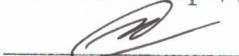


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

«07» 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование подстанции 110/10 кВ Мост для организации внешнего электроснабжения нагрузок автомобильного пункта пропуска Кани-Курган.

Исполнитель

студент группы 642-об1

 15.06.2020  
подпись, дата

Д.Е. Скрипка

Руководитель  
к-т техн. наук.

 15.06.2020  
подпись, дата

А.Н. Козлов

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

 22.06.2020  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

 07.07.2020  
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

  
Н.В.Савина  
«25» 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Скрипка Данила Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции 110/10 кВ Мост для организации внешнего электроснабжения нагрузок автомобильного пункта пропуска Кани-Курган

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы преддипломной практики. Схема существующих электрических сетей. Нормативно-справочная литература, ПУЭ, ГОСТы

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика объекта проектирования. Расчет электрических нагрузок.. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов. Расчет токов короткого замыкания. Выбор и проверка оборудования. Релейная защита. Выбор и проверка заземления и молниезащиты подстанции. Безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) схема географического положения. Релейная защита тр-ра. Молниезащита ПС. Однолинейная схема ПС.

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: А.Н. Козлов к.т.техн. наук.  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): Скрипка  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 113 с., 10 рисунков, 111 формулы, 18 таблицы, 21 источников.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

Данная работа является заключительным этапом в изучении дисциплин, положенных в основу курса обучения по специальности 13.02.03 – «Электроэнергетика и электротехника».

В результате проектирования были посчитаны токи короткого замыкания. Было выбрано и проверено основное оборудование. Релейная защита выполнена на базе микропроцессорного терминала.

Условия поддержания безопасности и экологичности сведены в раздел безопасность и экологичность. Так же в разделе посчитан маслоприемник силового трансформатора.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничители перенапряжений;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

СИП – самонесущий изолированный провод;

СЭС – система электроснабжения;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ТП – трансформаторная подстанция;

ЭС – электрические сети.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	4
Введение	8
1. Обоснование необходимости сооружения подстанции	10
2. Обоснование электрической нагрузки подстанции	12
3. Выбор числа и мощности трансформаторов	13
4. Выбор главной схемы электрической подстанции	15
5. Расчет и выбор сечения провода питающей ЛЭП 110 кВ от ПС Волково	17
6. Расчет токов КЗ в схеме	19
6.1 Параметрирование схемы замещения прямой последовательности	22
6.2 Эквивалентирование схема прямой последовательности	23
6.3 Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания	24
6.4 Ударный ток КЗ в начальный момент трехфазного КЗ	25
6.5 Параметры схемы замещения обратной последовательности	26
6.6 Параметры схемы замещения нулевой последовательности	27
6.7 Определение несимметричных коротких замыканий	30
6.8 Расчет аperiodической составляющей тока КЗ в начальный момент времени	31
7. Выбор электрического оборудования	33
7.1 Выбор выключателей	33
7.2 Выбор разъединителей	37
7.3 Выбор трансформаторов тока	37
7.4 Выбор трансформаторов напряжения	42
7.5 Выбор шинных конструкций	45
7.5.1 Выбор жестких шин	45
7.5.2 Выбор гибких шин	47
7.6 Выбор опорных изоляторов	50
7.7 Выбор ограничителей перенапряжений	51

7.8	Выбор трансформаторов собственных нужд	55
7.9	Выбор аккумуляторных батарей	57
8.	Релейная защита, автоматика и сигнализация	60
8.1	Защита трансформатора	61
8.2	Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	62
8.3	Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	63
8.4	Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	67
8.5	Выбор уставок МТЗ	68
8.6	Автоматика на подстанции «Мост»	69
8.7	АВР на подстанции «Мост»	71
8.8	Автоматическое повторное включение	75
8.9	АРТК	79
8.10	Сигнализация на подстанции «Мост»	80
9.	Расчет заземляющего устройства подстанции	81
9.1	Заземление подстанции «Мост»	81
9.2	Защита от прямых ударов молнии	87
10	Экономическое обоснование принимаемых технических решений (сечение провода питающей ВЛ)	90
10.1	Расчет потерь электрической энергии	90
10.2	Проверка выбранных сечений на воздействие токов короткого замыкания	91
11	Безопасность и экологичность	92
11.1	Безопасность	92
11.1.1	Безопасность при монтаже и эксплуатации ПС	92
11.1.2	Безопасность при строительных и грузоподъемных работах	92
11.1.3	Безопасность при эксплуатации установок ПС	94
11.2	Экологичность	95
11.2.1	Влияние электромагнитного излучения	95
11.2.2	Защита почвы	95
11.3	Чрезвычайная ситуация	100

Заключение	104
Библиографический список	105

## ВВЕДЕНИЕ

Важным стратегическим направлением развития Амурской области является международная торговля с прилегающими странами; благодаря строящемуся пункту автомобильного пропуска, увеличится поток экспорта продукции и её импорта.

В данной выпускной квалификационной работе (ВКР) рассматривается проектирование подстанции 110/10 кВ «Мост» для организации внешнего электроснабжения нагрузок автомобильного пункта пропуска.

Актуальность данной ВКР заключается в том, что вводимая ПС «Мост» имеет значимость Федерального масштаба, связана с развитием Амурской области и Российской Федерации в целом, для этого необходимо на протяжении всего времени существования электрических сетей развивать их и модернизировать, чтобы обеспечить качество и надёжность электрических присоединений потребителей.

Целью и задачей данной работы является проектирование ПС «Мост» 110/10/ кВ для электроснабжения автомобильного пункта пропуска.

Основные задачи данной работы : выбор и обоснование электрической схемы, выбор типа и мощности понижающих трансформаторов, выбор марки кабеля питающей ВЛ 110 Кв, составление схем замещения и расчёты токов короткого замыкания, выбор силового электрического оборудования, шины распределительных устройств и токоведущих частей, измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Климат Амурской области переходный от резко континентального на северо-западе к муссонному на юго-востоке. Формирование такого климата обусловлено взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и следующих географических факторов: широтное положение, удалённость территории от моря, влияние подстилающей поверхности в виде рельефа, растительности, водных объектов.

Таблица 1 – Климатическая характеристика г. Благовещенск

Климатическая зона	II
Среднегодовая температура, °С	1,6
Абсолютный минимум, °С	-45,4
Абсолютный максимум, °С	39,4
Скоростной напор ветра, кгс/м <sup>2</sup>	21
Район по ветровому давлению	3
Район по толщине стенки гололеда	4
Число грозных часов в год	50
Глубина промерзания грунта, м	2-3
Удельное сопротивление грунта $\rho_{изм}$ , Ом·м	150

## 1 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ СООРУЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ

При постройке электрических подстанций должно обеспечиваться целесообразное сочетание вновь строящихся элементов электрической системы с существующими.

Работа электрической сети проектируется с прицелом на дальнейшее развитие и модернизацию объектов при увеличении потребляемых мощностей.

Строительство необходимо вести в соответствии со строгим расчётом, затрачивая как можно меньше денежных средств не отходя от первоначально поставленных задач.

Так же следует заложить резервные возможности для развития энергосети в ближайшие 5-10 лет. Во время строительства учитываются немаловажные факторы такие ,как снижение сопротивления проводников ,общее снижение потерь электроэнергии.

В современных схемах электрической сети становится необходимым применение новейших средств РЗиА.

Количество силовых трансформаторов определяется исходя из условий технического задания: категория снабжаемых объектов, стоимость оборудования и целесообразность установки исходя из перспективного развития ПС и увеличения потребления электрической энергии.

Выбранный силовой трансформатор в нормальных условиях загружен на 70% от своей мощности. Силовые трансформаторы выбирают исходя из мест эксплуатации.

Для соблюдения всех норм по электроснабжению учитывая ГОСТ ,трансформаторы снабжают устройством Регулировки напряжения Под Нагрузкой.

Допустимая нагрузка трансформаторов средней мощности для режимов нагрузки превышающих номинальную, в режиме систематических нагрузок, составляет: по току – 1.5 отн. ед., температур не превышает – 140 °С, температура масла в верхних слоях не более, - 105°С. В аварийном режиме работы: по току – 1.5 отн.ед., максимальная температура самой нагретой части трансформатора

контактирующая с изоляционными материалами – 140°C, максимальная температура масла в верхних слоях - 115°C. При кратковременных аварийных перегрузках: по току- 1.8 отн. ед., максимальная температура самой нагретой части трансформатора контактирующая с изоляционными материалами - 160°C, максимальная температура масла в верхних слоях - 115°C.

Превышение значений предусмотренных нормальными условиями работы приводит к:

а) температура составляющих частей трансформатора увеличивается ,приводя к перегреву и аварии;

б) возникновение вихревых токов и нагрев отдельных частей трансформатора;

в) основной и добавочный поток рассеивания снижает эксплуатационные характеристики магнитной системы при повышении сверх нормы индукции;

г) при повышении температуры изменяются свойства изоляционных материалов;

д) вводы, переключатели, концевые заделки кабеля и трансформаторы тока также подвергаются повышенным нагрузкам, что ограничивает возможности их применения.

По данным приведенным выше необходимость соблюдать номинальные режимы работы существует, при соблюдении всех норм эксплуатационный срок оборудования не уменьшается.

В соответствии с данными, приведенными выше, необходимо строительство подстанции «Мост», заключающаяся в выборе места строительства ПС, выбора питающей ВЛ 110 кВ, выбора трансформаторов , установка современного коммутационного и защитного оборудования.

## 2 ОБОСНОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ ПОДСТАНЦИИ

По техническим условиям к электрическим сетям АО «ДРСК» необходимо присоединить объект: «Автомобильный пункт пропуска (АПП) объекта строительства пограничного мостового перехода через реку Амур (Хэйлунцзян) в районе городов Благовещенск (РФ) - Хэйхэ (КНР)». Максимальная мощность энергопринимающих устройств: 8,052 МВт в том числе по этапам: – на I этапе – энергопринимающие устройства максимальной мощностью 2,752 МВт; – на II этапе – увеличение максимальной мощности энергопринимающих устройств Заявителя на 5,3 МВт до величины 8,052 МВт. Категория надежности электроснабжения: 2.

### 3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

По заданию подрядной организации потребляемая мощность строящейся подстанции «Мост» составит 8,052 МВт . Из запроса подрядной организации планируется установка двух трансформатором 110/10 кВ полной мощностью 10МВА каждый.

По заданию нагрузка подстанции состоит из 100 % потребителей второй категории. Исходя из этого, к установке принимаем два силовых трансформатора.

$$S_{Tp} = \frac{\sqrt{(P_H)^2 + (Q_H)^2}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (1)$$

где  $N_T$  – количество трансформаторов, равное двум;

$k_3$ – коэффициент загрузки трансформатора, равный 0,7.

$$S_{Tp} = \frac{\sqrt{(8,052)^2 + (3,220)^2}}{0,7 \cdot 2} = 6,194 \text{ МВА}.$$

Выбираем трансформаторы марки ТДН - 10000/110/10.

По условиям выбора и климатическим условиям Амурской области выбран данный вид силовых трансформаторов ТДН-10000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011 и возможностью регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) в нейтрали ВН в диапазоне  $\pm 16 \% \pm 9$  ступеней исходя из запрашиваемых условий заказчика.

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по фактическому коэффициенту загрузки и аварийной перегрузке:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(P_H)^2 + (Q_H)^2}}{n_T \cdot S_{Тном}}, \quad (2)$$

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(8,052)^2 + (3,220)^2}}{2 \cdot 10} = 0,433.$$

$$K_3^{ав} = \frac{\sqrt{(P_H)^2 + (Q_H)^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}},$$

$$K_3^{ав} = \frac{\sqrt{(8,052)^2 + (3,220)^2}}{(2-1) \cdot 10} = 0,867. \quad (3)$$

Полученный коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме не превышает допустимый 1,4. Данный трансформатор пригоден к установке.

#### 4 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПОДСТАНЦИИ

Главную схему подстанции необходимо выбрать исходя из технических условий не противоречащих основным принципам построения схем электрических сетей. Принимая во внимание экономичность принимаемых вариантов; гибкости и удобства в эксплуатации; безопасности в обслуживании и др.

На проектируемой подстанции необходимо установит 2 силовых трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый. Необходимо экономически выгодно выбрать схему распределительного устройства.

Подходящей схемой для распределительного устройства:

- РУ 110 кВ - типовая схема № 110-4Н « Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии».
- РУ 10 кВ - типовая схема № 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин.

Выбранную схему подстанции вынесем на лист 1, где покажем все присоединения линий трансформаторов и какие измерительные приборы присоединяются к шинам РУ и генераторам, а также все ОПН и трансформаторы тока и напряжения.

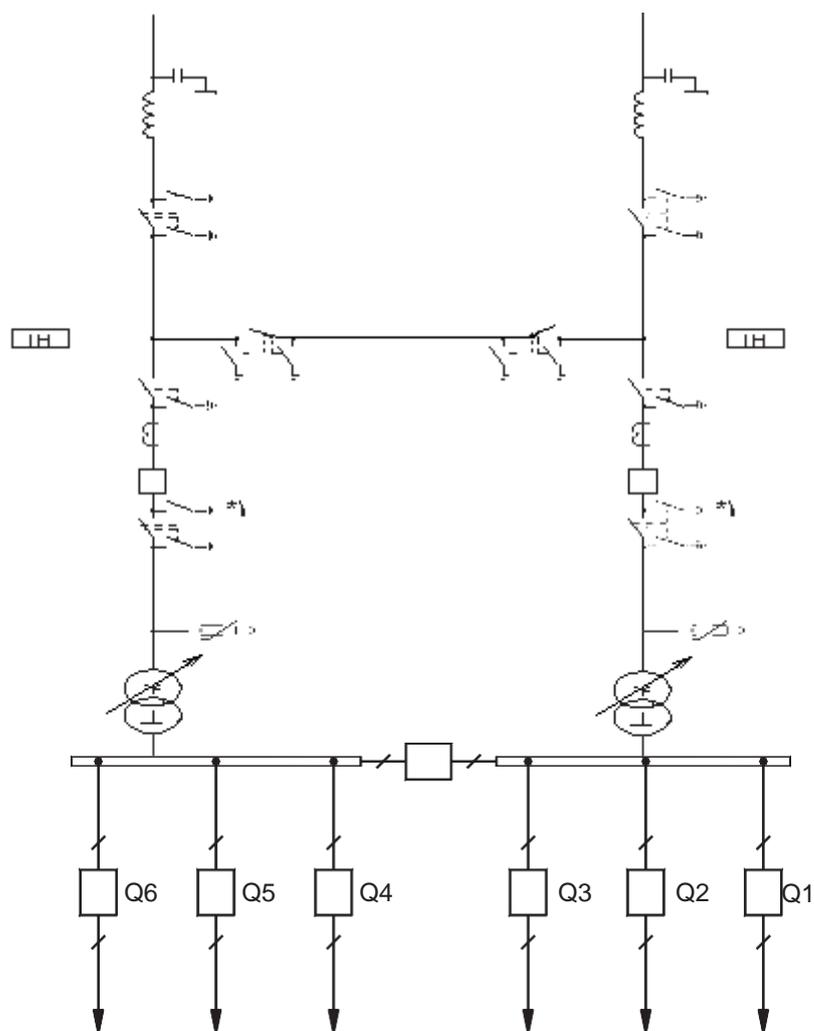


Рисунок 1 – Главная схема электрической подстанции

## 5 РАСЧЕТ И ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДА ПИТАЮЩЕЙ ЛЭП 110 КВ ОТ ПС «ВОЛКОВО»

Выбор марки провода и его сечение осуществим исходя из расчётной токовой нагрузки.

В воздушных линиях электропередач применим провод марки АС. Подбор провода осуществим по методу ЭТИ (экономических токовых интервалов) и расчётной токовой нагрузки.

Находим значения токов в воздушной линии применив формулу № 4:

$$I = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{\phi}} \quad (4)$$

где  $I$  - расчётный ток, А;

$S_p$  - полная мощность ПС, МВА;

$n_{\phi}$  - количество цепей линии;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение, кВ.

На следующем этапе определим расчётный ток на участках линии исходя из полученных значений, по экономическим токовым интервалам произведем выбор сечения проводов ЛЭП:

$$I_p = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (5)$$

где  $I_{max}$  - максимальный ток, А;

$\alpha_i$  - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05;

$\alpha_t$  - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ( $T_m=5000$  ч). Примем данный коэффициент равным 1,09.

$$I_{\partial.\partial} \geq \frac{I_p}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}, \quad (6)$$

$$I_{\partial.\partial} \geq I_{P.II}$$

где  $I_{\partial.\partial}$  - длительно допустимый ток выбранного сечения, А;

$I_{P.II}$  - расчетный послеаварийный ток.

Рассмотрим пример расчета:

приведем расчет максимального тока для данного участка:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{8.052^2 + 3.22^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 104,972 \text{ А}$$

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_p = 1,05 \cdot 1,09 \cdot 104,972 = 120,14 \text{ А}$$

$$265 \geq \frac{120,14}{0,9 \cdot 1,25 \cdot 0,95}$$

$$265 \geq 112,41$$

Примем к установке на данном участке провод АС-70/11 с длительно допустимым током  $I_{ДД} = 265 \text{ А}$ .

## 6 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием называется событие не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в схемах с заземленными нейтральями – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

В момент возникновения короткого замыкания в электрической сети сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это приводит к вызову снижения уровня напряжения в узлах, максимально допустимое снижение напряжения фиксируется в непосредственной близости к месту короткого замыкания.

Расчет токов короткого замыкания производится для выбора электрооборудования не нуждается в расчётах высокой точности и их результатов расчета, следуя этому стоит провести расчет в относительных единицах. Начнём с приближенного приведения характеристик каждого элемента сети к единой ступени напряжения. Разрешаются упрощающие расчеты не позволяющие внесение существенных погрешностей:

1. Пренебрегают насыщением магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
2. Не учитывают намагничивающие токи силовых трансформаторов.
3. Не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю.
4. Считают, что трехфазная система является симметричной.
5. Влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно.
6. При вычислении тока КЗ предпочитают не учитывать активное сопротивление электрической цепи.

Выбор электрооборудования происходит в два этапа. Первый – временный выбор электрооборудования по параметрам продолжительных режимов, включая режимы допустимых перегрузок. Второй – проверка выбранного на первом

этапе электрооборудования по расчётным данным кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

В режиме КЗ проверка электрооборудования происходит на электродинамическую и термическую стойкость и невозгораемость, а коммутационные аппараты – на коммутационную способность и износостойкость. Необходимо осуществить правильные расчетные условия КЗ, учитывая параметры электрооборудования, выбрать метод расчета токов КЗ и выбора электрооборудования.

Проверке электрического оборудования и жестких проводников (с относящимися к ним поддерживающими и опорными конструкциями) на электродинамическую стойкость. Расчетным видом КЗ - является трехфазное КЗ. В общем случае допускается не учитывать механические колебания шинных конструкций.

Проверяя гибкие проводники на электродинамическую стойкость (растяжение, расстояние сближения и схлестывание проводников) в расчётах КЗ является двухфазное КЗ. Расчет на схлестывание зависит от конструкции системы гибких проводников, расчётного значения тока КЗ и временной продолжительности режима КЗ.

При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость для расчёта используют в общем случае трехфазное КЗ. При проверке на термическую стойкость проводников и аппаратов в цепях генераторного напряжения электростанций расчетным может быть также двухфазное КЗ, если оно обуславливает больший нагрев проводников и аппаратов, чем при трехфазном КЗ.

При проверке электрических аппаратов на коммутационную способность в расчётах используют трехфазное или однофазное КЗ в зависимости от того, при каком виде КЗ ток КЗ имеет наибольшее значение. Если для выключателей задается разная коммутационная способность при трехфазных и однофазных КЗ, то проверку следует производить отдельно по каждому виду КЗ.

Расчётными точками, коротких замыканий, определим шины 110 кВ ПС

«Мост» (K1) и шины 10 кВ ПС «Мост» (K2). Расчет токов КЗ будет производиться при помощи системы относительных единиц с приближенным приведением. Начнём с приведения параметров различных элементов к единой ступени напряжения учитывая средние коэффициенты трансформации.

Перед началом расчета сопротивлений в относительных единицах установим базисные условия:  $S_B$  – базисная мощность (МВ·А);  $U_B$  – базисное напряжение (кВ).

Для задания базисной мощности можно использовать любую величину.

Для удобства произведения расчётов относительных величин сопротивления принимаем  $S_6 = 100$  МВ·А. Для удобства расчётов базисное удобно использовать среднее напряжение  $U_6 = U$  ступени, где рассчитывают короткое замыкание.

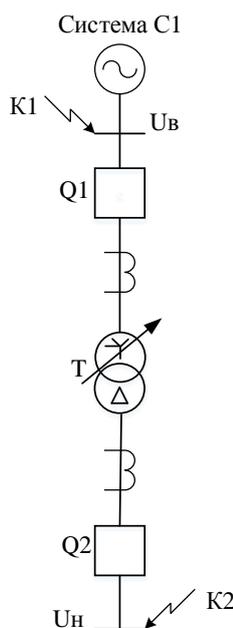


Рисунок 2 – Схема указания расчётных точек КЗ

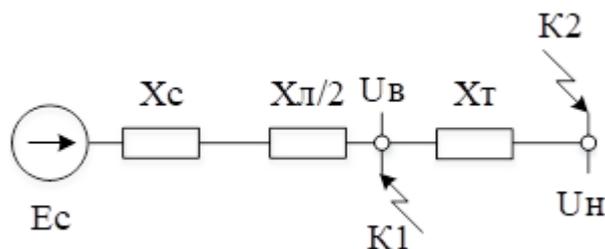


Рисунок 3 – Схема замещения для прямой последовательности

Нагрузку не принимаем во внимание из-за отсутствия у данного потребителя высоковольтных электрических двигателей.

### 6.1 Параметров схемы замещения прямой последовательности

Расчёт проводим в относительных единицах приближенным способом из-за удобства и простоты используемого способа. Задаем следующие базисные величины:

$$S_{\delta} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$U_{\delta} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Для расчёта значений сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных единицах, приведенных к базисным условиям рассчитаем.

Опершись на рекомендации значения сверхпереходных ЭДС, сопротивлений источников питания, были приняты:

– ЭДС системы  $E_C = 1$ ;

при помощи формулы 7 рассчитаем сопротивление системы:

$$X_C = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot I_{I0}^{(3)} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (7)$$

где  $I_{I0}^{(3)}$  – периодическая составляющая тока 3х-фазного КЗ в момент начала КЗ.

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 1,6 \cdot 110} = 0,328 \text{ о.е.}$$

Сопротивление прямой (обратной) последовательности линии электропередачи, приведенное к базисным условиям, находится по формуле

$$X_{\text{эл}} = X_{\text{уд}} \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}, \quad (8)$$

где  $X_{\text{уд}}$  - индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

$L$  - длина линии, км;

$U_{\bar{o}}$  - среднее напряжение в месте установки элемента (в данном случае - ЛЭП), кВ.

$$X_{\text{вл}} = 0,4 \cdot 16,2 \cdot \frac{100}{110^2} = 0,053 \text{ о.е.}$$

Сопротивления выбранных ранее трансформаторов определяются по формуле:

$$X_m = \frac{U_k, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\text{т.ном}}}, \quad (9)$$

$$X_m = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,05 \text{ о.е.}$$

## 6.2 Эквивалентирование схемы прямой последовательности

Для нахождения искомых параметров необходимо провести эквивалентирование заданной схемы электрической сети опершись на выбранные точки КЗ.

Для преобразования будем использовать основные приемы эквивалентных преобразований, доступные из теории линейных цепей, в этом случае представленная замещающая схема представлена в следующем виде :

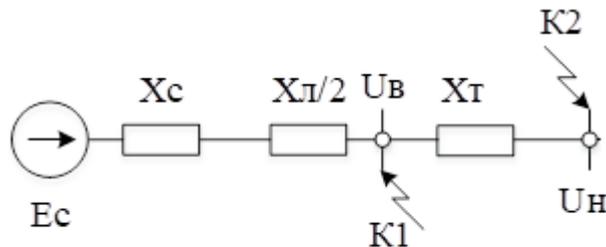


Рисунок 4 – Замещающая схема для прямой последовательности

Точка КЗ-К1:

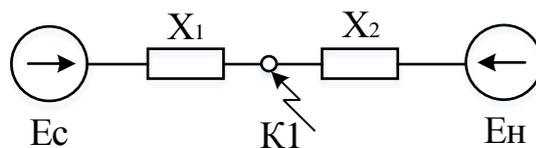


Рисунок 5 – Преобразование замещающей схемы точки К1

$$X_1 = X_c + \frac{X_{el}}{2}, \quad (10)$$

$$X_1 = 0,328 + \frac{0,530}{2} = 0,593 \text{о.е.}$$

$$X_2 = X_m, \quad (11)$$

$$X_2 = 1,05 \text{о.е.}$$

Для точки к.з. К2:

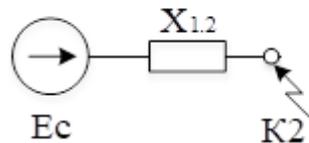


Рисунок 6 – Преобразование схемы замещения для точки К2

$$X_{1.2} = X_c + \frac{X_{el}}{2} + X_m, \quad (12)$$

$$X_{1.2} = 0,328 + \frac{0,530}{2} + 1,05 = 1,643 \text{о.е.}$$

### 6.3 Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного К.З., в месте К.З., определяется суммой всех токов, протекающих по ветвям. Осуществляем расчёт токов отдельно для каждой ветви.

$$I_{\bar{o}i} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}i}}, \quad (13)$$

$I_{\bar{o}i}$  - базисный ток в точке к.з.

$U_{\bar{o}i}$  - базисное напряжение в точке к.з.

$$I_{noi} = \frac{E_i \cdot I_{\delta i}}{X_i}, \quad (14)$$

$I_{noi}$  - периодическая составляющая тока трехфазного к.з.

Для точки к.з. К1:

$$I_{\delta 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,524 \text{ кА}$$

$$I_{к1} = \frac{1 \cdot 0,524}{0,593} = 0,883 \text{ кА}$$

Для точки к.з. К2:

$$I_{\delta 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,773 \text{ кА}$$

$$I_{к2} = \frac{1 \cdot 5,773}{1,643} = 3,513 \text{ кА}$$

#### 6.4 Ударный ток КЗ в начальный момент трехфазного КЗ

В считающихся простыми радиальных электрических схемах ударный ток трехфазного КЗ измеряющийся в кА, в начальный момент времени определяют по формуле № 13:

$$i_{y\delta i} = \sqrt{2} \cdot I_{noi}^{(3)} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,02}{T_{ai}}}\right), \quad (15)$$

где  $T_{ai}$ - постоянная времени затухания (в данном случае отдельной ветви) аperiodической составляющей тока КЗ (сек), равная:

$$T_{ai} = \frac{X_i}{\omega \cdot R_i}, \quad (16)$$

Для получения более точных расчетов найдем постоянную времени затухания и ударный ток отдельно для каждой ветви по формуле (16).

Для точки к.з. К1:

$$T_{ac1} = \frac{0,593}{314} = 0,0018$$

Ударный ток найдем по формуле (15)

$$i_{y\partial k1} = \sqrt{2} \cdot 0,833 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,02}{0,0018}}\right) = 1,399 \text{кА}$$

Для точки к.з. К2:

$$T_{ac2} = \frac{1,643}{314} = 0,0052$$

Ударный ток найдем по формуле (13)

$$i_{y\partial k2} = \sqrt{2} \cdot 3,513 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,02}{0,0052}}\right) = 5,073 \text{кА}$$

### 6.5 Параметры схемы замещения обратной последовательности

Составим схему замещения для обратной последовательности. По структуре эта схем аналогична схеме замещения прямой последовательности. ЭДС всех источников в схеме обратной последовательности условно принимаем равными нулю, а значения сопротивлений обратной последовательности синхронных машин и нагрузок отличаются от значений сопротивлений прямой последовательности.

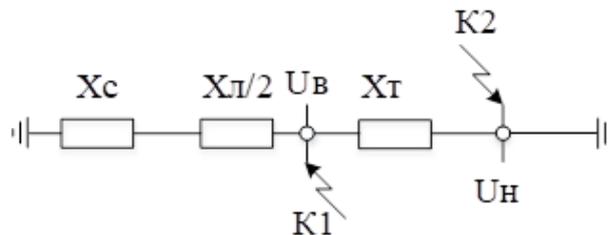


Рисунок 7 – Схема замещения обратной последовательности

При эквивалентировании схемы обратной последовательности получим результирующую схему замещения:

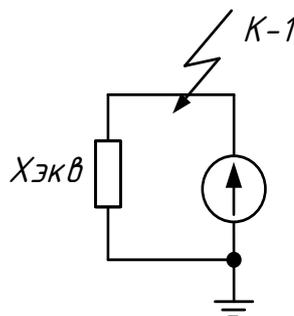


Рисунок 8 – Результирующая схема замещения обратной последовательности

Сумма сопротивлений обратной последовательности равно:

Для точки к.з. К1:

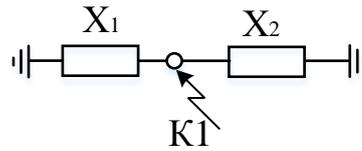


Рисунок 9 – Эквивалентная схема замещения обратной последовательности для точки КЗ К1

$$X_{экв1} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2}}, \quad (17)$$

$$X_{экв1} = \frac{1}{\frac{1}{0,593} + \frac{1}{1,05}} = 0,379 \text{ о.е.}$$

Для точки к.з. К2:

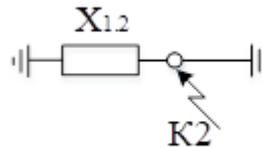


Рисунок 10 – Эквивалентная схема замещения обратной последовательности для точки К.З К2

$$X_{экв2} = \frac{1}{\frac{1}{X_{1.2}}}, \quad (18)$$

$$X_{экв2} = \frac{1}{\frac{1}{1,643}} = 1,643 \text{ о.е.}$$

## 6.6 Параметры схемы замещения нулевой последовательности

Составим схему замещения нулевой последовательности. Эта схема содержит значительный ряд отличий от схем прямой и обратной последовательностей. Компоновка этой схемы зависит в основном от положения расчетной точки КЗ и схемами соединения обмоток трансформаторов начальной рассчитываемой схемы.

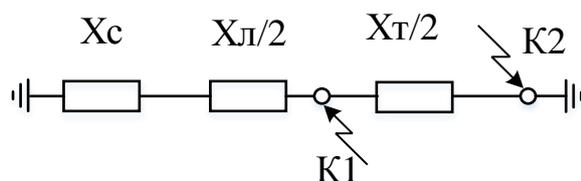


Рисунок 11 – Схема замещения нулевой последовательности

В зависимости от типа последовательности сопротивление элементов может различаться.

Так как молниезащита линий выполнена стальными тросами то сопротивления нулевой последовательности равны:

$$X_{0л} = 3 \cdot X_{л}, \quad (19)$$

$$X_{0л} = 3 \cdot 0,053 = 0,159 \text{ о.е.}$$

Значения сопротивления трансформаторов используемых в схеме замещения аналогичны сопротивлениям для прямой последовательности.

Создавая эквивалентную схему замещения для нулевой последовательности приходим к результирующей схеме замещения:

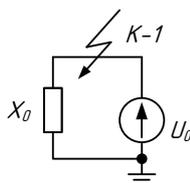


Рисунок 12 – Результирующая схема для замещения нулевой последовательности

Сумма сопротивлений для нулевой последовательности.

Точка КЗ-К1:

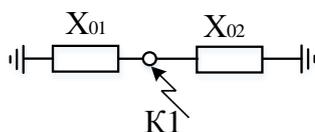


Рисунок 13 – Эквивалентная схема замещения нулевой последовательности для к.з. в точке К1

$$X_{01} = X_c + \frac{X_{0L}}{2}, \quad (20)$$

$$X_{01} = 0,328 + \frac{0,159}{2} = 0,407 \text{ о.е.}$$

$$X_{02} = X_m, \quad (21)$$

$$X_{02} = 1,05 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{экв}0\text{к}1} = \frac{1}{\frac{1}{X_{01}} + \frac{1}{X_{02}}}, \quad (22)$$

$$X_{\text{экв}0\text{к}1} = \frac{1}{\frac{1}{0,407} + \frac{1}{1,05}} = 0,293 \text{ о.е.}$$

Для точки к.з. К2:

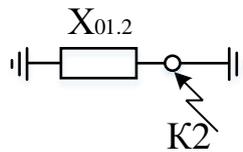


Рисунок 14 – Эквивалентная схема замещения нулевой последовательности для к.з. в точке К2

$$X_{01.2} = X_c + \frac{X_{0L}}{2} + X_m \quad (23)$$

$$X_{01.2} = 0,328 + \frac{0,159}{2} + 1,05 = 1,457 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{экв}0\text{к}2} = \frac{1}{\frac{1}{X_{01.2}}} \quad (24)$$

$$X_{\text{экв}0\text{к}2} = 1,457 \text{ о.е.}$$

## 6.7 Определение несимметричных коротких замыканий.

Абсолютное значение тока несимметричного К.З., пропорционально току прямой последовательности при аналогичном виде короткого замыкания:

$$I_{Ki}^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{ki}^{(n)}, \quad (25)$$

$n$  – индекс указывающий вид КЗ;

$m^{(n)}$  – коэффициент пропорциональности зависящий от вида КЗ;

$I_{ki}^{(n)}$  – ток прямой последовательности указанного типа КЗ.

Определение которого происходит по изложенным ниже формулам:

Двухфазное к.з. в точке К1:

$$I_{k1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,833 = 0,721 \text{ кА}$$

Двухфазное к.з. в точке К2:

$$I_{k2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,513 = 3,042 \text{ кА}$$

Однофазное к.з. в точке К1:

$$I_{k1}^{(1)} = \frac{E_{эквк1}}{X_{экв1} + X_{экв01} + X_{экв01}} \cdot I_{\delta 1}, \quad (26)$$

$$I_{k1}^{(1)} = \frac{1,008}{0,379+0,293+0,293} \cdot 0,524 = 0,547 \text{ кА.}$$

$$I_{K1}^{(1)} = \sqrt{3} \cdot I_{k1}^{(1)}, \quad (27)$$

$$I_{K1}^{(1)} = \sqrt{3} \cdot 0,547 = 0,948 \text{ кА.}$$

Однофазное к.з. в точке К2:

$$I_{k2}^{(1)} = \frac{E_{эквк2}}{X_{экв2} + X_{экв02} + X_{экв02}} \cdot I_{\delta 2}, \quad (28)$$

$$I_{K2}^{(1)} = \frac{1,008}{1,643+1,457+1,457} \cdot 5,773 = 1,266 \text{ кА.}$$

$$I_{K2}^{(1)} = \sqrt{3} \cdot I_{K2}^{(1)}, \quad (29)$$

$$I_{K2}^{(1)} = \sqrt{3} \cdot 1,266 = 2,194 \text{ кА.}$$

### 6.8 Расчет аperiodической составляющей тока КЗ в начальный момент времени.

Найдём периодическую составляющую тока однофазного К.З., в начальный момент времени в точке К1:

$$I_{n0K1}^{(1)} = 3 \cdot \frac{E'_{\text{экв1}}}{X_{\text{экв1}} + X_{\text{экв01}} + X_{\text{экв01}}} \cdot I_{\delta1}, \quad (30)$$

$$I_{n0K1}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1,025}{0,379+0,293+0,293} \cdot 0,524 = 1,669 \text{ кА.}$$

Составляющая периодического значения тока в начальный момент 1 ф., КЗ точки-К2:

$$I_{n0K2}^{(1)} = 3 \cdot \frac{E'_{\text{экв2}}}{X_{\text{экв2}} + X_{\text{экв02}} + X_{\text{экв02}}} \cdot I_{\delta2}, \quad (31)$$

$$I_{n0K2}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1,025}{1,643+1,457+1,457} \cdot 5,773 = 3,895 \text{ кА.}$$

Наибольшее начальное значение аperiodической составляющей тока к.з. в общем случае следует приравнять амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент к.з.

Для точки к.з. К1:

$$i_{a0K1} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(1)}, \quad (32)$$

$$i_{a0K1} = \sqrt{2} \cdot 1,669 = 2,360 \text{ кА}$$

Для точки к.з. К2:

$$i_{a0к2} = \sqrt{2} \cdot I_{n0к2}^{(1)}, \quad (33)$$

$$i_{a0к2} = \sqrt{2} \cdot 3,895 = 5,509 \text{кА.}$$

Создадим таблицу полученных данных при расчётах для точек К.З.

Таблица 2 – Результаты расчётов токов К.З

Вид К.З., составляющие тока К.З.	Точка К.З.	
	К-1, шины 110 кВ	К-2, шины 10 кВ
Ток трехфазного К.З	0,833	3,513
Ток двухфазного К.З	0,721	3,042
Ток однофазного К.З	0,948	2,194

## 7 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

### 7.1.Выбор выключателей

Существует несколько типов выключателей высокого напряжения. В зависимости от заданных параметров выбирают масляные, воздушные, вакуумные элегазовые.

Выбор по номинальному напряжению осуществляется при выполнении условий:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (34)$$

где  $U_{\text{ап.уст}}$  – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$  – номинальное напряжение установки.

Выбор по номинальному току осуществляется при выполнении условий:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (35)$$

где  $I_{\text{раб.мах}}$  – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Обеспечение нормальной работы оборудования необходимо выполнение следующего условия:

$$i_y \leq i_{\text{мах}}, \quad (36)$$

где  $i_{\text{мах}}$  – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Примем к установке ОРУ 110 кВ элегазовый выключатель ВГТ-110Ш-40/2500У1.

Серия выключателей ВГТ принятых для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока с частотой 50 или 60 Гц. Напряжение В данном случае 110 кВ.

Выполним расчёт термической устойчивости выключателя по формуле 37:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (37)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения выключателя, принимаем  $t_{откл} = 1,055$  с;

$T_a$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Из условия проверки выключателя 110 кВ: проверка на термическую стойкость должна проводиться для 2 и 3 ступени селективности. Поэтому  $t_{откл} = 2,555$  с.

$$B_k = 1,669^2 \cdot (2,555 + 0,03) = 7,200 \text{ кА}^2 \text{ с};$$

Проверим возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,63 \text{ кА}; \quad (38)$$

где  $\beta_n$  - номинальное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя.

$$\beta_n = 0.4.$$

$I_{откл}$  - ток номинального отключения.

$$I_{откл} = 40 \text{ А}.$$

Определение максимального рабочего тока:

$$I_{maxp} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 104,972 \text{ А}; \quad (39)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 3.

Таблица 3 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 104,972 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 1,555 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 7,200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 0,883 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 0,883 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$

Исходя из полученных данных выключатель соответствует данным условиям и может быть установлен.

В КРУ 10 кВ для ввода в работу выбираем вакуумные выключатели типа ВВЭ-М-10 - 20.

Проведём расчёт аналогично подбору выключателя 110 кВ.

Проведем проверку выключателя на термическую стойкость:

$$B_k = I_{nO}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (40)$$

где  $t_{\text{откл}}$  - время отключения выключателя;

$t_{\text{откл}}$  принимаем равным 0,04 с;

$T_a$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Из условий проверки выключателей 10 кВ для проверку на термическую стойкость необходимо проводить для 2 ступени селективности, поэтому  $t_{\text{откл}} = 1,54 \text{ с}$ .

$$B_k = 3,895^2 \cdot (1,54 + 0,04) = 23,970 \text{ кА}^2\text{с};$$

Проверим возможность отключения выключателя апериодической составляющей тока КЗ. Определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot \frac{50}{100} \cdot 50 = 35,35 \text{ кА}; \quad (41)$$

где  $\beta_n$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя:

$$\beta_n = 0,5;$$

$I_{откл}$  - номинальный отключающий ток;

$$I_{откл} = 50.$$

Значение максимального рабочего тока выключателя на стороне НН также определим для наиболее загруженного выключателя – трансформаторного:

$$I_{maxp} = \frac{S_{НН}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1154,700 \text{ А}; \quad (42)$$

Произведём сравнение данных каталога и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 4.

Таблица 4 - Сравнение каталожных и расчетных значений.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1600 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 1154,700 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{дин} = 51 \text{ кА}$	$I_{уд} = 7,699 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 23,970 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 5,075 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 5,075 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$

Исходя из результатов сравнения расчетных и каталожных значений выключатель может быть принят к установке.

## 7.2 Выбор разъединителей

Произведем выбор разъединителей, без проверки его отключающей способности. Проверка на отключающую способность не нужна, так как разъединители не предназначены для отключения цепей под током.

Со стороны ВН выбираем разъединители РНДЗ-1-110/1000 УХЛ1 и РНДЗ-2-110/1000 УХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Рассчитывали ранее  $I_p$  и  $B_K$ .

В таблице 5 привели сравнение значений из каталога и расчётных

Таблица 5 – сравнение значений каталога и расчётных

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ Кв}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 52,486 \text{ а}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 1,399 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 7,200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Исходя из полученных данных и их сравнения, можем принять к установке данный разъединитель.

## 7.3 Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформатора тока производится учитывая:

1-номинальный ток ТТ как можно ближе по значению к рабочему току установки.

2-недогруз первичной обмотки трансформатора приводит к увеличению погрешностей измерения.

Для осуществления выбора трансформатора тока определим нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (43)$$

где  $Z_2$  – для трансформатора тока вторичная нагрузка;

$Z_{2НОМ}$  - допустимая номинально, нагрузка трансформатора тока для данного класса точности.

Для индуктивного сопротивления токовых цепей мало, поэтому  $Z_2 \approx R_2$ .

Состав вторичной нагрузки  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{ПРИБ}$  а так же сопротивления соединительных проводов  $R_{ПР}$  и переходного сопротивления контактов  $R_K$ :

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K; \quad (44)$$

Определим число и тип измерительных приборов. Необходимы данные о длине соединительных проводов. Минимальное сечение которых: 2,5 мм<sup>2</sup> и 4 мм<sup>2</sup> по меди и алюминию соответственно.

Определим сопротивление более загруженной фазы, приведём состав вторичной нагрузки трансформатора ток в таблице 6.

Таблица 6 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-304	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	СА3-И674	2,5	2,5	2,5
Счетчик РЭ	СР4-И676	2,5	2,5	2,5
ИТОГО		6,5	5,5	6,5

Обеспечивая заданный класс точности должны соблюдаться условия:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum (Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_K); \quad (45)$$

По стороне высокого напряжения 110кВ выберем трансформатор тока ТГФ - 110У1. Определение нагрузки трансформатора тока произведём по формуле:

$$r_{нагр} = \sum r_{ПРИБ} + r_{ПР} + r_K; \quad (46)$$

$$r_{ПР} = Z_{2ном} - r_{ПРИБ} - r_K; \quad (47)$$

где  $r_{ПР}$  - сопротивление проводников;

$Z_{2ном} = 19$  Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum r_{ПРИБ}$  - сумма сопротивлений приборов подключаемых к трансформаторам

тока.

$$\sum r_{ПРИБ} = \frac{\sum S_{ПРИБ}}{I_{2H}^2} = \frac{6,5}{1^2} = 6,5 \text{ Ом},$$

где  $\sum S_{ПРИБ}$  - мощность.

$I_2$  – номинальный вторичный ток.

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_K = 0,05$  Ом.

Приближенное значение сопротивления провода будет:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_K = 19 - 6,5 - 0,5 = 12,45 \text{ Ом};$$

По формуле определим сечение провода:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{12,45} = 0,227 \text{ мм}^2,$$

где  $l$  - значение длины соединительного кабеля, зависящая от напряжения;

$\rho = 0,0283$  - удельное сопротивление материала (алюминий).

Таблица 7 - длины соединительных проводов в зависимости от напряжения

$U_H$ , кВ	$l$ , м
110	100 - 150
10	10

Установим кабель марки АКРНГ с сечением жилы 4 мм<sup>2</sup>. Найдём сопротивление провода:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,708 \text{ Ом}.$$

Поэтому сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{нр\text{и}б} + r_{np} + r_{\kappa} = 6,5 + 0,708 + 0,1 = 7,308 \text{ Ом}.$$

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

Таблица 8 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1200 \text{ А}$	$I_P = 52,486 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 7,308 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} = 19 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 125 \text{ кА}$	$I_{УД} = 1,399 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq I_{ДИН}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 7,200 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq V_K$

Трансформатор тока соответствует полученным данным и может быть установлен.

Со стороны 10 кВ установим трансформатор тока ТЛК – 10.

Трансформатор ТЛК-10(ТЛК-СТ-10,ТОЛ-СТ-10) устанавливается в комплектные распределительные устройства (КРУ) внутренней установки, а также в сборные камеры одностороннего обслуживания (КСО) для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения.

Подключение трансформаторов тока на стороне 10Кв происходит к двум фазам «А» и «С». Приведём данные по вторичной нагрузке трансформатора тока в таблице 9.

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	Э-335	0,5	0	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	0	0,5
1	2	3	4	5
Варметр	Д-304	0,5	0	0,5
Счетчик АЭ	СА3-И674	2,5	2,5	2,5
Счетчик РЭ	СР4-И676	2,5	2,5	2,5
ИТОГО		6,5	5,0	6,5

Произведем расчёт.

$Z_{2ном} = 2,6$  Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum r_{ПРИБ}$  - для трансформатора тока сумма сопротивлений приборов на стороне низкого напряжения.

$$\sum r_{ПРИБ} = \frac{\sum S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом},$$

где  $\sum S_{ПРИБ}$  - суммарное значение потребляемой мощности приборами;

$I_2$  - ток вторичный номинальный.

Для расчёта принимаем в качестве переходного сопротивления контактов равным  $R_K = 0,05$  Ом.

Установим приближенное значение сопротивления проводов:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k = 2,6 - 0,22 - 0,05 = 2,33 \text{ Ом};$$

Сечение провода определим по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{2,33} = 0,127 \text{ мм}^2;$$

Выбираем кабель марки АКРНГ с сечением  $4 \text{ мм}^2$ , найдём сопротивление провода:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,071 \text{ Ом}.$$

Найдём сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{np} + r_k = 0,22 + 0,071 + 0,05 = 0,341 \text{ Ом}.$$

Сравним расчётные и каталожные данные в таблице 10.

Таблица 10 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_P = 577,35 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 0,341 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} = 2,6 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 100 \text{ кА}$	$I_{УД} = 5,073 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq I_{ДИН}$
$I^2_T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 22,970 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

Анализируя полученные результаты сделаем вывод ,что дынный трансформатор тока можно принять к установке.

#### 7.4 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор трансформаторов напряжения осуществляют по условиям:

- по  $U_H$  установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ}, \tag{48}$$

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

$S_{2\Sigma}$  - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Для измерения линейных напряжений установим два однофазных трансформатора напряжения типа НОМ, схема соединения “открытый треугольник”. Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли установим 3-х обмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

Трансформатор напряжения НОМ является преобразователем переменного напряжения и используется для выработки сигналов измерительной информации.

Для проведения проверки на соответствие класса точности, составим схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2 \text{ расч}}$ .

Первичная обмотка трансформаторов напряжения включается параллельно в цепь высокого напряжения. Вторичная цепь включаются так же параллельно. Номинальное напряжение вторичной обмотки составляет 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения малы, сечение зависит от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Их связывают контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны иметь малые размеры, быть легкими и совершенными аппаратами, надежно работать в электроустановках. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
1	2
Напряжение	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
Класс точности	$\Delta U_{\text{доп}} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2Н} \geq S_{2\text{расч}}$

Установка трансформаторов напряжения происходит на каждую секцию шин. Приступим к выбору и проверке ТН.

На сторону ВН 110 кВ выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 110 УХЛ1.

Вторичная нагрузка трансформаторов размещена в таблице 12.

Таблица 12 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм},$ ВА	Число обмоток	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2	1	0	1	1	2	0
Вольтметр регистр-й	Н-394	2	1	0	1	1	2	0
Частотомер	Н-397	7		0,71	0,71	1	5	5
Сумма							9	5

$$S_P = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{9^2 + 5^2} = 10,3 \text{ ВА};$$

В таблице №13 представлено сравнение каталожных и расчетных значений.

Таблица 13 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{НТ} \geq U_H$
$S_H = 400 \text{ ВА}$	$S_P = 10,3 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Данный трансформатор напряжения подходит по условиям выбора.

На сторону 10 кВ НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 10 УХЛ1.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения содержится в таблице 14.

Таблица 14 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$ , ВА	Число обмоток	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2	1	0	1	1	2	0
Вольтметр регистр-й	Н-394	2	1	0	1	1	2	0
Частотомер	Н-397	7		0,71	0,71	1	5	5
Сумма							9	5

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{9^2 + 5^2} = 10,3 \text{ ВА};$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 15.

Таблица 15 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{НТ} \geq U_H$
$S_H = 105 \text{ ВА}$	$S_p = 10,3 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Исходя из полученных значений выбранный трансформатор напряжения подходит для установки в данных условиях.

## 7.5 Выбор шинных конструкций

### 7.5.1 Выбор жестких шин

В ЗРУ 10 кВ ошиновку и сборные шины выполняют жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за дороговизны не применяются даже при больших токовых нагрузках. При значениях тока до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Номинальный ток:

$$I_{max\text{ нн}} = \frac{S_{нн}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{нн}} = \frac{20000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 577,350 \text{ А}; \quad (49)$$

Выберем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки АО:

$$2 \times (6 \times 50) \text{ мм}, S = 297 \text{ мм}^2.$$

$$I_{доп} = 745 \text{ А}.$$

Проверка по термостойкости исходя из данных расчета точки КЗ.

$$I_{по} = 5,075 \text{ кА}; T_a = 0,01; i_{уд} = 4,612 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{33607}}{91} = 63,704 \text{ мм}^2, \quad (50)$$

где  $C = 91$  - для алюминиевых шин и кабелей;

$q_{min}$  – минимальное сечение провода.

$$q_{min} < S.$$

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шина превысит 200 Гц:

$$l_{f03} = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J_3}{2 \cdot q_3}} = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{6,25}{2 \cdot 6}} = 0,624 \text{ м}, \quad (51)$$

где  $J_3$ -момент инерции шины;

$$J = \frac{0,6 \cdot 5^3}{12} = 6,25 \text{ см};$$

$q_3$  - поперечное сечение шины.

Длина пролета должна быть меньше 0,624 м.

Определим максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y03}^2}{a_3} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{7699^2}{1} = 10,266 \text{ Н/м},$$

где  $i_{y03}$  - ударный ток на шине;

$a_3$  - расстояние между фазами.

Напряженность внутри материала шины, возникает при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого ( $\sigma_{доп}$  для материала шины марки АО = 82 МПа), определим это напряжение:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l_{np}^2}{6 \cdot W_{\phi}} = \frac{10,266 \cdot 1^2}{12 \cdot 2,5} = 0,342 \text{ МПа}, \quad (52)$$

где  $l_{np}$  - длина пролета между опорными изоляторами;

$W_{\phi}$  - момент сопротивления шины, который определяется:

$$W_{\phi} = \frac{0,6 \cdot 5^2}{6} = 2,5 \text{ см}^3.$$

Исходя из того, что напряжение не превышает допустимого  $\sigma_{доп} = 82 \text{ МПа}$ , будем считать что шины механически прочны.

### 7.5.2 Выбор гибких шин

В РУ 110 кВ наиболее часто применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Часть проводов из пучка – стальные – несут механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальная часть проводов – алюминиевые – являются токоведущими.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

- по длительно допустимому току:

$$I_{доп} \geq I_{раб.мах}; \quad (53)$$

- по термическому стойкости

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C},$$

где  $q_{\min}$  – минимальное сечение провода,  
C – коэффициент, рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_k - A_n} = const \quad (54)$$

можно принять:

для медных шин и кабелей –  $C = 165$ ;

для алюминиевых шин и кабелей –  $C = 91$ ;

для стальных шин –  $C = 70$ ;

Крепление гибких шин и токопроводов осуществляют с помощью гирлянд подвесных изоляторов. Расстояния принятые между шинами и токопроводами: 110 кВ – 4 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами малы, из-за этого расчет на электродинамическое действие для гибких шин не производят. Но при больших токах КЗ провода в фазах могут сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 8000 МВ·А для напряжения 110 кВ, а также шины с токами КЗ >20 кА.

Максимально сближение проводов фаз происходит при двухфазном коротком замыкании.

Они сблизятся тем больше, чем меньше расстояние между проводами фаз.

Проверку на термическую стойкость шин проводят находя температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания

$$Q_{к.расч} \leq Q_{к.доп} ; \quad (55)$$

Нормами устанавливаются следующие значения кратковременных допускаемых температур нагрева проводников токами короткого замыкания;

голые медные шины -  $Q_{к.доп} = 300$  °С;

голые алюминиевые шины -  $Q_{к.доп} = 200 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

голые стальные шины -  $Q_{к.доп} = 400 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

При проверке шин на динамическую стойкость расчет сводят к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах

На стороне высокого напряжения 110 Кв установим гибкие шины марки ЗхАС - 70/11, допустимый ток которых  $I_{доп} = 265 \text{ А}$ , диаметр провода  $d = 11,4 \text{ мм}$ .

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

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

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{доп} = 265 \text{ А.}$$

$$I_{МАХ} = 104,972 \text{ А.}$$

$$I_{МАХ} < I_{доп}.$$

Проверка по условиям короны:

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0,$$

где  $E_0$  – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование, определяется по формуле (кВ/см):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{ЭКВ}}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}}\right) = 34,685 \text{ кВ/см,} \quad (56)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов  $m=0,82$ );

$r_{ЭКВ}$  – эквивалентный радиус провода;

$E$  – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{BH}}{n \cdot r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{CP}}{r_{ЭKB}}\right)} = \frac{0,354 \cdot 110}{3 \cdot 0,57 \cdot \log\left(\frac{5,039}{0,57}\right)} = 24,066 \text{ кВ/см}, \quad (57)$$

где  $D_{CP}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

Коронирования не произойдет, при условии что наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше  $0,9E_0$ .

$$1,07E \leq 0,9E_0;$$

$$1,07 \times 24,066 \leq 0,9 \times 34,685;$$

$$25,066 \leq 31,216.$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

## 7.6 Выбор опорных изоляторов

Выбор опорных изоляторов происходит исходя из следующего: напряжение, механическая нагрузка и тип установки.

Определение расчётной нагрузки на изолятор  $F_{расч}$  в многопролетных шинных конструкциях определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно правил устройства электроустановок расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{разр}$ , указанной в паспортных данных на изоляторы, должно происходить соблюдение следующих условий при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (58)$$

Используем опорные изоляторы ИОР-10-3.75 УХЛ с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна  $H_{из} = 120$  мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot l \cdot K_{\square} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{7699^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,446 \cdot 10^{-7} = 14,845 \text{Н} \quad (48)$$

Отклонение на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h/2}{H_{из}} = \frac{130 + 8 + 100/2}{130} = 1,446 ; \quad (59)$$

Проверка:  $F_{расч.} = 14,845 \text{ Н} \leq F_{дон} = 2250 \text{ Н}$ .

Используем опорный изолятор ИОР-10-3.75 УХЛ. Подходящий по механической прочности и может быть принят к установке.

### 7.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Для выбора устройств ограничивающих перенапряжения на изолированных элементах электрооборудования распределительных устройств применяют ОПН. ОПН защищают электрооборудование от грозовых перенапряжений и перенапряжений при коммутации.

ОПН – это устройства которые нам необходимо применить для защиты электрооборудования на подстанции, ограничители перенапряжения нелинейные отличаются от разрядников, но выполняют ту же функцию.

Осуществим выбор ОПН , этот выбор происходит в два этапа

1-этап предварительного выбора

2-этап окончательного выбора

На первом этапе – ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию:

$$U_{нд} \geq \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}}$$

где  $U_{нд}$  – наибольшее допустимое напряжение ОПН;

$U_{н.р.}$  – наибольшее рабочее напряжение сети (нормируется по ГОСТ).

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

На втором этапе определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{max.раб}}{K_B}, \quad (60)$$

где  $U_{max.раб}$  – рабочее максимальное напряжение;

$K_B$  – коэффициент, определяющийся по кривым вида  $K_B = f(\tau)$  (Рисунок 15), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

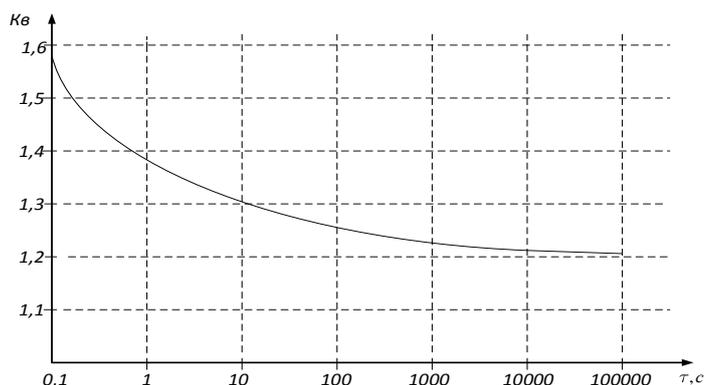


Рисунок 15 – График зависимости коэффициента  $K_B$  от длительности перенапряжения

Максимальное рабочее напряжение на ПС (на отправном конце линии) в нормальном режиме не должно быть более чем  $1,15U_{ном}$  – в сетях 110 кВ.

Следующим этапом выбора ОПН является определение импульсного тока, протекающего через ОПН.

Если ОПН устанавливается на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ocm})}{Z_B}, \quad (61)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ocm})}{Z_B} \cdot \left(1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{II}}\right), \quad (62)$$

где  $U$  – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ocm}$  – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе  $I_K$ , кВ;

$Z_B$  – волновое сопротивление линии, Ом;

$L_{II}$  – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

$\beta$  – расчетная частота;

Поскольку ток  $I_K$  зависит от  $U_{ocm}$ , его значение определяется параметрами точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой.

Ориентировочное значение  $I_K$  для ОПН разных классов напряжения и для установки на разных объектах приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$ , кВ	$I_K$ для ОПН, устанавливаемых на подстанциях
10	200-500
35	350-600
110	300-500
220	400-600

При окончательном выборе определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (63)$$

где  $\mathcal{E}$  – энергия, поглощаемая ОПН;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение ОПН.

Поглощаемая ОПН энергия определяется по следующей формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (64)$$

где  $U$  - величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$T$  - время распространения волны, мкс.

$n$  - количество последовательных токовых импульсов.

На подстанции ограничители перенапряжений подключим к шинам ОРУ 110 и 10 кВ вблизи силового трансформатора и вблизи трансформаторов напряжения.

Произведем выбор ОПН на стороне 10 кВ.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ, согласно условию:

$$U_{ид} \geq \frac{1,2 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 6,92 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{6,92}{1,21} = 5,73 \text{ кВ.}$$

По условиям расчета, примем к установке на стороне низкого напряжения ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ1.

На стороне ВН и СН выбор ограничителей перенапряжения производится аналогичным способом.

Основные технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Характеристики устанавливаемого ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П- 10/12/10/2 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	12
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ	38,3
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	8,8

Приступим к выбору ОПН на стороне 110 кВ.

$$U_{нд} \geq \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 73,034 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{73,034}{1,21} = 60,359 \text{ кВ.}$$

Произведя расчёты выберем ограничителем перенапряжения на стороне 110 кВ ОПН – 110/88/10/2 УХЛ1. Класс напряжения 110 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 18.

Таблица 18 – 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
110	110	88	10	40

### 7.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанции приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Потребители собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		tg φ	Нагрузка	
	ед. кВт × кол-во	всего, кВт		P <sub>уст</sub> , кВт	Q <sub>уст</sub> , кВар
1	2	3	4	5	6
Охлаждение трансформатора ТДН-10000/110/10	2×1	2	0,62	2	1,24
Подогрев выключателей ВГТ-110П 40/2500У1	2×23,7	47,4	0	47,4	0
Подогрев приводов разъединителей	1×8	8	0	8	0
КРУ 10 кВ	1×5	5	0	5	0
ОПУ	1×60	60	0	60	0
Освещение КРУ 10 кВ	1×5	5	0	5	0
Позарядно-зарядный агрегат	2×32	64	0	64	0
Подогрев шкафов КРУ	1×18	18	0	18	0
Итого				209,4	1,24

Найдем мощность трансформатора собственных нужд по формуле:

$$S_{TCH} = 0,8 \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (65)$$

$$S_{TCH} = 0,8 \cdot \sqrt{209,4^2 + 1,24^2} = 167,522$$

Установим два трансформатора ТМ – 250 – 10У1, с коэффициентом загрузки при отключении одного 1,144.

### 7.9 Выбор аккумуляторных батарей

Для поддержания питания в сетях управления автоматикой и сигнализаций, так-же для освещения станции используют установки постоянного тока имеющими аккумуляторные батареи.

В некоторых случаях используют переменный ток или выпрямленный специальными устройствами ток в качестве оперативного тока. Это в свою очередь позволяет уменьшить затраты на мощные аккумуляторные батареи.

Переменный ток преобразовывают в постоянный при помощи специальных устройств. Это позволяет упростить использование оперативного тока.

Во время нормального режима работы подстанции использование аккумуляторов не ведётся – их используют только в аварийных режимах работы. Они постоянно поддерживаются в заряженном состоянии.

Выбор аккумуляторов происходит исходя из необходимой ёмкости батарей, уровню напряжения, и схеме присоединения к шинам.

Батареи используют в режиме постоянного заряда. Напряжение в начале разряда составляет 2,15 В, допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме 1,75 В.

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}} = \frac{230}{2,15} = 108, \quad (66)$$

где  $U_{ш}$  - напряжение на шинах;

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

Общее число элементов:

$$n = \frac{220}{1,75} = 125;$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0 = 125 - 108 = 17 ; \quad (67)$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j} = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06 , \quad (68)$$

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

$j$  - допустимая нагрузка аварийного разряда.

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

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 24.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax} , \quad (69)$$

где  $I_{Tmax}$  - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Tmax} = 1269 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ А}.$$

Поэтому , нужно выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{45} = 27,6 ;$$

Принимаем СК – 28.

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N} = \frac{1269}{28} = 45.3 \text{ А}; \quad (70)$$

Определяем напряжение на аккумуляторе равным 85 %. Если принять потерю напряжения в соединительном кабеле – 5 %, то напряжение на приводах будет равно. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80 – 110 %, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{II} = 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ А}; \quad (71)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0 = 2,2 \cdot 108 = 236 \text{ В}. \quad (72)$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

Ток и напряжение подзаряда добавочных элементов:

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

$$U_{ПЗдоб} = 2,2 \cdot 17 = 37,4 \text{ В}.$$

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН – 3.

Выбор зарядного устройства:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{II} = 5 \cdot 28 + 20 = 160 \text{ А}; \quad (73)$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot n = 2,75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В}. \quad (74)$$

Применим в качестве зарядного устройства аппарат П – 91.

## 8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И СИГНАЛИЗАЦИЯ

Релейная защита состоит из: измерительной, логической и выходной. Измерительная часть включает в себя измерительные и пусковые органы защиты, воздействующие на логическую часть при отклонении электрических параметров от данных, заранее заданных для защищаемого объекта.

В состав логической части входят: переключающие элементы и органы выдержки времени, срабатывание которых определяется определенными условиями срабатывания измерительных и пусковых органов в соответствии с установками в логической части программой запускают выходную часть.

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления коммутационными аппаратами (выключателями) и устройствами передачи команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, обеспечивающие работу цепей управления.

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания рабочего состояния защиты требуются значительные трудозатраты на техническое обслуживание. Аппаратура занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных трансформаторов тока и напряжения. Нередко новые требования к релейной защите не могут быть удовлетворены из-за несовершенства аппаратуры, содержащей электромеханические устройства.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1- 0,5 ВА, аппаратная погрешность – в пределах 2-5%, коэффициент

возврата измерительных органов составляет 0,96 - 0,97.

Мировыми лидерами в производстве РЗА являются европейские концерны ALSTOM, ABB и SIEMENS. Общим является все больший переход на цифровую технику. Цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют высокую стоимость, которая, впрочем, окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью.

Цифровые устройства РЗ различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи.

Центральным узлом цифрового устройства является микроЭВМ, которая через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микроЭВМ (микропроцессора) с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т. д.

### **8.1 Защита трансформатора**

В обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Согласно ПУЭ требуются следующие защиты для трансформатора:

– Защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4МВА - максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности, дифференциальная защита.

– Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

– Защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.

– Защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью.

– Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев, на ПС без обслуживающего персонала, защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение.

На подстанции «Мост» 110/10 кВ предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 10000 кВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

## 8.2 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (75)$$

где  $S_{\text{ном.тр}}$  – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном.Н}}$  – номинальное напряжение стороны Н.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,486 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,350 \text{ А.}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{ном.втор.Н}} = \frac{I_{\text{ном.Н}} \cdot I_{\text{н.т.т.в}}}{I_{\text{н.т.т.п}}} = \frac{I_{\text{ном.Н}}}{K_{\text{тр.т.т.н}}} \quad (76)$$

где  $K_{\text{тр.т.т.н}} = I_{\text{н.т.т.п}} / I_{\text{н.т.т.в}}$  – коэффициент трансформации измерительного

трансформатора тока стороны N;

$I_{н.тг.п}$ ,  $I_{н.тг.в}$  – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{тр.тг.вн} = 300 / 5 = 60$$

$$K_{тр.тг.нн} = 1000 / 5 = 200$$

$$I_{ном.втор.вн} = \frac{52,486}{60} = 0,874$$

$$I_{ном.втор.нн} = \frac{577,350}{200} = 2,886$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{тр.тгн} \leq 5$$

$$I_{ном.вн} = 0,874 \text{ А, выбираем } 1 \text{ А}$$

$$I_{ном.нн} = 2,886 \text{ А, выбираем } 3 \text{ А}$$

### **8.3 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора**

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

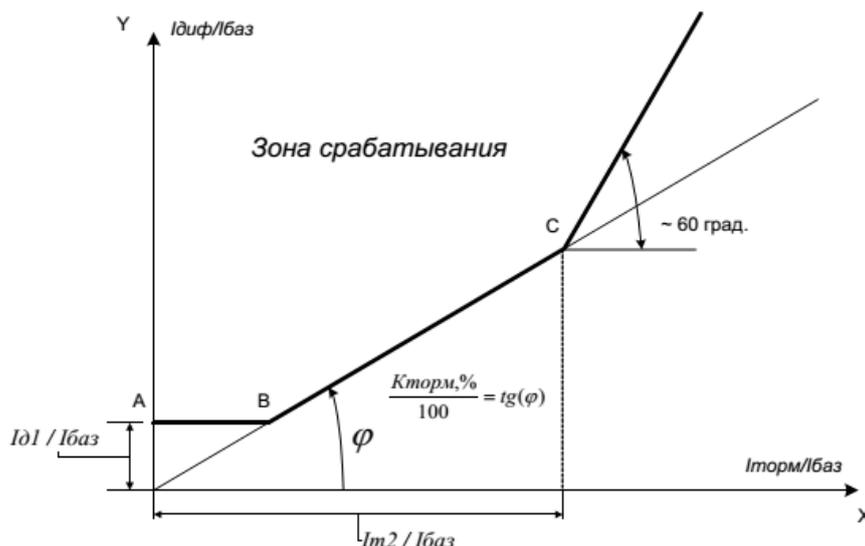


Рисунок 16 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$  – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к  $I_{баз}$ ) срабатывания;

$K_{торм}, \%$  – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$  – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки  $I_{ном.ВН}$ .

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А- В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 –  $I_{д1}/I_{ном.ВН}$  с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 –  $K_{торм}, \%$  и ДЗТ-2 –  $I_{т2}/I_{ном.ВН}$ .

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение  $I_{д1}/I_{ном.ВН}$  выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{диф}/I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}, \quad (77)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч}, \quad (78)$$

$$I'_{нб.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I^*_{расч}, \quad (79)$$

$$I''_{нб.расч} = \Delta U \cdot I^*_{расч}, \quad (80)$$

$$I'''_{нб.расч} = f_{выр} \cdot I^*_{расч}, \quad (81)$$

где  $I'_{нб.расч}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно /4/;

$k_{одн}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока.

Рекомендуется принимать равной 0,05;

$I_{\text{нб.расч}}'''$  – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

$\Delta U$  – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I_{\text{нб.расч}}'''$  – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$  – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I_{\text{расч}}^*$  – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 0,319 = 0,012$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,012 = 0,014 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения  $K_{\text{торм}}$  должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (82)$$

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot 0,014 = 0,992$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (83)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,014 / 0,992 = 1,693\%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики  $I_{T2}/I_{\text{баз}}$  определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ( $I_T/I_{\text{баз}}=1$ ), режим допустимых длительных перегрузок ( $I_T/I_{\text{баз}}=1,3$ ). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную  $I_{T2}/I_{\text{баз}} = 1,5 - 2$ .

#### 8.4 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{дто}} \geq 6 \tag{84}$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}} \tag{85}$$

где  $k_{\text{отс}}=1,5$  – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч*}}$  – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете  $I_{\text{нб.расч*}}$  коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным 3÷4. Величина  $I_{\text{расч*}}$  принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе

трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{нб,расч} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 0,319 = 0,153 \text{ о.е.}$$

$$I_{дто} = 1,25 \cdot 0,153 = 0,191 \text{ о.е.}$$

Выбираем  $I_{дто} = 1,0$  о.е.

### 8.5 Выбор уставок МТЗ

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{зап}}{K_{в}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (86)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{зап}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5;

$K_{в}$  – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{раб,макс}$  – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,9} \cdot 52,486 = 104,972 \text{ А}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,9} \cdot 577,35 = 1154,700 \text{ А.}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающем наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (87)$$

где  $I_{\text{кз,мин}}$  – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{\text{уст}}$  – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,721 \cdot 10^3}{104,72} = 6,885 > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3,042 \cdot 10^3}{1154,7} = 2,634 > 1,5$$

### **8.6 Автоматика на подстанции «Мост»**

Действие противоаварийной автоматики должно быть селективным и не должно приводить к каскадному развитию аварийного режима. Алгоритм функционирования и противоаварийная автоматика параметры настройки устройств и комплексов противоаварийной автоматики должны соответствовать схемно-режимным условиям работы энергосистемы и обеспечивать минимизацию управляющих воздействий. При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию одного вида УВ должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и

режимной автоматики на реализацию разных видов УВ на одном и том же оборудовании должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны обеспечить передачу диспетчерскому центру субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике телесигналов о срабатывании устройств и комплексов противоаварийной автоматики являющихся объектами диспетчеризации.

Противоаварийная автоматика должна обеспечивать выполнение своих функций при любом отказе одного устройства противоаварийной автоматики, не связанном с аварийным событием, требующим срабатывания противоаварийной автоматики

Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости предназначена для предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости генераторов электростанций, двигательной нагрузки потребителей электрической энергии, контролируемого сечения, энергорайона и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования. Комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости должны устанавливаться на объектах электроэнергетики. Должна быть предусмотрена возможность работы комплексов локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в автономном режиме и/или в качестве низового устройства централизованная система противоаварийной автоматики.

При работе комплекса локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в качестве низового устройства централизованная система противоаварийной автоматики должен быть обеспечен его автоматический перевод в автономный режим работы при выявлении неисправности ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или каналов связи с ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики. Комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости должны обеспечивать выбор УВ из таблицы УВ, рассчитываемой ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или заданной

субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, или осуществлять расчеты УВ на основе заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике функциональных зависимостей объема УВ от противоаварийная атоматикараметров электроэнергетического режима (принцип П-ДО).

В комплексах локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости используются следующие пусковые факторы:

- отключение ЛЭП;
- одновременное отключение двух ЛЭП;
- отключение системы шин;
- отключение энергоблока;
- отключение трансформатора (автотрансформатора);
- близкое к шинам электростанции или затяжное короткое замыкание;
- превышение перетока активной мощности по контролируемому сечению заданной величины;
- другие факторы при необходимости.

### **8.7 АВР на подстанции «Мост»**

Автоматическое восстановление питания должно обеспечиваться для:

- электроприемников первой категории — обеспечиваются электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания;
- особая группа электроприемников первой категории — обеспечиваются электроэнергией от трех независимых взаимно резервирующих источников питания.

Таким образом, кроме неудобств в повседневной жизни человека, длительный перерыв в электропитании может привести к угрозе жизни и безопасности людей, материальному ущербу и другим, не менее серьезным последствиям. Гарантированное питание можно реализовать, осуществив электропитание каждого потребителя от двух источников одновременно (для потребителей I категории так и делают), однако подобная схема имеет ряд недостатков:

- Токи короткого замыкания при параллельной работе источников питания

гораздо выше, чем при раздельном питании потребителей.

- В питающих трансформаторах выше потери электроэнергии
- Релейная защита сложнее, чем при раздельном питании.
- Необходимость учета перетоков мощности вызывает трудности, связанные с выработкой определённого режима работы системы.
- В некоторых случаях не получается реализовать схему из-за того, что нет возможности осуществить параллельную работу источников питания из-за ранее установленной релейной защиты и оборудования.

В связи с этим возникает необходимость в раздельном электроснабжении и быстром восстановлении электропитания потребителей. Решение этой задачи и выполняет АВР. АВР может подключить отдельный источник электроэнергии (генератор, аккумуляторную батарею) или включить выключатель, разделяющий сеть, при этом перерыв питания может составлять всего 0.3 — 0.8 секунд.

При проектировании схемы АВР, допускающей включение секционного выключателя, важно учитывать пропускную способность питающего трансформатора и мощность источника энергии, питающих параллельную систему. В противном случае может получиться так, что переключение на питание от параллельной системы выведет из строя и её, так как источник питания не сможет справиться с суммарной нагрузкой обеих систем. В случае если невозможно подобрать такой источник питания, обычно предусматривают такую логику защиты, которая отключит наименее важных потребителей тока обеих систем.

АВР разделяют на:

- АВР одностороннего действия. В таких схемах присутствует одна рабочая секция питающей сети, и одна резервная. В случае потери питания рабочей секции АВР подключит резервную секцию.
- АВР двухстороннего действия. В этой схеме любая из двух линий может быть как рабочей, так и резервной.
- АВР с восстановлением. Если на отключенном вводе вновь появляется напряжение, то с выдержкой времени он включается, а секционный выключатель

отключается. Если кратковременная параллельная работа двух источников не допустима, то сначала отключается секционный выключатель, а затем включается вводной. Схема вернулась в исходное состояние.

- АВР без восстановления.

АВР должен срабатывать однократно. Это требование обусловлено недопустимостью многократного включения резервных источников в систему с не устранённым коротким замыканием.

АВР должен срабатывать всегда, в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей, независимо от причины. В случае работы схемы дуговой защиты АВР может быть заблокирован, чтобы уменьшить повреждения от короткого замыкания. В некоторых случаях требуется задержка переключения АВР. К примеру, при запуске мощных двигателей на стороне потребителя, схема АВР должна игнорировать просадку напряжения.

Реализацию схем АВР осуществляют с помощью средств РЗА: реле различного назначения, цифровых блоков защит (контроллер АВР), переключателей — изделий, включающих в себя механическую коммутационную часть, микропроцессорный блок управления, а также панель индикации и управления.

контроллер АВР AVR v5.31

В качестве измерительного органа для АВР в высоковольтных сетях служат реле минимального напряжения (реле контроля фаз), подключённые к защищаемым участкам через трансформаторы напряжения. В случае снижения напряжения на защищаемом участке электрической сети реле даёт сигнал в схему АВР. Однако, условие отсутствия напряжения не является достаточным для того, чтобы устройство АВР начало свою работу. Как правило, должен быть удовлетворён ещё ряд условий:

- На защищаемом участке нет не устранённого короткого замыкания. Так как понижение напряжения может быть связано с коротким замыканием, включение дополнительных источников питания в эту цепь нецелесообразно и недопустимо.

- Вводной выключатель включён. Это условие проверяется, чтобы АВР не

сработало, когда напряжение исчезло из-за того, что вводной выключатель был отключён намеренно.

- На соседнем участке, от которого предполагается получать питание после действия АВР, напряжение присутствует. Если обе питающие линии находятся не под напряжением, то переключение не имеет смысла.

После проверки выполнения всех этих условий логическая часть АВР даёт сигнал на отключение вводного выключателя обесточенной части электрической сети и на включение межлинейного (или секционного) выключателя. Причём, межлинейный выключатель включается только после того, как вводной выключатель отключился. АВР подразделяется также на системы с восстановлением и без восстановления: при работе с восстановлением при возникновении напряжения на вводе с установленной выдержкой схема восстанавливает исходную конфигурацию. Обычно данный режим выбирается установкой накладок вторичных цепей в соответствующее положение. При восстановлении АВР допускается кратковременная работа питающих трансформаторов «в параллель» для бесперебойности электроснабжения.

В низковольтных сетях одновременно в качестве измерительного и пускового органа могут служить магнитные пускатели или модуль АВР-3/3. Либо предназначенный для управления схемами АВР микропроцессорный контроллер АВР.

Коммутационный аппарат переключения (переключатель питания) автоматический.



Рисунок 17 – Автоматический переключатель питания дата-центра

Коммутационная аппаратура автоматического переключения — аппаратура автономного действия, состоящая из коммутационного аппарата (аппаратов) переключения и других устройств, необходимых для контроля цепей питания и переключения одной или нескольких цепей нагрузки от одного источника питания к другому.

Автоматические переключатели питания делятся на оборудование:

- постоянного тока;
- переменного тока
- использующие релейно-контакторные схемы;
- с непрерывной подачей питания при переключении нагрузок;
- источники бесперебойного питания.

При автоматическом переключении обеспечивается гарантированное электропитание, когда допускается перерыв на время ввода в действие резервного источника. Бесперебойное электропитание с "мгновенным" вводом в действие резервного источника обеспечивает источник бесперебойного электропитания.

Возможно использование автоматической коммутационной аппаратуры не только во время длительных отключений рабочего источника питания, но и при кратковременных провалах напряжения. Если допустимое время перерыва питания меньше 0,2 с возможно только использование источников бесперебойного питания, защита автоматическими выключателями цепи с коротким замыканием для уменьшения времени перерыва питания в таком случае невозможна или неэффективна. Если допустимое время более 0,2 с возможно использование защит электросети или использование источников бесперебойного питания. При допустимом времени 5...20 с возможно отказаться от источников бесперебойного питания и использовать автоматическую коммутационную аппаратуру.

### **8.8. Автоматическое повторное включение**

Автоматическое повторное включение (АПВ) — одно из средств электроавтоматики, повторно включающее отключившийся выключатель через определённое время, бывает однократного, двукратного и трехкратного действия (в некоторых современных схемах возможно до восьми циклов АПВ).

Все повреждения в электрической сети можно условно разделить на два типа: *устойчивые* и *неустойчивые*. К устойчивым повреждениям относятся такие, для устранения которых требуется вмешательство оперативного персонала или аварийной бригады. Такие повреждения не самоустраняются со временем, эксплуатация поврежденного участка сети невозможна. К таким повреждениям относятся обрывы проводов, повреждения участков линий, опор ЛЭП, повреждения электрических аппаратов.

Неустойчивые повреждения характеризуются тем, что они самоустраняются в течение короткого промежутка времени после возникновения. Такие повреждения могут возникать, например, при случайном соприкосновении проводов. Возникающая при этом электрическая дуга не успевает нанести серьёзных повреждений, так как через небольшой промежуток времени после возникновения короткого замыкания цепь обесточивается действием релейной защиты. Практика показывает, что доля неустойчивых повреждений составляет 50—90 % от числа всех повреждений.

Включение отключенного участка сети под напряжение называется *повторным включением*. В зависимости от того, остался ли этот участок сети в работе или же снова отключился, повторные включения разделяют на *успешные* и *неуспешные*. Соответственно, успешное повторное включение указывает на неустойчивый характер повреждения, а неуспешный на то, что повреждение было устойчивым.

Для того, чтобы ускорить и автоматизировать процесс повторного включения, применяют устройства автоматического повторного включения (АПВ).

Устройства АПВ получили широкое применение в электрических сетях. Их использование в сочетании с другими средствами релейной защиты и автоматики, позволило полностью автоматизировать многие подстанции, избавляя от необходимости держать там оперативный персонал. Кроме того, в ряде случаев АПВ позволяет избежать тяжелых последствий от ошибочных действий обслуживающего персонала или ложных срабатываний релейной защиты на защищаемом участке.

В ПУЭ указано, что устройствами АПВ должны в обязательном порядке снабжаться все воздушные и кабельно-воздушные линии с рабочим напряжением 1 кВ и выше.

#### Классификация

В зависимости от количества фаз, на которые действуют устройства АПВ, их разделяют на:

- однофазное АПВ — включает одну отключенную фазу (при отключении из-за однофазного короткого замыкания).
- трёхфазное АПВ — включает все три фазы участка цепи.
- комбинированные — включает одну или три фазы в зависимости от характера повреждения участка сети.

Трёхфазные устройства АПВ могут в зависимости от условий работы сети разделяться на

- простые (ТАПВ);
- несинхронные (НАПВ);
- быстродействующие (БАПВ);
- с проверкой наличия напряжения (АПВНН);
- с проверкой отсутствия напряжения (АПВОН);
- с ожиданием синхронизма (АПВОС);
- с улавливанием синхронизма (АПВУС);
- в сочетании с самосинхронизацией генераторов и синхронных компенсаторов (АПВС).

Особой разновидностью АПВ является частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ).

В зависимости от того, какое количество раз подряд требуется совершить повторное включение, АПВ разделяются на АПВ однократного действия, двукратного и т. д. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия, однако в ряде случаев применяются АПВ с другой кратностью действия.

По способу воздействия на выключатель АПВ могут быть:

- механические — они встраиваются в пружинный привод выключателя.

- электрические — воздействуют на электромагнит включения выключателя.

Поскольку механические АПВ работают без выдержки времени, их использование было принято нецелесообразным, и в современных схемах защитной автоматики используются только электрические АПВ.

По типу защищаемого оборудования АПВ разделяются соответственно на АПВ линий, АПВ шин, АПВ электродвигателей и АПВ трансформаторов.

#### Принцип действия АПВ

Реализация схем АПВ может быть различной, это зависит от конкретного случая, в котором схему применяют. Один из принципов, применяемый в автоматике выключателей ВЛ напряжением до 220 кВ, заключается в сравнении положения ключа управления выключателем и состояния этого выключателя. То есть, если на схему АПВ поступает сигнал, что выключатель отключился, а со стороны управляющего выключателем ключа приходит сигнал, что ключ в положении «включено», то это означает, что произошло незапланированное (например, аварийное) отключение выключателя. Этот принцип применяется для того, чтобы исключить срабатывание устройств АПВ в случаях, когда произошло запланированное отключение выключателя.

#### Требование к АПВ

К схемам и устройствам АПВ применяется ряд обязательных требований, связанных с обеспечением надёжности электроснабжения. К этим требованиям относятся:

- АПВ должно обязательно срабатывать при аварийном отключении на защищаемом участке сети.

- АПВ не должно срабатывать, если выключатель отключился сразу после включения его через ключ управления. Подобное отключение говорит о том, что в схеме присутствует устойчивое повреждение, и срабатывание устройства АПВ может усугубить ситуацию. Для выполнения этого требования делают так, чтобы устройства АПВ приходили в готовность только через несколько секунд после

включения выключателя. Кроме того, АПВ не должно срабатывать во время оперативных переключений, осуществляемых персоналом.

- Схема АПВ должна автоматически блокироваться при срабатывании ряда защит (например, после действия газовой защиты трансформатора, срабатывание устройств АПВ нежелательно)

- Устройства АПВ должны срабатывать с заданной кратностью. То есть однократное АПВ должно срабатывать 1 раз, двукратное — 2 раза и т. д.

После успешного включения схема АПВ должна обязательно самостоятельно вернуться в состояние готовности

- АПВ должно срабатывать с выставленной выдержкой времени, обеспечивая наискорейшее восстановление питания в отключенном участке сети. Как правило, эта выдержка равняется 0,3-5 с. Однако, следует отметить, что в ряде случаев целесообразно замедлять работу АПВ до нескольких секунд.

### **8.9.АРКТ**

Для автоматического управления РПН снабжаются блоками автоматического регулирования коэффициента трансформации (АРКТ). На трансформаторах предусматриваются следующие устройства автоматики: автоматическое повторное включение, предназначенное для повторного включения трансформатора после его отключения максимальной токовой защитой. Требования к АПВ (автоматическое повторное включение) и способы его осуществления аналогичны рассмотренным ранее устройствам АПВ линий. Основная особенность заключается в запрещении действия АПВ трансформаторов при внутренних повреждениях, которые . отключаются дифференциальной или газовой защитой; автоматическое включение резервного трансформатора, предназначенное для автоматического включения секционного выключателя при аварийном отключении одного из работающих трансформаторов или при потере питания одной из секций по другим причинам; автоматическое отключение и включение одного из параллельно работающих трансформаторов, предназначенное для уменьшения суммарных потерь электроэнергии в трансформаторах; автоматическое регулирование напряжения, предназначенное для обеспечения необходимого качества

электроэнергии у потребителей путем изменения коэффициента  $n$  трансформации понижающих трансформаторов подстанций, питающих распределительную сеть. Для изменения  $n$  под нагрузкой трансформаторы оборудуются устройствами РПН (регулятором переключения отпаек обмотки трансформатора под нагрузкой). Автоматическое изменение  $n$  осуществляется специальным регулятором коэффициента трансформации (АРКТ), воздействующим на РПН.

#### **8.10. Сигнализация на подстанции «Мост»**

Для устройства систем централизованных сигнализаций (ЦС) на подстанциях используют устройство «Сириус-ЦС». Данное устройство обрабатывает полученные сигналы, поступающие от микропроцессорных или электромеханических устройств защиты по шинам сигнализации, фиксирует время появления и снятия сигналов от конкретных устройств защиты, подключаемых к дискретным оптронным входам, формирует сигналы обобщенной сигнализации. Рабочий диапазон температур: от  $-20^{\circ}\text{C}$  до  $+55^{\circ}\text{C}$ , а габаритные размеры не превышают 305x190x215 мм.

Система сигнализации крупной подстанции организуется с помощью нескольких блоков «Сириус ЦС», один из которых является блоком центральной сигнализации подстанции, а остальные – участковыми блоками сигнализации. В этом случае центральный блок формирует сигналы световой и звуковой сигнализации и сигналы телемеханики состояния подстанции.

Светодиоды блока отображают наличие сигнализации и состояние блинкеров участков. Участковые блоки формируют сигналы для центрального блока и сигналы телемеханики состояния участка, а их светодиоды указывают конкретное устройство, выдавшее сигнал.

«Сириус-ЦС» накапливает, обрабатывает, оперативно отображает информацию о состоянии объекта и по запросу передает ее на вышестоящий уровень. Устройство ЦС имеет четыре входа для подключения шинок сигнализации. Для каждого входа программируется тип сигнализации (аварийная или предупредительная), выдержка срабатывания (от 0 до 99,99 с), номинальное значение импульса тока (50 или 200 мА)

## 9. РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА ПОДСТАНЦИИ

### 9.1 Заземление подстанции «Мост»

Обязательной частью электроустановок являются устройства заземления. Устройства заземления обеспечивают поддержание нужного уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки, а так же за её пределами.

Устройства заземления представляют собой сложную систему. Размеры и форма системы заземления определяются компоновкой электрооборудования.

Чаще всего это – сетка с прямоугольной ячеей соединённое с вертикальными электродами молниеотводов. Установка вертикальных электродов допускается и по периметру сетки заземляющего устройства, для получения необходимых нормированных значений сопротивления заземляющего устройства.

Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и объединять их между собой в заземляющую сетку.

Продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования. Допускается увеличение расстояний от фундаментов или оснований оборудования до 1,5 м с прокладкой одного заземлителя для двух рядов оборудования, если стороны обслуживания обращены друг к другу, а расстояние между основаниями или фундаментами двух рядов не превышает 3,0 м.

Поперечные заземлители следует прокладывать в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли. Расстояние между

ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов и короткозамыкателей к заземляющему устройству, не должны превышать 6х6 м.

Горизонтальные заземлители следует прокладывать по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур.

Если контур заземляющего устройства располагается в пределах внешнего ограждения электроустановки, то у входов и въездов на ее территорию следует выравнивать потенциал путем установки двух вертикальных заземлителей, присоединенных к внешнему горизонтальному заземлителю напротив входов и въездов. Вертикальные заземлители должны быть длиной 3-5 м, а расстояние между ними должно быть равно ширине входа или въезда.

Определим площадь занимаемую подстанцией «Мост», которая используется под заземлитель с учётом выступания контура заземляющего устройства за границы оборудования ПС по 1.5 метра.

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (88)$$

$$S = (53,82 + 2 \cdot 1,5) \cdot (102,06 + 2 \cdot 1,5) = 5969,509 \text{ м}^2.$$

где  $A$  – ширина территории, занимаемой заземлителем, равная 47 м;

$B$  – длина территории, занимаемой заземлителем, равная 54 м.

Расчет заземления ПС Мост подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя. Горизонтальные заземлители закладываем на глубину  $h_3 = 0,7$  м. Вертикальные заземлители выполним из оцинкованного стального прутка диаметром  $d = 16$  мм и длиной  $l_B = 5$  м.

Проверим выбранные сечения горизонтальных заземляющих проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}) \quad (89)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,81 \cdot (16 + 0,81) = 42,755 \text{ мм}^2.$$

$$S_{cp} = a_3 \cdot \ln^3 T + a_2 \cdot \ln^2 T + a_1 \cdot \ln T + a_0 \quad (90)$$

где  $T$  – расчетное время эксплуатации заземлителя (30 лет), равный 360 мес.;

$a_3, a_2, a_1, a_0$  – коэффициенты, зависящие от свойств грунта (справочная величина).

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 360 + 0,0092 \cdot \ln^2 360 + (-0,0104) \cdot \ln 360 + 0,0224 = 0,81 \text{ мм}^2.$$

Проверим выбранные сечения горизонтальных заземляющих проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot t_{рз}}{400 \cdot \beta}} \quad (91)$$

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{4394^2 \cdot 0,5}{400 \cdot 21}} = 33,900 \text{ мм}^2.$$

где  $I_{кз}$  – ток короткого замыкания, А;

$t_{рз}$  – время срабатывания релейной защиты, 0,5с;

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

Сечения материалов, выбранных для выполнения горизонтальных заземлителей, превышают  $F_{т.с.мин}$ .

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{м.п.} = \pi \cdot 8^2 = 201 \text{ мм}^2,$$

где R- радиус проводника.

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$F_{\text{м.п.}} \geq F_{\text{кор}} + F_{\text{т.с.}} \quad (92)$$

$$201 > (F_{\text{кор}} + F_{\text{т.с.}}) = (42,755 + 33,900) = 76,655 \text{ мм}^2.$$

Эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{h_{13}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}} \quad (93)$$

где  $h_{13} = l_B + h_3 = 5 + 0,7 = 5,7$ , м – глубина заложения заземлителя;

$\rho_1 = 50$  Ом·м,  $h_1 = 7$ , м – соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта;

$\rho_2 = 23,8$  Ом·м,  $h_2 = 8$ , м – соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта.

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{5,7}{\frac{8}{23,8} + \frac{7}{50}} = 15,263 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Определение общей длины полос сетки горизонтального заземлителя:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{a_{\Gamma}} \quad (94)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 2850}{6} = 950 \text{ м}.$$

где  $a_{\Gamma}$  – расстояние между полосами сетки равное 6 м.

Число ячеек по стороне А:  $m_A = \frac{47}{6} = 7,8$ , принимаем  $m_A = 8$  ячеек.

Число ячеек по стороне Б:  $m_B = \frac{54}{6} = 9$ , принимаем  $m_B = 9$  ячеек.

Уточнение длины горизонтальных полос квадратичной модели со стороны  $\sqrt{S} = 53,385$  м. Тогда получим, что число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad (95)$$

$$m = \frac{950}{2 \cdot 53,385} - 1 = 7,898$$

Принимаем  $m = 8$ .

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L_{\Gamma, \text{расч}} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (96)$$

$$L_{\Gamma, \text{расч}} = 2 \cdot 53,385 \cdot (8 + 1) = 960,93 \text{ м.}$$

Определение количества вертикальных электродов:

$$n_{\text{в.}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{\frac{a_{\text{в.}}}{l_{\text{в.}}} \cdot l_{\text{в.}}} \quad (97)$$

где  $a_{\text{в.}}$  – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м,

$l_{\text{в.}}$  – длина вертикальных электродов, равная 5 м.

$$n_{\text{в.}} = \frac{4 \cdot 53,385}{\frac{6}{5} \cdot 5} = 35,59.$$

Принимаем на ПС Мост  $n_{\text{в.}} = 36$  электродов.

Стационарное сопротивление заземлителя, выполненного в виде сетки с вертикальными электродами:

$$R_{ст.} = \rho_{экв} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_r + n_{в.} \cdot l_{в.}} \right) \quad (98)$$

где  $A$  – параметр зависящий от соотношения  $l_{в.}/\sqrt{S_1}$  [3]:

$$l_{в.}/\sqrt{S} = \frac{5}{53,385} = 0,094 \text{ следовательно } A = 0,37.$$

$$R_{ст.} = 15,263 \cdot \left( \frac{0,37}{53,385} + \frac{1}{950 + 36 \cdot 5} \right) = 0,119 \text{ Ом.}$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя. Для этого рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{экв} + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (99)$$

где  $I_M$  – ток молнии, кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 53,385}{(15,263 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,508$$

Импульсное сопротивление найдем по формуле:

$$R_{и} = R_{ст.} \cdot \alpha_{и} \quad (100)$$

$$R_{и.1} = 0,119 \cdot 1,508 = 0,179 \text{ Ом.}$$

Значения полученные в ходе проведения расчётов не превышают 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ. Контур заземления ПС Мост приведен в графической части.

## 9.2 Защита от прямых ударов молнии

Осуществим выбор нужного числа молниеотводов и мест их расположения на территории ПС. Для этого необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты является часть пространства вокруг молниеотвода в которой вероятность прорыва грозового разряда в находящийся под защитой объект не превышала 0,05 или 0,005 в сравнении со случаями отсутствия молниеотводов.

Расчет производится для защиты объектов, находящиеся на высоте  $h_x$  от уровня земли:

- 8 м для порталов 110 кВ ;
- 6 м для остального оборудования (высота ЗРУ 10кВ).

Принимаем высоту двух отдельностоящих молниеотводов равной 24,3 м, будем обозначать их как первый и второй молниеотводы. Высоту молниеприемников на линейных порталах примем равной 15,85 м, обозначим их как третий и четвертый молниеотводы.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой  $h$  представляет круговой конус с вершиной на высоте  $h_{эф} < h$  и радиусом основания  $r_0$  на уровне земли

$$h_{эфи} = 0,85 \cdot h \quad (101)$$

$$h_{эф1,2} = 0,85 \cdot 24,3 = 20,655 \text{ м.}$$

$$h_{эф3,4} = 0,85 \cdot 15,85 = 13,47 \text{ м.}$$

$$r_{0,i} = (1,1 - 0,002 \cdot h_i) \cdot h_i \quad (102)$$

$$r_{0,1,2} = (1,1 - 0,002 \cdot 24,3) \cdot 24,3 = 25,55 \text{ м.}$$

$$r_{0,3,4} = (1,1 - 0,002 \cdot 15,85) \cdot 15,85 = 16,93 \text{ м.}$$

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}} \quad (103)$$

где  $h_{cr}$  – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами ;

$r_{c0}$  – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами определяется по формуле:

$$h_{cr} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (104)$$

Для 1 и 2 молниеотвода:

$$h_{cr1,2} = 20,655 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24,3) \cdot (36,25 - 24,3) = 18,54 \text{ м.}$$

Для 3 и 4 молниеотвода:

$$h_{cr3,4} = 13,47 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 15,85) \cdot (12 - 15,85) = 14,14 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на высоте  $h$  защищаемых порталов 110кВ:

$$r_{i.1} = r_{0,i} \cdot \left( 1 - \frac{h_{оби}}{h_{эфi}} \right) \quad (105)$$

$$r_{1.1} = 25,55 \cdot \left( 1 - \frac{8}{20,655} \right) = 15,65 \text{ м.}$$

$$r_{2.1} = 16,93 \cdot \left( 1 - \frac{8}{13,47} \right) = 6,87 \text{ м.}$$

При расстояниях между молниеотводами  $h < L_{m-m} \leq 2 h$  половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна:  $r_{c0} = r_0$ .

Границы внутренней области зоны защиты на высоте порталов 110 кВ определяются следующим образом:

$$r_{ci} = r_{c0i} \cdot \left( \frac{h_{cri} - h_{оби}}{h_{cri}} \right) \quad (106)$$

$$r_{c1} = 25,55 \cdot \left( \frac{18,54 - 8}{18,54} \right) = 14,53 \text{ м.}$$

$$r_{c3} = 16,93 \cdot \left( \frac{14,14 - 8}{14,14} \right) = 7,35 \text{ м.}$$

Зоны защиты молниеотводов от прямых ударов молнии ПС Мост приведены на листе графической части.

## 10. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИНИМАЕМЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ (СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА ПИТАЮЩЕЙ ВЛ)

Переход страны к рыночным отношениям и проводимые реформы обусловили новую ориентацию экономической и финансовой деятельности энергетических предприятий. При этом появилась необходимость решения задач, возникающих в рыночных условиях хозяйственной деятельности: совершенствования производственного учета и тарифов на электроэнергию; подготовки и переподготовки персонала; привлечения инвестиций в электроэнергетику, а также снижения издержек и себестоимости передаваемой потребителю электроэнергии.

В рыночных условиях финансовые вложения должны обеспечить их рост и надежный возврат, поэтому при проектировании и реконструкции современных систем электроснабжения, к которым относятся непосредственно подстанции, целесообразно и необходимо проводить экономическую оценку эффективности и финансовой состоятельности инвестиций в проекты по строительству, реконструкции и модернизации объектов электроэнергетики.

Инвестиции – вложения в основные средства, в том числе финансовое влияние на основное строительство и расширение, а так же реконструкцию и техническое оснащение более новыми приборами действующих организаций, приобретение машин, оборудования, инвентаря и т.п., которые в соответствии с законодательством Российской Федерации и правилами бухгалтерского учёта относятся к капитальным вложениям.

### 10.1 Расчет потерь электрической энергии.

Проведём расчёт для трансформатора. Основными потерями в трансформаторе являются потери в режиме холостого хода. Продолжительность использования наибольшей нагрузки примем 5000 ч. В итоге расчет потерь будет рассчитан по формуле:

$$\Delta W_{TP} = \Sigma \frac{P_{\text{ЭФ}}^2 + Q_{\text{НЕСК}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_{\text{макс}} \cdot \frac{1}{n} + \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{год.час}} \cdot n \quad (107)$$

$$\Delta W_{TPA} = \frac{8,052^2 + 3,220^2}{110^2} \cdot \frac{1}{2} \cdot 0,45 \cdot 5000 + 2 \cdot 0,014 \cdot 8760 = 252,27 \text{ МВтч.}$$

## 10.2 Проверка выбранных сечений на воздействие токов короткого замыкания.

Проверим выбранный ранее кабель АС-70/11 на термическую стойкость.

Номинальный ток:

$$I_{max \text{ в н}} = \frac{S_{вн}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 104,972 \text{ А;} \quad (108)$$

Сечение кабеля марки АС-70/11:

$$S = 68,04 \text{ м м}^2.$$

$$I_{доп} = 265 \text{ А.}$$

Проверка по термостойкости исходя из данных расчета точки КЗ.

$$I_{по} = 0,883 \text{ кА}; T_a = 0,01; i_{уд} = 1,399 \text{ кА.}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = 66,707 \text{ мм}^2, \quad (109)$$

где  $C = 91$  - для алюминиевых шин и кабелей;

$q_{min}$  – минимальное сечение провода.

$$q_{min} < S.$$

## 11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Электрификация Российской Федерации развивается по пути разработки и внедрения электроустановок с использованием современных высокоэффективных электрических аппаратов сверхвысокого напряжения и средств автоматики. Поэтому здоровье и безопасность условий труда электрического персонала и работников, эксплуатирующих производственные электроустановки, могут быть обеспечены выполнением научно обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при их эксплуатации.

### **11.1 Безопасность**

#### 11.1.1 Безопасность при монтаже и эксплуатации ПС

При монтаже и эксплуатации подстанции, во время осмотров и ремонтах, инспекции необходимо соблюдать “Правила технической эксплуатации электроустановок”, “Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок”.

К монтажу подстанции допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности. Не допускается нарушений правил техники безопасности.

Обеспечьте безопасное выполнение работ всеми устройствами, механизмами, такелажными средствами, инструментом и приспособлениями.

#### 11.1.2 Безопасность при строительных и грузоподъемных работах

При строительстве и производстве земляных работ должны соблюдаться требования строительных норм и правил по технике безопасности в строительстве.

Механизмы, предназначенные для выполнения строительных и грузоподъемных работ, должны обладать достаточной грузоподъемностью, обеспечивающей безопасное выполнение работ. При подъеме должны соблюдаться «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов».

Безопасность при перемещении грузов и производстве строительномонтажных работ самоходными кранами обеспечивают лица, ответственные за эти работы.

Категорически запрещается:

- а) допускать к работе на кранах и строительных механизмах работников, не имеющих документов для работы на этих механизмах;
- б) работать на строительных механизмах и кранах, имеющих неисправности;
- в) пользоваться неисправными стропами и грузозахватными средствами, не имеющими бирок с указанием срока проверки;
- г) поднимать груз, находящийся в стороне от свободно висящего крюка, а также превышающий грузоподъемность механизма;
- д) выполнять работы под линиями электропередач;
- е) выполнять работы вблизи установок, находящихся под высоким напряжением, без оформления наряда-допуска.

Перед подъемом элементов и блоков подстанции проверьте состояние болтовых соединений и наличие раскрепления всех частей, так как на этом элементе (блоке) могут оказаться другие конструкции, которые были вложены на период хранения.

Обеспечение безопасности при выполнении электромонтажных и сварочных работ.

Перед началом работы проверьте исправность механизмов и приспособлений, инструмента, лестниц, подмостей и т.п. и неисправность устраните.

При работе на настилах и подмостях весь инструмент держите в ящике и не оставляйте на настиле во избежание падения его вниз на проходящих людей. Работать под настилом запрещается.

Транспортировка и подъем электрических аппаратов, колонок изоляторов, должны быть полностью механизированы.

На высоте выше 2 метров работы должны выполняться с применением стремянок и лестниц, а при высоте более 4 метров - только с лесов, подмостей или со специальных механизмов.

Приступая к сварным работам, необходимо проверить исправность аппаратуры, изоляции сварных проводов и электродержателя, надежность всех контактных соединений. Выполнять сварку под открытым небом во время дождя и грозы запрещается.

Основным мероприятием по защите от поражения электрическим током используя электроинструмент является защитное заземление.

### 11.1.3 Безопасность при эксплуатации установок ПС

Необходимо использовать знания полученные в ходе занятий БЖД и руководствоваться «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок».

Подстанция спроектирована для обеспечения максимальной безопасности персонала, обеспечивает возможность безопасно выполнять мероприятия по обслуживанию:

а) всё оборудование находящееся под высоким напряжением устанавливается на высоте 2,5 м от нулевой отметки до основания изоляторов;

б) токоведущие части и участки сети ОРУ, конструктивно необорудованные аппаратными ножами заземления, при выполнении работ закорачиваются и заземляются переносными закоротками, входящими в комплект заводской поставки;

в) для ограждения тех токоведущих частей блоков 110 кВ, которые могут оказаться под напряжением, предусмотрены инвентарные ограждение с приспособлением для их запираания.

г) в конструкции подстанции предусмотрена электромеханическая блокировка, предупреждающие ошибочные оперативные действия с коммутационными аппаратами;

д) электрическое питание к осветительным установкам и к розеткам местного освещения подается дистанционно из ячейки ОРУ 10 кВ собственного расхода;

е) для питания ламп переносного местного освещения в шкафах, смонтированных на блоках ОРУ, установлены розетки на 12 В;

ж) все металлоконструкции трансформаторов, шкафов и оснований аппаратов, приводов и блоков, труб, электропроводки и кабельных трасс, нормально не находящиеся под напряжением, при монтаже должны быть надежно заземлены к контуру заземления;

з) осветительные установки позволяют выполнять работы по замене ламп без снятия напряжения на подстанции;

и) хранение средств по технике безопасности и инструмента на подстанции предусмотрено в ОПУ или в помещении для ремонтного персонала.

## **11.2 Экологичность**

### 11.2.1 Влияние электромагнитного излучения.

Проект удовлетворяет требованиям Правил устройства электроустановок и правил охраны высоковольтных электрических сетей, следовательно защита населения от воздействия электрического поля воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ и ниже не требуется.

### 11.2.2 Защита почвы.

Подстанция не имеет вредных выбросов в атмосферу.

Для защиты прилегающих территорий и почв от масляных загрязнений, проектом предусматривается сооружение под трансформаторами маслосборных ям с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслостоков в маслосборник.

Согласно ПУЭ, для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит

маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м;

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор (реактор). Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м<sup>2</sup> в течение 30 мин;

3) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и другим подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

4) маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике;

5) маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного маслоприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п.2.

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

- с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

- без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приямка и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего края борта (при устройстве маслоприемников бортовыми ограждениями) или уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений).

Допускается не производить засыпку дна маслоприемников по всей площади гравием. При этом на системах отвода масла от трансформаторов (реакторов) следует предусматривать установку огнепреградителей;

6) при установке маслonaполненного электрооборудования на железобетонном перекрытии здания (сооружения) устройство маслоотвода является обязательным;

7) маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков;

8) маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80 % общего (с

учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Масло-сборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, ограждения маслоприемника и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием.

В маслоприёмнике нет отвода масла поэтому то он должен вмещать в себя полный объема масла единичного трансформатора и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м<sup>2</sup> в течение 30 мин. На подстанции планируется установить трансформаторы типа ТДН-10000/110/10. Трансформаторы будут установлены на открытой территории подстанции. Согласно документации завода изготовителя, полный вес заливаемого масла в трансформатор типа ТДН-10000/110/10 равен 8000 кг. Объем заливаемого масла в трансформатор рассчитываем по формуле:

$$V_{mp} = \frac{m}{\rho}, \quad (110)$$

где: m – масса масла в трансформаторе, т;

$\rho$  – плотность трансформаторного масла, т/м<sup>3</sup>.

$$V_{mp} = \frac{8,000}{0,840} = 9,523 \text{ м}^3.$$

Габариты трансформатора, согласно документации завода изготовителя, равны: длина - 4900 мм; ширина - 3300 мм; высота - 5100 мм.

Согласно ПУЭ габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 1 м, при массе масла до 10 т.

Из этого следует, что габариты маслоприёмника мы принимаем равными: длина – 6900 мм; ширина – 5300 мм.

Объем воды, поступающей в маслоприемник от средств пожаротушения рассчитываем по следующей формуле:

$$V_{\text{в}} = (S_{\text{тр.}} + S_{\text{м.пр.}}) \cdot K \cdot E \cdot 80\%, \quad (111)$$

$$S_{\text{тр.}} = (2 \cdot D_{\text{тр.}} \cdot B_{\text{тр.}}) + (2 \cdot Ш_{\text{тр.}} \cdot B_{\text{тр.}}), \quad (112)$$

$$S_{\text{м.пр.}} = D_{\text{м.пр.}} \cdot Ш_{\text{м.пр.}}, \quad (113)$$

где:  $S_{\text{тр.}}$  - площадь боковых поверхностей трансформатора ( $B_{\text{тр.}} = 5100$  мм – высота трансформатора,  $Ш_{\text{тр.}} = 3300$  мм – ширина трансформатора,  $D_{\text{тр.}} = 4900$  мм – длина трансформатора, согласно документации завода изготовителя);

$S_{\text{м.пр.}}$  - площадь маслоприемника ( $D_{\text{м.пр.}} = 6900$  мм – длина маслоприемника,  $Ш_{\text{м.пр.}} = 5300$  мм – ширина маслоприемника);

$K = 0,2$  л/сек\* $m^2$  — интенсивность пожаротушения [1];

$E = 1800$  сек. (30 минут) — расчетное время для запаса объема маслоприемника;

80% - объем воды от средств пожаротушения с учетом 30-минутного запаса.

$$S_{\text{тр.}} = (2 \cdot 4900 \cdot 5100) + (2 \cdot 3300 \cdot 5100) = 83,640 \text{ м}^2$$

$$S_{\text{м.пр.}} = 6900 \cdot 5300 = 36,570 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{в}} = (83,640 + 36,570) \cdot 0,2 \cdot 1800 \cdot 80\% = 35,484 \text{ м}^3$$

Полный объем маслоприемника с учетом объема трансформаторного масла и воды, поступающей в маслоприемник от средств пожаротушения рассчитываем по формуле:

$$V_{\text{м.пр.}} = V_{\text{тр.}} + V_{\text{в.}}, \quad (114)$$

$$V_{\text{м.пр.}} = 9,523 + 35,484 = 45,007 \text{ м}^3.$$

Маслоприемник выбираем прямоугольной формы, заглубленного исполнения, объемом  $45,007 \text{ м}^3$ .

Вычислив объем занимаемый маслом, водой, и рассчитав площадь, маслоприемника, можно определить его глубину.

Так как маслоприемник без отвода масла, согласно ПУЭ, на маслоприемник устанавливаем металлическую решетку, а поверх неё производим засыпку гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм и толщина слоя 0,25 м. Уровень полного объема масла и 80% воды от средств пожаротушения в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Глубина маслоприемника определяется по формуле:

$$h = \frac{V_{м.пр.}}{S_{м.пр.}} + 0,25 + 0,05, \quad (115)$$

$$h = \frac{45,007}{36,570} + 0,25 + 0,05 = 1,530 \text{ м.}$$

Из расчета следует, что габариты маслоприемника мы принимаем: длина – 6900 мм; ширина – 5300 мм; глубина – 1530 мм.

### 11.2.3 Отвод земель.

Трассы ВЛ, автодороги и площадки подстанций по проекту размещаются на малопродуктивных землях на расстоянии не менее 30 м от мест, где могут постоянно находиться люди, с учетом рационального использования земельных угодий и лесных ресурсов и с нанесением минимального ущерба окружающей среде.

ЛЭП, проходящие по лесным массивам и земельным насаждениям, выбраны на землях с малоценными насаждениями и кустарниками.

На территории выделенной под строительство подстанции предусматривается срезка плодородного слоя толщиной 0,3 м и вывоз его на расстояние 1 км. Часть срезанного грунта остается для озеленения ПС.

### 11.3 Чрезвычайная ситуация

На подстанции возник пожар-рассмотрим как чрезвычайную ситуацию

Вид обслуживания ПС – оперативно-выездная бригада. Оперативно-выездные бригады (ОВБ) создаются при диспетчерских пунктах РЭС или участков и обеспечивают оперативное обслуживание электроустановок в закрепленной зоне, перечень которых утверждается главным инженером предприятия электрических сетей. Электромонтеры ОВБ одними из первых прибывают на пожары, отключают электроэнергию, чтобы пожарные не попали под напряжение.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций”.

Порядок тушения пожара на подстанции:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене на подстанции, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший из числа технического персонала или оперативно-выездной бригады лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший из числа технического персонала или оперативно-выездной бригады лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водосточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший из числа технического персонала или оперативно-выездной бригады подстанции, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из числа технического персонала или оперативно-выездной бригады, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего из числа технического персонала или оперативно-выездной бригады по соблюдению правил техники безопасности и возможности возгорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Водоисточником системы пожаротушения являются два пожарных резервуара емкостью 80 м<sup>3</sup> каждый. Пожаротушение осуществляется насосами марки К 45/55 (один рабочий и один резервный). Насосы устанавливаются под заливом так, чтобы уровень воды в пожарных резервуарах был 0,5м выше верха корпуса насосов.

Пополнение пожарных резервуаров автоматическое при понижении уровня в них, а также в течение всего времени пожаротушения за 36 часов по 4,5 м<sup>3</sup>/час от существующей скважины на ПС.

Расход воды на наружное пожаротушение трансформатора 0,2 л/сек\*м<sup>2</sup> . Продолжительность пожаротушения – 3 часа. Потребное количество воды на пожаротушение трансформатора составит 180,122 м<sup>3</sup>.

$$V_{\text{воды}} = T * V_{\text{расх}} * S_{\text{тр}} \quad (110)$$

$V_{\text{воды}}$ -объём воды необходимый для наружного тушения 1 трансформатора на протяжении 3 часов

$T$ - время пожаротушения в секундах (3ч=10800секунд)

$V_{\text{расх}}$ - расход воды на наружное пожаротушение трансформатора 0,2 л/сек

$S_{\text{тр}}$ - наружная площадь трансформатора

$$V_{\text{воды}} = 1800 * 0,2 * 83,64$$

$$V_{\text{воды}} = 30,110 \text{ м}^3$$

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе, я произвел выбор марки проводов ЛЭП идущей от ПС «Волково» до ПС «Мост». Выбрал марку силовых трансформаторов, главную схему ПС «Мост». Осуществил расчёт токов короткого замыкания и изучил факторы влияющие на величину токов короткого замыкания. Выбрал силовое оборудование строящейся подстанции. Рассчитал заземляющее устройство и молниезащиту. При строительстве учёл меры помогающие выполнять условия предписанные нормами ПУЭ и БЖД. Определил расстояния строительства ПС «Мост» от различных объектов инфраструктуры. Выполнил нормы экологического контроля, рассчитал объем маслосборника с учётом поступающего объёма воды от средств пожаротушения.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции. Учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования.-М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с.
- 2 Белов Н.В. Библия электрика. – Минск: Харвест, 2011. – 640 с.
- 3 ГОСТ Р 55105-2012 Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем.
- 4 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320с.
- 5 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
- 6 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утв. Приказом № 328н от 24.07.2013
- 7 Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 326. Об организации в министерстве энергетики российской федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям.
- 8 Приказ Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) №315-э/6 от 2 декабря 2008 г. Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной электрической сети, оказываемые ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»
- 9 Правила устройства электроустановок.
- 10 РД 153–34.0–20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.:, 2001
- 11 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.
- 12 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.
- 13 СО 153-34.20.118-2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем

14 РД 153-34.0-49.101-2003 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.

15 Письмо № 3652-СК/08. О рекомендуемых к применению в I квартале 2009 года индексы изменения сметной стоимости СМР, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, индексы изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также индексы изменения сметной стоимости технологического оборудования. – М.: Министерство регионального развития РФ – 2009.

16 Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: Учеб. пособие для сузов. – М.: Мастерство, 2002. – 320 с.

17 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ.

18 Правила устройства электроустановок-10-е изд. перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 2007. – 512 с.

19 Электротехнический справочник в 4-х томах. Том 3/ Под общей редакцией профессоров МЭИ/ – М.: Изд-во МЭИ, 2002.

20 Герасимов А.И. Проектирование электроснабжение цехов предприятий цветной металлургии: Учеб. пособие 2-е изд. перераб. и доп. /Гос. образ. учреждение «ГАЦМиЗ» - Красноярск, 2003. – 260с.: ил.

21 Шеховцов В.П. – Расчет и проектирование схем электроснабжения: Методическое пособие для курсового проектирования – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский центр ФОРУМ – ИНФА –М, 2007. – 210с.: ил.

22 К: / СЭСП / Оборудование / Расчет освещения. Расчет освещения по коэффициенту использования

23 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.

24 Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

25 Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.

26 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр.