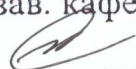


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

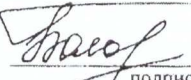
И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
« 16 » 06 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**


на тему: Реконструкция подстанции Мамаканская Иркутской области в связи с модернизацией воздушной линии 110 кВ Таксимо - Мамакан

Исполнитель  
студент группы 642-об1

  
16.06.2020  
подпись, дата


Е.А. Болотина

Руководитель  
доцент

  
22.06.2020  
подпись, дата

П.П. Проценко

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

  
22.06.2020  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

  
26.06.2020  
подпись, дата

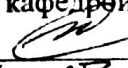
Н.С. Бодруг

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  
« 24 » 03 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Болотиной Елены Андреевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Мамаканская Иркутской области в связи с модернизацией воздушной линии 110 кВ Таксимо - Мамакан  
(утверждено приказом от 23.03.2020г. № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2020г.

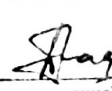
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, нормативно-справочная литература; ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ и ПТБ

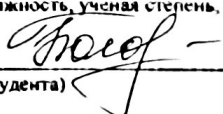
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Природно-климатическая характеристика района проектирования. 2. Обоснование необходимости реконструкции ПС. 3. Расчет электрических нагрузок. 4. Расчет параметров схемы замещения. 5. Расчет токов короткого замыкания. 6. Выбор и проверка оборудования ОРУ 220 кВ. 7. Выбор и проверка оборудования ОРУ 110 кВ. 8. Выбор и проверка КРУН 10 кВ. 9. Расчет молниезащиты и заземления ПС. 10. РЗ и автоматика. 11. Экономическое обоснование. 12. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Однолинейная схема ПС 1. 2. Схема сети. 3. Молниезащита ПС. 4. Релейная защита 5. однолинейная схема ПС 2. 6. Заземление ПС

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 24.03.2020г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко П.П., доцент   
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020г.   
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит в себе объем в 105 с, 6 рисунков, 30 таблиц, 28 источников.

ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ТОКОВЕДУЩИЕ ЧАСТИ, АККУМУЛЯТОРНЫЕ БАТАРЕИ, ВЧ – ЗАГРАДИТЕЛИ, ОПН, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕКОНСТРУКЦИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной работе приведена реконструкция подстанции в связи с необходимостью увеличения перетоков мощности и повышения надежности на ПС Мамаканская.

В ходе выполнения работы выполнены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования; также произведён выбор коммутационных аппаратов, измерительных трансформаторов тока и напряжения, токопроводов, токоведущих частей и шинных конструкций распределительных устройств, и был рассмотрен расчет релейной защиты трансформатора. Произведен организационно-экономический расчет. Осуществлен расчет безопасности шума трансформатора и рассмотрен вопрос безопасности персонала во время эксплуатации ПС Мамаканская.

Рассмотрен вопрос о безопасности действий на подстанции, соблюдении экологических факторов описание нормируемых правил и требований в электро- и пожарной безопасности.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПС – подстанция;

ОПУ – общеподстанционный пункт управления;

КЗ – короткое замыкание;

ВН – высокое напряжение;

НН – низшее напряжение;

РУ – распределительное устройство;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

КРУН – комплектное распределительно устройство наружной установки;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ПУЭ – правила устройства электроустановок

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Климатическая характеристика и территориальная особенность района размещения подстанции	9
2 Обоснование необходимости реконструкции подстанции Мамаканская	12
3 Расчет электрических нагрузок	14
4 Расчет параметров схемы замещения	16
5 Расчет токов короткого замыкания	20
6 Выбор и проверка оборудования на ОРУ 220 кВ	28
6.1 Выбор выключателей	28
6.2 Выбор разъединителей	31
6.3 Выбор трансформаторов тока	32
6.4 Выбор трансформаторов напряжения	35
6.5 Выбор токоведущих частей	37
6.6 Выбор ограничителей перенапряжения	38
6.7 Выбор аккумуляторных батарей	39
6.8 Выбор высокочастотных заградителей	42
7 Выбор и проверка оборудования на ОРУ 110 кВ	44
7.1 Выбор выключателей	44
7.2 Выбор разъединителей	45
7.3 Выбор трансформаторов тока	46
7.4 Выбор трансформаторов напряжения	47
7.5 Выбор токоведущих частей	48
7.6 Выбор ограничителей перенапряжения	49
7.7 Выбор высокочастотных заградителей	50
8 Проверка силового трансформатора	51
9 Выбор и проверка КРУН 10 кВ	53
9.1 Выбор выключателей	54
9.2 Выбор трансформаторов тока	56

9.3	Выбор трансформаторов напряжения	57
9.4	Выбор токоведущих частей	58
9.5	Выбор ограничителей перенапряжения	59
10	Расчет молниезащиты и заземления подстанции Мамаканская	60
10.1	Расчёт зоны молниезащиты	60
10.2	Определение параметров контура заземления	63
11	Выбор защит трансформатора	69
11.1	Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора	69
11.2	Расчет уставок продольной дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)	71
11.3	Расчет уставок продольной дифференциальной отсечки (ДЗТ-2)	72
11.4	Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты	74
11.5	Максимальная токовая защита	74
11.5.1	Расчет МТЗ 10 кВ с пуском по напряжению	74
11.5.2	Расчет МТЗ 110 кВ с пуском по напряжению	76
11.5.3	Расчет МТЗ 220 кВ с пуском по напряжению	77
11.6	Защита от перегрузки	78
11.7	Газовая защита	79
12	Расчет экономической эффективности	82
12.1	Расчет капитальных вложений в сооружение ПС	82
12.2	Расчет эксплуатационных затрат	83
13	Безопасность и экологичность	86
13.1	Безопасность	86
13.1.1	Требования к персоналу, участвующему в электромонтажных работах	86
13.1.2	Правила, применяемые к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок	87
13.1.3	Безопасность при использовании автотрансформатора на ПС	87
13.1.4	Инструкции по общим правилам техники безопасности	88
13.1.5	Оценка опасных и вредных факторов на ПС	88
13.2	Экологичность	93

13.2.1 Влияние ПС на атмосферу и почву	94
13.2.2 Элегаз и его воздействие на окружающую среду	95
13.2.3 Расчет шума, создаваемого трансформаторами	96
13.3 Чрезвычайные ситуации	98
Заключение	102
Библиографический список	103

## ВВЕДЕНИЕ

Подстанция Мамаканская является центром питания Бодайбинского района, находящего на севере Иркутской области. Подстанция получает питание от сетей «Бурятэнерго» и от ГЭС, расположенной на не большом расстоянии от нее.

Подстанция начинала свою деятельность в конце 70 – хх годов, спустя примерно 15 лет после введения в эксплуатацию Мамаканской ГЭС, и тем самым имела независимый источник питания. Выработка электроэнергии на ГЭС в настоящее время зависит от годового стока реки Мамакан. С каждым годом уровень реки Мамакан становился все меньше, что на данный момент привело к уменьшению проточности реки. Мамаканское водохранилище имеет небольшую емкость и тем самым не способно создать необходимый запас ‘топлива’, который позволил бы более равномерно в течение года обеспечивать номинальную выдачу электроэнергии ГЭС. На данный момент мощность Мамаканской ГЭС не превышает и 10 % от ее номинальной мощности, что приводит к ухудшению обстановки в Бодайбинском районе.

Со временем потребителей в регионе становится все больше, открываются новые мощные предприятия и повышаются требования к надежности. Были приняты меры для улучшения ситуации регионе, а именно, был совершен перевод воздушной линии 110 кВ на напряжение 220, что значительно увеличивает перетоки мощностей между регионами. Перевод линии будет осуществляться уже на существующих опорах, так как изначально линия была построена на мощность 220 кВ но использовалась для 110 кВ.

Актуальность данного дипломного проекта заключается в том, что благодаря переводу линии 110 кВ на 220, ПС Мамаканская позволяет обеспечить централизованное энергоснабжение близлежащих сел и поселков, тем самым повышая надежность.



## 1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ОСОБЕННОСТЬ РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ

Подстанция Мамаканская расположена в поселке Мамакан Бодайбинского района Иркутской области. Расстояние от города Бодайбо до поселка Мамакан соответствует 12 км. Район расположен в северо-восточной части Иркутской области. На севере граничит с Якутией, на юге – с Бурятией и Читинской областью, на западе – с Мамско-Чуйским районом.

Рельеф территорий района практически горизонтальный, имеет техногенный характер. Населенный пункт находится на слиянии двух рек Мамакан в Витим. Местность, приравнивается к районам Крайнего Севера, что обуславливает суровой климат. На территории подстанции ПС 220 В Мамаканская, которая представляет спроектированное пространство, находятся производственные здания и сооружения с развитой инфраструктурой подземных и наземных коммуникаций.

Климат района характеризуется суровой продолжительной (более 200 дней) зимой и коротким жарким летом. Климатические условия рассматриваемого района имеют резко континентальный климат: зимой максимальная температура воздуха достигает значения минус 55 °С, летом 40 °С. В течение зимнего периода средняя температура устоялась на отметке в минус 29 °С, а в летний период 17 °С. Температурный режим обладает значительной изменчивостью не только в течение года, но и в течение суток, особенно в летний период (от 40 градусов тепла в июльский полдень до 2 градусов мороза ночью).

Данная местность относится ко 2 району по ветровому давлению, что в свою очередь соответствует ветровому давлению в 500 Па.

При выборе глубины установки заземляющего контура учитывается состав и глубина промерзания грунта. Типы грунтов по сейсмическим особенностям на площадках производства работ на подстанции Мамаканская определяются ко II категории. В этом районе максимальная глубина

промерзания для супеси – 3,15 метров, для песка средней крупности – 3.37 м, для насыщенного грунта достигает отметки 3,68 м и равняется 20 мм изморозевых отложений. В свою очередь грунт имеет дисперсную структуру, состоящую из супесей с редким появлением глинистых отложений.

Величина влажности воздуха сильно меняется в зависимости от времени года. Так, например, зимний максимум был зафиксирован на отметке 78 %, в свою очередь летний максимум достигает отметку более чем 95 %. В Бодайбинском районе сложилась неблагоприятная экологическая ситуация в части загрязнения атмосферного воздуха в черте населенных мест, водоемов и почвы, что соответствует 2 степени. Эти факторы способствуют определению типа изоляции.

Количество грозových часов в год в данной местности относится к 3 району и варьируется в пределах от 20 до 40. С помощью этих данных будет выбрана защита от грозových перенапряжений.

Исходя из того, что данная местность принадлежит ко II району по гололеду, установка оборудования для плавки гололеда не требуется.

Таблица 1 – Климатические условия района ПС Мамаканская

Общеклиматический параметр, размерность	Величина
Максимальная температура зимнего периода, °С.	-55
Максимальная температура летнего периода, °С.	+40
Средняя температура зимнего периода, °С.	-29
Средняя температура летнего периода, °С.	+17
Район по ветру	1
Максимальное ветровое давление, Па	500
Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов, м	2,8
Нормальное ветровое давление при гололеде, Па	120

## Продолжение таблицы 1

Толщина изморозевых отложений, мм	20
Максимальная влажность воздуха, %	более 95
Степень загрязнения атмосферы	II
Район по гололеду	II
Район по снегу	IV
Количество грозových ударов, ч	20-40

## 2 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ МАМАКАНСКАЯ

По мере развития региона увеличивается потребление электроэнергии и возрастают требования к надёжности электроэнергетических установок, станций, подстанций и энергетических систем.

С увеличением электропотребления возникает проблема передачи и переработки электроэнергии, которая напрямую связана с проблемой физического и морального старения оборудования.

Подстанция Мамаканская напряжением 220/110/10 кВ служит для энергоснабжения Бодайбинского района. Ввод ПС в эксплуатацию приходит на конец 1970-х годов.

На территории подстанции расположены два открытых распределительных устройства на напряжения 220 кВ, 110 кВ и комплексное распределительное устройство наружной установки напряжением 10 кВ. Силовые трансформаторы, в количестве двух штук установленные на ПС, имеют номинальную мощность 125 МВА.

Распределительное устройство высокой стороны имеет схему подключения «Две рабочие системы шин» с двумя отходящими линиями, осуществляющими транзит мощности на подстанцию Сухой Лог и одной питающей линией, приходящей от подстанции Таксимо. На стороне среднего напряжения распределительное устройство имеет аналогичную схему подключения с четырьмя присоединениями, в свою очередь две линии уходят на Артёмовскую ПС, а две другие линии питают ПС, одна из которых приходит с ПС Таксимо, а вторая линия идет от Мамаканской ГЭС.

В связи со снижением проточности реки Мамакан в зимний период в Бодайбинском энергетическом районе существует дефицит электрической мощности. Для этого необходим перевод линии Таксимо - Мамакан 110 кВ на напряжение 220 кВ.

Старение оборудования и низкие темпы реконструкции способствуют накоплению изношенного оборудования и, как следствие, увеличению материальных нужд на его техническую поддержку и ухудшению технико-экономических показателей работы энергетических предприятий (в частности, удельных расходов топлива, использование электроэнергии на собственные нужды, потерь электроэнергии в сетях).

В настоящее время, при разработке энергетических систем, надёжность предусматривается как итог многолетнего опыта проектирования и эксплуатации, закреплённого в надлежащих правилах, рекомендациях и методических указаниях.

Успех работы энергетиков во многом зависит от повышения уровня проектирования и эксплуатации, роста знаний теорий и передовой практики.

### 3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Один из главных исходных данных при реконструкции подстанции является его электрическая нагрузка на данный момент времени. Она необходима для определения сложного экономических и технологических вопросов.

Для выбора нового оборудования и проверки старого необходимо учитывать максимальную нагрузку, потребляемую на подстанции. Для того чтобы начать выбирать число и мощность агрегатов и трансформаторов на ПС, напряжение, сечение проводов и количество цепей линии электропередачи, а также рассчитать отклонения напряжения в сетях и т.д., необходимо для начала произвести определение электрических нагрузок.

Подстанция Мамаканская является центром питания Бодайбинского района. Потребители на шинах низкого напряжения 10 кВ приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Нагрузка на стороне 10 кВ

Название потребителей	Нагрузка , МВА
Школа	21,550
Дом-интернат	
Пекарня	
Больница	
Деревообрабатывающее предприятие	
Микрорайон	
Распределительный пункт-1	
Распределительный пункт-2	
Распределительный пункт-3	
Распределительный пункт-3	

В свою очередь, потребителем на средней стороне является подстанция «Артемовская» с фактической мощности нагрузки равной 55,510 МВА.

Исходя из выше сказанного, суммарная нагрузка подстанции Мамаканская на начало 2020 года составляет примерно 77 МВА.

Согласно СиПР [1] за прошлые 5 лет наблюдался спад потребления электрической энергии. Из этого следует что перспектива развития не ожидает большого прироста потребления электроэнергии. Из этого следует, что сценарий развития предполагает прирост электрической нагрузки на ближайшие 5 лет равный 2,8 %.

#### 4 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ

Для того чтобы рассчитать токи короткого замыкания на высокой, средней и низкой сторонах ПС Мамаканская, необходимо после её переключения для реальной схемы построить схему замещения, в которой реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями и ЭДС.

Схема замещения представлена на рисунке 1.

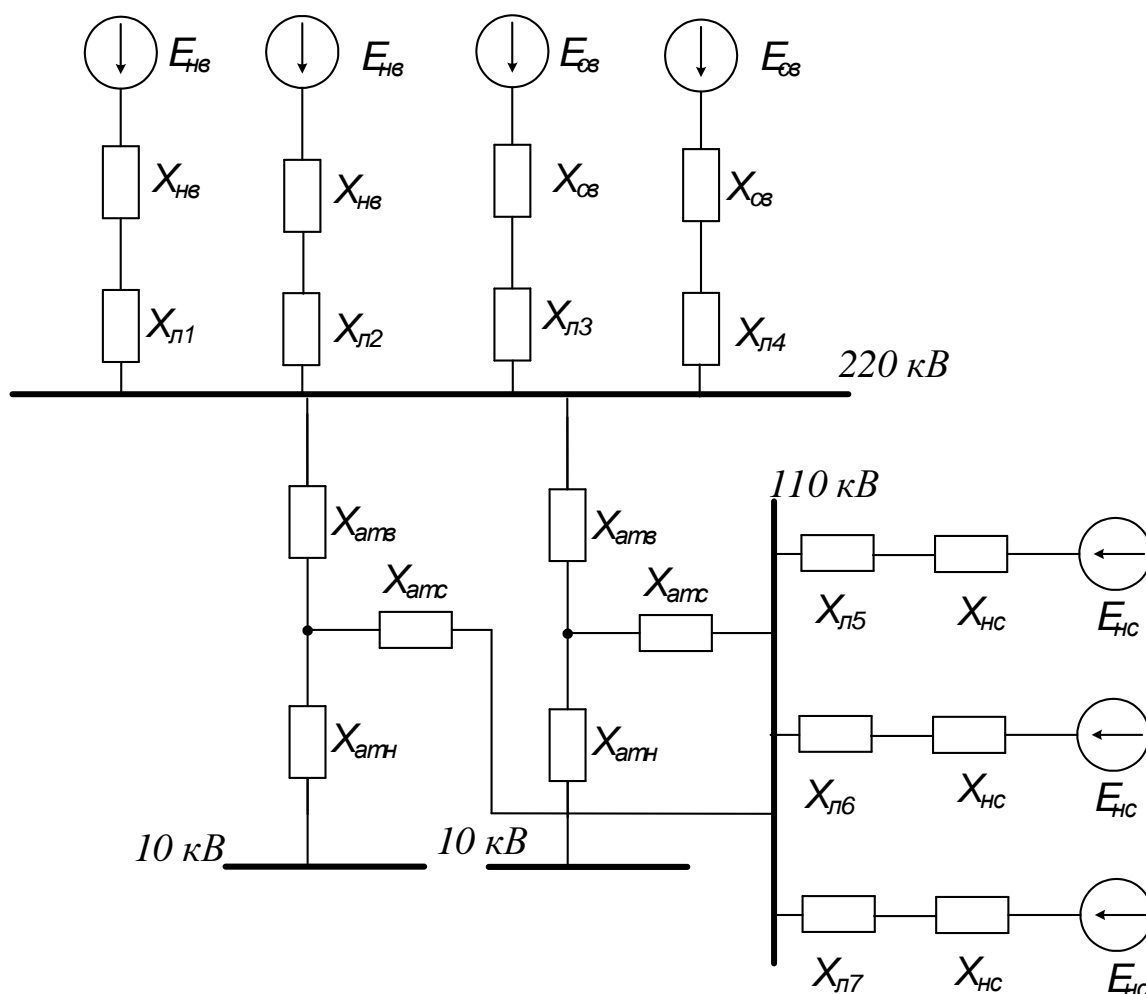


Рисунок 1 – Схема замещения ПС Мамаканская

Далее, для каждого элемента эквивалентной схемы замещения определяются параметры.

Принимаем базисные условия:

$$S_{баз} = 100 \text{ МВА}, U_{баз1} = 230; U_{баз2} = 115; U_{баз3} = 11 \text{ МВА}.$$



Рассчитываем сопротивление системы на высокой и средней сторонах по следующей формуле:

$$X_{c*} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}} \cdot I_{\text{к}}} \quad (1)$$

где  $I_{\text{к}}$  - трехфазный ток короткого замыкания на шинах системы, который принимает значение в 10 кВ.

$$X_{\text{сист}220}^* = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10} = 0,025 \text{ о.е}$$

$$X_{\text{сист}110}^* = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10} = 0,100 \text{ о.е}$$

Определяем значения сопротивления линий:

$$X_{\text{л}} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз}}^2} \quad (2)$$

где  $U_{\text{баз}}$  - базисное напряжение ступени трансформации;

$L$ -длина линии, км;

$X_0$  -индуктивное сопротивление линий, Ом, представленное в таблице 3,

которая приведена ниже.

Таблица 3 - Индуктивное сопротивление линий

Номинальное сечение провода, мм <sup>2</sup>	$X_0$ , Ом
АС300/39	42,9
АС185/29	41,3
АС150/24	42,0

$$X_{\text{ЛН220}}^* = 0,429 \cdot 169,912 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,138 \text{ о.е}$$

$$X_{\text{Лс220}}^* = 0,429 \cdot 212,101 \cdot \frac{100}{121^2} = 0,172 \text{ о.е}$$

$$X_{\text{ЛН110}}^* = 0,413 \cdot 61,508 \cdot \frac{100}{121^2} = 0,172 \text{ о.е}$$

$$X_{\text{Лс110}}^* = 0,413 \cdot 1,204 \cdot \frac{100}{121^2} = 0,003 \text{ о.е}$$

Определим сопротивления обмоток у автотрансформатора по ниже представленным формулам:

$$X_{\text{атВ}} = \frac{U_{\text{кВ}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{НОМАТ}}} \quad (3)$$

$$X_{\text{атВ}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{100}{125} = 0,092 \text{ о.е};$$

$$X_{\text{атС}} = 0 \text{ о.е};$$

$$X_{\text{атН}} = \frac{U_{\text{кН}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{НОМАТ}}}; \quad (4)$$

$$X_{\text{атН}} = \frac{20,5}{100} \cdot \frac{100}{125} = 0,164 \text{ о.е};$$

где  $U_{\text{кВ}}$ ,  $U_{\text{кС}}$ ,  $U_{\text{кН}}$  - напряжения короткого замыкания обмоток ВН,

СН, НН автотрансформатора соответственно, кВ;

$S_{\text{НОМАТ}}$  - номинальная мощность автотрансформатора, МВА.

Сопротивления нагрузок на высокой и средней сторонах определяются по формулам:

$$X_{\text{нагр220}}^* = X_{\text{нагр}}^* \cdot \frac{S_6}{S_{\text{BH220}}} \quad (5)$$

$$X_{\text{нагр220}}^* = 0,35 \cdot \frac{100}{92,528} = 0,378 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{нагр110}}^* = X_{\text{нагр}}^* \cdot \frac{S_6}{S_{\text{CH110}}}; \quad (6)$$

$$X_{\text{нагр110}}^* = 0,35 \cdot \frac{100}{55,514} = 0,630 \text{ о.е.};$$

где  $X_{\text{нагр}}^* = 0,35$  – сопротивление нагрузки в относительных единицах;

Далее производим расчет токов короткого замыкания по выше представленным расчетным параметрам схемы замещения.

## 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов коротких замыканий заключается в определении максимальных токов возможных в аварийных ситуациях, которые пагубно влияют на работу электроустановки.

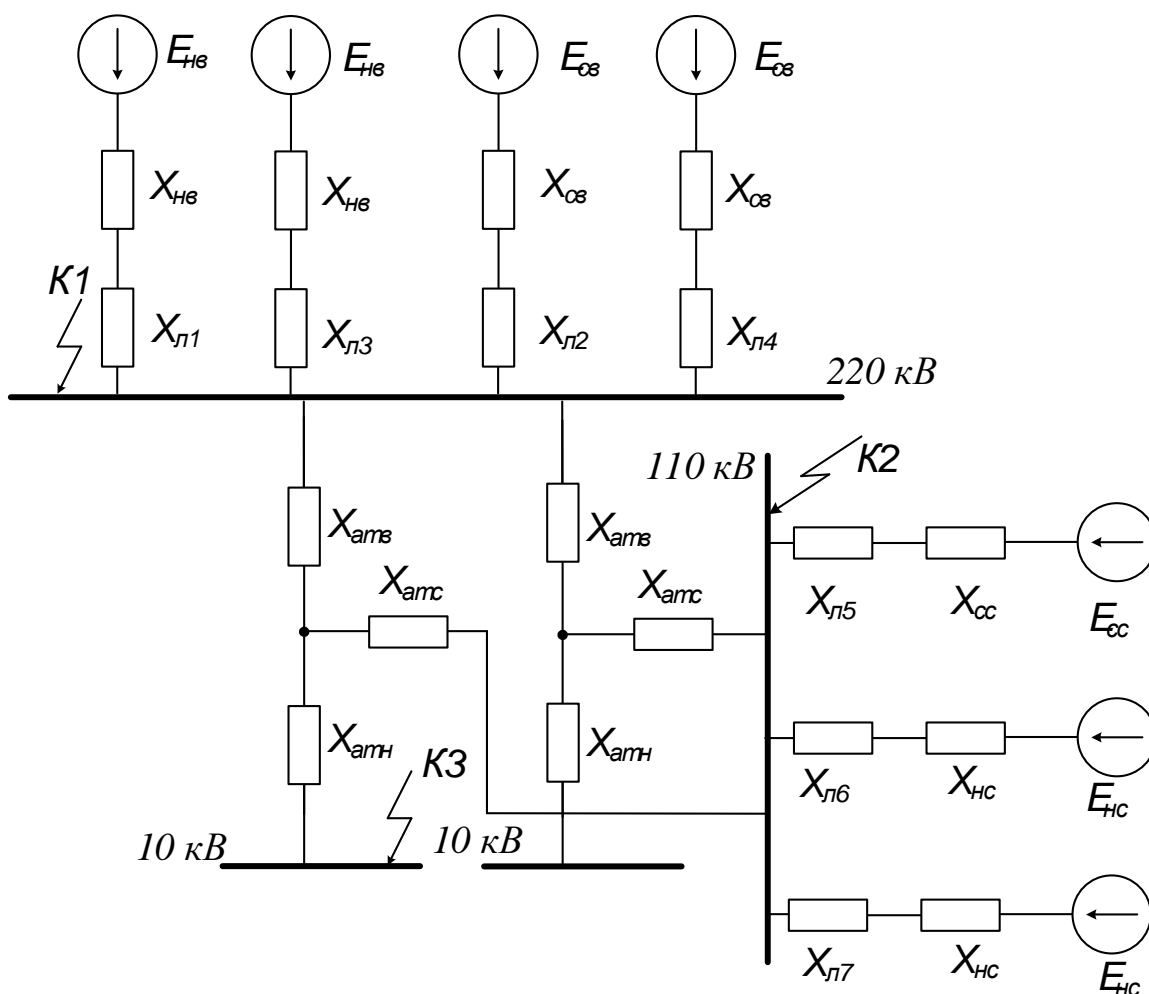


Рисунок 2 – Расчетная схема замещения ПС Мамаканская

Типом короткого замыкания является трехфазное, по которому проверяется динамическая устойчивость шин и аппаратов, отключающая способность выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

Расчет токов КЗ сводится к определению следующих значений:

$I_{п0}$  - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

$i_{уд}$  - ударный ток короткого замыкания;

$i_{апер}$  - аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Базисный ток для точки К1 определяется по следующей формуле:

$$I_{баз220} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}; \quad (7)$$

$$I_{баз220} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ кА}.$$

Ниже рассмотрим подробный расчёт для точки К1.

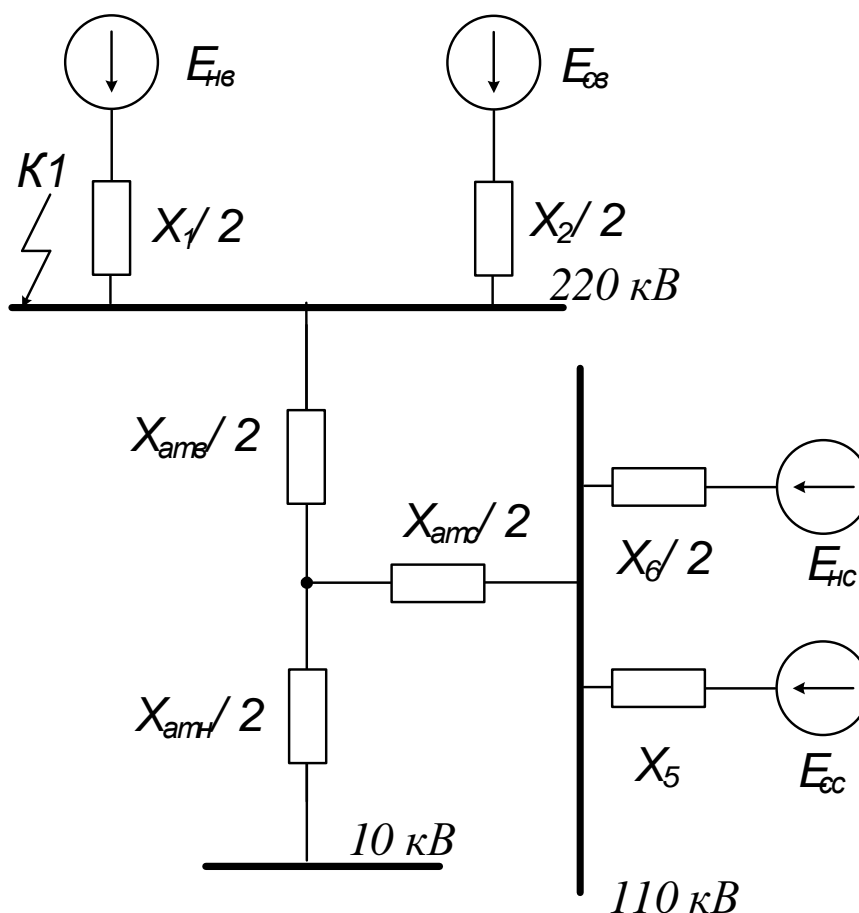


Рисунок 3 – Преобразование № 1

Произведем следующее преобразование:

$$X_1 = X_{\text{нагр220}}^* + X_{\text{лн220}}^* \quad (8)$$

$$X_1 = 0,378 + 0,138 = 0,516 \text{ о.е}$$

$$X_2 = X_{\text{сист220}}^* + X_{\text{лс220}}^* \quad (9)$$

$$X_2 = 0,025 + 0,172 = 0,197 \text{ о.е}$$

$$X_3 = X_{\text{сист110}}^* + X_{\text{лс110}}^* \quad (10)$$

$$X_3 = 0,100 + 0,003 = 0,103 \text{ о.е}$$

$$X_4 = X_{\text{нагр110}}^* + X_{\text{лн110}}^* \quad (11)$$

$$X_4 = 0,63 + 0,172 = 0,803 \text{ о.е}$$

Приведем схему к расчетному виду:

$$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{\frac{X_6}{2} \cdot X_5}{\frac{X_6}{2} + X_5} \quad (12)$$

$$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{\frac{0,803}{2} \cdot 0,103}{\frac{0,803}{2} + 0,103} = 0,082 \text{ о.е}$$

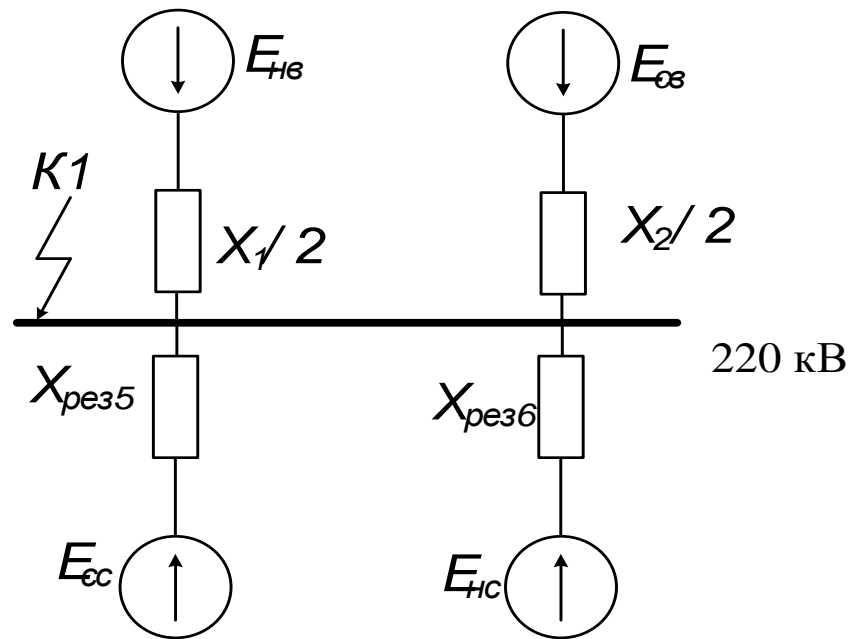


Рисунок 4 – Преобразование № 2

$$X_{рез} = X_{ЭКВ} + \frac{X_{атв}}{2} \quad (13)$$

$$X_{рез} = 0,082 + \frac{0,092}{2} = 0,128 \text{ о.е.}$$

$$C_i = \frac{X_{ЭКВ}}{X_i} \quad (14)$$

$$C_1 = \frac{X_{ЭКВ}}{X_5} \quad (15)$$

$$C_1 = \frac{0,082}{0,103} = 0,795 \text{ о.е}$$

$$C_2 = \frac{X_{ЭКВ}}{\frac{X_4}{2}} \quad (16)$$

$$C_2 = \frac{0,082}{\frac{0,803}{2}} = 0,205 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{рез}i} = \frac{X_{\text{рез}}}{C_i} \quad (17)$$

$$X_{\text{рез}5} = \frac{X_{\text{рез}}}{C_1} \quad (18)$$

$$X_{\text{рез}5} = \frac{0,128}{0,795} = 0,161 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{рез}6} = \frac{X_{\text{рез}}}{C_2} \quad (19)$$

$$X_{\text{рез}6} = \frac{0,128}{0,205} = 0,626 \text{ о.е.}$$

Эквивалентирuem схему по формулам:

$$X_7 = \frac{\frac{X_1}{2} \cdot \frac{X_2}{2}}{\frac{X_1}{2} + \frac{X_2}{2}} \quad (20)$$

$$X_7 = \frac{\frac{0,516}{2} \cdot \frac{0,197}{2}}{\frac{0,516}{2} + \frac{0,197}{2}} = 0,071 \text{ о.е.}$$



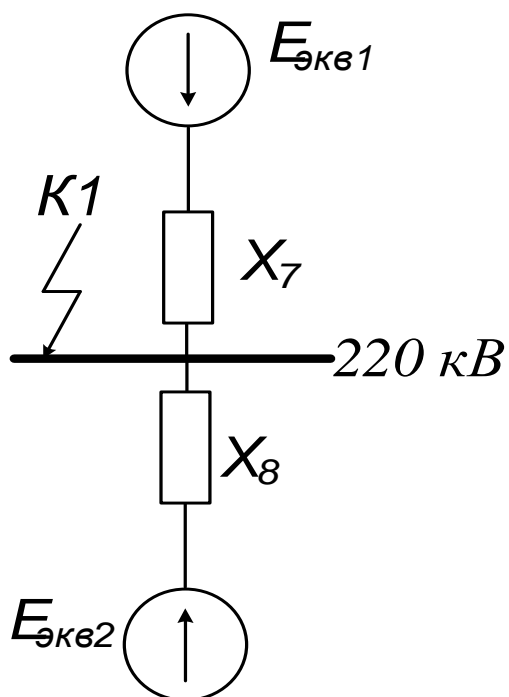


Рисунок 5 - Расчетная схема замещения

$$X_8 = \frac{X_{\text{рез5}} \cdot X_{\text{рез6}}}{X_{\text{рез5}} + X_{\text{рез6}}} \quad (21)$$

$$X_8 = \frac{0,161 \cdot 0,626}{0,161 + 0,626} = 0,128 \text{ о.е.}$$

Исходя из представленных выше расчетов рассчитаем токи короткого замыкания.

Определяем эквивалентную ЭДС по формуле:

$$E_{\text{экв1}} = \frac{E_{\text{нагрв}} \cdot \frac{X_2}{2} + E_{\text{систв}} \cdot \frac{X_1}{2}}{\frac{X_1}{2} + \frac{X_2}{2}} \quad (22)$$

$$E_{\text{экв1}} = \frac{0,85 \cdot \frac{0,197}{2} + 1 \cdot \frac{0,516}{2}}{\frac{0,516}{2} + \frac{0,197}{2}} = 0,958 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{экв2}} = \frac{E_{\text{систс}} \cdot X_{\text{рез6}} + E_{\text{нагрс}} \cdot X_{\text{рез5}}}{X_{\text{рез5}} + X_{\text{рез6}}} \quad (23)$$

$$E_{\text{экв2}} = \frac{1 \cdot 0,626 + 0,85 \cdot 0,161}{0,161 + 0,626} = 0,969 \text{ о.е.}$$

Находим значение периодической составляющей тока по формуле:

$$I_{\text{п0}} = \frac{E_{\text{экв1}}}{X_7} \cdot I_{\text{баз220}} + \frac{E_{\text{экв2}}}{X_8} \cdot I_{\text{баз220}} \quad (24)$$

$$I_{\text{п0}} = \frac{0,958}{0,071} \cdot 0,251 + \frac{0,969}{0,128} \cdot 0,251 = 5,269 \text{ о.е.}$$

Ударный ток определяем по формуле:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot K_{\text{уд}}; \quad (25)$$

где  $K_{\text{уд}}$  - ударный коэффициент, который рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (26)$$

где  $T_a$  - значение постоянной времени затухания = 0,03 сек.

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,717$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 5,269 \cdot 1,717 = 12,792 \text{ о.е.}$$

Определяем значение апериодической составляющей тока КЗ по формуле:

$$i_{\text{апер}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}}; \quad (27)$$

$$i_{\text{апер}} = \sqrt{2} \cdot 5,269 = 7,451 \text{ кА.}$$

Для точек К2 и К3 значения токов короткого замыкания приведены в таблице ниже.

Таблица 4 - Токи короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{\text{по}}$ , кА	$i_{\text{уд}}$ , кА	$i_{\text{апер}}$ , кА
К1	5,269	12,792	7,451
К2	9,532	21,561	13,489
К3	38,516	89,862	54,463

## 6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ОРУ 220 кВ

### 6.1 Выбор выключателей

Выключатели являются основным коммутационным аппаратом, служащим для оперативного переключения оборудования энергетической системы, в нормальных режимах при номинальных токах, а также в аварийных режимах при больших токах.

Наиболее ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее КЗ.

Выключатели должны надежно отключать любые токи: нормального режима и КЗ, а также малые индуктивные и емкостные токи без появления при этом опасных коммутационных перенапряжений. Для сохранения устойчивой работы системы отключение КЗ должно производиться как можно быстрее; выключатель должен быть приспособлен для быстродействующего АПВ.

Конструктивно колонковый выключатель на одну ячейку состоит из трех аналогичных отключающих устройств работающих каждая на свою фазу. Механизм выключателя состоит из двух основных систем, которые включают в себя контактную группу и дугогасительную камеру.

Конструктивное исполнение выключателя заключается в простоте, удобстве использования и транспортировки, а также он должен характеризоваться высокой ремонтоспособностью, взрыво- и пожаробезопасностью.

Их выбор состоит в определении следующих условий:

- рода установки (наружная, внутренняя);
- типа выключателя (предварительно);
- номинального напряжения выключателя;
- номинального тока выключателя.

Высоковольтные выключатели должны выдерживать любые режимы работы, поэтому необходимо производить проверку при нормальных и аварийных режимах работы.

Для установки выбираем элегазовый колонковый выключатель завода УЭТМ типа ВГТ-УЭТМ 220-40/3150 УХЛ1. Значение номинального тока отключения составляет 31,5 кА.

Для проверки по термической устойчивости выключателя необходимо выполнить расчет теплового импульса по следующей формуле:

$$W_K = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (28)$$

где  $T_a = 0,03$  с - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока кз;

$t_{откл}$  - расчетное время отключения выключателя, определяется по формуле:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл} \quad (29)$$

где  $\Delta t = 2,5$  с - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

$t_{отклвыкл}$  - полное время отключения выключателя

$$t_{откл} = 2,5 + 0,055 = 2,555 \text{ с},$$

$$W_K = 5,269^2 \cdot (2,555 + 0,03) = 71,764 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Далее проверяем возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока короткого замыкания. Следовательно, нужно рассчитать номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе:

Для этого необходимо определить:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right) \cdot I_{откл}; \quad (30)$$

где  $\beta_H = 40\%$  - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе;

$I_{\text{откл}} = 40$  кА - отключающий номинальный ток трансформатора;

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) \cdot 40 = 79,196 \text{ кА.}$$

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{\text{макр}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot 220}; \quad (31)$$

$$I_{\text{макр}} = \frac{77,07}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,202 \text{ кА.}$$

Результат сравнения каталожных и расчетных данных для выключателя представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Результат сравнения каталожных и расчетных данных

Данные с каталога	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220$ кВ	$U_p = 220$ кВ	$U_p \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 3150$ А	$I_{\text{макр}} = 202$ А	$I_{\text{макр}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{дин}} = 100$ кА	$i_{\text{уд}} = 12,791$ кА	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800$ кА <sup>2</sup> с	$B_k = 71,764$ кА <sup>2</sup> с	$B_k \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{отклном}} = 40$ кА	$I_{\text{п0}} = 5,269$ кА	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{отклном}}$
$I_{\text{вклном}} = 40$ кА	$I_{\text{п0}} = 5,269$ кА	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{вклном}}$
$i_{\text{аном}} = 79,196$ кА	$i_{\text{апер}} = 7,451$ кА	$i_{\text{апер}} \leq i_{\text{аном}}$

Исходя из приведенных выше расчетов, принимаем к установке выбранный выключатель так как он соответствует заданным условиям.

## 6.2 Выбор разъединителей

Разъединитель является коммутационным аппаратом, рассчитанным на отключение холостых токов, протекающих через него, так как его конструкции отсутствует дугогасительное устройство, и применяемым для напряжения более 1кВ, в целях создания видимого разрыва и изоляции отдельных частей системы, для безопасного ее ремонта.

Выбор разъединителей подобен выбору выключателей. Отличием является отсутствие проверки на отключающую способность, в связи с тем, что они не применяются для отключения цепей, которые находятся под током.

Расчёты для максимального тока и термической стойкости выключателя применяем те, что приведены выше.

К установке принимаем разъединитель завода УЭТМ типа РПД-УЭТМ-220/1250 УХЛ1.

Анализ сравнения характеристик разъединителя с требуемыми параметрами, представленных в каталоге и расчетных данных, приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Анализ сравнения характеристик и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{maxр}} = 202 \text{ А}$	$I_{\text{maxр}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$i_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 12,791 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 1875 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$V_{\text{к}} = 71,764 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$V_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$
Заземляющие ножи		
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 1875 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$V_{\text{к}} = 71,764 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$V_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$

Запланированный к установке разъединитель соответствует данным условиям и допускается к монтажу.

### 6.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока представляет собой электрическое устройство, которое применяется в частности для изменения значений первичного переменного тока сети до значений безвредных для его измерений. Еще одно важное назначение трансформатора тока заключается в способности отделять низковольтные приборы учета и реле, подключенные ко вторичной обмотке, от первичного высокого напряжения в сети.

Требуется чтобы значение номинального тока трансформатора было приближенно к значению рабочего тока установки, так как недогрузка первичной обмотки способна привести к росту погрешностей.

У трансформаторов тока имеется несколько обмоток, некоторые из них нужны для измерительных цепей с более высокими требованиями, а другие требуются для подключения блоков устройства РЗ. Зависимость этого условия заключается в том, относительно в каких фазах требуется получить измерения.

В зависимости от предназначения цепи и напряжений, последующее присоединение трансформаторов к одной, двум или трем фазам представлено ниже:

- при условии если  $U_{\text{ном}} \geq 110$  кВ, а также в цепях генераторов – в 3 фазы (схема - звезда);
- при условии если  $U_{\text{ном}} \leq 35$  кВ – в 2 фазы (схема неполной звезды);
- в трехпроводных установках имея равномерную нагрузку фаз – в 1 фазу (цепи трехфазных двигателей).

Установка ТТ производится во всех цепях, в которых существуют выключатели (по одному комплекту), а также они необходимы в цепи генератора, который находится без генераторного выключателя. Чем больше мощность у генератора, тем больше необходимо устанавливать количество комплектов трансформаторов тока в генераторной цепи.

Выбор трансформатора тока зависит от параметров значения нагрузки вторичной обмотки:



$$Z_{\text{втор}} \leq Z_{\text{вторном}} \quad (32)$$

где  $Z_{\text{втор}}$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{\text{втор,ном}}$  - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

В связи с тем, что индуктивное сопротивление токовых цепей небольшое, следовательно

$$Z_{\text{втор}} \approx R_{\text{втор}} \quad (33)$$

В состав вторичная нагрузки на трансформатор тока  $R_{\text{втор}}$  входят:

- сопротивление приборов  $R_{\text{приб}}$ ;
- сопротивление соединительных проводов  $R_{\text{пров}}$
- переходное сопротивление контактов  $R_{\text{конт}}$ .

Таким образом:

$$R_{\text{втор}} = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{конт}} \quad (34)$$

Требуется определение числа, типа и суммарной мощности измерительных приборов, находящихся на каждой фазе.

Площадь сечения проводов находится в промежутке от 2,5 мм<sup>2</sup> до 6 мм<sup>2</sup> по меди, а по алюминию - от 4 мм<sup>2</sup> до 10 мм<sup>2</sup>.

Примем, что  $Z_{\text{пров}} = R_{\text{пров}}$ , то требуется определение в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета сопротивления наиболее загруженной фазы. Состав вторичной нагрузки ТТ отражен в таблице 7.

Таблица 7 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока.

Устройство	Вид	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021-5-3	7,5	7,5	7,5
Ваттметр	СР3021-5	7,5	-	7,5
Варметр	СТ3021-5	7,5	-	7,5
Счетчик АЭ и РЭ	ЦЭ6850	2	-	2
ИТОГО		24,5	7,5	24,5

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{\text{вторном}}^2}, \quad (35)$$

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

$I_{\text{вторном}}^2$  - вторичный номинальный ток прибора.

$$R_{\text{приб}} = \frac{24,5}{5^2} = 0,981 \text{ Ом}$$

Значение переходного сопротивления контактов примем равным  $R_{\text{конт}} = 0,05 \text{ Ом}$ .

Для того чтобы подключить провод, необходимо использовать марку провода ВВГнг с сечением  $q = 4 \text{ мм}^2$  с медными жилами и удельным сопротивлением  $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ . Согласно пособию [2] длина соединительных проводов варьируется в интервале от 100 до 150 м. Далее примем длину провода  $L = 125 \text{ м}$ ;

Сопротивление проводов рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}; \quad (36)$$

$$R_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 125}{4} = 0,547 \text{ Ом};$$

Значение итогового сопротивления вторичной нагрузки:

$$R_{\text{втор}} = 0,981 + 0,547 + 0,05 = 1,578 \text{ Ом}.$$

Принимаем элегазовый трансформатор тока фирмы УЭТМ типа ТРГ-УЭТМ-220-УХЛ1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 8.

Таблица 8 - Сравнение каталожных и расчетных данных. Класс точности трансформатора тока соответствует значению 0,2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{max,р}} = 202 \text{ А}$	$I_{\text{max,р}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$S_{\text{вторном}} = 55 \text{ ВА}$	$S_{\text{приб}} = 24,5 \text{ ВА}$	$S_{\text{приб}} \leq S_{\text{вторном}}$
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 71,764 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}$
$Z_{\text{вторном}} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{\text{втор}} = 1,578 \text{ Ом}$	$Z_{\text{втор}} \leq Z_{\text{вторном}}$

По результатам установлено, что трансформатор тока соответствует заданным условиям и также требуемому классу точности, и принимается к установке.

#### 6.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения необходимы для преобразования напряжения сети до номинального напряжения вторичных цепей. К

трансформатору напряжения подключаются измерительные приборы и релейная защита, целью которых является постоянная информация о напряжении в сети для защиты оборудования и учета электрической энергии.

Напряжение первичных обмоток равно напряжению сети в котором подключается, а вторичное – всегда постоянно и равняется 100 В.

Установка трансформаторов напряжения производится на каждую секцию шин. Вторичная нагрузка трансформаторов находится в таблице 9.

Таблица 9 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	S <sub>приб</sub> , ВА	Число обмоток	cos	sin	Число приборов	P, Вт	Q, вар
Вольтметр	ЦВ210 1	2	1	1	0	2	4	0
Ваттметр	СР3021 -5	2,5	3	1	0	7	52,5	0
Варметр	СТ3021 -5	2,5	3	1	0	7	52,5	0
Частотомер	Э-372	3	1	1	0	1	3	
Счетчик АЭ и РЭ	ЦЭ685 0	3	3	0,38	0,925	7	23,9	58,3
Сумма							135,9	58,3

Суммарная мощность приборов:

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (37)$$

$$S_p = \sqrt{135,9^2 + 58,3^2} = 147,884 \text{ ВА.}$$

Для установки примем трансформатор напряжения фирмы УЭТМ типа ЗНГ-УЭТМ-220-ХЛ1.

Ниже приведено сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 10.

Таблица 10 - Сопоставление каталожных и расчетных данных.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{р}}$
$S_{\text{НОМ}} = 300 \text{ ВА}$	$S_{\text{р}} = 147,884 \text{ ВА}$	$S_{\text{НОМ}} \geq S_{\text{р}}$

Выбранный трансформатор подходит по условиям и классу точности, поэтому принимается к установке.

### 6.5 Выбор токоведущих частей

В распределительных устройствах 220 кВ находят применение гибкие шины, которые выполняются типами проводов АС.

Чаще всего гибкие шины и токопроводы натягивают между порталами и закрепляют на большом расстоянии на гирляндах подвесных изоляторов. Между сборными шинами принимается расстояние равное 4 метрам, так как такое расстояние является небольшим между фазами. Из этого следует, не имеет смысла рассчитывать электродинамическое действие. Но если токи КЗ являются большими, то провода сближаются сильно близко к друг другу, тем самым происходит их схлестывание.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 300/39, допустимый ток которых  $I_{\text{доп}} = 710 \text{ А}$ , диаметр провода составляет  $d = 24 \text{ мм}$ , сечение алюминиевой части  $q = 300 \text{ мм}^2$

Нет необходимости производить проверку шин на схлестывание, потому что периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени менее 20 кА.

Проверить сечения на нагрев (по допустимому току) можно при помощи следующей формуле:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}} \quad (38)$$

$$202 \leq 710$$

Данное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ по следующей формуле:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{c} \leq q \quad (39)$$

где  $c = 98$  – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{71,764 \cdot 10^6}}{98} = 86,448 \text{ мм}^2 \leq q$$

Выбранный провод проходит проверку по допустимому току и стойкости к току КЗ.

### **6.6 Выбор ограничителей перенапряжения**

С целью защиты подстанции от грозových и внутренних перенапряжений применяются ОПН, принцип работы которых основан на изменении величины сопротивления. При нормальном режиме работы электроустановки его сопротивление является большим и ток протекающий от фазы через него близок к нулю. Но при обнаружении каких-либо перенапряжений в сети сопротивление ОПН устремляется в низ, тем самым приводя его в работу. Импульс от перенапряжения движется по пути малого сопротивления, проходит через ОПН и устремляется в землю.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПНп – 220/1000/154-10 - II УХЛ1, основные характеристики которого представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
220	220	154	10	40

### 6.7 Выбор аккумуляторных батарей

Установки постоянного тока, имеющие аккумуляторные батареи, применяются для обеспечения питания сетей управления, систем сигнализации и автоматики, освещения подстанции.

Установка постоянного тока состоит из следующих элементов:

- один/несколько преобразователей энергии переменного тока в постоянный;
- аккумуляторная батарея;
- распределительное устройство.

Выбор аккумуляторных батарей производится по следующим параметрам:

- емкость;
- уровни напряжения в аварийном режиме;
- схема присоединения к шинам.

Чаще всего, режим работы аккумуляторных батарей заключается в их постоянной подзарядке. На этом элементе напряжение в начале разряда равна 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов в батарее находится по формуле:

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{ПА}}}, \quad (40)$$

где  $U_{\text{ш}}$  - напряжение на шинах;

$U_{\text{ПА}}$  - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

$$n_0 = \frac{230}{2,15} \approx 107,$$

Общее количество элементов:

$$n = \frac{220}{1,75} \approx 126. \quad (41)$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{\text{доб}} = n - n_0 \quad (42)$$

$$n_{\text{доб}} = 126 - 107 = 19$$

Номер батареи определяем по формуле:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{\text{ав}}}{j}, \quad (43)$$

где  $I_{\text{ав}}$  - нагрузка установившегося получасового разряда;

$j$  - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,058.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.  $N = 23$

Произведём проверку по максимальному толчковому току, предварительно принимая батарею СК – 24.

$$46 \cdot N \geq I_{\text{Tmax}}, \quad (44)$$



где  $I_{T\text{max}} = 1269 \text{ A}$  - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 23 = 1058 \text{ A.} \quad (45)$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{45} = 27,941;$$

Окончательно принимаем СК – 28.

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p = \frac{I_{T\text{max}}}{N} \text{ A.} \quad (46)$$

$$I_p = \frac{1269}{28} = 45,324 \text{ A.}$$

Если допустить потерю напряжения в соединительном кабеле не более 5 %, напряжение на приводах станет равным. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения будет находиться в пределах от 80 до 110 %, следовательно, принятые аккумуляторы способны обеспечить необходимое напряжение.

Выбор подзарядного устройства осуществляется по следующим формулам:

$$I_{\text{ПЗ}} \geq 0,15 \cdot N + I_{\text{П}}; \quad (47)$$

$$I_{\text{ПЗ}} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2$$

$$U_{\text{ПЗ}} \geq 2,2 \cdot n_0 \text{ В.} \quad (48)$$

$$U_{\text{ПЗ}} \geq 2.2 \cdot 108 = 237,6$$

После расчетов принимаем подзарядное устройство типа ВЗП – 380/260 – 40/80.

Ток и напряжение подзаряда добавочных элементов:

$$I_{\text{ПЗдоб}} = 0,05 \cdot 28 = 1,4;$$

$$U_{\text{ПЗдоб}} = 2.2 \cdot 17 = 37,4.$$

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН – 3.

Ниже произведен выбор зарядного устройства:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{\text{П}}; \quad (49)$$

$$I_3 = 5 \cdot 28 + 20 = 160 \text{ А};$$

$$U_{\text{ПЗ}} = 2.75 \cdot n; \quad (50)$$

$$U_{\text{ПЗ}} = 2.75 \cdot 125 = 342,75 \text{ А}.$$

Выбираем зарядный агрегат из генератора постоянного тока П – 91.

### **6.8 Выбор высокочастотных заградителей**

Высокочастотные заградители применяются для создания канала связи для релейной защиты. Также они необходимы для блокировки помех, создаваемых соседними линиями, работающие с такой же частотой.

Частотный диапазон работы ВЧ – заградителей колеблется в пределах от 24 до 1000 кГц. Установка ВЧ – заградителей осуществляется на фундаменте или же их подвешивают на линейном портале.

Выбор и проверку ВЧ- заградителей производим при помощи номинальных и ударных токов, а также учитываем значение термической устойчивости.

Для воздушной линии 220 кВ принимается к установке высокочастотный заградитель типа ВЗ-220-1250-0,5 УХЛ1.

Значения  $I_{\max p}$  и  $B_k$  берем те же что и для выключателей.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\max p} = 202 \text{ А}$	$I_{\max p} \leq I_{\text{НОМ}}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 12,791 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 71,764 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

Как видно из результатов ВЧ-заградитель соответствует данным требованиям и может быть приниматься к установке.

## 7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ОРУ 110 КВ

### 7.1 Выбор выключателей

Для установки на ОРУ 110 кВ выбираем элегазовый выключатель выключатели завода УЭТМ типа ВГТ-УЭТМ 220-40/3150УХЛ1 пружинного привода.

Расчет производится аналогично выбору выключателя, который был произведен в пункте 6.1.

Для проверки по термической устойчивости выключателя необходимо выполнить расчет теплового импульса по формуле (28) и расчетное время отключения выключателя (29):

$$t_{\text{откл}} = 2,5 + 0,055 = 2,555 \text{ с,}$$

$$W_K = 9,53^2 \cdot (2,555 + 0,02) = 233,867 \text{ кА}^2\text{с;}$$

где  $T_a = 0,03 \text{ с}$  - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания;

Аналогично, по формуле (30) определяем номинальное допустимое значение аperiodической составляющей тока КЗ, для того чтобы проверить возможность отключения выключателем аperiodической составляющей тока КЗ.

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) \cdot 40 = 79,196 \text{ кА.}$$

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{\text{maxp}} = \frac{S_{\text{CH}}}{\sqrt{3} \cdot 110}; \quad (51)$$

$$I_{\text{maxp}} = \frac{55,52}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,291 \text{ кА;}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 13.

Таблица 13 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{макр}} = 291 \text{ А}$	$I_{\text{макр}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 21,561 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_K = 233,867 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{\text{отклном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 9,532 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{отклном}}$
$I_{\text{вклном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 9,532 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{вклном}}$
$i_{\text{аном}} = 79,196 \text{ кА}$	$i_{\text{апер}} = 13,489 \text{ кА}$	$i_{\text{апер}} \leq i_{\text{аном}}$

Из результатов видно, что выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке. Расшифровка выбранного выключателя производится аналогично.

## 7.2 Выбор разъединителей

Аналогично на стороне СН выбираем разъединитель завода УЭТМ типа РПД-УЭТМ-110/1250 УХЛ1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 14.

Таблица 14 - Сравнение каталожных и расчетных данных.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{макр}} = 291 \text{ А}$	$I_{\text{макр}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$i_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 21,561 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_K = 233,867 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Заземляющие ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_K = 233,867 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

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

### 7.3 Выбор трансформаторов тока

На стороне СН выберем трансформатор тока элегазовый фирмы УЭТМ типа ТРГ-УЭТМ-110-УХЛ1.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 15.

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА3021-5-3	7,5	7,5	7,5
Ваттметр	СР3021-5	7,5	-	7,5
Варметр	СТ3021-5	7,5	-	7,5
Счетчик АЭ и РЭ	ЦЭ6850	2		2
ИТОГО		24,5	7,5	24,5

Обратимся к формуле (34) для того чтобы определить вторичную нагрузку трансформатора. Для этого необходимо вычислить суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне СН  $R_{\text{приб}}$  по формуле (35), представленной выше:

$$R_{\text{приб}} = \frac{24,5}{5^2} = 0,98 \text{ Ом}$$

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

Для подключения проводов используется провод ВВГнг с сечением  $q = 2,5 \text{ мм}^2$  с медными жилами и удельным сопротивлением  $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ . Длина соединительных проводов варьируется в интервале от 75 до 100 м. Далее примем длину провода  $L = 80$  м;

Сопротивление проводов рассчитывается по формуле (36):

$$R_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 80}{4} = 0,350 \text{ мм}^2;$$

Итоговое сопротивление вторичной нагрузки:

$$R_{\text{втор}} = 0,98 + 0,350 + 0,05 = 1,380 \text{ Ом}.$$

В таблице 16 представлено сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока

Таблица 16 - Сравнение каталожных и расчетных данных. Класс точности 0,2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{max,p}} = 291 \text{ А}$	$I_{\text{max,p}} \leq I_{\text{ном}}$
$S_{\text{вторном}} = 55 \text{ ВА}$	$S_{\text{приб}} = 24,5 \text{ ВА}$	$S_{\text{приб}} \leq S_{\text{вторном}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 233,867 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
$Z_{\text{вторном}} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{\text{втор}} = 1,380 \text{ Ом}$	$Z_{\text{втор}} \leq Z_{\text{вторном}}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет условиям и классу точности, соответственно принимается к установке.

#### 7.4 Выбор трансформаторов напряжения

Аналогично произведем выбор ТТ на стороне СН.

Выбираем трансформатор напряжения фирмы УЭТМ типа ЗНГ-УЭТМ-110-ХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 17.

Таблица 17 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{\text{приб}}$ , ВА	Число Обмоток	cos	sin	Число приборов	P, Вт	Q, вар
Вольтметр	ЦВ2101	2	1	1	0	2	4	0
Ваттметр	СР3021-5	2,5	3	1	0	10	75	0
Варметр	СТ3021-5	2,5	3	1	0	10	75	0
Частотомер	Э-372	3	1	1	0	1	3	0
Счетчик АЭ и РЭ	ЦЭ6850	3	3	0,38	0,925	3	3,42	25,1
Сумма							160,42	25,10

Находим полную мощность по формуле (37):

$$S_p = \sqrt{160,40^2 + 25,10^2} = 160,489 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 18.

Таблица 18 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_p$
$S_{\text{НОМ}} = 300 \text{ ВА}$	$S_p = 160,489 \text{ ВА}$	$S_{\text{НОМ}} \geq S_p$

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

### 7.5 Выбор токоведущих частей

На стороне среднего напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 185/29, допустимый ток которых  $I_{\text{доп}} = 520 \text{ А}$ , диаметр провода  $d = 18,9 \text{ мм}$ .

Проверка шин на схлестывание не производится так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.



Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току) производится по следующей формуле:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}} \quad (52)$$

$$292 \leq 520$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ по формуле (39):

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{233,867 \cdot 10^6}}{98} = 156,043 \text{ мм}^2 \leq q$$

Выбранный провод проходит проверку по допустимому току и не превышает термическую температуру.

### 7.6 Выбор ограничителей перенапряжения

На стороне СН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПНп – 110/86/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 110 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
110	110	86	10	40

### 7.7 Выбор высокочастотных заградителей

Выбор ВЧ- заградителей производим по номинальным и ударным токам.

На линиях 110 кВ устанавливаем ВЧЗ типа ВЗ-110-400-0,5 УХЛ1.

Значения  $I_{\max p}$  и  $B_k$  берем те же что и для выключателей.

Таблица 20 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\max p} = 291 \text{ А}$	$I_{\max p} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{дин}} = 25,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 21,561 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 300 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 233,867 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

ВЧ- заградители выбираем по номинальным и ударным токам.

Для ВЛ 220 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-220-1250-0,5 УХЛ1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлены в таблице 21.

Таблица 21 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\max p} = 202 \text{ А}$	$I_{\max p} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 12,792 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 71,764 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

Как видно из результатов ВЧ-заградитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

## 8 ПРОВЕРКА СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

На подстанции Мамаканская установлено два трансформатора АДЦТН 220/110 номинальной мощностью 125 МВА.

Произведем проверку силового трансформатора по действующим нагрузкам.

В нормальном режиме загрузка трансформатора согласно ГОСТ 14209-85 [28] не должна превышать 0,7 – 0,8 от его номинальной мощности. При долговременной перегрузке происходит быстрый износ изоляции и перегрев оборудования, а при недогрузке происходит увеличение потерь, повышения износостойкости и сокращению нормируемого срока эксплуатации оборудования.

Проверку загрузки двух трансформатор при нормальном режиме работы производят по следующей формуле:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{СН}} + S_{\text{НН}}}{n_T \cdot S_{\text{ТНОМ}}} \quad (53)$$

где  $S_{\text{СН}} + S_{\text{НН}}$  – мощности потребителей соответственно на средней и низкой сторонах;

$n_T$  – количество силовых трансформаторов;

$S_{\text{ТНОМ}}$  – номинальная мощность силового трансформатора.

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{55,515 + 21,553}{2 \cdot 125} = 0,308$$

Также необходимо проверить аварийный режим работы при отключении одного из трансформаторов, оставшийся в работе трансформатор должен взять нагрузку первого. Коэффициент загрузки в аварийном режиме не должен превышать 1,2 от его номинальной мощности и определяется по следующей формуле:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{сн}} + S_{\text{нн}}}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{ТНОМ}}} \quad (54)$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{55,515 + 21,553}{(2-1) \cdot 125} = 0,617$$

Из расчетов видно, что установленные трансформаторы не превышают требуемые значения коэффициентов загрузки при аварийных и нормальных режимах работы.

## 9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА КРУН 10 кВ

КРУН это комплектное распределительное устройство наружной установки, состоящее из отдельных секций, которые монтируются в свою очередь между собой, что позволяет сократить время и силы при монтаже.

Ячейки КРУН поступают в сборном виде на подстанцию и для установки требуют только соединению между собой с помощью сборных шин. Шкафы КРУН изготавливаются в различных комплектациях оборудования – ячейка с силовыми выключателями, трансформаторы собственных нужд, трансформаторы напряжения и различные шкафы автоматики.

Преимущества такого вида распределительного устройства заключается в следующем:

- в условиях жесткого климата происходят меньшие затраты на приобретение оборудования с более высокими показателями;
- токоведущие части скрыты под металлическим кожухом, что позволяет почти безопасно перемещаться внутри и эксплуатировать оборудование;
- конструкция КРУН такого, что она позволяет быстро и без каких-либо затрат на изменение действующей схемы расширять все распределительное устройство.

Распределительное устройство рассчитано на применение разнообразного оборудования: выключателей разного типа и принципа дугогашения. Еще одним конструктивным преимуществом является наличие выкатных выключателей, что позволяет создавать видимый разрыв без использования лишнего оборудования. Положение выкатного выключателя имеет три ступени: рабочая, когда выключатель включен и все цепи замкнуты; промежуточная, используется для проверки работы самого выключателя и в этом положении силовые цепи разомкнуты, а оперативные подают сигнал на то или иное действие для его проверки; и третье положение используется для полного извлечения выключателя из ячейки для ее дальнейшего обслуживания или ремонта.

На низкой стороне принимается к установке КРУН напряжением 10 кВ фирмы Электроцит типа КРУН-СЭЩ- 59 ХЛ1.

Таблица 22 – Технические данные

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения, кА	40
Электродинамическая стойкость, кА	128

### 9.1 Выбор выключателей

Выбираем вакуумный выключатель завода Электроцит типа ВВУ-СЭЩ-10-40/2000 УХЛ2 с пружинномоторным приводом. В КРУН-СЭЩ-59 ХЛ1 размещаются коммутационные аппараты, приборы измерения и защиты, устройства управления, сигнализации, силовые и оперативные цепи и другие вспомогательные устройства.

Расчет проводится аналогично выбору на сторонах ВН и СН.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по формуле (28):

где  $T_a = 0,1$  с - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания;

$t_{откл}$  с - расчетное время отключения выключателя, определяется по формуле (29), представленной в подразделе 6.1 в которой  $t_{отклвыкл} = 0,05$  с.

$$t_{откл} = 1 + 0,05 = 1,05 \text{ с}$$

где  $\Delta t = 1$  с - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

$$W_K = 38,51^2 \cdot (1,05 + 0,1) = 1705,471 \text{ кА}^2\text{с};$$

Аналогично определяем номинальное допустимое значение аperiodической составляющей тока КЗ по формуле (30), представленной в подпункте 6.1, для того чтобы проверить возможность отключения выключателем аperiodической составляющей тока КЗ.

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) \cdot 40 = 79,196 \text{ кА.}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне НН также определим по формуле для наиболее загруженного выключателя:

$$I_{\text{maxp}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}; \quad (55)$$

$$I_{\text{maxp}} = \frac{21,55}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,244 \text{ кА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 23.

Таблица 23 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{maxp}} = 1244 \text{ А}$	$I_{\text{maxp}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 89,862 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 1705,471 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$
$I_{\text{отклном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 38,516 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{отклном}}$
$I_{\text{вклном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 38,516 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{вклном}}$
$i_{\text{аном}} = 79,196 \text{ кА}$	$i_{\text{апер}} = 54,463 \text{ кА}$	$i_{\text{апер}} \leq i_{\text{аном}}$

Из результатов выключатель соответствует данным условиям и может приниматься к установке.

## 9.2 Выбор трансформаторов тока

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10/1500-УХЛ2.

Трансформатор тока на стороне НН подключается к двум фазам А и С.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021-5-3	7,5	-	7,5
Ваттметр	СР3021-5	7,5	-	7,5
Варметр	СТ3021-5	7,5	-	7,5
Счетчик АЭ и РЭ	ЦЭ6850	2	-	2
ИТОГО		24,5	0	24,5

Расчет ведем аналогично выбору на сторонах ВН и СН.

Необходимо определить вторичную нагрузку трансформатора по формуле (34), представленной в подразделе 6,3. Для этого находим сопротивление приборов  $R_{\text{приб}}$  по формуле (35):

$$R_{\text{приб}} = \frac{24,5}{5^2} = 0,98 \text{ Ом}$$

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

Для подключения проводов используется провод ВВГнг сечением  $q = 2,5 \text{ мм}^2$  с

алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ .

Длину проводов примем  $l = 5 \text{ м}$ .

Сопротивление проводов рассчитывается по формуле аналогично:

$$R_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 5}{2,5} = 0,035 \text{ мм}^2;$$

Следовательно, сопротивление вторичной нагрузки:

$$R_{\text{втор}} = 0,98 + 0,035 + 0,05 = 1,065 \text{ Ом}.$$



Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 25. Класс точности ТТ 0,5.

Таблица 25 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 1500 \text{ А}$	$I_{\text{max,р}} = 1244 \text{ А}$	$I_{\text{max,р}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$S_{\text{вторном}} = 55 \text{ ВА}$	$S_{\text{приб}} = 24,5 \text{ ВА}$	$S_{\text{приб}} \leq S_{\text{вторном}}$
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 1705,471 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}$
$Z_{\text{вторном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{\text{втор}} = 1,065 \text{ Ом}$	$Z_{\text{втор}} \leq Z_{\text{вторном}}$

Трансформатор тока принимается к установке, так как он соответствует данным условиям.

### 9.3 Выбор трансформаторов напряжения

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАЛИ - СЭЦ- 10 УХЛ2.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 26.

Таблица 26 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{\text{приб}}$ , ВА	Число Обмоток	cos	sin	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	ЦВ2101	2	1	1	0	2	4	0
Ваттметр	СР3021-5	2,5	3	1	0	9	67,5	0
Варметр	СТ3021-5	2,5	3	1	0	9	67,5	0
Частотомер	Э-372	3	1	1	0	1	3	
Счетчик АЭ и РЭ	ЦЭ6850	3	3	0,38	0,925	9	30,7	74,92
Сумма							172,7	74,92

Суммарная мощность определяется по формуле (37):

$$S_p = \sqrt{172,7^2 + 74,92^2} = 188,347 \text{ ВА.}$$

В таблице ниже представлено сопоставление каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения.

Таблица 27 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_{\text{НОМ}}$
$S_{\text{НОМ}} = 300 \text{ ВА}$	$S_p = 188,347 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_{\text{НОМ}}$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и принимается к установке.

#### 9.4 Выбор токоведущих частей

В закрытых распределительных устройствах 6 – 10 кВ принимается жесткая ошиновка. При малых токах применяются шины плоского сечения, а для увеличения стойкости РУ к большим токам уже находят применение силы коробчатого типа.

Номинальный ток:

$$I_{p.\text{max}} = 1244 \text{ А;}$$

Выбираем алюминиевые шины размером 100\*6 мм с допустимым током  $I_{\text{доп. ном}} = 1425 \text{ А}$

$$I_{\text{доп.л}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot \sqrt{\frac{Q_{\text{доп}} - Q_0}{Q_{\text{доп}} - Q_{\text{норм}}}}; \quad (56)$$

$$I_{\text{доп.л}} = 480 \cdot \sqrt{\frac{70 - 45}{70 - 20}} = 339,467 \text{ А}$$

Проверка по термостойкости исходя из данных.

$$I_{\text{по}} = 38,516 \text{ кА; } i_{\text{уд}} = 89,862 \text{ кА; } B_{\text{к}} = 1705,471 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}; \quad (57)$$

где  $C = 90$ - для алюминиевых шин и кабелей;

$q_{\min}$  – минимальное сечение провода.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{1705,47 \cdot 10^3}}{90} = 14,512 \text{ мм}^2,$$

$$q_{\min} < q_{\text{станд}}, \quad (58)$$

### 9.5 Выбор ограничителей перенапряжения

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПНп – П-10 УХЛ2, основные характеристики которого представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
10	15	12	5	24

## 10 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ МАМАКАНСКАЯ

### 10.1 Расчет зоны молниезащиты

Молниезащита подстанции применяется для предотвращения попаданий прямых ударов молнии в высоковольтное электрооборудование. Грозовой импульс, который проникает в электроустановку нарушает ее нормальное функционирование. Ток молнии достигает очень больших величин, что может привести к разрушению связей между электрооборудованием и установками.

При помощи системы молниеприемников производится необходимая защита подстанции от прямых ударов молнии. Назначение молниеприемников заключается в том, чтобы предотвратить большее число попаданий ударов в электроустановку, а принять всю нагрузку и импульс на себя.

Установка молниеприемников осуществляется на самых высоких точках сооружений, установленных на подстанции, в отдельных случаях их можно установить отдельно, при этом металлическая конструкция порталов и матч применяется как токоотводы.

Для того чтобы определить границы зон защиты, необходимо произвести расчет молниезащиты.

Всего зоны защиты делятся на два вида:

- зона А – с надежностью более 0,995;
- зона Б – с надежностью более 0,95.

Перед началом расчета молниезащиты, в первую очередь необходимо определить число ударов молнии, происходящих в год в защищаемый объект, если при это молниезащита отсутствует.

Определяем количество поражений от прямых ударов молнией объекта, находящегося без защиты в один год:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (A + 10 \cdot h_x) \cdot (B + 10 \cdot h_x) \cdot 10^{-6}, \quad (59)$$

где  $A, B$  – длина, ширина здания или сооружения, м;

$h_x$  – наибольшая высота здания или сооружения, м;

$n$  – среднее годовое число ударов молнии в  $1 \text{ км}^2$  земли.

Средняя годовая продолжительность гроз в часах для находится в интервале от 20 до 40 ч, поэтому примем  $n = 30$ .

$$N = 0,06 \cdot 30 \cdot (165 + 10 \cdot 17) \cdot (175 + 10 \cdot 17) \cdot 10^{-6} = 0,216$$

Так как  $N < 1$ , то необходимо применять тип зоны защиты Б.

Ниже рассчитаем параметры защиты молниеотводов. Высота молниеотвода  $h = 27 \text{ м}$ .

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,92 \cdot h, \quad (60)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,92 \cdot 27 = 24,840 \text{ м}.$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (61)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 27 = 40,5 \text{ м}.$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта (линейного портала,  $h_x = 17 \text{ м}$ ):

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right), \quad (62)$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 40,5 \cdot \left(1 - \frac{17}{24,84}\right) = 12,783 \text{ м.}$$

Последующие значение защиты необходимо рассчитывать аналогично. Ниже представим пример расчета для молниеотводов 1-2. Значения расчета остальных данных приведены в таблице 29.

Минимальная высота внутренней зоны защиты между двумя одинаковыми молниеотводами находится по формуле:

$$h_{cx} = h_{эф} - 0,14 \cdot (L - h), \quad (63)$$

где  $L$  – расстояние между молниеотводами.

$$h_{cx} = 24,84 - 0,14 \cdot (59,5 - 27) = 20,291 \text{ м.}$$

Радиус внутренней зоны защиты для типа Б  $r_0 = 40,5$ .

Радиус внутренней зоны защиты на уровне линейного портала определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \quad (64)$$

$$r_{cx} = 40,5 \cdot \frac{20,291 - 17}{20,291} = 6,569 \text{ м.}$$

После окончания расчета всех молниеприемников нужно построить общую картина зоны защиты для объекта. Расчеты для парных молниеприемников приведены в таблице 29.

Таблица 29 - Расчет молниезащиты

Номера молниеприемников	$L, \text{м}$	$h_{cx}, \text{м}$	$r_{cx1}, \text{м}$	$r_{cx2}, \text{м}$
1-2	59,508	20,296	6,571	17,854
2-3	44,012	22,464	9,853	20,031

3-4	41,501	22,812	10,327	20,351
4-5	59,750	20,252	6,513	17,810
5-6	47,381	21,993	9,191	19,532
6-7	43,820	22,496	9,886	20,061
7-9	57,816	20,534	6,963	18,112
9-13	49,885	21,643	8,685	19,241
13-14	71,423	18,627	3,536	15,813
1-14	45,357	22,271	9,586	19,865

## 10.2 Определение параметров контура заземления

Основной опасностью для человека, находящегося рядом с электроустановкой, является электрический ток. Опасность поражения током обусловлена невозможностью обнаружить утечку тока без специальных приборов и инструментов. Степень поражения электрическим током зависит от следующих факторов:

- разность потенциалов;
- мощность источников тока;
- сопротивление тела человека.

Чтобы создать нормальные условия необходимые для работы электрической установки, требуется рабочее заземление, такое как заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек. Не имея такой тип заземления устройство будет не в состоянии выполнить свои функции.

Защитить оборудование от повреждений возникающий от ударов молний, возможно при помощи применения грозозащиты, выполняющейся при помощи стержневых и тросовых молниеотводов, а для отвода импульса применяется заземленные устройства, такие как, вентильные разрядники, ОПН и искровые промежутки.

Произведем расчет заземления подстанции «Мамаканская». Заземление необходимо устанавливать таким образом, чтобы человек находящийся возле

оборудования, имел возможность защиты. Поэтому необходимо контур сетки заземления располагать на расстоянии от 1 до 1,5 метров от высоковольтного оборудования.

Использованная площадь под заземлитель, м<sup>2</sup>:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (65)$$

где  $A, B$  – ширина и длина территории, которая занимает под заземлитель, м.

$$S = (165 + 2 \cdot 1,5) \cdot (175 + 2 \cdot 1,5) = 29904 \text{ м}^2.$$

Для создания заземления необходимо установить горизонтальные и вертикальные электроды, диаметр которых принимаем  $d = 12$  мм.

Проверим сечение по условиям механической прочности:

$$F_{M.П} = \pi \cdot R^2, \quad (66)$$

где  $R$  – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

$$F_{M.П} = 3,14 \cdot 6^2 = 113,041 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.с} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (67)$$

где  $T = 0,3$  с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$  (для стали) – коэффициент термической стойкости.

$$F_{T.с} = \sqrt{\frac{5271^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 31,501 \text{ мм}^2.$$



Проверку сечения на коррозионную стойкость необходимо определять по следующей формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d + S_{\text{ср}}) \quad (68)$$

где  $a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  – каталожные коэффициенты, которые зависят от состава грунта;

$T = 480$  мес. – время, за которое использовался заземлитель (40 лет).

$$S_{\text{ср}} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k,$$

Коэффициенты, которые принимаются с учетом низкой коррозионности:

$$S_{\text{ср}} = 0,0026 \cdot \ln^3 480 + 0,0092 \cdot \ln^2 480 + 0,0104 \cdot \ln 480 + 0,0224 = 1,049;$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 1,049 \cdot (12 + 1,049) = 42,983 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников обязано удовлетворять условию:

$$F_{\text{м.п}} \geq F_{\text{min}} \geq F_{\text{кор}} + F_{\text{т.с}}; \quad (69)$$

$$\text{где } F_{\text{min}} \geq 42,983 + 31,5 = 74,483 \text{ мм}^2$$

$$113,04 \geq 74,48 \text{ мм}^2.$$

Данное условие прошло проверку, поэтому имеем право оставить выбранный диаметр прутков.

Расстояние между полосами сетки равно:  $l_{\text{п-п}} = 12$  м.

Тогда возможно определить общую длину полос, находящихся в этой сетке:

$$L_{\text{п}} = \frac{2 \cdot S}{l_{\text{п-п}}}; \quad (70)$$

$$L_{\Pi} = \frac{2 \cdot 29904}{12} = 4984 \text{ м.}$$

При представлении площади подстанции квадратной моделью находим количество ячеек:

$$m = \frac{L_{\Pi}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (71)$$

$$m = \frac{4984}{2 \cdot \sqrt{29904}} - 1 = 13,411.$$

Принимаем:  $m = 14$ .

Тогда длина стороны ячейки  $L_{\text{Я}}$  находится по формуле:

$$L_{\text{Я}} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (72)$$

$$L_{\text{Я}} = \frac{\sqrt{29904}}{14} = 12,352 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчётной модели:

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (73)$$

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot \sqrt{29904} \cdot (14 + 1) = 5187,831 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_{\text{В}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (74)$$

где  $a$  – это расстояние между вертикальными электродами, равное 25 метрам.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{29904}}{25} = 27,668.$$

Принимаем:  $n_B = 28$ .

Необходимо рассчитать стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{\Gamma} + n_B + l_B} \right), \quad (75)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта;

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

$l_B / \sqrt{S} = 5 / \sqrt{29904} = 0,02$ , из этого следует, что  $A = 0,43$ .

$$R_1 = 30 \cdot \left( \frac{0,43}{\sqrt{29904}} + \frac{1}{5187,831 + 28 + 5} \right) = 0,084 \text{ Ом}$$

$$R_2 = 10 \cdot \left( \frac{0,43}{\sqrt{29904}} + \frac{1}{5187,831 + 28 + 5} \right) = 0,037 \text{ Ом}$$

Находим импульсный коэффициент:

$$\alpha_{И} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (76)$$

где  $I_M$  – ток молнии, кА.

$$\alpha_{И1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{29904}}{(30 + 320) \cdot (50 + 45)}} = 2,796;$$

$$\alpha_{И2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{529904}}{(10 + 320) \cdot (50 + 45)}} = 2,884.$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя, которое должно соответствовать условию:

$$R_{и} = R \cdot \alpha_{и} \text{ Ом} \quad (77)$$

$$R_{и1} = R_1 \cdot \alpha_{и1} \quad (78)$$

$$R_{и1} = 0,084 \cdot 2,796 = 0,229 \text{ Ом}$$

$$R_{и2} = R_2 \cdot \alpha_{и2} \quad (79)$$

$$R_{и2} = 0,037 \cdot 2,884 = 0,086 \text{ Ом}$$

Суммарное импульсное сопротивление контура заземления:

$$R_{общ} = R_{и1} + R_{и2} \leq 0,5 \quad (80)$$

$$R_{общ} = 0,229 + 0,086 = 0,315 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение не превышает допустимый порог, что соответствует требованиям, которые предъявляются к заземлителям согласно ПУЭ 7[3].

## 11 ВЫБОР ЗАЩИТ ТРАНСФОРМАТОРА

Современная релейная защита базируется на модульных микропроцессорных блоках. Она пришла на смену электромеханическим реле и достаточно быстро зарекомендовала себя с наилучшей стороны, основными плюсами которой являются надежность, быстродействие и безотказность работы.

Данный раздел включает в себя расчет релейной защиты на базе микропроцессорного терминала «Сириус-Т3», предназначенного для дифференциальной защиты силового автотрансформатора на напряжение до 220 кВ.

### 11.1 Расчет уставок дифференциальной защиты автотрансформатора

Принцип работы любой релейной защиты основывается на сравнении токов, протекающих в разных фазах/линиях и при отклонении этих токов от заданных уставок с последующими действиями на сигнал или отключение аварийного участка.

Для минимальной погрешности необходимо правильно подобрать трансформатор тока с первичным номинальным током близким к расчетным токам.

Первичные токи обмоток трансформатора на каждой стороне определяем по формуле:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (81)$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{НОМ}}$  - номинальное напряжение стороны

$$I_{\text{НОМ } 220} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 313,782 \text{ А,}$$

$$I_{\text{НОМ } 110} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 596,443 \text{ А},$$

$$I_{\text{НОМ.10}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 6560,798 \text{ А},$$

Номинальные коэффициенты трансформации ТТ:

$$k_I = \frac{I_{\text{НОМ}}}{I_{\text{Вторном}}} \quad (82)$$

где  $I_{\text{Вторном}} = 5 \text{ А}$  - номинальный ток, который протекает во вторичной обмотке,

$$k_{I1} = \frac{400}{5} = 80;$$

$$k_{I2} = \frac{600}{5} = 120;$$

$$k_{I3} = \frac{8000}{5} = 1600$$

Номинальные токи во вторичных цепях:

$$I_{\text{Втор}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}}{k_I} \quad (83)$$

$$I_{\text{Втор1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ220}}}{k_{I1}} ; \quad (84)$$

$$I_{\text{Втор1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 313,782}{80} = 6,793 \text{ А}$$

$$I_{\text{Втор2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ110}}}{k_{I2}} \quad (85)$$

$$I_{\text{втор2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 596,443}{120} = 8,614 \text{ А}$$

$$I_{\text{втор3}} = \frac{1 \cdot I_{\text{ном10}}}{k_{I3}} \quad (86)$$

$$I_{\text{втор3}} = \frac{1 \cdot 6560,798}{1600} = 4,107 \text{ А}$$

### 11.2 Расчет уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ–1)

Согласно рекомендациям [4] требуется произвести отстройку от срабатывания при КЗ на низкой стороне.

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб(1)}} \cdot I_{\text{кз.внеш}*}, \quad (87)$$

где  $K_{\text{отс}}$  - коэффициент отстройки, имеющий значение в 1,2;

$K_{\text{нб(1)}} = 0,7$  - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ;

$I_{\text{кз.внеш}*}$  - отношение тока КЗ к номинальному току трансформатора, который находится по формуле:

$$I_{\text{кз.внеш}*} = \frac{I_{\text{кз.внеш.}}}{I_{\text{ном220}}}; \quad (88)$$

где  $I_{\text{кз}}$  - ток внешнего КЗ ( $I_{\text{кз.внеш.ВН}} = 1751 \text{ А}$ );

$I_{\text{ном}}$  - номинальный ток трансформатора ( $I_{\text{ном 220}} = 313,782 \text{ А}$ );

Отстройка от срабатывания при КЗ на низкой стороне:

$$I_{\text{кз.внеш}*} = \frac{1751}{313,782} = 5,579 \text{ А},$$

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 5,579 = 4,687 \text{ А}.$$

Принимаем уставку дифотсечки  $I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} = 5$ .

### 11.3 Расчет уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ–2)

Данная ступень дифференциальной защиты рассчитана на определение даже самых незначительных замыканий в любых обмотках трансформатора.

По формуле ниже возможно определить дифференциальный ток, который вызван протеканием по защищаемому трансформатору сквозного тока:

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} \quad (89)$$

где  $K_{\text{отс}} = 1,2$  - коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч}}$  - расчетный ток небаланса, вызываемый сквозным током,

находится по формуле:

$$I_{\text{нб.расч}} = (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{СКВ}} \quad (90)$$

где  $K_{\text{пер}} = 2,0$  - коэффициент, учитывающий переходной режим;

$K_{\text{одн}} = 1,0$  - коэффициент однотипности трансформатора тока;

$\varepsilon = 0,05$  - относительное значение полной погрешности ТТ в установившемся режиме;

$\Delta U_{\text{РПН}} = 12\%$  - полный размах РПН;

$\Delta f_{\text{доб}} = 0,04$  - метрологическая погрешность;

$$I_{\text{нб.расч}} = (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,05 + 0,12 + 0,04) \cdot I_{\text{СКВ}} = 0,268 \cdot I_{\text{СКВ}} \text{ А}$$

Следовательно,  $I_{\text{диф}} = 1,2 \cdot 0,268 \cdot I_{\text{СКВ}} = 0,322 \cdot I_{\text{СКВ}} \text{ А}$

Коэффициент снижения тормозного тока:



$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{доб}})} \quad (91)$$

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,05 + 0,12 + 0,04)} = 0,863$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{\text{ТОРМ}} \geq \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{доб}})}{K_{\text{сн.т}}}, \quad (92)$$

$$K_{\text{ТОРМ}} \geq \frac{100 \cdot 1,2 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,05 + 0,12 + 0,04)}{0,863} \approx 36.$$

Принимаем уставку  $K_{\text{ТОРМ}} = 36 \%$

Первая точка излома тормозной характеристики находится автоматически по выражению:

$$\frac{I_{\text{т1}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{(I_{\text{д1}} / I_{\text{ном}}) \cdot 100}{K_{\text{ТОРМ}}}, \quad (93)$$

$$\frac{I_{\text{т1}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{0,4 \cdot 100}{36} = 1,111.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики выбирается в пределах 1,5 - 2. Примем  $\frac{I_{\text{т2}}}{I_{\text{ном}}} = 1,7.$

Уставка блокировки от второй гармоники в пределах 12 - 15 % согласно

[4]. Принимаем  $\frac{I_{\text{дг2}}}{I_{\text{дг1}}} = 0,13.$

Первичный ток срабатывания защиты без наличия торможения:

$$I_{c.3} = I_{НОМ} \cdot \left( \frac{I_{Д1}}{I_{НОМ}} \right), \quad (94)$$

$$I_{c.3} = 313,782 \cdot 0,4 = 125,513 \text{ А.}$$

#### **11.4 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)**

Этот вид защиты предназначен для оповещения, поэтому уставка для времени принимается в районе 0,1 мин, а по току намного меньше, чем в ДЗТ – 2, что позволяет определить даже самые незначительные нарушения.

Рекомендуемые значения  $\frac{I_{Д1}}{I_{НОМ}} = 0,1$ ;  $T = 10 \text{ с.}$

#### **11.5 Максимальная токовая защита**

При расчете данной уставки необходимо учесть максимальное увеличение тока в режиме КЗ.

##### **11.5.1 Расчет МТЗ 10 кВ с пуском по напряжению**

Расчёт МТЗ с пуском по напряжению необходимо выполнять по следующей последовательности:

1. Отстройка по току нагрузки рассчитывается по формуле:

$$I_{c.3} = \frac{k_H \cdot k_3}{k_B} \cdot I_{НОМ.10} \quad (95)$$

где  $k_H = 1,2$  - коэффициент надежности;

$k_3 = 1,3$  - коэффициент запаса;

$k_B = 0,95$  - коэффициент возврата выходных реле терминала.

$$I_{c.3} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 6560,79 = 10773,512 \text{ А}$$

2. Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з} \cdot k_{сх}}{k_{ТТ}} \quad (96)$$

где  $k_{сх}$  - коэффициент схемы подключения трансформатора тока;

$k_{ТТ}$  - коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{c.p} = \frac{10773,512 \cdot \sqrt{3}}{8000/5} = 10,663 \text{ А}$$

Принимаем  $I_{c.p} = 10,663 \rightarrow I_{c.з} = 10773,512 \text{ А}$

$$I_{МТ310} = 10773,512 \text{ А}$$

3. Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{c.з} \leq \frac{U_{\min}}{k_{отс} \cdot k_B} \quad (97)$$

где  $U_{\min}$  - междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, выбирается 0,85 от  $U_{ном}$ ;

$k_{отс}$  - коэффициент отстройки, равен 1,2.

$$U_{c.з} \leq \frac{0,85 \cdot 10000}{1,2 \cdot 1,2} = 5902,785 \text{ В}$$

4. Отстройка от напряжений самозапуска при включении АПВ или АВР заторможенных двигателей:

$$U_{c.з} \leq \frac{U_{зап}}{k_{отс}} \quad (98)$$

где  $U_{\text{зап}} = 0,7 \cdot U_{\text{НОМ}}$  - междуфазное напряжение в месте установки ПОН в условиях самозапуска заторможенных двигателей при включении их от АПВ или АВР,  $0,7 \cdot U_{\text{НОМ}}$ , В.

$$U_{\text{сз}} \leq \frac{0,7 \cdot 10000}{1,2} = 5833,333 \text{ В}$$

Принимаем для пункта 3 и 4  $U_{\text{с.з}} = 5833,333 \text{ В}$ .

Определяем вторичное значение:

$$U_{\text{ср}} \leq \frac{U_{\text{сз}}}{K_{\text{ТН}}}; \quad (99)$$

где  $K_{\text{ТН}} = 10000/100$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения

$$U_{\text{ср}} \leq \frac{5833,333}{10000/100} = 58,333 \text{ В}$$

### 11.5.2 Расчет МТЗ 110 кВ с пуском по напряжению

Расчёт МТЗ с пуском по напряжению выполняется аналогично расчету МТЗ 10 кВ:

1. Отстройка по току нагрузки определяется по формуле (95):

$$I_{\text{с.з}} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 596,447 = 979,426 \text{ А}$$

2. Вторичный ток срабатывания реле определяем по (96):

$$I_{\text{с.р}} = \frac{979,426 \cdot \sqrt{3}}{600/5} = 14,149 \text{ А}$$

Округление в меньшую сторону недопускается.

Принимаем  $I_{\text{с.р}} = 14,149 \rightarrow I_{\text{с.з}} = 979,426 \text{ А}$

$$I_{\text{МТЗ110}} = 979,426 \text{ А}$$

3. Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ (97):

$$U_{\text{с.з}} \leq \frac{0,85 \cdot 110000}{1,2 \cdot 1,2} = 64930,553 \text{ В}$$

4. Отстройку от напряжений самозапуска при включении АПВ или АВР заторможенных двигателей находим по формуле (98):

$$\frac{0,7 \cdot 110000}{1,2} = 64166,671 \text{ В}$$

Принимаем для пункта 3 и 4  $U_{c.3} = 64166,671 \text{ В}$ .

При помощи формулы (99) определяем вторичное значение:

где  $K_{тн} = 110000/100$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения

$$U_{cp} \leq \frac{64166,671}{110000/100} = 58,333 \text{ В}$$

11.5.3 Расчет МТЗ 220 кВ с пуском по напряжению

Расчёт МТЗ с пуском по напряжению аналогичен выборам предыдущих МТЗ:

1. Отстройка по току нагрузки рассчитывается по формуле (95):

$$I_{c.3} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 313,782 = 515,264 \text{ А}$$

2. Вторичный ток срабатывания реле находим по формуле (96):

$$I_{c.p} = \frac{515,264 \cdot \sqrt{3}}{400/5} = 3,726 \text{ А}$$

Принимаем  $I_{c.p} = 3,726 \rightarrow I_{c.3} = 515,264 \text{ А}$

$$I_{MT3220} = 515,264 \text{ А}$$

3. Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ определяется по формуле (97):

$$U_{c.3} \leq \frac{0,85 \cdot 220000}{1,2 \cdot 1,2} = 129861,112 \text{ В}$$

4. Отстройка от напряжений самозапуска при включении АПВ или АВР заторможенных двигателей определяется по формуле (98):

$$U_{c.3} \cdot \frac{0,7 \cdot 220000}{1,2} = 128333,333 \text{ В}$$

Принимаем для пункта 3 и 4  $U_{c.3} = 128333,333 \text{ В}$ .

Определяем вторичное значение по формуле (99):

где  $K_{ТН}=220000/100$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения

$$U_{\text{ср}} \leq \frac{128333,333}{220000/100} = 58,333 \text{ В}$$

### 11.6 Защита от перегрузки

Уставки на каждой из сторон находятся по формуле:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{возв}}} \cdot I_{\text{НОМ}}; \quad (100)$$

где  $K_{\text{отс}} = 1,05$  (для терминалов фирмы «Сириус»);

$$K_{\text{возв}} = 0,95.$$

$$I_{\text{сзВН}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 313,782 = 346,814 \text{ А}$$

$$I_{\text{сзСН}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 596,443 = 659,227 \text{ А}$$

$$I_{\text{сзНН}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 6560,798 = 7251,396 \text{ А}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле:

$$I_{\text{втор.п}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{сз.п}}}{K_{\text{Т}}} \quad (101)$$

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.ВН}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 346,814}{400/5} = 7,513 \text{ А}$$

На стороне СН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.СН}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 659,227}{600/5} = 9,524 \text{ А}$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.НН}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 7251,396}{8000/5} = 7,853 \text{ А}$$

При выявлении перегрузки защита подает сигнал на отключение и оповещение.

### **11.7 Газовая защита**

Газовой защитой является тип релейной защиты, который необходим для того, чтобы защищать электрические аппараты от каких-либо повреждений, находящихся в резервуаре заполненным маслом.

Установка газовой защиты производится на реакторах, имеющие масляное охлаждение и расширители, а также на автотрансформаторах и трансформаторах. Она стоит на первом месте в классе наиболее чувствительных и современных защит от внутренних повреждений.

Основа такого вида защиты заключается в том, что какие-либо повреждения в трансформаторе, а также входящий сюда нагрев масла, влекут за собой химическое разложение трансформаторного масла и чаще всего природных компонентов изоляции обмотки, что приводит к большому образованию газа, который устремляется вверх, проходя через газовое реле и оказывает на него давление, что приводит к замыканию контактов. Этот газ производит воздействие на специализированные приборы защиты, которые передают сигнал уведомления или совершают полное отключение трансформатора. При малых изменениях температуры внутри трансформатора газовое реле не реагирует на нормальные режимы работы. Но в случаях коротких замыканиях происходит интенсивный нагрев обмоток трансформатора, что тем самым приводит к очень быстрому образованию большого количества газа, который устремляется в расширительный бак. Это давление мгновенно воздействует на реле, которое передает сигнал на пульт управления для сигнализации и отключения оборудования.

На рисунке 6 представлено газовое реле.

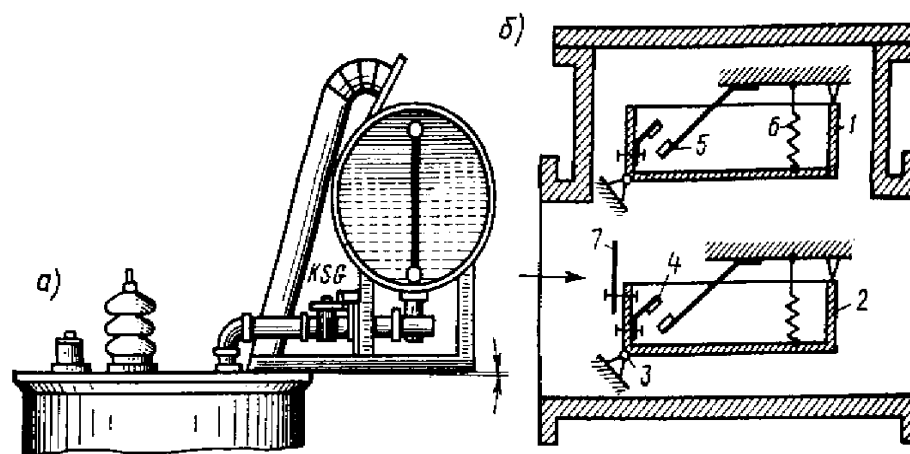


Рисунок 6 - Газовое реле защиты трансформатора.

На картинке а) представлено сам трансформатор с газовым реле, на картинке б) соответственно газовое реле. Цифры обозначают следующие элементы:

- 1,2 – чаше подобные элементы;
- 3 – ось;
- 4 – подвижные контакты;
- 5,6 – неподвижные и соответственно подвижные контакты;
- 7 – лопасть.

Также преимущество газовой защиты заключается в определении межвитковых коротких замыканий в обмотках, на которые МТЗ и дифференциальная защита не обращает внимание. Иногда в определенных случаях происходит нехватка величины тока замыкания и она оказывается недостаточной для срабатывания защиты.

Остальными преимуществами газовой защиты также являются следующие условия:

- простота конструкции газового реле;
- высокая чувствительность при любых режимах работы;
- быстрое действие защит;
- в зависимости от повреждения присутствует автоматический выбор подаваемого сигнала.



Основные черты повреждения в трансформаторе и его параметры повреждения оказывают влияние на интенсивность образования газа.

Если развитие повреждения занимает медлительный процесс, то защита не отключает трансформатор, а только подает предупредительный сигнал.

При интенсивном газообразовании, которое в свою очередь свидетельствует о коротком замыкании, происходит создание сигнала в системе защиты такой огромной мощности, которое влечет за собой отключение трансформатора, находящегося в аварийном состоянии. Также при понижении уровня масла в баке, газовая защита также обязана вызывать предупредительный сигнал.

Установка газовой защиты обязательна для трансформаторов мощностью более 6,3 тыс. кВА. Трансформаторам, у которых мощность находится в пределах от одной до четырех тысяч кВА, обязательна установка такой защиты при отсутствии МТЗ с вдержкой времени от 0,5 до 1 сек или дифференциальной защиты. В трансформаторах, которые имеют мощность от 400 кВА и более, также необходима установка газовой защиты.

Также такая защита является многогранной по своему принципу и дает реакцию на наличие воздуха внутри трансформатора, на толчки или движение масла внутри кожуха, а также на механизированные повреждения, возникающие из-за вибрирования корпуса устройства.

## 12 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Целью данного раздела является составление смет и определение всех затрат на реконструкцию подстанции.

Для дальнейшего развития предприятия, создания новых трудовых мест и технических перевооружений нужно применение денежных и трудовых ресурсов.

В общей схеме это называется капиталовложением. Эти средства идут на преобразование технологического процесса, транспортных расходов, инвентаря, а также повышение квалификации.

Также имеет место вкладывание денежных средств в ремонт и расширение подстанции, так как потребность в предприятиях увеличивается с каждым годом все больше.

Реконструировать подстанцию все время необходимо, так как со временем происходит ее износ. Это необходимо делать для увеличения объема производства и улучшения других технико – экономических показателей.

Капиталовложения осуществляются за счет прибыли и инвестиционных вложений, и все это является необходимым для нормального ее развития.

При расчете объёмов капитальных вложения нужно учитывать мероприятия по учету резервов в энергосистеме.

Расчет капитальных вложений производится для установления действительности затрат перед началом работ и для формирования смет на приобретение всего оборудования.

### **12.1 Расчет капитальных вложений в сооружение ПС**

Капитальные вложения необходимо рассчитывать с учетом укрупненных показателей. Следует производить расчёт в настоящее время с использованием коэффициента инфляции ( $K_{ИНФ} = 4,57$ ) и применением зонального коэффициента  $K_{ЗОН} = 1,6$  на 2020 год, зависящего от удаленности территории размещения [5].

Капитальные вложения в реконструкцию ПС представляют собой затраты на усовершенствование подстанции и ОРУ.

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ОРУ220}} + K_{\text{ОРУ110}} + K_{\text{ЗРУ}} + K_{\text{ПОСТ}}) \cdot K_{\text{ЗОН}} \cdot K_{\text{ИНФ}}, \quad (102)$$

где  $K_{\text{ОРУ220}}$  – стоимость ОРУ, которая зависит от схемы РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{\text{ЗРУ}}$  – стоимость КРУ, зависящая от схемы РУ и от количества ячеек;

$K_{\text{ПОСТ}}$  - постоянная часть затрат.

Таблица – 30 Суммарная стоимость затрат

Тип затрат	Цена затрат, тыс. руб.	Количество оборудования	Общая стоимость затрат, тыс. руб.
Ячейка ОРУ 220 Кв	12500	1	12500
Ячейка ОРУ 110 Кв	3500	3	10500
Ячейка ЗРУ 10 Кв	160	19	3040
Постоянные	26000		26000
Итого	42160		52040

При реконструкции ПС согласно [6] постоянные затраты берутся в диапазоне от 40 до 60 %, поэтому  $52000 \text{ тыс} - 50\% = 26000 \text{ тыс}$ .

$$K_{\text{ПС}} = (12500 + 10500 + 3040 + 26000) \cdot 4,57 \cdot 1,5 = 356734,201 \text{ тыс.руб.}$$

## 12.2 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки принято рассчитывать на один год, в течение которого предусматриваются требуемые расходы на эксплуатацию и ремонт оборудования, а также расходы на передачу электрической энергии и амортизационные отчисления.

Издержки находят по формуле:

$$И = И_{АМ} + И_{РЭО} + И_{\Delta W}, \quad (103)$$

где  $И_{АМ}$  – издержки на амортизационные отчисления;

$И_{РЭО}$  – издержки на восстановление и эксплуатационное техобслуживание;

$И_{\Delta W}$  – затраты на передачу электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт:

Амортизационными отчислениями являются накопления денежных средств для приобретения и замены оборудования с истекшим эксплуатационным сроком.

$$И_{АМ} = \frac{K_{ПС}}{T_{ср}} \quad (104)$$

где  $K_{ПС}$  – капиталовложения в сооружение, руб.;

$T_{ср}$  – срок службы оборудования, принимается равным двадцати годам.

$$И_{АМ} = \frac{356734,2}{20} = 17836,710 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные затраты на улучшение качеств оборудования и его эксплуатацию применяются для поддержания нормативного срока службы оборудования в рабочем состоянии. Их определение происходит через нормы отчислений и капитальные вложения.

$$И_{РЭО} = \alpha_{нэоПС} \cdot K_{ПС} \quad (105)$$

где  $\alpha_{нэоПС}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС, принимаются равные  $\alpha_{нэоПС} = 0,059$ .

$$I_{PЭО} = 0,059 \cdot 356734,2 = 21047,317 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потерь за 1 кВт/ч равняется 2 рублям. Из этого следует что стоимость потерь на реконструируемой подстанции за один год рассчитывается по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (106)$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии

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

Потери в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_{TP} = \frac{P^2 + Q^2}{2 \cdot U_{НОМ}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_{max} + 2 \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_{год}, \quad (107)$$

где  $P, Q$  – мощность ПС (нагрузка);

$R_{TP}$  – активное сопротивление трансформатора;

$\Delta P_{xx}$  – потери холостого хода трансформатора

$T_{max}$  – время максимальной загрузки трансформатора

$T_{год}$  – общее количество часов в году

$$\Delta W_{TP} = \frac{70,81^2 + 30,444^2}{2 \cdot 220^2} \cdot 3,5 \cdot 3600 + 2 \cdot 65 \cdot 8760 = 1139570 \text{ кВт/ч}$$

Следовательно,

$$I_{\Delta W} = 1139570 \cdot 2 = 2279,2 \text{ тыс. руб}$$

$$I = 17837 + 21047,32 + 2279,2 = 41163,510 \text{ тыс. руб.}$$

## 13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В наше время энергетика является одной из главных причин общеэкономического роста, повышения эффективности труда и возрастания качества жизнедеятельности населения.

Все электроэнергетические объекты по уровню воздействия на окружающую среду относятся к числу наиболее повлиявших на биосферу.

Характер и темпы формирования энергетики в данный момент в большей мере складываются из степени надежности и безопасности человека, а также защитой появления аварийных ситуаций.

Данный раздел рассматривает вопросы, которые в свою очередь направлены на обеспечение безопасности при эксплуатации ПС 220/110/10 кВ Мамаканская.

### **13.1 Безопасность**

#### 13.1.1 Требования к персоналу, участвующего в электромонтажных работах

При осуществлении работ в электрических установках работники обязаны иметь общепрофессиональную подготовку, при этом учитывая характер работы.

Если такая подготовка отсутствует, то сотрудник обязан пройти обучение в специализированном центре для подготовки персонала.

Электротехнический персонал, связанный с установкой и деятельностью работы электроустановок обязаны соблюдать следующий ряд требований:

1) Специальная подготовка сотрудников, улучшение его квалификации, контроль знаний и инструктажи обязаны проводиться в соответствии с правилами правовых и нормативных актов, которые касаются организации охраны труда и защищенной работе всех сотрудников;

2) До приема на работу необходимо проверять состояние здоровья сотрудника.

3) Весь электротехнический персонал должен быть обучен правилам

освобождения пострадавшего от воздействия электрического тока, оказания первой помощи в несчастных случаях.

4) За опытным сотрудником закрепляется работник, который проходит стажировку.

13.1.2 Правила, применяемые к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электрических установок.

Персонал, который был допущен распорядительным документом, имеет право совершать оперативные включения и отключения.

Ниже представлен перечень требований к работникам на выполнение монтажных работ [7]:

1) Руководитель организации перед началом смены сам определяет тип оперативного техобслуживания электроустановки и выбирает число работников, закрепляя соответствующими указаниями;

2) Работник, который находится на дежурстве, имеющий группу допуска ниже III, не имеет права один проводить осмотр оборудования;

3) Работник, который занимается отключением и включением разъединителей, выключателей и отделителей, при этом работая с напряжением более 1000 В, обязан находиться только в диэлектрических перчатках.

### 13.1.3 Безопасность при использовании автотрансформатора на ПС

Безопасность – это один из самых важнейших пунктов при выполнении работ на силовых трансформаторах. Их осмотр необходимо совершать с земли или со специальных лестниц с поручнями [7].

После окончания полной выгрузки и отключения трансформатора необходимо выполнить отбор газа из газового реле.

Должны выполняться работы по выемке главной части из бака трансформатора и по поднятию колокола в полном согласии с рабочим планом, который специально разработан для здешних условий.

Для работы внутри трансформатора необходимо удостовериться в том, что в баке отсутствуют азот и другие газы, а также была произведена вентиляция бака с содержанием кислорода минимум 20 % [7].

Производство работ должно проходить на основании наряда тремя рабочими. Двое обязаны находиться у смотрового люка или у отверстия для установки ввода со страховочным канатом для работника, который работает внутри трансформатора, а также поддерживать с ним постоянную связь.

Специалист, который выполняет работы внутри трансформатора, должен обеспечиваться шланговым противогазом.

#### 13.1.4 Инструкция по правилам техники безопасности

В связи со специальными условиями работы и общими правилами ТБ, сотрудникам перед выполнением электромонтажных работ на подстанции в обязательном порядке проводится вводный и первичный инструктажи.

Специалисты, работающие на подстанции, допускаются на электромонтажные работы только при достижении совершеннолетнего возраста, прошедшие мед осмотр и стажировку на месте, они должны быть обучены безопасным способам работы на месте и обязаны получить необходимую группу допуска.

Специалист, который проводил инструктаж, обязан сделать записи в дневнике регистрации по ТБ на рабочем месте.

Все сотрудники предприятия обязаны следовать трудовым нормам и инструкциям, которые были получены ходе инструктажа, а также они должны соблюдать высокую дисциплину.

Сотрудники, игнорирующие и нарушающие меры безопасности, лично несут ответственность в административном и уголовном порядке.

Специалистам в нетрезвом состоянии, а также посторонним лицам находится на территории площадки строго запрещено.

На основании настоящих правил, применяемых на данной территории, сотрудникам необходимо выдавать средства индивидуальной защиты в соответствии с данными требованиями работы.

Нельзя допускать на территорию монтажной площадки специалистов, которые не имеют при себе защитные каски.



### 13.1.5 Оценка опасных и вредных факторов на ПС

Влажность и температура в помещениях имеют практически главную роль на подстанции.

Опираясь на СанПиН 2.2.4.548-96 [10] микроклимат делится на следующие типы:

1) производственные помещения, в которых производство не связано с тепловыми выделениями. В основном такой тип микроклимата зависит от отопления, вентиляции и климата населенного пункта. В таком типе возможны небольшие перегревания в жаркие летние дни и охлаждения в зимний период при маленьком отоплении;

2) микроклимат в помещениях с сильными тепловыделениями. Это относится к таким помещениям, как горячие и кузнечные цеха, котельные, хлебопекарни и т.д.;

3) производственные помещения с наличием искусственного охлаждения воздуха (например, холодильные камеры);

4) микроклимат, который зависит от общеклиматических и синоптических условий (земледельческие, общестроительные, дорожные работы)

Различные параметры микроклимата осуществляют большое влияние на терморегуляцию человека. Если в помещении большая влажность и высокая температура, то происходит перегревание всего организма. Но если присутствуют низкие температуры с большой влажностью, то начинает усиливаться теплоотдача с поверхности кожного покрова что способствует переохлаждению организма. Достаточно низкая влажность может привести к пересыханию слизистых оболочек работника. Постоянная температура на местах дежурного варьируется в пределах 20-25 °С с влажностью не выше 75 %.

Нельзя чтобы на рабочем месте работника находилось какое-либо оборудование, которое работая, выделяет тепло и усиливает влажность воздуха.

Освещение на рабочем месте. На основании СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03[12] устанавливаются нормированные величины освещенности.

Дежурные в основном работают с приборами на щите управления получая с них всю необходимую им информацию.

Освещение рабочего места дежурного должно освещаться дневным светом(естественным), а ночью необходимо искусственное освещение. Также чаще всего используют совместное освещение.

В СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03[12] содержатся ниже представленные норма освещения: пульты и столы дежурного персонала имеют комбинированную освещённость не менее 400 лк, а если брать одно общее, то 150 лк, а также аварийное – 30лк. Эти нормы соответствуют месту рабочего персонала на ПС.

При помощи люксметра измеряется освещённость на рабочем месте персонала.

Электричество на производстве. В настоящее время на предприятии большая разновидность разных электрических установок. На свете существует достаточно много профессий которые тем или иным образом затрагивает электричество. Электрический ток — это не только помощь человеку, но а также он представляет большую угрозу человечеству.

Травма, которая вызвана деятельностью электро дуги и током, понимается как электрическая травма. При поражении током степень тяжести травмы будет зависеть от следующих показателей: величины тока, которая протекает через тело человека, значимость рода напряжения, личные особенности человека, среды и останки, в окружении которых человек находится, виды различных электрических установок и их обще эксплуатационные функциональности и др.

Большинство разных исследователей и ученых, которые изучают область электробезопасности, указывают на действия, которые в свою очередь создают электрический ток, проходящий через тело человека:

- действие, при помощи которого появляются ожоги на отдельных

участках тела называется термическим. Оно нагревает участок внутренних тканей человека тела до больших температур, а также сопровождается серьезным функциональным расстройством внутри тканей;

- это действие связано с разложением крови и органической жидкости в организме человека, так называемое электролитическим действием. Также же оно способно вызывать сильные нарушения в физико – химическом составе организма человека;

- при помощи механического действия происходит разрыв тканей и переломы костей человека;

- при помощи биологического действия происходит проявление раздражения и возбуждения живых тканей организма человека, а также происходит нарушение внутренних биологическо-электрических процессов, которые присущи нормальному организму.

Все действия тока, влияющего на организм человека, влияют на появление различных электрических травм, делящихся на такие группы как:

- электрические травмы местного назначения. Они влекут за собой сильно выраженные повреждения целостностей ткани, которые были вызваны при помощи воздействия электрического тока или дуги;

- к общим электрическим травмам (ударам) относятся травмы, которые связаны с поражающим действием на весь организм и причиной тому становятся перебои стандартной деятельности очень важных органов и в организме человека;

- совместные электротравмы.

Электрические поля. Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16[11] происходит осуществление таких параметров как: нормирование и анализ постоянного магнитного поля, которые осуществляются с помощью уровня магнитных полей, зависящего от времени воздействия на специалиста за полную смену, для условий воздействия на все тело и в отдельности на части тела.

Для того чтобы обеспечить допустимые уровни напряженности поля на рабочем месте работника, необходимо принять разумные и общесистемные

решения, которые будут сочетаться экранирующими и фиксированными устройствами, а также с необходимыми средствами защиты.

Заграждения в зоне, в которой происходит воздействие, должны изготавливаться из железобетона или металлической сетки, и обязаны прикрепляться к стойкам из железа или металла. Необходимо ремонтировать электрооборудование, находясь вне пространства воздействия электрического поля.

Экранирующим является металлизированный проводящий костюм, который должен обладать специальными защитными свойствами.

Во время коллективной работы на предприятии необходимо иметь множество различных металлических экранов, которые будут отражать электромагнитные волны.

Шум является беспорядочным сочетанием звуков разных частот и напряженностей, которые возникают во время механических колебаний жидких, газообразных и твердых средах.

Опираясь на СН 2.2.4/2.1.8.562-96[18] нормировка шума проводится по совокупности различных показателей, учитывая их гигиеническую значимость.

По шкале громкости равной 140 дБ, необходимо определять интенсивность звуковых волн. Самой низкой точкой принимают так называемый «порог слышимости» который соответствует отметке в 20 дБ, а высокая точка соответствует 140 дБ.

Если громкость не превышает отметку в 80 дБ, то чаще всего она не оказывает влияние на органы слуха, а находясь в пределах от 0 до 20 дБ вообще является очень тихой.

Самым оптимальным решением для работников предприятий, считается нахождение на работе в интервале громкости 40 – 60 дБ, который является средним. Также приходится работать в условиях шумной (60-80 дБ) и очень громкой (более 80 дБ) работы.

Работающие трансформаторы на ПС являются причиной шума.

По стандартам СанПиН 2.2.4.3359-16 [11] уровень шума на рабочем месте сотрудника не должен быть более 60 дБ. Для того чтобы снизить уровень шума на установках, необходимо ослабить уровень в них самих. Также нужно предусматривать защиту от громкого шума строительными способами, такими как: звукоизоляция ограждающих сооружений, звукоизоляционная облицовка. На подстанции эту роль выполняют стены общеподстанции пункт управления.

Для того чтобы измерить уровень шума необходимо воспользоваться шумомером. Измерения нужно производить на уровне уха, которое работает при включении не меньше 2/3 всего оборудования.

### **13.2 Экологичность**

При реконструкции или строительстве подстанции она несомненно увеличивается риск возможного загрязнения окружающей среды, поэтому перед началом разработки проекта необходимо изучить все аспекты, на которые будет влиять оборудование, тип которого применяем при установке. Для это необходимо произвести расчет всех вредных факторов, которые создаются при работе трансформаторов, воздушных линий электропередачи и другого оборудования. Совокупность всех вышеперечисленных факторов при неправильной эксплуатации и нарушении нормативных документов пагубно сказывается на экологичности района.

Перспективы градостроительства и нормы экологичности не дают возможности энергетическим предприятиям производить реконструкцию действующих подстанций. Линии электропередачи большого класса напряжения обладают пагубным воздействием на здоровье людей и экологическое состояние в целом. Но ввиду увеличения потребности электрической энергии энергетическим компаниям приходится прокладывать линии высокого класса напряжения в черте города. Для этого необходимо проверить все возможные факторы, которые приносят вред населению. Исходя из результатов выбирается допустимый класс линии электропередачи.

Экологическая напряженность по сравнению с прошлым десятилетием не перестает увеличиваться и по сей день возрастает. Сверхинтенсивная деятельность всего населения и понижение уровня цивилизованности очень сильно сказываются на экологической обстановке окружающей среды.

Ежегодно миллионы гектаров сельскохозяйственных земель приходят в негодность по причине эрозии, опустынивания и тотсификации.

### 13.2.1 Влияние ПС на атмосферу и почву

В процессе работы подстанции применяется множество вредных и опасных веществ, которые при не соблюдении правильных действий могут привести к серьезным последствиям.

В зависимости от степени опасных факторов применяемых веществ и экологической обстановке в местах скопления отходов не редко приводит к деградации водных и земных экосистем.

При проникновении опасных веществ в воздушную и водную среду опасность распространяется на большие территории. Для этого производят строгий расчет и постоянный мониторинг обстановки в местах возможных утечек вредных веществ.

На территории подстанции применяется современное оборудование высокой мощности, у которого в технологическом процессе присутствует специальное трансформаторное масла, применяемое для гашения дуги и охлаждения трансформатора. Поэтому при его эксплуатации необходимо руководствоваться особыми мерами предосторожности. Трансформаторы с массой масла более 60 килограмм /3/ должны быть оборудованными специальным резервуаром – маслоприемником, который необходим для предотвращения попадания опасных веществ на окружающую среду.

Утилизация очистка и транспортировка масла должна выполняться организацией, имеющей на это специальное право.

Во время того как происходит замена масла, его необходимо сливать в специализированный резервуар и вывозить с территории предприятия на дальнейшую переработку.

Переработанное трансформаторное масло возможно употреблять в качестве топливного элемента для различных котельных.

На подстанции не существует такого количества масла, которое способно привезти к экологической катастрофе. На предприятии практически не существует беспокойства по поводу количества, так как специализированный обслуживающий персонал постоянно наблюдает за состоянием электрооборудования на ПС.

### 13.2.2 Элегаз и его воздействие на окружающую среду

Элегаз - это химическое соединение, образованное одним атомом серы и шестью атомами фосфора, созданное в лабораторных условиях.

Благодаря наиболее эффективной, по сравнению с воздушной средой, способности гашения электрической дуги, элегаз применяется в электротехнической промышленности. Некоторые производители используют его в распределительных устройствах, как высокого, так и низкого напряжения. Тем не менее, его широкое распространение влияет на увеличение выбросов SF<sub>6</sub> в атмосферу Земли. При взаимодействии элегаза с электрической дугой, его температура возрастает за счет выбросов токсичных веществ в атмосферу. Кроме того, внутри оборудования для обработки накапливаются токсичные отложения, удаление которых требует соблюдения определенных мер безопасности. Утечка SF<sub>6</sub> в атмосферу также возможна при работе электрооборудования, во время проведения работ по техническому обслуживанию.

Этот газ не поддерживает горение, и содержит в себе постоянные электрические свойства. Элегаз в состоянии накапливаться только низко находящихся местах, так как он тяжелее воздуха в 5 раз., и при этом имеет свойство вытеснять воздух из тоннелей, каналов, траншей и т.д.

При нормальных условиях работы на объекте потеря газа очень маленькая, что в свою очередь составляет приблизительно 1 % от всех массы находящегося в различном оборудовании (его хранение производится в здании ОПУ).

### 13.2.3 Расчет шума, создаваемого трансформаторами

Трансформаторы, находящиеся на территории населенных мест, являются остаточным источником шума.

Существуют системы охлаждения, которые зависят от типовой мощности и класса напряжения масляных трансформаторов, и подразделяются на следующие группы:

- 1) естественная циркуляция воздуха и масла (вид М);
- 2) принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла (вид Д);
- 3) принудительная циркуляция воздуха и масла (виды ДЦ и НДЦ);
- 4) принудительная циркуляция воды и масла (виды Ц, НЦ, МЦ и НМЦ).

При реконструкции подстанции и увеличения типовой мощности трансформаторов необходимо руководствоваться ограничениями максимального уровня шума, который зависит от территории и минимального расстояния до нее. Для этого необходимо рассчитать минимальное расстояние между жилой зоной и источником шума.

На подстанции установлено два трансформатора АТДЦТН-220/110/10 номинальной мощностью 125 МВА, который создает уровень звуковой мощности  $L_{РА}$  равен 108 дБА [22], а уровень шума соответствует значению в 50 дБА.

Согласно [16] ниже представлен расчет шума оборудования.

Для того чтобы найти минимальное расстояние от границы жилой территории до источников, находящихся на подстанции, необходимо принять следующие допущения:

- 1) так как расстояние между трансформаторами  $L$  невелико и  $R_1 \gg L, R_2 \gg L$  то два и более источника можно заменить одним. Тогда его скорректированный уровень звуковой мощности находится по формуле:

$$L_{РА\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^P 10^{0,1 \cdot L_{РАi}}, \quad (108)$$



где  $P$  - количество источников шума (ТМ);

$L_{РАi}$  - скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника необходимо найти по следующей формуле:

$$L_{РА\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 108} = 111,0 \text{ дБА.}$$

2) уровень звука на границе жилой части должен быть равен допустимому уровню звука  $L_A(R) = ДУр_{L_A}$ . Из этого следует что  $R = R_{\min}$

Исходя из выше принятых допущений выражение записать в следующем виде:

$$ДУр_{L_A} = L_{РА\Sigma} - 10 \cdot \lg \frac{2 \cdot \pi \cdot R_{\min}}{S_0}. \quad (109)$$

Решив последнее уравнение, относительно  $R_{\min}$  необходимо получить наименьшее расстояние от источника шума на подстанции до границы жилой зоны:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (L_{РА\Sigma} - ДУр_{L_A})}}{2 \cdot \pi}}; \quad (110)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (111,0 - 50)}}{2 \cdot \pi}} = 447,621 \text{ м.}$$

Итог результата расчета.

Наименьшее расстояние от источников шума находящихся на подстанции до жилой территории будет равным 447,621 м

Вывод: Любое  $R \geq R_{\text{мин}}$  должно обеспечить соблюдение санитарных норм по шуму на рядом расположенной к подстанции территории.

### **13.3 Чрезвычайные ситуации**

К чрезвычайным ситуациям относятся обстановки, которые сложились на данной территории после какой-либо катастрофы, крушения, сильной аварии, опасного природного или техногенного явления, или же совершенно иного бедствия, которое могло вызвать большие жертвы, связанные с человеческой жизнью, а также нанести большой ущерб здоровью людей и окружающей среде и т.д.

К аварийным ситуациям относят чаще всего пожар. Целью пожарной безопасности считается сохранение ресурсов предприятия на всех ее этапах цикла, а также необходимость обеспечения безопасности населения.

Системы противопожарной защиты и системы устранения пожара — это то что является основным в пожарной безопасности.

В состав противопожарной системы входит комплекс организационных мер и технических средств, которые предназначены для устранения возможности появления пожара.

Меры, применяемые в системе пожарной защиты:

1. Изоляция горючей среды;
2. Предотвращение распространения пожара за пределами очага;
3. Применение средств пожаротушения;
4. Эвакуация людей при пожаре;
5. Использование средств пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
6. Организация пожарной охраны объекта.

На подстанции используют различные такие огнетушащие средства, как: распыленные и совместные струи воды, негорючие газы и составы из порошка,

а также гибридные составы (распыленная вода с наличием порошка). Тушить пожары в электрических установках пеной строго под запретом.

Пожарная опасность электрических установок обуславливается наличием в действующем электрическом оборудовании легковоспламеняющихся изоляционных материалов.

В основном в большей степени опасность демонстрируют маслonaполненные аппараты, так называемые реакторами (трансформаторами). Иногда с трансформаторов с масляным охлаждением возникает межвитковое короткое замыкание, что приводит к возникновению настолько большого тока, что сама изоляция начинает с большой скоростью разлагаться при этом, выделяя горючие газы. Также нельзя исключать достаточно сильные взрывы газовой смеси, при которой происходит разрушение стенок кожуха и происходит выброс горящего масла в окружающую среду.

Весь пожарный инвентарь, средства пожаротушения первой необходимости и щиты для хранения обязаны находиться на доступных местах и окрашиваться должны масляной краской в ярко-красный оттенок.

Согласно Правилам устройства электрических установок для тушения пожаров[3] на подстанции с трансформаторами 100-150 кВ (единичная мощность не менее 63 МВА) и трансформаторами более 220 киловольт мощностью более 40 МВА, необходимо предусмотреть наличие противопожарного водопровода, который будет питаться от внешней сети или же самостоятельного источника водоснабжения. В отдельных случаях можно использовать воду из различных водоемов, рек и водохранилищ, которые расположены на расстоянии не более 200 метров от подстанции при помощи мобильных средств техники.

Согласно ГОСТ 12.1.004-91[20] ССБТ различные системы пожарной безопасности обязаны выполнять следующие задачи:

- исключение возникновения пожара;
- гарантирование пожарной безопасности людей;
- обеспечение пожарной безопасностью материальных ценностей;

- одновременное обеспечение работников и ценностей.

На подстанции существует пожарная электрическая сигнализация, которая необходима для мгновенного извещения службы пожарной охраны в случае возникновения пожара.

Вышестоящее лицо обязано выполнять следующие действия:

1. заниматься организацией на данном объекте изучения и выполнения правил пожарной безопасности всех работников предприятия;
2. заниматься организацией добровольной пожарной дружиной;
3. взять под постоянный контроль соблюдение строгого противопожарного режима всеми сотрудниками данной организацией;
4. постоянно проводить противопожарный инструктаж;
5. время от времени следить за состоянием пожарной безопасности данного объекта, наличием и неисправностью технических средств для борьбы с пожарами;

Начальник электрического цеха несет ответственность за пожарную безопасность и обязуется:

1. обеспечивать соблюдение правил пожарной безопасности на доверенном ему участке работы;
2. обязан постоянно следить за работой установок
3. должен следить за правильной работой электроустановок и в случае чего принимать незамедлительные меры при аварийных режимах работы, которые могут привести к возникновению пожара;
4. постоянно проводить проверку имеющихся средств пожаротушения и пожарной сигнализации.

Главному инженеру необходимо разработать конкретную инструкцию, в которой будут содержаться меры пожарной безопасности для работников.

Устройства, которые способствуют предотвращению распространения пожаров:

- при помощи устройств противопожарных барьеров (стен, перекрытий, защитных полос, зон и т.д.);

- необходимость применения средств, которые способны предотвращать разлив различных пожароопасных жидкостей;
- устройства, предназначенные для отключения опасного участка для дальнейшего его тушения;
- необходимо применять огнепреграждающие устройства (такие как клапаны, заслонки, затворы и т.д.).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены основные задачи по реконструкции модернизации электрической сети с учётом требуемых параметров надёжности качества электрической энергии.

Произведён расчёт рабочих токов и токов короткого замыкания для выбора современного электрооборудования высокого напряжения, а также подобраны необходимые приборы для полноценного контроля за параметрами сети.

Выполнен расчёт молниезащиты и заземления, а также анализ грозоупорности ОРУ 220 кВ. Осуществлена настройка параметров устройств релейной защиты и автоматики на базе нового автоматизированного оборудования.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации оборудования, а также вопросы охраны окружающей среды и противопожарные меры на подстанции.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Схема и программа развития электроэнергетики Иркутской области
- 2 Дмитриев, М.В. Высоковольтные линии с однофазными кабелями. Часть 1. Перенапряжения на оболочке и длина соединительных проводов / М.В. Дмитриев // Сборник трудов ПЭИПК, 2017.
- 3 Правила устройства электроустановок: 7-е издание (ПУЭ)/ Главгосэнергонадзор России. - М.: Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2007. - 610 с.
- 4 Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-ТЗ», ЗАО «Радиус Автоматика».- М., 2004. – 11 с.
- 5 Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года [Текст]: Консультант Плюс
- 6 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд.
- 7 Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н [Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок].
- 8 Сивков А.А. Основы электроснабжения / А.А. Сивков, А.С. Сайгаш, Д.Ю. Герасимов. - М.: Юрайт. 2016 – 173 с.
- 9 Федоров, А.А. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий / А.А. Федоров. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
- 10 Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96 [Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений] (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 1 октября 1996 г. № 21).
- 11 СанПиН 2.2.4.3359-16 [Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах] (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 21 июня 2016 года № 81).
- 12 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий] (утв. постановлением Правительства Российской

Федерации от 8 апреля 2003 года 34).

13 Строительные нормы и правила СНиП 23-05-95 [Естественное и искусственное освещение] (утв. постановлением Минстроя РФ от 2 августа 1995 г. N 18-78)

14 Электробезопасность. Теория и практика: учеб. Пособие для вузов / П.А. Долин, В.Т. Медведев, В.В. Корочков, А.Ф. Монахов; под ред. В.Т. Медведева. 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Издательский дом МЭИ, 2012.

15 Электробезопасность. Теория и практика: учеб. Пособие для вузов / П.А. Долин, В.Т.Медведев, В.В. Корочков, А.Ф. Монахов; под ред. В.Т. Медведева. 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Издательский дом МЭИ, 2012.

16 Давыдова, С.Л. Ресурсные и экологические особенности нефтегазового производства: учебное пособие / С. Л. Давыдова, В. И. Тагасов. - М. : РУДН, 2007. - 172 с.

17 ГОСТ Р 54426-2011. Руководство по проверке и обработке элегаза (SF<sub>6</sub>), взятого из электрооборудования, и технически требования к его повторному использованию

18 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки]

19 ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ [Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля]

20 ГОСТ 12.1.004-91 [Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования](утв. постановлением Госстандарта РФ от 14 июня 1991 г. N 875) (с изменениями от 21 октября 1993 г.)

21 Пособие к СНиП 21-01-97 [Пожарная безопасность зданий и сооружений].

22 Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с

23 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: КноРус, 2010. - 280 с.



24 Закон РСФСР от 19.12.1991 № 2060-1 «Об охране окружающей природной среды»

25 Инструкция по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций: Приказ МЧС РФ № 630 от 31.12.2002

26 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В.А. Андреев. – М.: Высшая школа, 2007. – 639 с.

27 Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков - М.: Энергоатомиздат, 2002. - 608 с.

28 ГОСТ 14209-85 [Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки].