


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

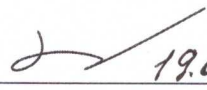
И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
«08» 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции Белая гора напряжением 110 кВ Николаевского района Хабаровского края в связи с заменой силовых трансформаторов

Исполнитель  
студент группы 642-об1

  
19.06.2020  
подпись, дата


В.К. Иванов

Руководитель  
доцент

  
19.06.2020  
подпись, дата


А.Г. Ротачева

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

  
22.06.2020  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

  
08.07.2020  
подпись, дата

Н.С. Бодруг

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 14 » 03 2020

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Иванова Валентина Константиновича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции Белая гора напряжением 110 кВ Николаевского района Хабаровского края в связи с заменой силовых трансформаторов

(утверждено приказом от 23.03.2020 № 657уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2020
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема пс, перечень потребителей, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ И ПТБ
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Анализ исходных данных. 2. Разработка вариантов реконструкции. 3. Расчёт токов короткого замыкания и рабочих токов. 4. Выбор электрических аппаратов. 5. Релейная защита и автоматика. 6. Безопасность и экологичность подстанции.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. План пс. 2. однолинейная схема сети. 3. Схема КЗ. 4. Схема с.н. 5. Молниезащита. 6. Релейная защита.
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков
7. Дата выдачи задания 24.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачёва А.Г. доцент

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):  24.03.2020

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 101 с., 8 рисунков, 26 таблиц, 18 источников.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА, ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДСТАНЦИИ, НАДЁЖНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ, РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА

В данной выпускной квалификационной работе представлен план реконструкции и модернизации подстанции «Белая гора» напряжением 110/6 кВ.

Цель работы – предложить варианты выполнения реконструкции подстанции и подробно разработать наиболее оптимальный из них. В процессе реализации данной цели решается определенный ряд задач. Работе над окончательным планом реконструкции предшествует технико-экономическое сравнение предложенных вариантов. Для выбора основного электрооборудования рассчитаны токи короткого замыкания.

Основными этапами работы также является описание и расчет релейной защиты и автоматики, расчет заземления и молниезащиты подстанции. Затем произведены оценка и расчет надежности реконструируемой подстанции.

Завершающим этапом работы является рассмотрение безопасности и экологичности подстанции.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	4
Введение	5
1. Анализ исходных данных	6
1.1 Характеристика рассматриваемого района	6
1.2 Анализ существующей подстанции	7
1.3 Обоснование изменений в главной схеме подстанции	8
2. Разработка вариантов реконструкции	9
3. Расчёт токов короткого замыкания и рабочих токов	12
4. Выбор электрических аппаратов	16
4.1 Выбор выключателей	17
4.2 Выбор разъединителей	24
4.3 Выбор трансформаторов тока	26
4.4 Выбор трансформаторов напряжения	37
4.5 Выбор и проверка шин	45
4.6 Выбор изоляторов	50
4.7 Выбор ОПН	52
4.8 Выбор аккумуляторных батарей.	54
4.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	59
5. Релейная защита и авоматика	62
5.1 Релейная защита силового трансформатора	62
5.1.1 Дифференциальная защита трансформатора	62
5.1.2 Максимальная токовая защита	68
5.1.3 Защита от перегрузки	71
5.1.4 Газовая защита	73
5.2 Автоматика на ПС	76
6. Безопасность и экологичность подстанции	80
6.1 Обеспечение безопасности	80

6.1.1	Определение параметров контура заземления	82
6.1.2	Расчет молниезащиты подстанции	87
6.1.3	Анализ грозоупорности ОРУ	90
6.2	Обеспечение экологичности	94
6.3	Чрезвычайные ситуации	96
	Заключение	99
	Библиографический список	100

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АБ – аккумуляторные батареи

ВКР – выпускная квалификационная работа

ВЛ – воздушная линия

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

ЗРУ – закрытое распределительное устройство

КЗ – короткое замыкание

КЛ – кабельная линия

КРУ - комплектное распределительное устройство

ОПН – ограничитель перенапряжения

ОПУ - общеподстанционный пункт управления

ОРУ – открытое распределительное устройство

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ПТЭ – правила технической эксплуатации

ПС – подстанция

РЗиА – релейная защита и автоматика

СН – собственные нужды

СТ – силовой трансформатор

## ВВЕДЕНИЕ

Основным направлением развития электроэнергетики Хабаровского края является обеспечение заданных энергетических условий развития экономики края посредством стабилизации и поддержания высоких темпов ее энергоэффективности, а также обеспечения повышенного уровня энергобезопасности хозяйственного комплекса области и социальной сферы.

Актуальность данной ВКР заключается в том, что анализ возрастной структуры трансформаторного оборудования подстанций 35 кВ и выше энергосистемы Хабаровского края показал, что на текущий момент около 78% подстанций эксплуатируются с трансформаторами, срок службы которых превышает 25 лет, из них 48% со сроком службы 30 – 50 лет. Средний возраст установленных трансформаторов 35 лет (по состоянию на 2017 год).

Целью и задачей данной работы является реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции «Белая гора» напряжением 110 кВ Николаевского района Хабаровского края в связи с заменой силовых трансформаторов.

Пути решения в данной работе являются: выбор и обоснование электрической схемы, выбор типа и мощности понижающих трансформаторов, расчёт токов короткого замыкания; выбор коммутационных аппаратов, токопроводов, токоведущих частей и шин распределительных устройств, измерительных трансформаторов тока и напряжения.

## 1. АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

### 1.1 Характеристика рассматриваемого района

Потребление электроэнергии в Николаевском энергорайоне за 2016 год составило 296,9 млн кВт·ч, что на 8,3 млн кВт·ч или на 2,89 процента больше, чем в 2015 году. Суммарно за последние 5 лет потребления электроэнергии в Николаевском энергорайоне увеличилось на 48,4 млн кВт·ч или на 19,5 процента. На рисунке 1 в графическом виде представлена динамика потребления электроэнергии в Хабаровском крае (без учета и с учетом Николаевского энергорайона) за последние пять лет.



Рисунок 1 - Динамика потребления электроэнергии в Хабаровском крае за последние пять лет (без учета и с учетом Николаевского энергорайона)

Потребление электроэнергии энергосистемой Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) за 2016 год составило 8295,8 млн кВт·ч, что на 12,0 млн кВт·ч или на 0,15 процента больше, чем в 2015 году. Суммарно за последние 5 лет потребления электроэнергии в Хабаровском



крае увеличилось на 287,9 млн кВт·ч или на 3,6 процента. Отчетная динамика потребления электроэнергии в Николаевском энергорайоне за последние пять лет приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Динамика потребления электроэнергии в Николаевском энергорайоне за последние пять лет

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	За 5 лет
Потребление электроэнергии, млн кВт·ч	248,5	262,8	279,6	288,6	296,9	-
Абсолютный прирост электропотребления, млн кВт·ч	-	14,3	16,8	9,0	8,3	48,4
Прирост, процентов	-	5,75	6,39	3,22	2,89	19,50

## 1.2 Анализ существующей подстанции

ПС «Белая гора» с рабочим напряжением 110/6 обслуживается компанией «ДРСК». На подстанции установлены два силовых трансформатора ТМН 6300/110 мощностью 6,3 МВА каждый. Подстанция находится в Хабаровском крае п. Белая гора

ПС «Белая гора» получит электроэнергию по высоковольтным линиям электропередач 6 кВ от удаленных распределительных устройств.

Силовой трансформатор ТМН 6300/110 расположен на ОРУ-110 и осуществляет преобразование электроэнергии 110 кВ в 6, передаваемое по ЛЭП на ПС.

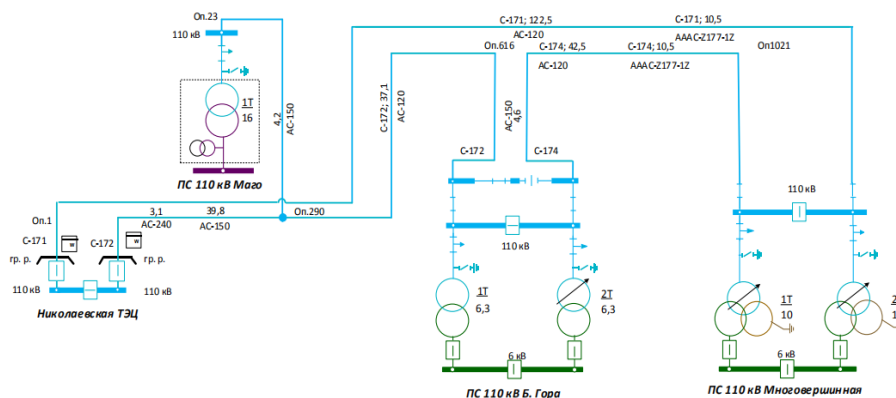


Рисунок 2 Исходная схема

### **1.3 Обоснование изменений в главной схеме подстанции**

На основании анализа загрузки ЦП установлено, что в период 2018-2022 годов при основном прогнозе потребления в энергосистеме Хабаровского края на ПС 110 кВ Белая гора при отключении наиболее мощного трансформатора в период максимальной нагрузки ПС загрузка трансформаторов превышает допустимые значения.

## 2. РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ

Для обеспечения надежной эксплуатации ПС 110/35/6 кВ

«Белая гора» и обеспечения транзита мощности были рассмотрены два варианта схем ОРУ-110кВ:

- Вариант 1: схема № 110-12,

- Вариант 2: схема № 110-9.

Схемы ОРУ-110 кВ приняты (согласно стандарту ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008) - «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ».

ОРУ-110 кВ, выполненное по схеме №110-12, имеет в своем составе 1 рабочую систему шин, состоящую из двух секций, секционированных выключателем, и обходную систему шин. Схема № 110-12 позволяет обеспечить работу силовых трансформаторов и присоединений 110 кВ при отказе выключателей или рабочей системы шин или их выводе в ремонт.

ОРУ-110 кВ, выполненное по схеме №110-9, имеет одну рабочую систему шин, секционированную выключателем, без обходной системы шин. Этот вариант схемы, позволяет обеспечить работу силовых трансформаторов и транзит электроэнергии при отсутствии напряжения на какой-либо из линий.

Обе рассматриваемые схемы имеют свои преимущества и недостатки:

- Схема №110-12 гарантирует более надёжное обеспечение потребителей электроэнергией, но имеет большее количество выключателей и разъединителей, что существенно увеличивает стоимость ОРУ. Для реализации схемы 110-12 на ПС «Михайловка» требуется 7 выключателей 110 кВ и 22 разъединителя 110 кВ.

В таблице 1 представлено какое оборудование нам необходимо, его количество и его стоимость, а также производители данного оборудования по схеме 110-12.

Таблица 1 - Стоимость основного оборудования по схеме 110-12

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость комплекта оборудования, руб.	
		Производитель ЗЭТО г. Великие Луки	Производитель УЭТМ г. Екатеринбург
Выключатель элегазовый 110 кВ	7 шт.	41 507 393	44 604 000
Разъединитель горизонтально-поворотный с ручным приводом	22 шт.	11 795 045	35 046 000
Трансформатор напряжения 110 кВ элегазовый	6 шт.	4 575 145	4 177 200
Итого		57 877 583	83 827 200

- Схема №110-9 гарантирует немного менее надёжное обеспечение потребителей электроэнергией, но в свою очередь, имеет и меньшее количество выключателей и разъединителей 110 кВ, что существенно снижает стоимость ОРУ. Для реализации схемы 110-9 на ПС Михайловка требуется 6 выключателей 110 кВ и 14 разъединителей 110 кВ

Таблица 2 - Стоимость основного оборудования по схеме 110-9

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость комплекта оборудования, руб.	
		Производитель ЗЭТО г. Великие Луки	Производитель УЭТМ г. Екатеринбург
Выключатель элегазовый 110 кВ	6 шт.	35 577 766	38 232 00
Разъединитель горизонтально-поворотный с ручным приводом	14 шт.	7 505 938	22 302 000
Трансформатор напряжения 110 кВ элегазовый	6 шт.	4 575 145	4 177 200
Итого		47 658 849	64 711 200

Исходя из приведённых выше сравнений схем ОРУ-110 кВ, для данного проекта, была выбрана схема №110-9, как наиболее оптимальная по степени надёжности электроснабжения и стоимости основного оборудования ОРУ-110кВ.

### 3. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И РАБОЧИХ ТОКОВ

Расчет токов КЗ выполняется для определения величин токов, необходимых для расчета уставок срабатывания и проверки чувствительности защит, причем, в первом случае необходимы максимальные, а во втором - минимальные значения токов, протекающих через защищаемый элемент

Перед началом расчетов токов КЗ необходимо составить схему замещения для ПС «Белая гора» 110/35/6 кВ.

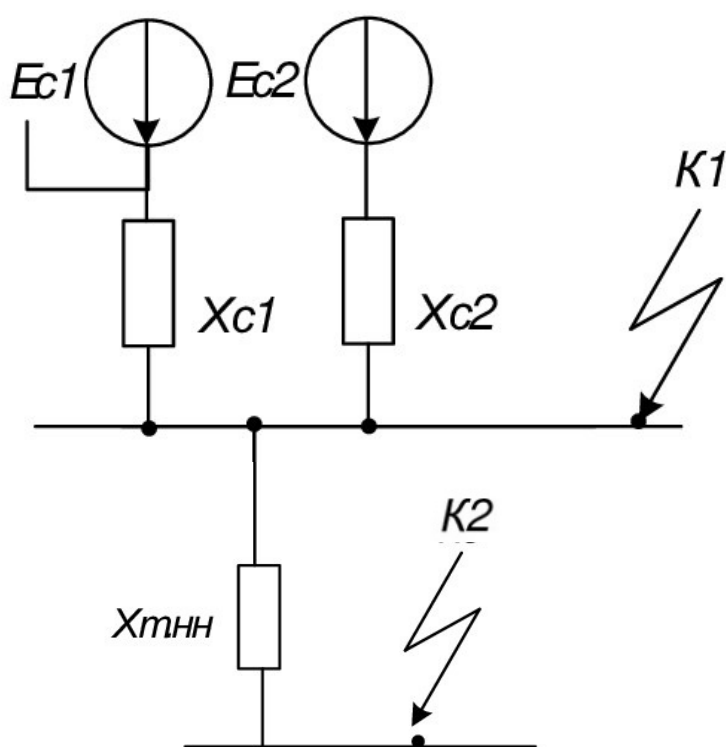


Рисунок 3 Схема замещения подстанции

Для вычисления необходимых параметров нужно привести заданную схему электрической сети к простейшему виду, т.е. провести ее эквивалентирование.

При эквивалентировании используются основные приемы эквивалентных преобразований, известные из теории линейных цепей.

Расчёт произведем в относительных единицах.

$$S_{Ki} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{K3} \quad (3)$$

$$S_{K1} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 5,4 = 1028,8 \text{ МВА}$$

Зададимся базисными величинами:

$$S_{\sigma} = 100 \text{ МВА}$$

$$I_{\sigma i} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{CPI}} \quad (4)$$

$$I_{\sigma 1} = 0,502 \text{ кА}$$

$$I_{\sigma 3} = 9,021 \text{ кА}$$

Для расчёта точки К3 потребуется найти сопротивление трансформатора.

Данные трансформатора ТДТН 16000/110 представлены в таблице 2

Таблица 2 – Параметры ТДТН 16000/110

$S_{ном, МВА}$	$U_{ВН, кВ}$	$U_{СН, кВ}$	$U_{НН, кВ}$	$P_{xx}, кВт$	$U_{квс}, \%$	$U_{квн}, \%$	$U_{кcn}, \%$
16	115	38,5	6,6	18	10,5	17	6

$$\Delta U_B = \frac{1}{2} \cdot (\Delta U_{ВН} - \Delta U_{СН} + \Delta U_{ВС}) \quad (5)$$

$$\Delta U_B = \frac{1}{2} \cdot (17 - 6 + 10,5) = 10,75\%$$

$$\Delta U_H = \frac{1}{2} \cdot (\Delta U_{BH} + \Delta U_{CH} - \Delta U_{BC}) \quad (6)$$

$$\Delta U_H = \frac{1}{2} \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%$$

$$X_{T.i} = \frac{\Delta U_i \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{mp}} \quad (7)$$

$$X_{T.B} = 0,671 \text{ о.е.}$$

$$X_{T.H} = 0,390 \text{ о.е.}$$

Сопротивление систем:

$$X_{Ci} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{Ki}} \quad (8)$$

$$X_{C1} = 0,097 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = 0,662 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линий:

$$X_L = X_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2} \quad (9)$$



$$X_{л1} = 0,4 \cdot 16,4 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,049 \text{ о.е}$$

$$X_{л2} = 0,4 \cdot 26,9 \cdot \frac{100}{38,5^2} = 0,72 \text{ о.е}$$

Рассчитаем для примера ток КЗ в точке К1:

$$I_{КЗi}^{(3)} = \frac{E_i}{X_{сумм}} \cdot I_{Bi} \quad (10)$$

$$I_{КЗi}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)} \quad (11)$$

$$I_{КЗ1}^{(3)} = \frac{1}{0,097} \cdot 0,502 = 5,175 \text{ кА}$$

$$I_{КЗ1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,175 = 4,482 \text{ кА}$$

Остальные токи считаем аналогично. Результаты расчета сведём в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты расчета токов КЗ

Вид КЗ	Ток в расчетной точке, кА	
	К1	К2
Двухфазное	5,175	6,996
Трёхфазное	4,482	6,059

#### 4. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

При проектировании или реконструкции объектов электроэнергетики выбор электрооборудования является важным этапом, из-за того, что надежность всей станции или подстанции зависит от того, насколько хорошо сделан выбор, а также бесперебойной подачи энергии потребителей.

Все элементы электрической станции или подстанции электростанции обязаны работать надежно и произвольно долго в нормальных условиях и, кроме того, иметь достаточную термическую и динамическую стабильность при наиболее мощных коротких замыканиях. Поэтому, когда мы выбираем аппараты, сборные шины, изоляционные конструкции и другие элементы реакторной установки наиболее важно проверить соответствие их параметров длительным рабочим и кратковременным аварийным условиям, которые могут произойти в процессе эксплуатации.

Главными параметрами оборудования, которые должны удовлетворять условиям нормального (долгосрочного) режима, являются номинальные ток и напряжение. При проверке устройства и токоведущих частей реактора на тепловую и динамическую долговечность для конструктивного типа неисправностей принимается трехфазное короткое замыкание.

Помимо того, следует принять во внимание внешние условия эксплуатации оборудования (температура, загрязнение атмосферы, высота и т. д.), так как для внешних условий скорее всего потребуется специальное оборудование с повышенной сопротивляемостью и безопасностью. Для этой цели были учтены параметры местоположения подстанции.

При выборе любого оборудования советуется использовать устройства одного производителя для лучшей совместимости. Перво-наперво необходимо опираться на статистические данные о надежности выбранного оборудования, простоте обслуживания и эксплуатации, а также о стоимости оборудования.

Главным фактором является соответствие выбранного оборудования выбранной схеме коммутационного устройства.

#### **4.1 Выбор выключателей**

Высоковольтные выключатели служат для включения и отключения высоковольтных цепей во всех режимах работы электроустановок (нормальных и аварийных).

К выключателям выдвигаются следующие требования:

- исправность в работе и безопасность в обслуживании;
- минимальное время отключения;
- небольшие габариты и масса;
- удобство и простота монтажа и эксплуатации;
- возможность после отключения автоматического повторного включения (АПВ);
- малая стоимость.

Требование надежности является первостепенным, потому что от надежной работы выключателем зависит от надежность работы электроустановки, а также всей системы.

Минимальное время отключения, т.е. быстродействие выключателя весьма предпочтительно из-за следующих факторов:

- понижается термическое воздействие тока КЗ на элементы электроустановки, по которой он протекает;
- уменьшается опасность распространения аварии на другие электроустановки;
- увеличивается устойчивость параллельной работы трансформаторов и линий электропередачи;
- снижается опасность поражения током от прикосновения при однофазном КЗ.

Проводим выбор выключателей 110 кВ на ПС «Белая гора»:

– по напряжению установки, кВ:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (9)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

– по длительному току, кА:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (10)$$

где  $I_{max}$  – максимальный суммарный ток одного трансформатора, проходящий через один выключатель РУ 110 кВ, кА.

$$I_{max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (11)$$

где  $S_n$  – номинальная мощность трансформатора, МВА;

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

$$I_{max} = 1,35 \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,045$$

$$45 \text{ А} \leq 3150 \text{ А}.$$

– по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл.ном}, \quad (12)$$

где  $I_{по}$  – периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ, кА;

$I_{ном.откл}$  – номинальный ток отключения, кА.

$$7,66 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

На стороне 110 кВ предварительно выбираем элегазовые выключатели типа ВГД-110-40/2000-У1.

Проверка данного выключателя:

1) По термической стойкости выключателя:

$$B_k = I_{н.о.}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (13)$$

где  $t_{отк}$  – собственное время отключения выключателя с учётом РЗ, с;

$T_a$  – ступень селективности РЗ, с.

$$B_k = 7,66^2 \cdot (0,065 + 0,0002) = 3,83 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{k.ном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (14)$$

где  $I_{терм}$  - ток термической стойкости (справочная величина), кА;

$t_{терм}$  - время протекания КЗ (справочная величина), с.

$$B_{k.ном} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}.$$

2) По возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ, кА:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл.ном}, \quad (15)$$

где  $\beta_n$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_n=40\%$ ;

$I_{откл.ном}$  – номинальный ток отключения, кА.

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,40 \cdot 40 = 22,63 \text{ кА}$$

3) По отключающей способности, кА:

на отключение периодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$I_{п.о} \leq I_{откл.ном} \quad (16)$$

$$7,66 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

4) По включающей способности, кА:

$$I_{по} \leq I_{вкл}, \quad (17)$$

$$7,66 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

5) По динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{скв}, \quad (18)$$

$$10,83 \leq 102 \text{ кА}.$$

Ударный ток берётся на основании расчётов токов короткого замыкания. Условия выбора приводит к тому, что параметры выключателя обязаны быть больше, чем значения, полученные при расчете. Сравнение параметров представлено в таблице 3.



Рисунок 3 – Выключатель ВГД-110

Таблица 4 – Параметры выключателя 110кВ ВГД-110-40/2000-У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{раб} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{раб}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{max} = 0,045$	$I_{ном} > I_{раб. max}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{нт} = 7,66 \text{ кА}$	$I_{откл} > I_{нт}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 7,66 \text{ кА}$	$I_{вкл} > I_{но}$

1	2	3
$i_{\text{вкл}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,83 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл}} > i_{\text{уд}}$
$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} = 7,66 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} > I_{\text{но}}$
$i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,83 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} > i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 3,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} > B_k$

Выбор выключателей 6 кВ.

В КРУ установлен элегазовый выключатель LF2-10-31,5/2000 на 6 кВ. Выключатели серии LF используются для для коммутации номинальных токов и отключения токов коротких замыканий в распределительных электрических сетях и системах электроснабжения 6-10 кВ. Базовая модель выключателя состоит из нескольких компонентов:

- корпуса выключателя, в котором расположены все три полюса, который представляет собой "сосуд под давлением", заполненный элегазом под низким избыточным давлением (0,15 МПа или 1,5 атм.);
- механического привода типа RI;
- передней панели привода с рукояткой для ручного взвода пружин и индикаторами состояния пружины и выключателя;
- высоковольтных силовых контактных площадок;
- многоштырьевое разьема для подключения цепей вторичной коммутации. В добавок к этому выключатели ВВУ могут оборудоваться:
- шасси для стационарной установки с фиксирующими устройствами;

- механизмом для блокировки выключателя в положении "отключено" при помощи замка, который установлен на панели управления;
- клеммами для подключения датчика давления, установленными на крышке корпуса.



Рисунок 4 – Выключатель ВВУ-СЭЩ

Вакуумные выключатели серии ВВУ-СЭЩ 10 предусмотрены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 6-10 кВ. Выключатели применяются для сноса разрабатываемых КРУ, к тому же для реконструкции шкафов КРУ, которые находятся в эксплуатации. Во всех случаях установка выключателей серии ВВУ-СЭЩ 10 разрешается только по согласовыванию с предприятием-изготовителем.

При разработке вакуумных выключателей принимался во внимание уровень лучших отечественных и зарубежных аппаратов.



Вакуумные коммутационные аппараты – прогрессивная технология в аппаратостроении. В выключателях старого поколения для охлаждения и деионизации дуги, возникающей после разведения контактов, в качестве дугогасительной среды применяют масло, воздух или элегаз (SF6). Вакуумные выключатели рентабельно отличаются от этих выключателей тем, что такой средой является просто вакуум.

Выполним его проверку. В данном курсовом проекте выбор выключателей будем производить по двум важнейшим параметрам:

- по напряжению  $U_{уст.} \leq U_{ном}$ ;
- по длительному току  $I_{норм} \leq I_{ном}$ ,  $I_{мах} \leq I_{ном}$ .

Проверяем по максимально рабочему току.

Таблица 5 – Параметры выключателя 6,3кВ ВВУ-СЭЩ-Э-6-40/2500

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{раб} = 6,3 \cdot \text{кВ}$	$U_{ном} \geq U_{раб}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1980 \text{ А}$	$I_{ном} > I_{раб.мах}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{нт} = 23,26 \text{ кА}$	$I_{откл} > I_{нт}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 23,26 \text{ кА}$	$I_{вкл} > I_{но}$
$i_{вкл} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 32,91 \text{ кА}$	$i_{вкл} > i_{уд}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 23,26 \text{ кА}$	$I_{дин} > I_{но}$
$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 32,91 \text{ кА}$	$i_{дин} > i_{уд}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 11,07 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} > B_k$

Таблица 6 – Параметры выключателя 6,6кВ ВВУ-СЭЦ-Э-6-40/2500

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 6,6 \text{ кВ}$	$U_{раб} = 6,6 \cdot \text{кВ}$	$U_{ном} \geq U_{раб}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 1889 \text{ А}$	$I_{ном} > I_{раб.маx}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{нт} = 14,2 \text{ кА}$	$I_{откл} > I_{нт}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 14,2 \text{ кА}$	$I_{вкл} > I_{но}$
$i_{вкл} = 100 \text{ кА}$	$i_{yд} = 20,22 \text{ кА}$	$i_{вкл} > i_{yд}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 14,2 \text{ кА}$	$I_{дин} > I_{но}$
$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$i_{yд} = 20,22 \text{ кА}$	$i_{дин} > i_{yд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 8,13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} > B_k$

Выключатели проходят по всем условиям.

В качестве секционного выключателя мы выбираем такой же выключатель. Произведем также его проверку.

#### 4.2 Выбор разъединителей

Разъединитель представляет из себя коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, главной задачей которого является формирование видимого разрыва и изолирование части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

Выбор разъединителей производится по такому же принципу, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность.

На стороне 110 кВ к установке принимаются разъединители марки РГП-110/1000УХЛ1.

Результаты расчета представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{p.\text{мах}} = 45 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 10,83 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$
$V_k = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k = 3,83 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{кр}} \leq V_{\text{кн}}$



Рисунок 5 – Разъединитель марки РГП

### 4.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы более подходящие для измерительных приборов и релейной защиты, а также для разъединения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в связи с напряжением и назначением цепи.

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту).

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проводят проверку на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Трансформаторы тока выбираются:

по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (19)$$

по току

$$I_{ном} \leq I_{1ном}, I_{мах} \leq I_{1ном} \quad (20)$$

Номинальный ток должен быть наиболее близко к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки провоцирует увеличение погрешностей.

по конструкции и классу точности;

по электродинамической стойкости;

по термической стойкости

$$V_k \leq I_{\text{ном}}^2 t_t, \quad (21)$$

где  $t_t$  – время термической стойкости, величина справочная;

по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (22)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока,

$Z_{2\text{ном}}$  – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2} \quad (23)$$

где  $I_{2\text{ном}}$  – вторичный номинальный ток прибора,  $I_2=5$  А.

$S_{2\text{ном}}$  – вторичная номинальная нагрузка, при классе точности 0,2, номинальная вторичная нагрузка составляет 30 ВА.

Таким образом, номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx r_2 \quad (24)$$

Вторичная нагрузка  $r_2$  включает в себя сопротивления приборов  $r_{\text{приб}}$ , соединительных проводов  $r_{\text{пр}}$  и переходного сопротивления контактов  $r_{\text{к}}$ :

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (25)$$

Перед тем как приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине  $l$  соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2.5 мм<sup>2</sup> по меди и 4 мм<sup>2</sup> по алюминиевым. Максимальные

сечения, соответственно, 6 и 10 мм<sup>2</sup>. После этого определяется сопротивление более нагруженной фазы, в связи со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что  $Z_{\text{пров}} = r_{\text{пров}}$ .

Выбор измерительных приборов на ЗРУ 110 кВ приведен в таблице 8.

На стороне 110 кВ предусматривается измерение электроэнергии в следующем объеме:

На ЗРУ – измерение тока в одной из фаз ВЛ.

На стороне трансформатора – измерение тока в одной из фаз.

Таблица 8 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	7КТ1 1	2	2	2
Ваттметр	7КТ1 30	5	-	5
Варметр	7КТ1 30	5	-	5
Счетчик АЭ	Ртутный 230 ART2	2,4	2,4	2,4
Счетчик РЭ				
ИТОГО		14,4	6,8	14,4

Выберем марку трансформатора тока ТОГФ-110-0,5/10р-600/5 УХЛ1, с данными:

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_2 = \sum r_{\text{ПРИБ.}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}}, \quad (26)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}, \quad (27)$$

где  $r_{\text{ПР}}$  – сопротивление проводов;

$r_{2\text{НОМ}}$  – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum r_{\text{приб}}$  – суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{НОМ}}^2}, \quad (28)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами.

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{14,4}{25} = 0,576 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $r_{\text{К}} = 0,1$  Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 1,2 - 0,576 - 0,1 = 0,524 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{ПР}}}, \quad (29)$$

где  $l$  – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения,  
 $l = 100 \text{ м}$ ;

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

$$S = \frac{0,0283 \cdot 100}{0,524} = 5,4 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 6 мм<sup>2</sup>, тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{q} \quad (30)$$

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 100}{6} = 0,7 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,3 + 0,7 + 0,1 = 1,1 \text{ Ом.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 800 \text{ А}$	$I_p = 45 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_H = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{np} = 1,1 \text{ Ом}$	$Z_{np} \leq Z_H$
$V_k = 2352 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k = 3,83 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{kp} \leq V_{kh}$
$I_{дин} = 124 \text{ кА}$	$I_{уд} = 10,83 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Выбор измерительных трансформаторов тока на стороне 6,3 кВ.

На стороне СН выберем трансформатор тока ТОЛ-6-УХЛ1. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 9.





Рисунок 6 – Трансформатор тока ТОЛ-6

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В·А по фазам			
			4	5	6	
1	2	3	А	И	С	
Амперметр	Ввод 6,3 кВ	7КТ1 1	2	2	2	
Варметр		7КТ1 30	5	-	5	
Ваттметр		7КТ1 30	5	-	5	
Счетчик АЭ		Меркурий 230 ART2		2,4	2,4	2,4
Счетчик РЭ						
ИТОГО				14,4	6,8	14,4

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6
Амперметр	Секционный выключатель	7КТ1 1	2	-	2
ИТОГО					
Амперметр	На отходящих линиях 6,3 кВ	7КТ1 1	2	2	2
Счетчик АЭ		Меркурий 230 ART2	2,4	2,4	2,4
Счетчик РЭ					
ИТОГО			6,8	-	6,8

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_2 = \sum r_{\text{приб.}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (31)$$

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - \sum r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (32)$$

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (33)$$

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

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора,  $I_2=5$  А.

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{14,4}{25} = 0,576 \text{ Ом,}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $r_{\text{к}} = 0,1$  Ом.

Вторичная нагрузка на трансформатор тока:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2} \quad (34)$$

$$Z_{2ном} = \frac{20}{25} = 0,8 \text{ Ом.}$$

Тогда приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{ПР} = 0,8 - 0,576 - 0,1 = 0,13 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}}, \quad (35)$$

где  $l$  – длина соединительного кабеля, зависящая от напряжения,  $l = 6 \text{ м}$ ;

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

$$S = \frac{0,0283 \cdot 6}{0,13} = 1,31 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм<sup>2</sup>, тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{q} \quad (36)$$

$$r_{пр} = \frac{0,0283 \cdot 6}{4} = 0,042$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,3 + 0,042 + 0,1 = 0,44 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 11.

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

Таблица 11 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H=6,3$ кВ	$U_p=6,3$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H=2000$ А	$I_{p.max} = 1980$ А	$I_p \leq I_H$
$Z_{2ном} = 0,8$ Ом	$Z_2 = 0,44$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин} = 102$ кА	$I_{уд} = 32,91$ кА	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$V_k = 4800$ кА <sup>2</sup> с	$V_k = 11,07$ кА <sup>2</sup> с	$V_{кр} \leq V_{кн}$

На секционном выключателе и на отходящих присоединениях производим такой же расчет и выбираем трансформатор тока ТОЛ – 6 УХЛ1.

Выбор измерительных трансформаторов тока на стороне 6,6 кВ.

На стороне НН выберем трансформатор тока ТОЛ-6-УХЛ1. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
			4	5	6
1	2	3	А	В	С
Амперметр	Ввод 6,6 кВ	7КТ1 1	2	2	2
Варметр		7КТ1 30	5	-	5
Ваттметр		7КТ1 30	5	-	5
Счетчик АЭ		Меркурий 230 ART2	2,4	2,4	2,4
Счетчик РЭ					
ИТОГО				14,4	6,8

1	2	3	4	5	6
Амперметр	Секционный выключатель	7КТ1 1	2	-	2
ИТОГО					
Амперметр	На отходящих линиях 6,6 кВ	7КТ1 1	2	2	2
Счетчик АЭ		Меркурий 230 ART2	2,4	2,4	2,4
Счетчик РЭ					
ИТОГО			6,8	-	6,8

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_2 = \sum r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (37)$$

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - \sum r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (38)$$

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

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

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора,  $I_2=5$  А,.

$$\Sigma r_{\text{проб}} = \frac{14,4}{25} = 0,576 \text{ Ом,}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $r_K = 0,1 \text{ Ом}$ .

Вторичная нагрузка на трансформатор тока:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2} \quad (40)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{20}{25} = 0,8 \text{ Ом.}$$

Стало быть, приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 0,8 - 0,576 - 0,1 = 0,13 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (41)$$

где  $l$  – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения,

$$l = 6 \text{ м};$$

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

$$S = \frac{0,0283 \cdot 6}{0,13} = 1,31 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением  $4 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{q} \quad (42)$$

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 6}{4} = 0,042$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z2 = 0,3 + 0,042 + 0,1 = 0,44 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 12.

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

Таблица 13 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные	Расчетные	Условия выбора
$U_H = 6,6 \text{ кВ}$	$U_p = 6,6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{p.\max} = 1889 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z2_{НОМ} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z2 = 0,44 \text{ Ом}$	$Z2 \leq Z2_{НОМ}$
$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 20,22 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$V_k = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k = 8,13 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{кр} \leq V_{кн}$

На секционном выключателе и на отходящих присоединениях производим аналогичный расчет и выбираем трансформатор тока ТОЛ – 6 УХЛ1.

#### 4.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Трансформаторы напряжения выбираются по:

- напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (43)$$

- конструкции и схеме соединения;

- классу точности;

- вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (44)$$

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

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В · А.

Во Втором условии сказано, что нагрузка, подключаемая к вторичным обмоткам, не может превышать их номинальную мощность.

Класс точности для питания счетчиков принимается равным 0,2.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} * \cos\varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} * \sin\varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \quad (45)$$

Должно при этом соблюдаться условие

$$S_{2\Sigma} \leq S_{доп} \quad (46)$$

На стороне 110 кВ выбираем измерительные трансформаторы напряжения типа НДЕ-110 ХЛ1. Определяем вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты сведим в таблицу 13.



Трехфазный антирезонансный масляный трансформатор напряжения типа НДЕ-110 ХЛ1 устанавливается в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с изолированной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройств автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Трансформатор устойчив к токам короткого замыкания и дуговым разрядам на линии.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на ВН 110 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	7КТ1 1	2	2	1	4
Ваттметр	7КТ1 30	1	5	2	10
Варметр	7КТ1 30	1	5	2	10
Частотомер	7КТ1 30	1	5	2	10
Счетчик АЭ	Меркурий	4	0,1	2	0,8
Счетчик РЭ	230 ART2				
Итого					34,8

Таблица 15 – Сопоставление каталожных и расчётных данных НКФ-110

ХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H=110$ кВ	$U_p=110$ кВ	$U_p \leq U_H$
$S_H = 150$ ВА	$S_p = 34,8$ ВА	$S_p \leq S_H$

На стороне 6,3 кВ выберем измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-10 ХЛ2.

Определяем вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты заносим в таблицу 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на СН 6,3 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5	6
Вольтметр	7КТ1 1	2	2	1	4
Ваттметр	7КТ1 30	1	5	2	10
Варметр	7КТ1 30	1	5	2	10
Частотомер	7КТ1 30	1	5	2	10

## Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	36	0,1	2	7,2
Счетчик РЭ					
Итого					41,2

Каталожные данные приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Каталожные данные ТН НАМИ-6 ХЛ2

Параметры			Значение параметра для трансформатора напряжения
Наименование параметра	Обозначение	Ед. измерения	
Номинальное линейное напряжение	$U_{ном}$	кВ	6,3
Номинальное напряжение вторичной обмотки	$U_{2обм.ном}$	В	0,1
Номинальная мощность вторичной обмотки с классом точности 0,2	$S_{2ном}$	В·А	75

Результаты выбора трансформатора напряжения показаны в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор трансформатора напряжения на стороне 6,3 кВ

Параметры	Каталожные данные трансформатора напряжения НАМИ-6 ХЛ2	Место установки ТН и расчетные данные необходимые для сравнения с каталожными.
		1 и 2 системы шин на стороне 6,3 кВ
$U_{ном}$ , кВ	6,3	6,3
$S_{2ном}$ , ВА	75	41,2

Для защиты трансформаторов напряжения применим высоковольтные предохранители ПКН-001-6 УЗ.

На стороне 6,6 кВ выбираем измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-6 ХЛ2.

Определяем вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты занесем в таблицу 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на НН 6,6 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	7КТ1 1	2	2	1	4
Ваттметр	7КТ1 30	1	5	2	10
Варметр	7КТ1 30	1	5	2	10
Частотомер	7КТ1 30	1	5	2	10
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	20	0,1	2	4,0
Счетчик РЭ	Меркурий 230 ART2	20	0,1	2	4,0 38
Итого	Меркурий 230 ART2	20	0,1	2	4,0 38

Каталожные данные приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Каталожные данные ТН НАМИ-6 ХЛ2.

Параметры			Значение параметра для трансформатора напряжения
Наименование параметра	Обозначение	Ед. измерения	
Номинальное линейное напряжение	$U_{ном}$	кВ	6,3
Номинальное напряжение вторичной обмотки	$U_{2обм.ном}$	В	0,1
Номинальная мощность вторичной обмотки с классом точности 0,2			
	$S_{2ном}$	В·А	75

Результаты выбора трансформатора напряжения показаны в таблице 21

Таблица 21 – Выбор трансформатора напряжения на стороне 6,6 кВ

Параметры	Каталожные данные трансформатора напряжения НАМИ-6 ХЛ2	Место установки ТН и расчетные данные необходимые для сравнения с каталожными.
		1 и 2 системы шин на стороне 6,6 кВ
1	2	3

1	2	3
$U_{ном}$ , кВ	6,3	6,3
$S_{2ном}$ , ВА	75	38

Для защиты трансформаторов напряжения применим высоковольтные предохранители ПКН-001-6 УЗ.

#### 4.5 Выбор и проверка шин

В РУ 110 кВ и выше применяют гибкие шины, выполненные проводами, АС. Гибкие провода применяют для соединения трансформаторов с ЗРУ.

Выберем гибкие шины на ЗРУ 110кВ

Выбор сечения по нагреву:

$$I_{доп} \geq I_{мак} \quad (47)$$

Применим сечение по допустимому току.

110 кВ: АС – 95/16, т. к.  $I_{доп} = 330$  А больше  $I_{мак} = 113,4$  А, то условие выполняется;

Проверка на термическое действие КЗ не производится, из-за того, что шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования не производится, из-за того, что согласно ПУЭ, минимально-допустимое сечение проводов по условию коронирования на 35-110 кВ составляет не менее 70 мм<sup>2</sup>.

Проверка гибких шин по условиям сжлётывания не проводится, т.к периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах обеих подстанций составляет меньше 20 кА.

Проверка по экономической плотности тока:

$$q_3 = \frac{I_{\max}}{J_3}, \quad (48)$$

$$q_3 = \frac{113,4}{1,3} = 87,3$$

Основное электрическое оборудование ПС и аппараты в основных электрических цепях соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

В ЗРУ 110 и в КРУ 6,3 и 6,6 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами.

При токах до 3000 А рекомендуется применять одно- и двухполосные шины. Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 –10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах. Шинодержатели, при помощи которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

Ток продолжительного режима:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_n}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (49)$$

$$I_{\text{норм}110} = \frac{16000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 41,98 \text{ А}$$

$$I_{\text{норм}6,3} = \frac{16000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 733,14 \text{ А}$$



$$I_{норм6,6} = \frac{16000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,6} = 699,82 A$$

$$I_{р.мах} = 1,35 \cdot I_{норм} \quad (50)$$

$$I_{р.мах110} = 1,35 \cdot 41,98 = 56,673 A$$

$$I_{р.мах6,3} = 1,35 \cdot 733,14 = 989,74 A$$

$$I_{р.мах6,6} = 1,35 \cdot 699,82 = 944,76 A$$

Принимаю на в РУ 6,3 и 6,6 кВ однополосные шины (80×6)мм;

$I_{ном} = 1150 A$ ;  $S = 320 \text{ мм}^2$ , а в ЗРУ 110 кВ однополосные шины (30×4);

$I_{ном} = 365 A$ ;  $S = 120 \text{ мм}^2$ .

Проверка по термостойкости:

6,6 кВ:

$$I_{н.о} = 14,2 \text{ кА}; T_a = 0,002; i_y = 20,22 \text{ кА}.$$

6,3 кВ:

$$I_{н.о} = 23,26 \text{ кА}; T_a = 0,0013; i_y = 32,91 \text{ кА}.$$

110 кВ:

$$I_{н.о} = 7,66 \text{ кА}; T_a = 0,0002; i_y = 10,83 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс тока к.з.:

$$Вк = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a). \quad (51)$$

$$Вк_{6,6} = 8,13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$Вк_{6,3} = 11,07 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\kappa 110} = 3,83 \text{ кА}^2 \cdot c$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{c}, \quad (52)$$

где  $c = 91$  принимаю по таблице.

$$q_{\min 6,6} = \frac{\sqrt{8,13 \cdot 10^6}}{91} = 31,3 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min 6,3} = \frac{\sqrt{11,07 \cdot 10^6}}{91} = 35,56 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min 110} = \frac{\sqrt{0,1134 \cdot 10^6}}{91} = 3,7 \text{ мм}^2$$

Что меньше принятого сечения  $q_{\min} < S$ .

Шины термически стойкие.

Проверяем шины на механическую прочность. Проверка на механическую прочность.

Максимальное удельное усилие при трехфазном кз определяется по формуле, Н/м:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_y^2}{a} \quad (53)$$

где  $a$  – расстояние между фазами, м.

Равномерно распределенная сила  $f$  создает изгибающий момент:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} \quad (54)$$

где  $l$  – длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции.

Напряжение в материале шины, которое возникает при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W_a}. \quad (55)$$

Принимаем, что шины соединены жёстко, тогда момент сопротивления  $W_a = 167 \text{ см}^3$ .

$$\sigma_{расч6.6} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{20220^2 \cdot 2^2}{167} = 0,17 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{расч6.3} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{32910^2 \cdot 2^2}{167} = 0,45 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{расч110} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{10833^2 \cdot 2^2}{167} = 0,048 \text{ МПа.}$$

Шинная конструкция считается электродинамически стойкой, если максимальное расчетное напряжение в материале шин  $\sigma_{доп}$  не превосходят допустимых значений, т. е.

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп} \quad (56)$$

$$0,17 \leq 40$$

$$0,45 \leq 40$$

$$0,048 \leq 40$$

Из этого следует, что шины механически прочны.

## 4.6 Выбор изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых выполняется по номинальному напряжению и допустимой нагрузке. На сторонах 6,3 и 6,6 кВ выбираем опорные полимерные изоляторы марки ИОЭЛ-6-8-065-00 УХЛ2,  $F_{разр} = 8000 \text{ Н}$ , а на 110 кВ – полимерные опорные изоляторы ОСК-10-110-А-2 УХЛ1,  $F_{разр} = 10000 \text{ Н}$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{i_{уд} \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (57)$$

Для 6,6 кВ:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{20220^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 165,6 \text{ Н}.$$

Для 6,3 кВ:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{32910^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 438,6 \text{ Н}.$$

Для 110 кВ:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{10833^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 47,5 \text{ Н}.$$

Допустимая нагрузка на изолятор  $F_{доп}$  принимается равной 60% от минимальной разрушающей нагрузки  $F_{разр}$ , приложенной к головке изолятора, т. е.

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

Для 6,6 и 6,3 кВ:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 8000 = 4800 \text{ Н}.$$

Для 110 кВ:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

$$F_{дон} \geq F_u \quad (59)$$

Для 6,6 кВ:

$$3000 \text{ Н} \geq 165,6 \text{ Н.}$$

Для 6,3 кВ:

$$3000 \text{ Н} \geq 438,6 \text{ Н.}$$

Для 110 кВ:

$$6000 \text{ Н} \geq 47,5 \text{ Н.}$$

Опорные изоляторы марок ИОЭЛ-6-8-065-00 УХЛ2 и ОСК-10-110-А-2УХЛ1 механически прочные.

Выбираем проходные полимерные изоляторы ИПЛ-10/8 II УХЛ1.

Расчетная сила находится по формуле:

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (60)$$

$$F_{расч6,6} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{20220^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 88,7 \text{ Н.}$$

$$F_{расч6,3} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{32910^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 234,5 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 8000 = 4800 \text{ Н.}$$

Сопоставление расчётных и каталожных данных приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Сопоставление расчётных и каталожных данных изоляторов 6,6кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6,6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $10 \geq 10$
$F_{дон} = 4800 \text{ Н}$ $F_{расч} = 88,7 \text{ Н}$	$F_{разр} = 8000 \text{ Н}$ $I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$F_{дон} \geq F_{расч}$ $4800 \geq 88,7$
		$I_{ном} \geq I_{max}$ $1600 \geq 944,76$

Таблица 24 – Сопоставление расчётных и каталожных данных изоляторов 6,3 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $10 \geq 10$
$F_{дон} = 4800 \text{ Н}$ $F_{расч} = 234,5 \text{ Н}$	$F_{разр} = 8000 \text{ Н}$ $I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$F_{дон} \geq F_{расч}$ $4800 \geq 234,5$
		$I_{ном} \geq I_{max}$ $1600 \geq 989,74$

#### 4.7 Выбор ОПН

ОПН являются разрядниками, не имеющих искровых промежутков и используются для защиты изоляции электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками будут являться:

- класс номинального напряжения;

- самое большое длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- наибольшая амплитуда импульса тока.

Для того чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения  $U_{н.р.}$ , которое для сетей 110 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot U_{ном.сети} \quad (61)$$

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot 110 = 126,5 \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В связи с этим коэффициент  $K_B$ , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,48.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (62)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{126,5}{1,48} = 85,47 \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН-П2-110/88/10/2УХЛ.

Удельная энергоемкость составляет 2,8 кДж/кВ, 2 класс энергоемкости.

6,3кВ

$$U_{н.р.} = 1,1 \cdot 6,3 = 6,93 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{6,93}{0,9} = 7,7 \text{ кВ.}$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН-П-10/12,7/1 УХЛ1.

Удельная энергоемкость составляет 1,5 кДж/кВ, 1 класс энергоемкости.

6,6кВ

$$U_{н.р.} = 1,1 \cdot 6,6 = 7,26 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{7,26}{0,9} = 8,06 \text{ кВ.}$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН-П-10/12,7/1 УХЛ1.

Удельная энергоемкость составляет 1,5 кДж/кВ, 1 класс энергоемкости.

#### **4.8 Выбор аккумуляторных батарей.**

Применение постоянного оперативного тока, требующее установки аккумуляторных батарей, увеличивает стоимость сооружения, эксплуатационные затраты, вызывает необходимость сооружения разветвлённой сети постоянного тока.

Внедрение в установках переменного и выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих аккумуляторных батарей и уменьшить разветвлённость оперативных цепей.

Переменный оперативный ток применяется на подстанциях с высшим



напряжением 35 – 220 кВ без выключателей ВН. На подстанциях с оперативным постоянным током переменный оперативный ток применяется на панелях щитов с.н., а также компрессорных, насосных и других вспомогательных устройств.

На подстанции «Белая гора» необходима установка постоянного тока с аккумуляторными батареями для питания цепей управления, сигнализации, автоматики, аварийного освещения.

Всех потребителей энергии, получающих питание от аккумуляторной батареи, можно разделить на три следующие группы:

- постоянно включенная нагрузка;
- временная нагрузка;
- кратковременная нагрузка.

Наибольшую популярность на электростанциях и подстанциях получили батареи из свинцово – кислотных аккумуляторов с поверхностными положительными и коробчатыми отрицательными пластинами типа СК. Такие батареи имеют большой срок службы и устойчивы в работе. В качестве электролита применяется обычный раствор серной кислоты плотностью 1,2 при температуре 25°C. При приготовлении электролита используется концентрированная, отвечающая специальным требованиям серная кислота и дистиллированная вода.

Аккумуляторы типа СК (стационарные для кратковременного разряда) выпускаются в 46 типовых исполнениях от СК – 1 до СК – 48.

При расчете аккумуляторных нагрузок используется алгоритм.

Для данной подстанции применяем одну аккумуляторную батарею с элементным коммутатором с подзарядом основных и дополнительных элементов. В таблице 54 показаны нагрузки батареи.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{нз}}, \quad (63)$$

где  $n_0$  – число основных элементов в батарее;

$U_{ш}$  – напряжение на шинах, В;

$U_{нз}$  – напряжение на элементе в режиме подзаряда, В.

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108$$

В режиме подзаряда при максимальном напряжении на элементе 2,7 В к шинам присоединяется следующее количество элементов:

$$n_{\min} = \frac{230}{2,7} = 85$$

В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе 1,75 В, а на шинах не ниже номинального (220 В):

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

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = 125 - 108 = 17$$

Типовой номер определяем по формуле:

$$N \geq 1.05 \cdot \frac{I_{ав}}{j} \quad (64)$$

где  $I_{ав}$  принимается по таблице 25

$$j = 25 \frac{A}{N} - \text{определено по кривой.}$$

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{210}{25} = 8,82$$

Проверка по максимальному толчковому току (предварительно принимаем СК-11):

$$46 N \geq I_{m.max} \quad (65)$$

$$46 \cdot 11 = 506 > I_{m.max} = 223,8 A,$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку.

$$I_{m.max} = I_{ав.} + I_{пр.} + I_{пост} + I_{оп.св.} \quad (66)$$

где  $I_{ав.}$  – ток аварийного освещения, А;

$I_{пр}$  – ток, потребляемый электромагнитами выключателей, А;

$I_{пост}$  – ток постоянно включенной нагрузки, А;

$I_{оп.св.}$  – ток преобразовательных агрегатов оперативной связи, А.

$$I_{m.max} = 20 + 160 + 9,2 + 4,6 + 30 = 223,8 A.$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером

$$N \geq \frac{223,8}{46} = 4,8$$

Окончательно принимаем СК – 5.

Проверяем отклонение напряжения при толчковом токе:

$$I_{p(N=1)} = \frac{I_{m.max}}{N} \quad (67)$$

$$I_{p(N=1)} = \frac{223,8}{5} = 44,8$$

Подзарядное устройство:

$$I_{nz} \geq 0,15N + I_n \quad (68)$$

$$I_{nz} \geq 0,15 \cdot 5 + 20 = 20,75 A$$

$$U_{nz} = 2,2n_0 \quad (69)$$

$$U_{nz} = 2,2 \cdot 108 = 237,6 B.$$

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

Ток подзаряда добавочных элементов:

$$I_{nz.доб} = 0,05 \cdot 5 = 0,25 A.$$

Напряжение:

$$U_{nz.доб} = 2,2 \cdot 17 = 37,4 B.$$

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН – 3, которое поставляется комплектно с панелью автоматического регулирования напряжения типа ПЭХ 9045-00А2.

Зарядное устройство:

$$I_z \geq 5 \cdot N + I_n \quad (70)$$

$$I_z \geq 5 \cdot 5 + 20 = 45 A;$$

$$U_z = 2,75 \cdot n \quad (71)$$

$$U_z = 2,75 \cdot 125 = 343,75 B$$

Выбираем зарядный агрегат из генератора постоянного тока П – 91, который имеет следующие технические характеристики:

$$P_{ном} = 48 кВт;$$

$$U_{ном} = 270 / 360 \text{ В};$$

$$I_{ном} = 159 \text{ А}.$$

#### 4.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузке пятого года эксплуатации подстанции. Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к подстанции подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей.

Практически это может быть достигнуто путем установки на подстанции двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки подстанции.

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных оснований завязать установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость подстанции. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на

протяжении не более 5 суток), при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0.75 (коэффициент заполнения графика нагрузки – отношение среднесуточного тока нагрузки к наибольшему току за сутки). Такая перегрузка может быть допущена при условии, что система обладает передвижным резервом трансформаторов.

Следует учитывать, что при аварии на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям.

Если вся нагрузка состоит из потребителей только III категории, на подстанции может быть установлен один трансформатор, рассчитанный на всю подключенную в момент максимума мощность. Некоторые потребители II категории, терпящие перерывы в электроснабжении, также могут питаться от однотрансформаторных подстанций, особенно при наличии в системе передвижного резерва трансформаторов. Трансформатор является надежным элементом электрической системы, выходящим из строя в результате аварии не чаще одного раза в 10... 15 лет.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{РАСЧ} = \frac{S_{СН} + S_{НН}}{n \cdot K_3} \quad (1)$$

где  $K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора, принимается равным 0,7;

$S_{СН}$  и  $S_{НН}$  – мощности средней и низкой стороны СТ.

Расчетная мощность трансформатора в результате будет равна:

$$S_{\text{РАСЧ}} = \frac{4,69 + 5,16}{2 \cdot 0,7} = 7 \text{ МВА}$$

Исходя из полученного значения выбираем трёхобмоточный трансформатор ТДТН 16000/110. Необходимо проверить трансформатор по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_{\text{н/а}} = \frac{S_{\text{СН}} + S_{\text{НН}}}{S_{\text{НОМ}}} \quad (3)$$

$$K_{\text{н/а}} = \frac{4,69 + 5,16}{16} = 0,616$$

$$K_{\text{н/р}} = \frac{S_{\text{СН}} + S_{\text{НН}}}{2 \cdot S_{\text{НОМ}}} \quad (4)$$

$$K_{\text{н/а}} = \frac{4,69 + 5,16}{2 \cdot 16} = 0,308$$

Коэффициенты загрузки лежат в рекомендуемых пределах, поэтому принимаем данный трансформатор к установке

## 5. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВМАТИКА

### 5.1 Релейная защита силового трансформатора

В процессе эксплуатации в обмотках трансформаторов возникают КЗ между фазами, замыкание одной или двух фаз на землю, замыкание 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. В зависимости от опасности повреждения для нарушения нормального режима трансформатора, защита, фиксирующая нарушение, действует на сигнал, разгрузку или отключение трансформатора.

#### 5.1.1 Дифференциальная защита трансформатора

Дифференциальная защита, выполненная на принципе сравнения токов на входе и выходах, применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Защита абсолютно селективна, реагирует на повреждения в обмотках, на выводах и в соединениях с выключателями, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени. Зона действия дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) ограничивается местом установки трансформаторов тока, и включает в себя ошиновку СН, НН и присоединение ТСН, включенного на шинный мост НН. Ввиду ее сравнительной сложности, дифференциальная защита устанавливается, в нашем случае, на одиночно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и выше.

Начинать расчет дифференциальной защиты следует с расчетов токов КЗ на трансформаторе, которые были рассчитаны ранее.



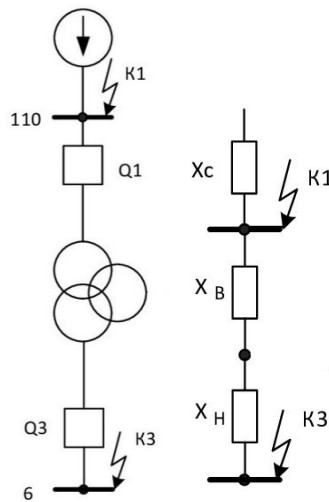


Рисунок 3 – Поясняющая схема трансформатора ТДТН-16000/110 и схема замещения трансформатора

Таблица 25 – Справочные данные для трансформатора

Марка трансформатора	S, МВА	U <sub>ВН</sub> , кВ	U <sub>СН</sub> , кВ	U <sub>НН</sub> , кВ	U <sub>кВС</sub> , %	U <sub>кВН</sub> , %	U <sub>кСН</sub> , %
ТДТН-16000/110	16	115	38,5	6,6	10,5	17	6

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах высокого напряжения:

$$I_{КЗ.ВН}^{(3)} = 4482 \text{ A};$$

$$I_{КЗ.ВН}^{(2)} = 5175 \text{ A}.$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах низкого напряжения:

$$I_{КЗ.НН}^{(3)} = 6059 \text{ A};$$

$$I_{КЗ.НН}^{(2)} = 6996 \text{ А.}$$

Далее выбираем коэффициент трансформации трансформатора тока.

Ток во вторичной цепи трансформаторов тока:

$$I_{перв.i} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_i} \quad (72)$$

$$n_{ТА.расч.} = \frac{I_{перв.i} \cdot k_{сх.}}{5} \quad (73)$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока выбираем таким, чтобы при протекании тока в первичной обмотке ток во вторичной обмотке не превышал  $I_{втор.} \leq 5 \text{ А}$ . Поэтому, мы округляем выбранный коэффициент трансформации до больших значений, т.е. берем его “с запасом”.

$$I_{втор.i} = \frac{k_{сх.\Delta} \cdot I_{перв.i}}{n_{т.уст.}} \quad (74)$$

Расчёты проводятся для всех сторон трансформатора. Результаты расчетов приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Расчет параметров трансформаторов тока

Параметр трансформатора тока	Результаты расчёта	
	ВН	НН
Первичный номинальный ток трансформатора, А	63	1312
Схема соединения трансформатора тока	Y	Δ
Коэффициент схемы	1	$\sqrt{3}$
Коэффициент трансформации	$\frac{100}{5}$	$\frac{400}{5}$
Вторичные токи, А	3,138	4,686

Дифференциальную защиту отстраиваем от максимального тока небаланса, который определяется при максимальном внешнем КЗ:

$$I_{с.з.} = K_{над.} \cdot I_{н.б.маx.} \quad (75)$$

где  $k_{над}$  – коэффициент надежности, можно принять равным 1,5.

$$I_{н.б.маx} = (K_a \cdot K_{одн.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег.}) \cdot I_{КЗ.внеш.маx}; \quad (76)$$

где  $k_a$  – коэффициент, учитывающий влияние на быстродействующие защиты переходных процессов при КЗ, которые сопровождаются прохождением апериодических составляющих в токе КЗ, принимается  $k_a = 2$ ;

$k_{одн}$  – коэффициент однотипности условий работы ТТ, принимается  $k_{одн} = 1$ ;

$\varepsilon$  – погрешность ТТ, удовлетворяющих 10 % кратности ( $\varepsilon = 0,1$ );

$\Delta U_{рег}$  – шаг регулирования ( $\Delta U_{рег} = 0,12$ );

$I_{КЗ.внеш.маx}$  – наибольший ток при сквозном КЗ ( $I_{КЗ.внеш.маx} = I_{КЗ.СН}^{(3)}$ ).

Проверяем реле с торможением ДЗТ-11 при включении тормозной обмотки на сторону с большим током внешнего КЗ.

Ток срабатывания в этом случае, должен быть отстроен от внешнего КЗ на стороне 6 кВ так как для этого режима отсутствует торможение.

$$I_{c.з.} = K_{зап.} \cdot I_{номВН} ; \quad (77)$$

$$I_{c.з.} = 1,5 \cdot 63 = 94$$

Поскольку влияние тормозной обмотки проявляется при внешних КЗ как на средней, так и на низкой стороне, ток срабатывания защиты отстраиваем не от тока небаланса, а от броска тока намагничивания, появляющегося в трансформаторе в момент включения.

Вторичный ток реле рассчитаем по формуле:

$$I_{c.р.} = I_{c.з.} \cdot \frac{k_{сх.Δ}}{n_{т.ВН}} , \quad (78)$$

$$I_{c.з.} = 94 \cdot \frac{1}{100/5} = 4,707 \text{ A.}$$

Расчетное число витков:

$$W_{раб.расч.} = \frac{F_{сраб.}}{I_{c.р.}} , \quad (79)$$

$$W_{раб.расч.} = \frac{100}{4,707} = 21,246$$

К установке принимаем ближайшее целое меньшее число витков:

$$W_{уст} = 21 \text{ ВИТОК.}$$

Определим расчетное число витков, необходимых для того, чтобы реле не сработало при внешних КЗ:

$$W_{расч.1} = W_{уст} \cdot \frac{I_{втор.ВН}}{I_{втор.СН}}, \quad (80)$$

$$W_{расч.1} = 21 \cdot \frac{3,138}{4,686} = 14,061$$

К установке принимаем:  $W_{уст.1} = 14$

Дополнительный небаланс из-за неточного числа витков:

$$I_{нб.уточ} = \left| \frac{W_{расч.110} - W_{уст.110}}{W_{расч.110}} \right| I_{КЗ.внеш.мах}, \quad (81)$$

$$I_{нб.уточ} = \left| \frac{14,061 - 14}{14,061} \right| \cdot 4137 = 18 \text{ А.}$$

Уточненное значение тока небаланса:

$$I_{нб.мах.уточ} = I_{нб.мах} + I_{нб.уточ1} + I_{нб.уточ2}, \quad (82)$$

$$I_{нб.мах.уточ} = 1489 + 18 = 1507 \text{ А.}$$

$$W_{\text{торм}} = \frac{K'_{\text{над.}} \cdot I_{\text{нб.уточ.мах}} \cdot W_{\text{расч.}}}{I_{\text{торм.}} \cdot \text{tg}\alpha}, \quad (83)$$

$$W_{\text{торм}} = \frac{1,5 \cdot 1507 \cdot 14,061}{4137 \cdot 0,75} = 10,246$$

Примем стандартное число витков - 10.

Проверка по чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{K'_{\text{над.}} \cdot I_{\text{min.НН}}^{(3)} \cdot W_{\text{м.уст.}}}{n_{\text{ТА.220}} \cdot F_{\text{ср.}}}, \quad (84)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1,5 \cdot 221 \cdot 14}{20 \cdot 100} = 2,32 > 2$$

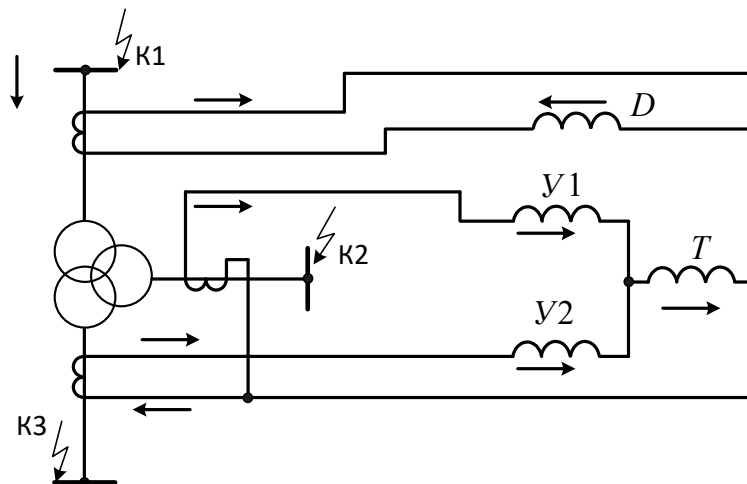


Рисунок 7 – Схема установки тормозной обмотки реле.

### 5.1.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита (МТЗ) является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в

работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах.

В ряде случаев не удастся выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению.

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке:

$$I_{MTЗ} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зан}}{k_B} \cdot I_{p.max} \quad (85)$$

где  $k_{над}$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам.зан}$  – коэффициент самозапуска, можно принять равным 2 для городских сетей;

$k_B$  – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,9;

$I_{p.max}$  – максимальный рабочий ток трансформатора.

Максимальный рабочий ток найдем по формуле:

$$I_{p.max} = \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (86)$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле:

$$I_{сп.} = \frac{k_{ex} \cdot I_{MTЗ}}{k_T} \quad (87)$$

Коэффициент чувствительности при КЗ в конце защищаемого участка определяется по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.min}}}{I_{\text{МТЗ}}} \quad (88)$$

где  $I_{\text{КЗ.min}}$  – минимальное значение тока при КЗ в конце защищаемого участка.

Значение  $k_{\text{ч}}$  должно быть не менее 1,2 (при выполнении функций резервирования).

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{р.мах.ВН}} = \frac{S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}}, \quad (89)$$

$$I_{\text{р.мах.ВН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 63 \text{ А};$$

$$I_{\text{МТЗ.В}} = \frac{k_{\text{над}} \cdot k_{\text{сам.зап}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{р.мах}}, \quad (90)$$

$$I_{\text{МТЗ.В}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,9} \cdot 63 = 167 \text{ А};$$

$$I_{\text{ср.В}} = \frac{k_{\text{сх.У}} \cdot I_{\text{МТЗ.В}}}{k_{\text{Т.ВН}}}, \quad (91)$$

$$I_{\text{ср.В}} = \frac{1 \cdot 167}{\frac{100}{5}} = 8,367 \text{ А}; \quad (92)$$



$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.min}}}{I_{\text{МТЗ.В}}}, \quad (93)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{599,763}{167} = 3,584.$$

Примем к установке реле тока РТ-40/20

На стороне НН трансформатора расчет проводится аналогично, результаты приведены ниже:

На стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{р.max.НН}} = 1312 \text{ А};$$

$$I_{\text{ср.}} = 12,626 \text{ А};$$

$$k_{\text{ч}} = 1,221.$$

Примем к установке реле тока РТ-40/20

### **5.1.3 Защита от перегрузки**

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки, согласно ПУЭ, устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4 МВт и более. Защита от

перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе.

Для обеспечения защиты от перегрузки всех обмоток трансформатора следует руководствоваться таким размещением устройств сигнализации перегрузки.

- 1) На двухобмоточных трансформаторах – с одной любой стороны.
- 2) На трехобмоточных трансформаторах с обмотками одинаковой мощности – со стороны питания (обычно ВН). На трансформаторах с возможным питанием с 2 сторон – со всех трех сторон.
- 3) На трансформаторах, имеющих обмотки разной мощности, со всех трех сторон.

Таким образом, для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{сз.п} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{ном} \quad (94)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

$I_{ном}$  – номинальный ток стороны трансформатора;

$k_{в}$  – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,9.

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{сз.п.В} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 63 = 73 \text{ А.}$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{сз.н.Н} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 1312 = 1531 \text{ A.}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле:

$$I_{\text{втор.п}} = \frac{k_{сх} \cdot I_{сз.п}}{n_{\text{тВН}}} \quad (95)$$

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{втор.н.В}} = 1 \cdot \frac{73}{100/5} = 3,661 \text{ A.}$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{втор.н.Н}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1531}{3000/5} = 4,419 \text{ A.}$$

На всех сторонах трансформатора устанавливаем реле РТ-40/6. Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики снижения пускового тока нагрузки до номинального. Общепринятая в ряде энергопредприятий выдержка времени: 9 секунд. Она устанавливается одинаковой на всех устройствах сигнализации, не имеющих специальных требований к выдержке времени.

#### **5.1.4 Газовая защита**

Газовая защита трансформаторов является наиболее чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений. Она устанавливается на

трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты. На трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора (автотрансформатора) вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора). Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора или автотрансформатора.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов (автотрансформаторов) от внутренних повреждений, а при некоторых опасных повреждениях действует только она, – защиты, контролируемые электрические параметры, обнаружить эти режимы не могут. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, неисправности переключателей устройств РПН и ряд других, сопровождающихся местным повышением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака.

Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора.

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

На нижеприведенном рисунке показана установка газового реле на масляный трансформатор, с указанием элементов: 1 – газовое реле; 2 – краник; 3 – выхлопная труба; 4 – расширитель; 5 – мембрана (см. рисунок 5).

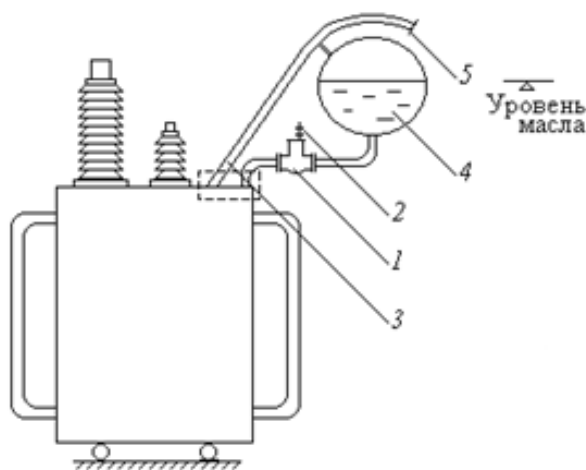


Рисунок 8 – Установка газового реле на трансформаторе.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование

практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков. Самым серьезным является то, что эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями.

Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Газовая защита получила широкое распространение в качестве весьма чувствительной защиты от внутренних повреждений трансформаторов. Повреждения трансформатора, возникающие внутри его кожуха, сопровождаются электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла и изоляционных материалов и образованию летучих газов. Будучи легче масла, газы поднимаются в расширитель, который является самой высокой частью трансформатора и имеет сообщение с атмосферой. При интенсивном газообразовании, имеющем место при значительных повреждениях, бурно расширяющиеся газы создают сильное давление, под влиянием которого масло в кожухе трансформатора приходит в движение, перемещаясь в сторону расширителя.

## **5.2 Автоматика на ПС**

На подстанции «Белая гора» установлены следующие виды автоматики, предназначенные для ликвидации аварийных режимов:

1. АВР (автоматический ввод резерва). Данная автоматика предназначена для обеспечения резервным электроснабжением нагрузок, подключенных к системе электроснабжения, имеющей не менее двух питающих вводов и направленная на повышение надежности системы электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к нагрузкам резервных источников питания в случае потери основного.

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. Как правило, должен быть удовлетворён еще 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.

2. АПВ (автоматическое повторное включение). Предназначено для повторного включения, отключившегося при действии релейной защиты выключателя через определённое время; бывает однократного, двукратного и

трехкратного действия (в некоторых современных схемах возможно до восьми циклов АПВ).

3. АЧР (автоматическая частотная разгрузка). Противоаварийная автоматика, направленная на повышение надежности работы электроэнергетической системы путем предотвращения образования лавины частоты и сохранения целостности этой системы. Метод заключается в отключении наименее важных потребителей электроэнергии при внезапно возникшем дефиците активной мощности в системе.

Основные категории АЧР:

- АЧР I;

- АЧР II.

Задача АЧР I: быстрое отключение части потребителей с целью остановить лавинообразный процесс падения частоты в системе. Диапазон уставок АЧР-I лежит от 48,5 Гц до 46,5 Гц с шагом в 0,1 Гц. Мощность отключаемых потребителей равномерно распределяют по ступеням. Выдержка по времени у АЧР I лежит в пределах от 0,3 до 0,5 секунды.

Задача АЧР II — поднять частоту в системе после остановки «лавины частоты» выполненной АЧР I до значений выше 49 Гц. Она начинает срабатывать после того, как частота установится на уровне 47,5—48,5 Гц.

Выдержка времени между ступенями АЧР II больше, чем у АЧР I и выбирается в диапазонах от 5—10 до 70—90 секунд. Такая большая выдержка времени обусловлена тем, что система может длительно работать при частоте выше 49,2 Гц, поэтому быстро доводить значение частоты до номинального путем отключения потребителей, которые могут получать электроэнергию без особого вреда для системы, не имеет смысла.



Схемы АЧР относят к аппаратуре РЗиА (релейной защиты и автоматики) электрических сетей и традиционно основаны на частотных реле. В настоящее время широкое распространение получили микропроцессорные терминалы РЗиА, одновременно выполняющие множество функций защит и автоматики, в т.ч. и выполнение функций АЧР и ЧАПВ.

## 6. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ

### 6.1 Обеспечение безопасности

Требования к безопасности, при проектировании или реконструкции подстанции указаны ниже.

Оперативная блокировка в РУ 35 кВ и выше необходима для исключения:

- включения выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамыкатели;
- включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением;
- отключения и включения отделителями и разъединителями тока нагрузки, если это не предусмотрено конструкцией аппарата.

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии допускается устанавливать только механическую блокировку с приводом разъединителя и приспособление необходимое для запираания заземляющих ножей замками, при отключенном положении.

Действующие ЭУ оборудованы стационарными заземляющими ножами, обеспечивающими, в соответствии с ТБ, заземление аппаратов и ошиновки, как правило, без применения ПЗ.

В местах, в которых стационарные ЗН не могут быть применены по конструктивным особенностям, на токоведущих и заземляющих шинах подготавливаются контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводов.

Указатели уровня и температуры масла маслонеполненных трансформаторов и аппаратов и иные указатели, характеризующие состояние электрооборудования, должны быть расположены таким образом, чтобы обеспечивались

удобные и безопасные условия для доступа и подхода к ним, и наблюдения без снятия напряжения.

Для отбора проб масла: расстояние от уровня пола или поверхности земли до крана трансформатора или аппарата составляет не менее 0,2 м или должен быть установлен соответствующий приямок.

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться ПТБ, инструкциями по охране труда, а также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в соответствии с ПТБ должны удовлетворять требованиям государственных стандартов и руководящих документов.

Рабочие и инженерно-технические работники, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в порядке и в сроки, установленные Минздравом РФ.

При производстве всего комплекса строительного-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительного-монтажных работ должны соответствовать предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению схлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи. Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне неведенного напряжения и в стесненных условиях проводить, при наличии наряддопуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

Для обеспечения защиты персонала от возможного прикосновения к токоведущим частям аппаратов, которые могут оказаться под напряжением, а также для выравнивания потенциалов на территории ПС в данной работе произведено проектирование сетки защитного заземления. С целью защиты от грозовых ПН была разработана молниезащита ПС и произведен расчет грозоупорности ОРУ 110 кВ.

### **6.1.1 Определение параметров контура заземления**

Произведем расчет заземления ОРУ 110 кВ подстанции «Белая гора».

Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1,5 м от электрооборудования, чтобы персонал, при прикосновении к аппарату не смог физически находиться за его пределами.

Площадь использования под заземлитель, м<sup>2</sup>:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (96)$$

где  $A$  и  $B$  – ширина и длина территории, занимаемой заземлителем, м.

$$S = (44 + 2 \cdot 1,5) \cdot (28 + 2 \cdot 1,5) = 1457 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных электродов в сетке, выполненных в виде прутков диаметром, равным  $d=12\text{мм}$ .

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{м.п} = \pi \cdot R^2 \quad (97)$$

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

$$F_{м.п} = 3,1416 \cdot 6^2 = 113,097 \text{ мм}^2$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{т.с} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (98)$$

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

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

$$F_{т.с} = \sqrt{\frac{9300^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 55,58 \text{ мм}^2$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{ср} \cdot (d + S_{ср}) \quad (99)$$

где  $T=240\text{мес}$  – время использования заземлителя за 20 лет.

$$S_{ср} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k \quad (100)$$

Где  $a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта.

Коэффициенты приняты с учётом низкой коррозионности.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,0092 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224$$

$$S_{cp} = 0,608$$

$$F_{кор} = 3,1416 \cdot 0,608 \cdot (12 + 0,608) = 24,059 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворить условию:

$$F_{м.л} \geq F_{\min} \geq F_{кор} + F_{м.с}$$

$$113,097 \geq F_{\min} \geq 79,639 \text{ мм}^2 \quad (101)$$

Условие выполняется, поэтому оставляем выбранный диаметр прутков.

Принимаем расстояние между полосами сетки:  $l_{n-n} = 5 \text{ м}$

Тогда общая длина в сетке:

$$L_{г} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}}$$

$$L_{г} = \frac{2 \cdot 1457}{5} = 582,8 \text{ м}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1$$

$$m = \frac{582,8}{2 \cdot \sqrt{1457}} - 1 = 6,63$$
(102)

Принимаем  $m=8$

Длина стороны ячеек:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 4,77 \text{ м}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{12190} \cdot (18 + 1) = 687,1 \text{ м}$$
(103)

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_{\epsilon} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}$$
(104)

где  $a$  – расстояние между вертикальными электродами, равное 8 м

$$n_{\epsilon} = \frac{4 \cdot \sqrt{1457}}{8} = 19,1$$

Принимаем  $n_b = 20$

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_{\text{г}} \cdot l_{\text{г}}} \right) \quad (105)$$

где  $\rho_{\text{экв}}$  - эквивалентное удельное сопротивление грунта;

$A$  - параметр, зависящий от соотношения  $l_{\text{г}}/\sqrt{S_1}$

$$l_{\text{г}}/\sqrt{S_1} = 5/\sqrt{12190} = 0,13$$

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{h_{1\text{э}}}{\frac{h_1}{\rho_1} + \frac{h_2}{\rho_2}} \quad (106)$$

где  $h_{1\text{э}}$  - глубина заложения заземлителя, м;

$\rho_1, \rho_2$  - удельное сопротивление верхнего и нижнего слоев грунта

$h_1, h_2$  - толщина нижнего и верхнего слоёв грунта

$$h_{1\text{э}} = l_{\text{г}} + h_3$$

$$h_{1\text{э}} = 5 + 0,8 = 5,8 \text{ м.} \quad (107)$$

Находим эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{5,8}{\frac{2}{70} + \frac{3,8}{20}} = 26,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 26,5 \cdot \left( \frac{0,13}{\sqrt{1457}} + \frac{1}{687,1 + 20 \cdot 5} \right) = 0,124 \text{ Ом}$$



Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}$$

где  $I_M$  – ток молнии, кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1457}}{(26,5 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 1,935$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом}$$

$$R_u = 0,124 \cdot 1,935 = 0,24 \leq 0,5 \text{ Ом} \quad (108)$$

Полученное значение не лежит выше допустимого, что соответствует требованиям, предъявляемым к заземляющим устройствам согласно ПУЭ.

### 6.1.2 Расчет молниезащиты подстанции

Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к нахождению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой область, защищаемую от прямых попаданий молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода представляет собой конус с основанием круга.

Нормируется два вида зон защиты:

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

Применение того или иного типа зоны защиты зависит от категории защищаемого объекта по взрыво- и пожаробезопасности, согласно ПУЭ.

Расчет молниезащиты начинается с вычисления числа ударов молнии в год в проектируемый объект, при отсутствии молниезащиты. В качестве защищаемого объекта выступает ОРУ 110 кВ подстанции «Белая гора».

Ожидаемое количество поражений молнией в год незащищенного объекта производится по формуле:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (A + 10 \cdot h_x) \cdot (B + 10 \cdot h_x) \cdot 10^{-6} \quad (109)$$

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

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

$n$  – среднегодовое число ударов молнии в 1 км<sup>2</sup> земной поверхности.

Средняя годовая продолжительность гроз в часах для данной местности: от 40 до 60 ч, следовательно,  $n = 2$ . Отсюда

$$N = 0,06 \cdot 4 \cdot (44 + 10 \cdot 11,35) \cdot (28 + 10 \cdot 11,35) \cdot 10^{-6} = 0,053$$

Так как полученное значение меньше  $N < 1$ , используем тип зоны защиты Б.

Далее произведем расчет параметров защиты для молниеотводов. Высоту молниеприемника примем согласно стандартному значению для унифицированной конструкции линейного портала 110 кВ, которая составит 19,65 метров.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,92 \cdot h \quad (110)$$

$$h_{эф} = 0,92 \cdot 19,65 = 18,1 \text{ м}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле

$$r_0 = 1,5 \cdot h \quad (111)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 19,65 = 29,5 \text{ м}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта (линейного портала, высотой 11,35 м)

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \quad (112)$$

Где  $h_{эф}$  – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 29,5 \cdot \left( 1 - \frac{11,35}{18,1} \right) = 10,97 \text{ м}$$

Оставшиеся параметры защиты находятся попарно для всех молниеотводов. Так как они все рассчитываются подобно, приведем пример расчета для молниеотводов 1-2.

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами определяется как:

$$h_{cx} = h_{эф} - 0,14 \cdot (L - h) \quad (113)$$

Где  $L$  – расстояние между молниеотводами

$$h_{cx} = 18,1 - 0,14 \cdot (21,6 - 19,65) = 17,81 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты для типа Б равна  $r_0$ .

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \quad (114)$$

$$r_{cx} = 29,5 \cdot \frac{17,81 - 11,35}{17,81} = 10,7 \text{ м}$$

По окончании расчетов всех молниеприемников строится общий рисунок зоны защиты для выбранного объекта.

### 6.1.3 Анализ грозоупорности ОРУ

Повторяемость в годах опасных ПН из-за грозовых разрядов в ОРУ найдем по формуле:

$$T_{ПН} = \frac{1}{N_{ПН}} \text{ лет} \quad (115)$$

Где  $N_{ПН}$  – число случаев перекрытия изоляции в году.

Число возникающих перекрытий изоляции определяется, как:

$$N_{ПН} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot (\eta_{ПР} \cdot p_\alpha \cdot p_{ПР} + \eta_{ОП} \cdot p_{ОП}) \cdot 10^{-6} \quad (116)$$

Выполним необходимые для определения данных параметров расчеты. Волновое сопротивление ошиновки, Ом:

$$Z_{ОШ} = 60 \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot h_{cp}}{r_\varphi} \right) \quad (117)$$

где  $h_{cp}$  – высота подвеса ошиновки, м;

$r_\varphi$  – радиус фазы, м.

$$Z_{ОШ} = 60 \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot 10,75}{0,012} \right) = 449,5 \text{ Ом}$$

Критический ток молнии, кА:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ош}} \quad (118)$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 1330}{449,5} = 5,918 \text{ кА}$$

Доля опасных ПН, возникающих при прямом грозовом разряде в ошиновку ОРУ избегая молниесотводы:

$$p_{пр} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}} \quad (119)$$

$$p_{пр} = e^{-0,04 \cdot 5,918} = 0,789.$$

Эквивалентная ширина, с которой объект собирает разряды, м:

$$R_{экр} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30} \quad (120)$$

где  $h_c$  – максимальная высота сооружения

$$R_{экр} = 5 \cdot 11,35 - \frac{2 \cdot 11,35^2}{30} = 48,16 \text{ м}$$

Плотность разрядов молнии на 1 км<sup>2</sup>

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{гроз\_ч} \quad (121)$$

где  $N_{гроз\_ч}$  – среднее число грозных часов.

Тогда число случаев перекрытия изоляции составит:

$$N_{ПН} = 2,5 \cdot (44 + 2 \cdot 48,16) \cdot (28 + 2 \cdot 48,16) \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,789 + 0,9 \cdot 0) \cdot 10^{-6} = 2,967 \cdot 10^{-4}$$

Повторяемость в годах опасных перенапряжений при прямых ударах молнии составит:

$$T_{ПУ} = \frac{1}{2,967 \cdot 10^{-4}} = 3371 \text{ лет}$$

что соответствует норме.

Число опасных грозových ПН, возникающих от набегающих волн, определяется, как:

$$N_{ПУ} = N \cdot N_{гроз\_ч} \cdot l_{опас\_зона} \cdot n_{вл} \cdot (1 - k_{э}) \cdot (p_{\alpha} \cdot \Psi_{ПР} + \delta_{ОП} \cdot p_{ОП} \cdot \Psi_{ОП}) \cdot 10^{-4} \quad (122)$$

Определим необходимые для расчета величины.

Величина критического тока набегающей волны на РУ, при ударе молнии в проводник для внутренней изоляции ЭУ, кА:

$$I_{ПР\_ЭУ} = \frac{2 \cdot U_{ДОП}}{Z_{ПР\_КОР}} \quad (123)$$

где  $U_{ДОП}$  – допустимое напряжение для внутренней изоляции СТ.

$Z_{ПР\_КОР}$  – волновое сопротивление коронирующей линии, 368 Ом

$$I_{ПР\_ЭУ} = \frac{2 \cdot 242}{365} = 1,326 \text{ кА}$$

Доля опасных для изоляции ПС импульсов при прорыве молнии на провода:

$$\Psi_{пр} = e^{-0,04 \cdot I_{ПР\_ЭУ}} \quad (124)$$

$$\Psi_{пр} = e^{-0,04 \cdot 1,326} = 0,94$$

Величина критического тока для внутренней изоляции ПС при обратных перекрытиях:

$$I_{оп\_эу} = \frac{U_{доп}}{R_{и} + \delta \cdot h_{оп}} \quad (125)$$

где  $R_{и}$  – импульсное сопротивление заземлителя, 0,5 Ом;  
 $\delta$  – коэффициент для одного защитного троса, равный 0,3;  
 $h_{оп}$  – высота опоры, 36 м.

Величина критического тока при обратных перекрытиях составит

$$I_{оп\_эу} = \frac{242}{0,5 + 0,3 \cdot 36} = 21,42 \text{ кА}$$

Доля опасных импульсов, возникающих, при обратных перекрытиях в границах опасной зоны:

$$\Psi_{оп} = e^{-0,04 \cdot I_{оп\_эу}}$$

$$\Psi_{оп} = e^{-0,04 \cdot 21,42} = 0,4$$

Доля грозовых ударов в опору:

$$\delta_{оп} = \frac{N_{оп}}{N} \quad (126)$$

где  $N_{оп}$  – число ударов молнии в опору.

$$\delta_{оп} = \frac{10}{30} = 0,33$$

Число опасных грозовых ПН, возникающих от набегающих волн на под- станцию составит:

$$N_{пн} = 9,104 \cdot 10^{-4}$$

Определим среднюю периодичность опасных перенапряжений на ПС, при набегании волны:

$$T_{HB} = \frac{1}{9,104 \cdot 10^{-4}} = 1098 \text{ лет}$$

## 6.2 Обеспечение экологичности

В процессе строительства и эксплуатации все энергетические объекты оказывают определенное влияние на окружающую среду. Все проявления вредного воздействия, которое появляется на окружающую среду различными электротехническими объектами, можно разделить на несколько групп.

### Акустический шум.

Источниками шума являются все энергетические объекты: электростанции, линии электропередачи и подстанции. В последнее время в практике строительства и эксплуатации все более необходимо заниматься вопросами контроля шума от подстанций, расположенных вблизи жилых районов. Источниками шума на подстанции являются трансформаторы, вентиляторы и насосы систем охлаждения, синхронные компенсаторы, переключатели. Снижение шума достигается за счет специального размещения PS, используя шумозащитные экраны.

### Освобождение от использования земли под ES.

При строительстве и эксплуатации воздушных линий и подстанций, при условии соблюдения всех проектных решений и строительных норм, изменений в состоянии и свойствах почв не будет.

Нарушение почвенного и растительного покрова во время строительства обусловлено расположением карьеров фундамента для проникновения в опоры воздушных линий, под фундамент оборудования, под масляным поддоном и т. Д.

Использование земельных ресурсов в проекте обеспечивается путем изъятия земли для постоянного и временного использования в соответствии с 14278tm-t1 «Нормы распределения земли для электрических сетей с



напряжением 0,38 - 750 кВ» и «Правила определения размера земельные участки для размещения воздушных линий электропередач» (Постановление Правительства РФ от 11.08.2003 № 486 в Москве).

#### Загрязнение среды трансформаторным маслом и газом SF<sub>6</sub>.

В случае серьезных аварий (зажигание трансформатора) разлив горячего масла может произойти за пределами трансформаторного бака, что влечет за собой особую опасность для окружающей среды и человека. Чтобы предотвратить распространение горючего масла через подстанцию, маслозаполненное оборудование защищено масляным приемником.

Незапечатанный приемник масла должен быть выполнен в виде бортовых ограждений для маслонаполненного оборудования. Высота боковых рельсов не должна превышать 0,5 м над уровнем окружающей компоновки.

Нижняя часть масляного приемника должна иметь наклон не менее 0,005 к яме и быть покрыт чистым гранулированным (или другим непористым породам) гравий или фракция из щебня от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Масляные сепараторы должны гарантировать, что масло и вода, используемые для тушения масла, удаляются из приемника масла и что автоматические стационарные устройства и гидранты находятся на огнестойком расстоянии от оборудования и конструкций: 50% масла и общее количество вода должна быть удалена не более 0,25 часа. могут быть выполнены в виде подземных трубопроводов или открытых кювет и поддонов.

Elegaz - один из самых сильных парниковых газов, который очень медленно разлагается в естественной среде. Кроме того, газ SF<sub>6</sub> тяжелее воздуха и, следовательно, при утечке, накапливается в нишах, вытесняя воздух, что создает большую опасность для персонала, обслуживающего установку.

Поэтому при использовании оборудования SF6 большое внимание уделяется уплотнениям вставных частей устройства и постоянному контролю давления газа SF6, утечка в год которого не должна превышать 0,5%. В закрытых помещениях, где установлено газовое оборудование SF6, подача и вытяжная вентиляция являются обязательными.

При разработке варианта реконструкции основное внимание уделялось сокращению количества нефтезаполненного и газоизолированного оборудования на подстанции. Таким образом, использование наружного распределительного устройства 35 кВ с вакуумными выключателями позволит полностью избавиться от маслonaполненного и газоизолированного оборудования при распределении среднего напряжения. Вместо масляных трансформаторов собственных нужд были приняты сухие трансформаторы с литой изоляцией.

### **6.3 Чрезвычайные ситуации**

Пожарная безопасность отвечает за обеспечение безопасности персонала и сохранение материальных ценностей производства на всех этапах его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными средствами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение вероятности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением возникновения горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; контролем температуры горючей среды ниже предельно допустимой;

контроль в горючей среде давления ниже предельно допустимого и иными мерами.

Система противопожарной защиты включает в себя комплекс организационных и технических средств, направленных на исключение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита достигается: максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов взамен пожароопасных, а также уменьшением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией опасной среды; применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью; системами противодымной защиты; применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре; организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается: устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.); установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций; устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций; применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре; применением огнепреграждающих устройств; применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях. Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Переносные огнетушители размещают на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему беспрепятственно. Огнетушители должны пройти проверку и всегда быть готовы к использованию технически.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции Белая гора напряжением 110 кВ Николаевского района Хабаровского края в связи с заменой силовых трансформаторов» были решены основные задачи, связанные с реконструкцией.

Разработаны варианты реконструкции подстанции, технико-экономическое сравнение которых позволило определить наилучший. Выбранный вариант реконструкции является оптимальным в плане надежности и экономичности. Всё принятое к замене оборудование соответствует климатогеографическим условиям установки, а также обладает большим запасом прочности к воздействию токов короткого замыкания, а, значит, способно выполнять свои функции в нормальном и аварийных режимах.

С целью обеспечения безопасности на подстанции было рассчитано и спроектировано защитное заземление. Для защиты изоляции установленного оборудования произведен расчет молниезащиты подстанции и выполнена проверка путем расчета грозоупорности. В заключении были рассмотрены вопросы обеспечения пожарной безопасности и экологичности, что достигается путем замещения маслонаполненных выключателей вакуумными и элегазовыми, а масляных трансформаторов собственных нужд – сухими с литой изоляцией.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1) СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008.
- 2) ГОСТ Р 52565-2006
- 3) Высоковольтное оборудование / Уралэлектротяжмаш. [Электронный ресурс].
- 4) Электроцит.Ру [Электронный ресурс]
- 5) Etm-res.ru [Электронный ресурс]
- 6) Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.
- 7) РД 34.51.101-90. Инструкция по выбору изоляции электроустановок. – М: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
- 8) Правила устройства электроустановок. – М.: НЦ ЭНАС, 2003.
- 9) Шкаф защиты трехобмоточного трансформатора ШЭ2607 155 / ООО НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovanija-35-110-kv/298-she2607-155.html>– 20.04.2018.
- 10) Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие / Н.В. Савина. – Амурский гос. ун-т, 2007.
- 11) Правила устройства электроустановок. – М.: НЦ ЭНАС, 2003.
- 12) Техника безопасности при строительномонтажных работах в энергетике. Справочное пособие / под ред. П. Н. Долина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 544 с.

- 13) Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, 2003 г.
- 14) Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М.: издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
- 15) Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. Челябинск: АТОКСО, 1995. – 42 с.
- 16) ГОСТ 12.4.009-83. Государственный стандарт СССР. Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. 1983. – 24 с.
- 17) СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. Постановление Министра России от 13.02.1997 № 18-7 СНиП от 13.02.1997 № 21-01-97. Строительные нормы и правила РФ.
- 18) Кукин, П.П. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда) / П. П. Кукин, В. Л. Лапин, Н. Л. Пономарев. Учеб. пособие для вузов., 2-е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2002. – 319 с.