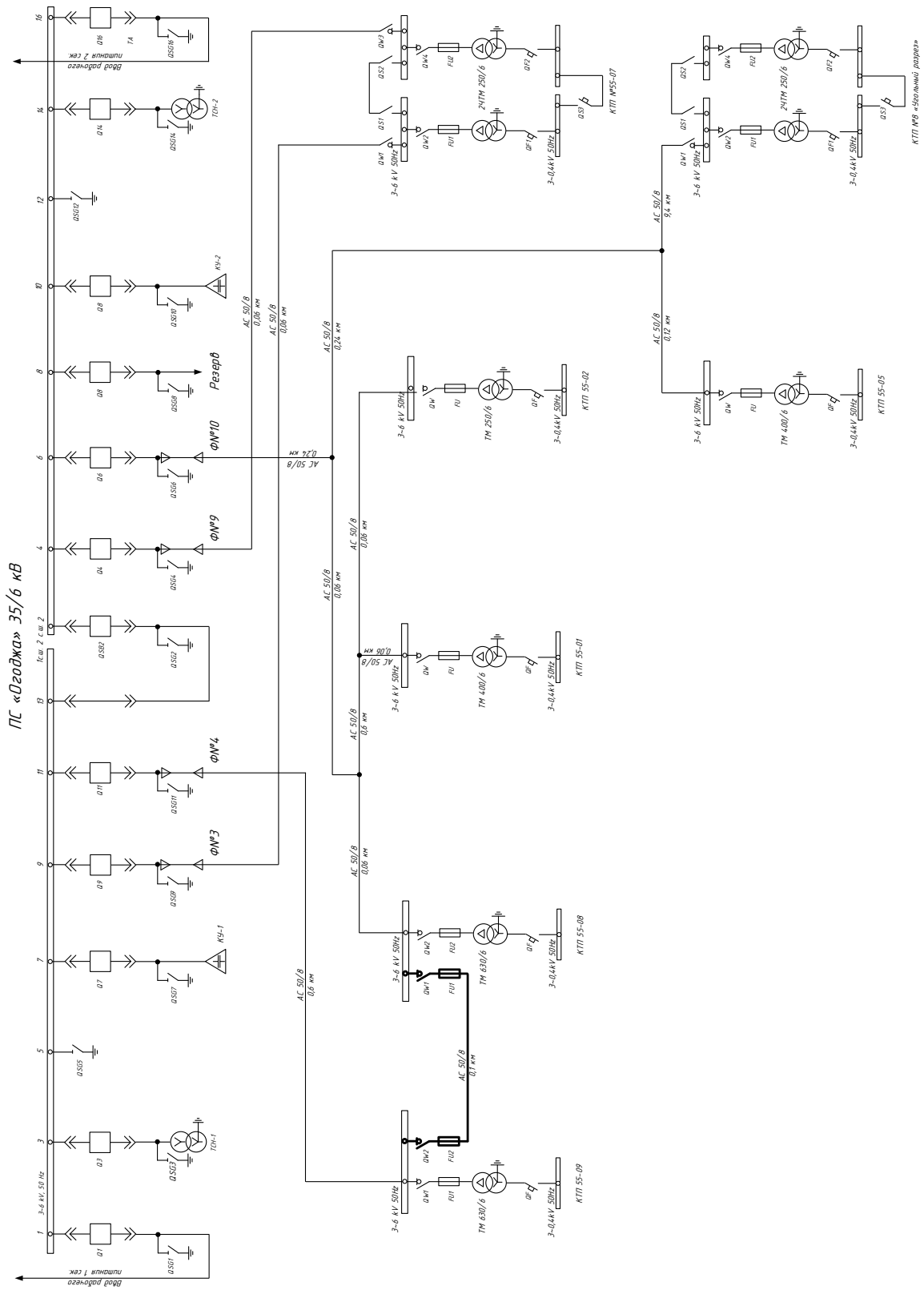


Рисунок 9 Дополнительный участок ВЛ

## 12 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 6 КВ

В данном разделе производится выбор типа и сечения проводников воздушных линий электропередач в рассматриваемом районе реконструкции, которые должны выбираться по условиям теплового нагрева токами нагрузки и после этого проверяться как по потере напряжения так и по термической стойкости в результате воздействия токов короткого замыкания.

При выборе основного параметра воздушной линии такого как его сечение определяется суммарный расчётный ток в нём и принимается стандартное значение сечения.

Выбор сечения по суммарному току производится сравнением его с длительно допустимым по следующему выражению:

$$I_p \leq I_{\text{до}}$$

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

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

В данной ВКР предусматривается замена всех воздушных линий на самонесущий изолированный провод номинальным напряжением 20 кВ типа СИП-3.

СИП-3 это самонесущий изолированный провод предназначенный для передачи электрической энергии в воздушных электрических сетях позволяющий существенно повысить надежность электроснабжения.

К основным преимуществам такого провода можно отнести исключение воровства проводов так как они с трудом подлежат вторичной переработки, снижение падения напряжения благодаря значительно меньшим индуктивному сопротивлению, уменьшение затрат на монтаж линий электропередач, упрощение процесса прокладки новой линии, возможность установки дополнительных проводов СИП параллельно

существующим для удвоения мощности, возможность совместной прокладки проводов СИП на одних и тех же в опорах с неизолированными или защищенными проводами высоковольтных воздушных линий, возможность одновременного монтажа на одних и тех же опорах телефонной линии, резкое снижение эксплуатационных затрат при эксплуатации линии, высокая безопасность обслуживания проводов линии СИП, снижение риска возникновения пожара при падении провода СИП на землю

Определяем расчетные токи на всех участках сети где проводится замена по следующей формуле:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (48)$$

где  $S_P$  – расчетная мощность в сечении (кВА);

Рассмотрим определение расчетного тока на участке РУ 6 кВ – КТП-55-07 (полная мощность нагрузки определена в соответствующем разделе):

$$I_P = \frac{460,95}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 42,24 \text{ (A)}$$

Основываясь на данных о полученном значении тока принимаем на данном участке проводник типа СИП-3 сечением 35 мм<sup>2</sup> (это минимальное значение для такого рода проводника), предельное значение тока для этого сечения составляет 200 А, далее проводим расчет сечения для остальных направлений, результаты расчета приведены в таблице 21:

Таблица 21 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Участок	$S_p$ (кВА)	Нц	$I_p$ (А)	Марка и сечение проводника	$I_{\partial\partial}$ (А)
РУ 6 кВ – КТП- 55-07	460,95	2	42,24	СИП-3 3×35	200
РУ 6 кВ – КТП- 55-09	1698,3	1	155,63	СИП-3 3×35	200
РУ 6 кВ – КТП- 55-08	1698,3	1	155,63	СИП-3 3×35	200

Далее проводится проверка выбранных проводников по допустимой потере напряжения.



### 13 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВЛ ПО ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Потеря напряжения в участке 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 в ВЛ РУ 6 кВ – КТП- 55-07 (при условии питания по одной цепи):

Определяем потерю напряжения в сечении:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 42,24 \cdot 0,06 \cdot (0,986 \cdot 0,83 + 0,07 \cdot 0,57) \cdot \frac{100}{6300} = 0,06 (\%)$$

Потеря напряжения на данном участке имеет минимальное значение из за близкого расположения КТП, далее проводим расчет для остальных ВЛ, результаты расчета приведены в таблице 22:

Таблица 22 – Проверка сечений линий 6 кВ на потерю напряжения

Участок	$S_p$ (кВА)	$I_p$ (А)	Длина участка (км)	$\Delta U$ (%)
РУ 6 кВ – КТП- 55-07	460,95	42,24	0,06	0,06
РУ 6 кВ – КТП- 55-09	1698,3	155,63	0,6	2,2
РУ 6 кВ – КТП- 55-08	1698,3	155,63	0,36	1,32

Предельное значение потери напряжения составляет 10%, следовательно, выбранные сечения проходят проверку.

## 14 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ ПС «ОГОДЖА»

Здания, подстанции, в том числе, открытые распределительные устройства (ОРУ), воздушные линии и другие объекты защищают от прямых ударов молнии при помощи стержневого молниеотвода или комплексом таковых. Устройство, изобретенное в середине 18 века, актуально по сей день. Вообще, молниеотводы бывают тросовыми и стержневыми. Первые из них используются для защиты от молнии протяженных объектов, типа шинных мостов, и применяются относительно редко. Вторые же наиболее распространены и способны обеспечить молниезащиту зданий, опор воздушных ЛЭП и других объектов.

Стержневой молниеотвод, как следует из названия, представляет собой устройство, состоящее из молниеприемника, токопровода и заземлителя. Расположенный значительно выше остальных конструктивных элементов сооружения, как минимум на 3 метра (ПУЭ), он и принимает на себя удар молнии.

Молниеприемник изготавливается из стали. Для того чтобы выдерживать термические нагрузки при протекании тока, а также высокую температуру самой молнии, согласно ПУЭ его диаметр должен быть более 6 мм. Соединение молниеприемника с токопроводом необходимо производить путем их сваривания. Если это невозможно, то допустимо резьбовое соединение болтом и гайкой. Диаметр шайб в этом случае должен быть увеличен. Во избежание падения и нанесения по этой причине ущерба, устройство должно быть прочно закреплено на опоре или другой несущей конструкции.

В данном разделе рассматривается расчет молниезащиты всей территории ПС «Огоджа» в связи с реконструкцией и модернизацией.

Защита подстанции «Огоджа» от прямых ударов молний осуществляется стержневыми отдельно стоящими молниеотводами, в количестве 4 штук,

расположенных по периметру. Высота молниеотводов, отдельно стоящих принимается согласно правилам устройства электроустановок – 17 метров.

Выполняем расчет молниезащиты ПС «Огоджа» по следующим формулам:

Эффективная высота отдельно стоящего молниеотвода ПС «Огоджа»:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (50)$$

Эффективная высота молниеотвода для нашего случая:

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

Половина ширины внешней зоны (радиус зоны на уровне земли) для рассматриваемой системы молниеотводов:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (51)$$

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

Наименьшая высота внутренней зоны системы, состоящей из двух молниеотводов (на примере М1-М2):

$$h_c = h_{эф} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (52)$$

$$h_c = 14,45 - (0,17 + 0,0002 \cdot 17) \cdot (44,0 - 17) = 11,85 \text{ (м)},$$

где L - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта-линейного портала 35 кВ ПС «Огоджа» портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \quad (53)$$

Для линейного портала (высота 9,45 м) следовательно:

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

Половина ширины внутренней зоны на уровне защищаемого объекта для рассматриваемой системы молниеотводов:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_c}\right),$$

где  $h_x$  - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx} = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{11,85}\right) = 9,79 \text{ (м)}.$$

Расчет остальных систем молниеотводов выполняется по аналогичным формулам. Подробный расчет молниезащиты показан в графической части работы.

## 15 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

В данном разделе работы выполняется расчет сети заземления подстанции «Огоджа», предполагается на данной подстанции установка заземляющего устройства в виде сетки к которому будет подключено всё основное электротехническое оборудование, которое может оказаться под напряжением в результате повреждения либо пробоя изоляции. Различают несколько видов заземлений такое как защитное, рабочее, и молниезащитное. В данном случае функции всех этих видов заземлений будет выполнять одно общее заземление.

Защитное заземление электроустановок предназначено для защиты рабочего персонала от поражения электрическим током, к нему относится заземление всех корпусов, частей электроустановок, которые нормально не находятся под напряжением но могут оказаться под ним вследствие повреждения изоляции или его пробоя.

К рабочему заземлению относятся такие заземления которые необходимо для нормального режима работы электроустановок это например заземление нейтрали трансформаторов и другие.

Молниезащитное заземление выполняется для работы молниеприемников при грозовых перенапряжениях, к нему можно отнести заземление молниеприемников, разрядников, порталов, мачт освещения, крыш распределительных устройств и так далее.

В данном разделе рассмотрим подробно расчет системы заземления ПС «Огоджа», размеры необходимые для выполнения расчетов сети заземления это длина и ширина территории  $44,5 \times 36$  (м)

Определяем площадь контура заземления ПС «Огоджа»:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (44,5 + 3) \cdot (36 + 3) = 2716 \text{ (м}^2\text{)} \quad (54)$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов для рассматриваемой схемы заземления  $d = 0,022$  (м)

Сечение вертикальных электродов рассчитывается как:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (55)$$

Проверка сечения на термическую стойкость электродов:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{3,37^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,8 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (56)$$

где -  $I_M$  - максимальный ток однофазного короткого замыкания РУ ПС «Огоджа» (кА)

$T$  - предельное время работы защиты выключателя (сек)

$\beta$  - справочный коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку по термической стойкости, далее проводим проверку по стойкости к коррозии

Проверка сечения по коррозионной стойкости выполняется как:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (57)$$

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

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

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (58)$$

Принимаем изначально расстояние между полосами  $l_{nn} = 5$  (м)

Общая длина полос в сетке определяется как:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) = \frac{(44,5+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(44,5+3) = 1086,4 \text{ (м)} \quad (59)$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1086,4}{2 \cdot \sqrt{2716}} = 10,42 \quad (60)$$

Принимаем число ячеек:  $m = 11$

Длина стороны ячейки.

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2716}}{11} = 4,74 \text{ (м)} \quad (61)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{2716}(11+1) = 1250,8 \text{ (м)} \quad (62)$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_{\epsilon} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2716}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,74 \quad (63)$$

Принимаем:  $n_{\epsilon} = 15$

Принимаем длину вертикальных электродов  $l_{\epsilon} = 4 \text{ (м)}$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя для рассматриваемой схемы заземления:

$$R_C = \rho \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_{\epsilon} \cdot n_{\epsilon}} \right) = 50 \cdot \left( 0,42 \frac{1}{\sqrt{2716}} + \frac{1}{1250,8 + 4,0 \cdot 15} \right) = 0,442 \text{ (Ом)} \quad (64)$$

где -  $A$  - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2716}}{(21 + 320) \cdot (3,37 + 45)}} = 1,09. \quad (65)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 \text{ (Ом)} \quad (66)$$

Полученное значение сопротивления не превышает нормативного, следовательно, расчет считаем окончанным, данная схема заземления принимается для монтажа на ПС «Огоджа» в связи с реконструкцией.



### 16.1 Защита от перегрузки.

Перегрузка трансформаторов (автотрансформаторов) обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов (автотрансформаторов).

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

$$I_{CЗ} = \frac{k_{отс}}{k_g} \cdot I_{номВН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 52,7 = 69,28 \text{ (А)} \quad (67)$$

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

$k_g$  – коэффициент возврата токового реле (для реле типа РТ- 40 принимается равным 0,8);

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 69,28}{(75/5)} = 8$$

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

### 16.2 Максимальная токовая защита.

В нормальном режиме работы через трансформатор протекает только рабочий ток значение которого можно рассчитать исходя из данных по нагрузке, в случае аварийной ситуации либо переходного процесса происходит увеличение тока до величины которая может привести к выводу оборудования из строя. Для предотвращения таких ситуаций необходимо предусмотреть максимальную токовую защиту от перетоков и переходных

процессов. Принцип действия максимальной токовой защиты можно определить как подачу сигнала на срабатывание реле времени с задержкой при увеличении тока выше заданного значения уставки. После прохождения сигнала через реле времени она дает сигнал на промежуточное реле которое мгновенно отправляет сигнал на цепь отключения силового выключателя.

Если МТЗ трансформатора является его резервной защитой, то нет необходимости отключать при ее действии все выключатели трансформатора.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ:

$$I_{C3} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_e} \cdot I_{номВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 52,7 = 118,57 \text{ (А)} \quad (68)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам}$  – коэффициент самозапуска принимается равным 1,5;

$$k_e = \frac{I^{(2)}_{к.мин}}{I_{C3}} = \frac{3,92 \cdot 10^3 \cdot (6,3/35)}{118,57} = 5,95 \quad (69)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 118,57}{(75/5)} = 13,69 \text{ (А)}$$

Защита проходит проверку по чувствительности.

## 17 ЗАЩИТА ПОНИЖАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 6/0,4 КВ

В данной работе рассматривается защита понижающих трансформаторов комплектных трансформаторных подстанций от различных аварийных и нештатных ситуаций связанных с возникновением перенапряжений и коротких замыканий. Борьба с таким родом нештатных ситуаций будет производиться установкой различных типов защиты.

Рассмотрим виды нештатных ситуаций на комплектных трансформаторных подстанциях: это однофазные короткие замыкания между витками обмоток, однофазные короткие замыкания на землю, междуфазные короткие замыкания, внутренние повреждения такие как нагрев магнитопровода и пожар в стали.

Для борьбы с такими режимами работы в данном случае будем применять высоковольтные предохранители. Данные устройства предназначены для быстрого отключения трансформатора от источника питания при превышении тока через него выше предельного значения, то есть тока плавкой вставки. Основным достоинством высоковольтных предохранителей следует отметить быстроедействие и безотказность.

Исходя из вышесказанного применяем данные защитные устройства на всех трансформаторах рассматриваемого района. Используя в качестве высоковольтных предохранителей типа ППН-6 которые устанавливаются совместно с выключателями нагрузки

## 18 АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВВОД РЕЗЕРВА

Автоматический ввод резерва представляет собой устройство, которое предназначено для выполнения бесперебойного питания потребителей электрической энергии в частности оно воздействует на секционный выключатель расположенный на распределительном устройстве низкого напряжения подстанции «Огоджа» и включают его в случае отсутствия напряжения со стороны рабочего источника питания, то есть силового трансформатора.

Схема, по которой должен выполняться автоматический ввод резерва должна обеспечивать выявление отказа рабочего источника питания, должна работать согласовано с остальными автоматическими устройствами для сохранения питания потребителей, предотвращать включение источника питания на короткое замыкание, исключать не синхронное включение электродвигателей, разделять источники с различным уровнем напряжения.

При этом коммутационные аппараты, которые включаются действием автоматического ввода резерва должны иметь соответствующий контроль исправности силовых цепей.

## 19 АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассматривается устройство автоматического повторного включения которое устанавливается на все выключатели воздушных линий электропередач. Автоматическое повторное включение силового выключателя осуществляется только после не планового отключения присоединение, исключением являются случаи в которых работала релейная защита и отключала присоединение из-за короткого замыкания либо действиям противоаварийной автоматики.

Время действия автоматического повторного включения должно быть выбрано таким образом чтобы участок на котором действовал ток короткого замыкания мог деионизироваться и воздушная изоляция могла в полной мере восстановиться, при этом действия данного устройства автоматики должно быть согласовано с временем работы других устройств защиты например автоматического ввода резерва.

Характеристики выходного сигнала устройства автоматического повторного включения должны обеспечивать высокую надежность однократного или двукратного, зависимости от требований накладываемых на оборудование, включения силового выключателя на присоединении.

## 20 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИ МОДЕРНИЗАЦИИ ПС ОГОДЖА

В данном разделе проводится расчет капиталовложений в модернизацию ПС «Огоджа». Расчет проводится по методике укрупненных стоимостных показателей с учетом районного коэффициента для Амурской области и коэффициентом перевода стоимости оборудования на четвертый квартал 2017 года.

Определяем стоимость ячеек РУВН, НН ПС «Огоджа»:

$$K_{PY} = (n_{35} \cdot k_{35} + n_6 \cdot k_6) \cdot k_u \cdot k_p \quad (70)$$

где  $k_u$  - коэффициент перевода цен 2000 года на четвертый квартал 2017 год

$k_p$  - районный коэффициент:

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

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

$n_6$  - количество ячеек вакуумных выключателей 6 кВ

$k_6$  - стоимость ячейки вакуумного выключателя 6 кВ:

$$K_{PY} = (3 \cdot 0,79 + 0,1 \cdot 12) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 19,86 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем стоимость трансформаторов ПС «Огоджа»:

$$K_{mp} = (n_{mp} \cdot k_{mp}) \cdot k_u \cdot k_p \quad (71)$$

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

$n_{mp}$  - количество трансформаторов:

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

Определяем постоянную часть затрат при модернизации подстанции «Огоджа»:

$$K_{пост} = k_{пост} \cdot k_u \cdot k_p \quad (72)$$

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

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

Определяем суммарные капиталовложения в модернизацию ПС «Огоджа»:

$$K_{нс} = K_{пу} + K_{тр} + K_{пост} = 19,86 + 28,71 + 26,15 = 74,71 \text{ (млн.руб)}$$

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

$$u_{AM} = k_{ПС} \cdot \alpha_{ам}, \quad (73)$$

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

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

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (74)$$

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

$$u_{AM} = 74,71 \cdot \frac{1}{20} = 3,73 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем эксплуатационные издержки для оборудования ПС «Огоджа»:

$$u_{\text{ЭК.ПС}} = \alpha_{\text{ЭК.ПС}} \cdot k_{\text{ПС}}, \quad (75)$$

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

$$u_{\text{ЭК.ПС}} = 5,9/100 \cdot 74,71 = 4,41 \text{ (млн.руб)}$$

Расчеты показали что стоимость реализации проекта по модернизации ПС «Огоджа» составляет 74,71 миллиона рублей, издержки на амортизацию основного оборудования составят 3,73 миллиона рублей /год, а на его эксплуатацию 4,41 миллиона рублей /год.



## 21 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе рассматривается реконструкция ПС «Огоджа» 35/6 кВ Амурской области которая заключается в замене устаревшего оборудования на более современное и надежное, в частности планируется замена коммутационного, измерительного и силового оборудования. Так же в работе рассмотрены вопросы замены оборудования ВЛ и КТП 6 кВ распределительных электрических сетей с центром питания ПС «Огоджа»

### 21.1 Безопасность

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

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

8. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/

Работы выполняемые в действующих электроустановках должны проводиться с выполнением следующего условия:

- По заданию на выполнение работ оформленном на специальном бланке и определяющими содержание и место работы, время ее начала и окончания а также условия безопасного выполнения этой работы, состава бригады и работников и ответственных за безопасность во время выполнения данной работы то есть по наряду-допуску.

- По распоряжению.

- По перечню работ выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Во время работы в действующих электроустановках не допускается самовольное выполнение какой-либо работы не связанной с той что указана в наряде, а также увеличение объема работы, расширение рабочего места которое не оговорено в наряде либо распоряжении.

Выполнение работ при совмещении нескольких бригад должно быть согласовано с работником выдавшим первый наряд. Согласование в наряде оформляется до начала работ по второму наряду путем записи «согласовано» на лицевой стороне второго наряда.

При выполнении работ в электроустановках напряжением до 1000 вольт под напряжением следует выполнить следующие условия: напряжение должно быть снято со всех близлежащих токоведущих частей к которым возможно прикосновение работника, работник должен быть в диэлектрических галошах либо стоять на изолирующей подставке или электрическом ковре, запрещается применять неизолированный инструмент, необходимо при этом пользоваться специальными диэлектрическими перчатками.

Не допускается находиться возле токоведущих частей которые не огорожены таким образом чтобы они находились либо сзади от работника, либо с 2 сторон.

При приближении грозы должно быть выполнено прекращение работы на открытых распределительных устройствах, на воздушных линиях электропередачи а также в закрытых распредустройствах оборудование которых подключено непосредственно к воздушным линиям.

При работе в электроустановках должны соблюдаться организационные мероприятия обеспечивающие безопасность работников такие как: оформление наряда либо распоряжения, допуск дежурным персоналом к работе надзор во время работы, перевод на другое рабочее место а также оформление окончания работ.

### **21.2 Экологичность**

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

На подстанции «Огоджа» устанавливаются 2 трансформатора марки ТМН 1600/35 с размерами (м)  $3,7 \times 1,55 \times 1,9$  и массой масла 2,65 т.

При расчете основных размеров данного маслоприемника принимаются следующие условия.

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

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

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

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника на подстанции «Огоджа». На рисунке 10 представлено схематичное изображение маслоприемника без отвода масла.

Определяем объем масла в трансформаторе ТМН 1600/35 по формуле:

$$V_{mp.m} = \frac{M}{\rho} = \frac{2,65}{0,88} = 3,01 \text{ (м}^3\text{)} \quad (76)$$

где  $M$  – масса масла (т).

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

Площадь маслоприемника:

$$S_{mi} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (3,7 + 2 \cdot 1) \cdot (1,55 + 2 \cdot 1) = 20,23 \text{ (м}^2\text{)} \quad (77)$$

где  $A$ ,  $B$  – длина и ширина трансформатора типа ТМН 1600/35 (м)

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

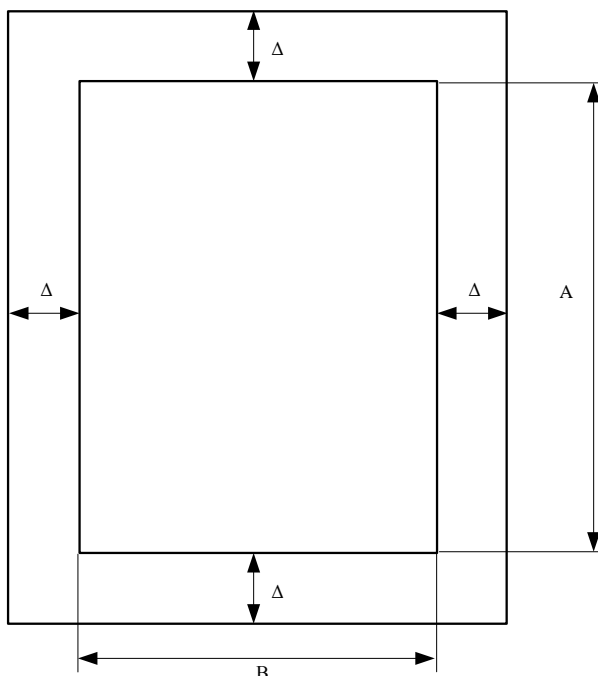


Рисунок 10 – Маслоприемник вид сверху

Площадь боковой поверхности трансформатора ТМН 1600/35 :

$$S_{\text{бн}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (3,7 + 1,55) \cdot 2 \cdot 1,9 = 19,95 \text{ (м}^2\text{)} \quad (78)$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

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

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Объем воды необходимый для тушения пожара:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{\text{мн}} + S_{\text{бн}}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (20,23 + 19,95) \cdot 10^{-3} = 14,46 \quad (79)$$

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

$$V_{\text{ммН}2O} = V_{\text{трм}} + 0,8 \cdot V_{H_2O} = 3,01 + 0,8 \cdot 14,46 = 14,58 \text{ (м}^3\text{)} \quad (80)$$

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

$$H_{\text{мн}} = \frac{V_{\text{ммН}2O}}{S_{\text{мн}}} = \frac{14,58}{20,23} = 0,72 \text{ (м)} \quad (81)$$

Высота гравийной подсыпки

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушного зазора

$$H_{\text{ен}} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника находится как сумма расстояний:

$$H_{\text{нмн}} = H_{\text{мн}} + H_{\text{ен}} + H_z = 0,72 + 0,05 + 0,25 = 1,02 \text{ (м)} \quad (82)$$

Схема маслоприемника в сечении представлена на рисунке 11.

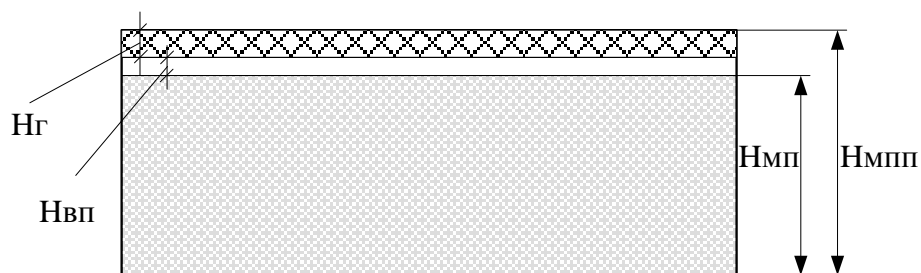


Рисунок 11 – Сечение маслоприемника

### 21.3 Чрезвычайные ситуации

Основным достоинством устанавливаемых на подстанции «Огоджа» вакуумных выключателей является то что снижается уровень возникновения пожарной ситуации. В данной работе рассматривается пожарная безопасность подстанции «Огоджа» которая предусматривает обеспечение безопасности работников сохранение материальных ценностей на всех стадиях работы данного оборудования. В данном случае применяется целый комплекс мероприятий для снижения вероятности возникновения пожара а также технических средств направленных на исключение возможного возгорания. На подстанции «Огоджа» предупреждение пожарной ситуации достигается путем устранения источника высокой температуры, снижение температуры источника меньше допустимой.

Средствами борьбы с распространением пожара на подстанции «Огоджа» являются: противопожарные преграды и разрывы которые предназначены для ограничения распространения возгорания как внутри здания так и снаружи его. Основными средствами относящимися к таким устройством является противопожарной стены двери.

На подстанции «Огоджа» применяются различные средства пожаротушения открытого распределительного устройства 35 кВ к ним можно отнести пожарные машины, сигнализацию, ящики с песком, огнетушители, различный ручной инструмент, спасательные устройства и так далее.

К основным первичным средствам пожаротушения нашей работе относятся: песок и огнетушители которые мы располагаем специально рядом

возле взрывоопасного оборудования в частности маслонаполненных силовых трансформаторов.

При эксплуатации огнетушителя необходимо соблюдать следующие условия: они должны размещаться на высоте не более полутора метров от уровня пола, допускается их установка в тумбах или шкафах при условии что конструкция должна обеспечивать легкий доступ к огнетушителю, запрещается установка огнетушителей непосредственно рядом с источником тепла для исключения их нагрева.

В качестве огнетушащих средств в данной работе на ПС «Огоджа» устанавливаются: в здании КРУ 6 два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, один ящик с песком емкостью 0.5 м<sup>3</sup> [21]. В КРУ 6 определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.