

**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**

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы внешнего электроснабжения посёлка Усть-Мая  
Республики Саха(Якутия)

Исполнитель  
студент группы 842-об3

\_\_\_\_\_

подпись, дата

В.А.Марченко

Руководитель  
профессор, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

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

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н.Козлов

Благовещенск 2022

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

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Марченко В.А.

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы внешнего электроснабжения посёлка Усть-Мая Республики Саха(Якутия)

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_ 28.06.2022 \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: получил в Южно-Якутские электрические сети

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): расчет внешнего электроснабжения , выбор основного электрооборудования и токоведущих частей, выбор основного оборудования на КТП 6/0.4кВ, релейная защита , БЖД

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 101 стр, 11 рисунков, 19 таблиц, 25 источников

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность доцент , канд. тех. наук А.Б.

Булгаков \_\_\_\_\_

7.Дата выдачи задания \_\_\_\_\_ 16.03.2022 \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович , профессор , канд. тех. наук \_\_\_\_\_

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

Задание принял к исполнению

(дата): 16.03.2022 \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 101 страницы, 11 рисунков, 19 таблиц, 25 источников.

ТАБЛИЦЫ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, Понижительная подстанция, СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ, ТОКОВЕДУЩИЕ ЧАСТИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ, МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ.

В данной бакалаврской работе произведена реконструкция подстанции «Усть-Мая», рассмотрены схемы электрических соединений подстанции, произведен технико-экономический расчет по выбору числа и мощности силовых трансформаторов, рассчитаны токи короткого замыкания, по которым производился выбор основного электрооборудования, токоведущих частей, релейной защиты, автоматики.

## СОДЕРЖАНИЕ

### Введение

8

### 1. Расчет внешнего электроснабжение поселка

9

1.1 Характеристика района	9
1.2 Характеристика объекта проектирования	10
1.3 Расчет электрических нагрузок	10
1.4 Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций	18
1.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	21
1.6 Технико–экономический расчет по выбору мощности силовых трансформаторов	23
1.6.1 Расчет затрат на эксплуатацию силовых трансформатор	24
1.6.2 Расчет затрат на электроэнергию и потери	25
1.7 Выбор главной схемы электрических соединений	26
1.8 Расчет токов короткого замыкания.	27
1.8.1 Определение параметров элементов.	28
2. Выбор основного электрооборудования и токоведущих частей	38
2.1 Расчет токов продолжительного режима	38
2.2 Выбор шин распределительных устройств и силовых кабелей	39
2.3 Выбор высоковольтных выключателей.	46
2.4 Выбор разъединителей	48
2.5 Выбор ограничителей перенапряжений.	48
2.6 Выбор измерительных трансформаторов тока.	49
2.7 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	50
3. Выбор основного оборудования на КТП 6/0,4 кВ	52
3.1 Предварительный выбор автоматических выключателей	52
3.2 Выбор разъединителей 6 кВ	54

3.3 Выбор измерительных трансформаторов тока	55
3.4 Расчет токов короткого замыкания на шинах 0,4 кВ ТП	57
3.5 Выбор предохранителей 6 кВ для защиты трансформаторов от токов короткого замыкания	62
3.6 Проверка выбранного низковольтного оборудования по отношению к токам короткого замыкания	66
3.7 Выбор сечений распределительной сети 6 кВ	67
4. Релейная защита и автоматика подстанции	72
4.1 Дифференциальная токовая защита трансформатора	72
4.2 Максимальная токовая защита трансформатора	76
4.3 Защита трансформатора от перегрузок	78
4.4 Газовая защита трансформатора	79
4.5 Защита отходящих линий	80
5. Безопасность и экологичность проекта.	83
5.1 Безопасность	83
5.2 Экологичность	89
5.3 Чрезвычайные ситуации	90
5.4 Молниезащита подстанции.	94
Заключение	100
Библиографический список	101

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ВЛ – воздушная линия

РЗА – релейная защита и автоматика

АВР – автоматический ввод резерва

УРОВ – устройство резервирования отключения выключателя

ОРУ – открытое распределительное устройство

ОПН – ограничитель перенапряжения

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

СТ – силовой трансформатор

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время воздушными линиями охвачены почти все населенные пункты. Однако это не означает прекращение работ по их сооружению. В связи с создавшимся положением в стране увеличения производственных потребителей не происходит, но постоянно растут затраты электроэнергии на нужды сельских потребителей, службы быта и непосредственно в домах. И поэтому все это потребители электроэнергии и зачастую существующие подстанции не обладают достаточной мощностью для надежного электроснабжения вновь появившихся потребителей или же в некоторых местах вообще нет источников электроэнергии. Все эти факторы требуют строительства новых подстанций или же реконструкции уже существующих, но устаревших подстанций.

Проектирование электрической части станций и подстанций представляет собой сложный процесс выработки и принятия решений по схемам электрических соединений, составу электрооборудования и его размещению, связанный с выполнением расчетов, поиском пространственных компоновок, оптимизацией как отдельных функционально связанных между собой элементов, так и всего проектируемого объекта в целом. В связи с этим процесс проектирования требует системного подхода при изучении объекта проектирования, при математизации и автоматизации проектных работ. При этом повышение качества проекта обеспечивается, с одной стороны, учетом опыта строительства и эксплуатации, с другой стороны, непрерывным потоком новых технических решений.

Однако, ускорение и удешевление проектирования, а также повышение качества проектов может быть достигнуто применением типовых решений проекта, которые разрабатываются для некоторых усредненных исходных условий при широкой номенклатуре элементов и узлов, что позволяет тем самым достаточно быстро составлять проект конкретной станции или подстанции. Однако недостатки и ошибки, допущенные в типовом проекте, могут принести

большой ущерб, как при многократном его использовании, так и при недостаточной способности типовых решений к адаптации в некоторых заданных условиях. Поэтому представляется важным еще на ранней стадии проектирования наиболее тщательно избирать заданное направление, согласовывая его с точки зрения технической и экономической целесообразности, исключая некоторые недостатки схем.



# 1. РАСЧЕТ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПОСЕЛКА

## 1.1. Характеристика района

Усть-Мая - поселок городского типа, административный центр Усть-Майского улуса (района) Республики Саха (Якутия).

Расположен на левом берегу реки Алдан, у впадения в нее реки Мая. Поселок был основан в 1930 году. Отнесен к категории рабочих поселков в 1957 году.

Основные производства - мясо-молочное скотоводство, земледелие (картофельводство и зерновые культуры), пушной промысел.

Имеются Центр традиционной культуры, средняя общеобразовательная и музыкальная школы, учреждения здравоохранения, торговли и бытового обслуживания. Численность населения на 2015 год составляет 2718 человек.

## 1.2. Характеристика объекта проектирования

Проектируемая сетевая трансформаторная подстанция предназначена для электроснабжения потребителей комплексной нагрузки на напряжение 6 кВ.

Электроэнергия к проектируемой подстанции передается двумя воздушными линиями электропередачи номинальным напряжением 110 кВ.

Климатические условия в зоне строительства подстанции можно охарактеризовать следующим образом:

– степень загрязнения атмосферы относится к третьей зоне по принятой классификации, которая характеризуется как зона с умеренным загрязнением. Для элементов объекта проектирования, относящихся к высшему напряжению подстанции, минимально допустимая удельная эффективная длина пути утечки составляет согласно ПУЭ 1,9 см/кВ;

– соотношение количества зимних и летних суток в течение года принято как 170 и 195;

- климат – резко-континентальный с эквивалентными температурами среднелетней, средnezимней и среднегодовой соответственно +18, - 8,2 и +10,1 градусов Цельсия.

Исходные данные для проектирования заземляющего устройства:

- удельное сопротивление слоев земли  $\rho_1 = 70 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  и  $\rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ;
- толщина верхнего слоя земли  $h = 1 \text{ м}$ .

### 1.3. Расчет электрических нагрузок

В основе определения расчетных нагрузок жилых зданий используется нагрузка одного потребителя, в качестве которого выступает семья или квартира и является приведенной, с учетом коэффициента одновременности в зависимости от числа квартир.

Электрические нагрузки определяются для выбора и проверки токоведущих элементов (шин, кабелей, проводов), силовых трансформаторов, компенсирующих устройств, выбора защиты сетей и электрооборудования.

Расход определяется электроосвещением и работой электроприемников повседневного применения (электронагревательные приборы, холодильники и пр.).

Расчетная нагрузка жилого дома ( $P_{р.ж.д.}$ ) определяется по формуле:

$$P_{к.в.} = P_{к.в.уд} \cdot n, \quad (1)$$

где  $P_{к.в.уд}$  – удельная нагрузка электроприемников квартир, принимаемая по [табл. 2.1.1., РД 34.20.185-94] (в зависимости от числа квартир присоединенных к линии, типа электрических плит и наличия бытовых кондиционеров воздуха) кВт/квартиру;

$n$  – количество квартир, присоединенных к линии.

Реактивная мощность определяется по формуле:

$$Q_{\Sigma ж.д.} = P_{\Sigma ж.д.} \cdot \text{tg} \varphi \text{ квар.} \quad (2)$$

Так, для жилого дома, имеющего двенадцать квартир, расчетная нагрузка определяется

$$P_{р.ж.д.} = P_{к.в.уд} \cdot n = 2,4 \cdot 12 = 28,8 \text{ кВт}, \quad (3)$$

$$Q_{\Sigma жд} = P_{\Sigma жд} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 28,8 \cdot 0,2 = 5,76 \text{ квар.} \quad (4)$$

При расчете электрической нагрузки общественно-коммунальных потребителей принимают в соответствии [табл. 2.2.1.,РД]. удельную нагрузку на одно место или квадратный метр используемой площади.

Например, расчетная нагрузка школы на 400 учащихся определяется:

$$P_{зд.} = P_{зд.уд} \cdot n = 0,25 \cdot 400 = 100 \text{ кВт},$$

$$Q = P_{зд.} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 100 \cdot 0,38 = 38 \text{ квар.}$$

где  $n$  – количество мест (учащихся) на которое рассчитана школа,

$P_{зд.уд}$  – удельная расчетная электрическая нагрузка школы.

В таблице 1 представлен фонд зданий жилого и коммунально-бытового сектора и прочие сооружения различного типа, их характеристики (количество, этажность, удельная нагрузка и расчетные мощности), а также расчетная активная и реактивная.

Таблица 1 – Экспликация зданий и сооружений

ТП название, номер	объекты	расчетная единица	P, кВт	Q, квар	tgφ
КТП-1А "ДЭС"	Жилой дом,4 домов	12 квартир	28,8	5,76	0,2
	библиотека	30 м2	1,08	0,52	0,48
	Дом частный,3 дома	1 квартира	3,5	0,91	0,26
	предприятие	1 штука	200	150	0,75
	Магазин продук.	20 м2	4,4	3,3	0,75

Продолжение таблицы 1

КТП-1Б "ДЭС"	школа музыкальная	100 мест	15	6,45	0,43
	котельная		280	98	0,35
	Дом частный,2 дома	1 квартира	3,5	0,91	0,26
	Гараж	1 штука	3	0,6	0,2

	Жилой дом,2 дома	12 квартир	28,8	5,76	0,2
КТП-25	Жилой дом,5 домов	12 квартир	28,8	5,76	0,2
"Коммунальная"	Дом частный,20 д.	1 квартира	3,5	0,91	0,26
	Магазин продукт.	20 м2	4,4	3,3	0,75
	Магазин продукт.	20 м2	4,4	3,3	0,75
	Магазин промтовар.	30 м2	4,2	3,3	0,48
	Гараж,5 шт.	1 штука	3	0,6	0,2
КТП-31	котельная		280	98	0,35
"Котельная"	Жилой дом	8 квартир	20,4	4,08	0,2
	Дом частный,10 д.	1 квартира	3,5	0,91	0,26
	Магазин продукт.	15 м2	3,3	2,5	0,75
	Гараж,10 шт.	1 штука	3	0,6	0,62
КТП-32 "ЦУБ"	аптека	50 м2	7	3,01	0,43
	поликлиника	30 мест	10,8	4,64	0,43
	больница	200 мест	72	30,96	0,43

Продолжение таблицы 1

	парикмахерская	6 мест	9	2,25	0,25
	детский сад	100 мест	46	11,5	0,25
	кафе	50 мест	45	9	0,2
	Дом частный,28 д.	1 квартира	3,5	0,91	0,26
	гараж, 11 штук	1 штука	3	0,6	0,62
КТП-18	гостиница, 2 штуки	30 мест	12	7,44	0,62
"Телецентр"	кафе	50 мест	45	9	0,2
	детский сад	120 мест	55,2	13,8	0,25
	парикмахерская	6 мест	9	2,25	0,25
	Жилой дом,5 домов	12 квартир	28,8	5,76	0,2
	Дом частный,17 д.	1 квартира	3,5	0,91	0,26
	Магазин продуктов.	30 м2	6,6	4,95	0,75

КТП-6	Жилой дом, 2 домов	12 квартир	28,8	5,76	0,2
"Черемушки"	Магазин продукт.	15 м2	3,3	2,5	0,75
	Магазин промтовар.	30 м2	4,2	3,3	0,48
	парикмахерская	3 мест	4,5	1,125	0,25
КТП-2	школа	400 учащихся	100	38	0,38
"Школьная"	спортзал	400 учащихся	52	22,36	0,43
	столовая	100 мест	90	18	0,2

Продолжение таблицы 1

Продолжение таблицы 1

	Жилой дом, 2 домов	12 квартир	28,8	5,76	0,2
"Госпромхоз"	Магазин продукт.	30 м2	6,6	5,975	0,75
	Дом частный, 14 д.	1 квартира	3,5	0,91	0,26
	Магазин, быт. хим.	160 м2	9,36	4,61	0,68
	гараж, 4 шт.	30 м2	12	7,44	0,62
КТП-9 "ДОК"	Жилой дом, 7 домов	12 квартир	28,8	5,986	0,35
"Модульная"	Дом частный, 7 д.	1 квартира	3,5	0,91	0,26
	Магазин продукт.	50 м2	2,35	2,28	0,55
	Администр. здание	150 м2	2,35	10,28	0,52
	Магазин быт. хим.	15 м2	2,4	1,15	0,48
	Магазин продукт.	1 шт.	3,3	0,6	0,62
КТП-17	Дом частный, 28 д.	1 квартира	3,5	0,91	0,26
"КАИТ-16"	Магазин продукт.	12 квартир	28,38	2,76	0,75
"Старый затон"	Магазин продукт.	1 шт.	3,3	0,6	0,62
КТП-26	Жилой дом, 4 домов	12 квартир	28,8	0,96	0,26
"Пищеторг"	гараж, 3 шт.	30 м2	4,5	0,96	0,62
КТП-28 "ФАИ"	Дом частный, 20 д.	18 квартир	20,54	0,98	0,26
	Магазин быт. хим.	1 квартира	3,5	0,91	0,26
КТП-23 "СХОЗ"	Жилой дом, 2 домов	12 квартир	28,8	5,76	0,62
	Дом частный, 60 д.	1 квартира	3,5	0,91	0,26

Продолжение таблицы 1

Продолжение таблицы 1

КТП-10 "ДРСУ"	котельная		150	112,5	0,75
"Администрация"	Жилой дом, 4 дв. дом	12 квартира	28,8	9,96	0,26
	Магазин Продукт.	1 точка	44	0,6	0,62
	Дом частный, 20 д.	1 квартира	355	0,91	0,26
	Магазин продуктар.	30 м2	3,3	3,5	0,48
	Магазин бытхим.	160 точка	936	4,61	0,68
КТП-5	Дом частный, 20 д.	1 квартира	3,5	0,91	0,26
"КВРП в с/хвоя"	Жилой дом, 4 дв. дом	12 квартир	28,8	9,76	0,62
КТП-15	АЗС	15 пункта	96	49,2	0,48
"Геологов"	Гарсаф 4 шт.	50 пункта	45	0,6	0,62
КТП-14	Жилой дом, 4 дв. дом	12 квартир	28,8	2,56	0,2
"АРВП нижняя"	Дом частный, 24 д.	1 квартира	3,5	0,91	0,26
	Администрация	1100 точка	45	0,6	0,62
КТП-13 "Лицей"	Администрация	70 учащихся	275	6,28	0,38
	Администрация	70 учащихся	991	3,2	0,43
	Жилой дом, 5 дв. дом	12 квартир	28,8	5,76	0,2
	Администрация	1000 м2	238	5,28	0,27
КТП-12	Дом частный, 20 д.	1 квартира	358	0,91	0,26
"Тубольница"	Жилой дом, 5 дв. дом	12 квартир	28,8	5,76	0,2
	котельная		35	26,2	0,35

#### 1.4. Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций

В таблицу 2 сведены электрические нагрузки по каждой ТП с учетом нагрузки уличного освещения в соответствии, с которыми выбираются мощности трансформаторов напряжением 6/0,4 кВ.

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по максимальной рабочей мощности:

$$S_{\text{тр}} \geq S_p / (K_3 \cdot N), \quad (5)$$

где  $K_3$  - номинальный коэффициент загрузки трансформатора (0,7 - 0,9);

$N$  - количество трансформаторов.

Таблица 2 - Расчет электрических нагрузок ТП и выбор трансформаторов

№ ТП	P, кВт	Q, квар	S, кВА	Коэффициент загрузки	n× Стр, кВА
КТП 1А	265,59	199,2	332	0,82	1 × 400
КТП 1Б	321	112,35	340	0,85	1 × 400
КТП 25	193	38,6	196,8	0,78	1 × 250
КТП 31	319,8	111,9	338,8	0,84	1 × 400
КТП 32	320,8	88,64	332	0,83	1 × 400
КТП 18	343,3	81,7	352	0,88	1 × 400
КТП 6	104,6	20,92	107	0,71	1 × 160
КТП 2	356,7	71,01	363	0,9	1 × 400
КТП 30	328,05	111,1	346,4	0,87	1 × 400
КТП 17	134,9	38,38	140,3	0,88	1 × 160
КТП 26	232,6	41,4	236,3	0,9	1 × 250
КТП 3	224,1	92,76	242,5	0,8	2 × 250
КТП 9	285,9	57,2	292	0,72	1 × 400
КТП 16	120,6	24,11	123	0,77	1 × 160
КТП 28	227,7	45,54	232,2	0,9	1 × 250
КТП 11	228	45,6	232,5	0,9	1 × 250
КТП 10	317,2	122,3	340	0,85	1 × 400
КТП 5	88	20	90	0,9	1 × 100
КТП 15	311,4	191,6	365,6	0,9	1 × 400
КТП 13	88,4	23,49	90,4	0,9	1 × 100
КТП 34	207,1	53,4	213,9	0,86	1 × 250
КТП 4	345,7	77,75	354,3	0,88	1 × 400
КТП 14	685,6	295,5	746,6	0,75	1 × 1000
КТП 12	47,9	16,8	50,7	0,81	1 × 63

Фактический коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме должен находиться в пределах:

$$K_{зф} = S_p / (S_{нтр} \cdot N) \leq K_з. \quad (6)$$

Таблица 3 – Марка и параметры выбранных трансформаторов

Марка	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_k$ , кВт	$U_k$ , %	$I_x$ , %
ТМ – 400/6	1,3	5,4	5,5	3
ТМ – 1000/6	2,3	12,2	8	1,5
ТМ – 100/6	0,36	2,27	4,7	2,6
ТМ – 250/6	1	3,8	5,5	3,5
ТМ – 160/6	0,7	2,7	5,5	4
ТМ – 63/6	0,36	1,47	4,7	4,5

Расчетные электрические нагрузки сетей 6 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети (РП, ЦП, линии и др.), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок, принимаемый по [табл. 2.4.1, РД 4.20.185-94]. Коэффициент мощности для линии 10(6) кВ в период максимума нагрузки принимается равным 0,92. К расчетной нагрузке прибавляются и потери в трансформаторах.

$$\Delta P_m = \Delta P_{xx} + \kappa_3^2 \cdot \Delta P_k \quad (7)$$

$$\Delta Q_m = S_H \cdot \frac{I_{xx}}{100\%} + S_H \cdot \frac{u_k}{100\%} \quad (8)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (9)$$

Найдем потери в трансформаторе на примере трансформатора на первой ТП

$$\Delta P_m = 1,3 + 0,82^2 \cdot 5,4 = 4,9 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_m = 400 \cdot \frac{3}{100} + 400 \cdot \frac{5,5}{100} = 34 \text{ квар};$$

$$\Delta S_m = \sqrt{4,9^2 + 34^2} = 34,35 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Результаты сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчетная электрическая нагрузка на стороне 6 кВ

Номер ТП	Коэффициент загрузки	Потери в трансформатор, кВА	Расчетная нагрузка, кВА
КТП 1А	0,82	34,35	366,35
КТП 1Б	0,85	34,39	374,39
КТП 25	0,78	22,81	219,61
КТП 31	0,84	34,38	338,8
КТП 32	0,83	34,37	373,17



КТП 18	0,88	34,43	386,43
КТП 6	0,71	15,45	122,45
КТП 2	0,9	34,47	397,47
КТП 30	0,87	34,42	380,82
КТП 17	0,88	15,45	155,75
КТП 26	0,9	22,86	259,16
КТП 3	0,8	22,76	242,5
КТП 9	0,72	34,25	326,25

Продолжение таблицы 4

КТП 16	0,77	15,37	134,37
КТП 28	0,9	22,86	255,06
КТП 11	0,9	22,87	255,07
КТП 10	0,85	34,39	374,39
КТП 5	0,9	7,55	97,55
КТП 15	0,9	34,47	400
КТП 13	0,9	7,62	98,02
КТП 34	0,86	22,82	236,72
КТП 4	0,88	34,44	388,74
КТП 14	0,75	95,44	842,02
КТП 12	0,81	5,95	56,65
ИТОГО			6515

### **1.5. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.**

Трансформатор является одним из важнейших элементов электрической сети. Передача электрической энергии на большие расстояния от места ее производства до места потребления требует в современных сетях не менее чем шестикратной трансформации в повышающих и понижающих трансформаторах

Так как от проектируемой подстанции получают питание потребители I и II категории надежности, то согласно ПУЭ на ней должно быть установлено 2 силовых трансформатора.

Определим коэффициент аварийной перегрузки для трансформаторов проектируемой подстанции. Согласно ПУЭ в аварийных режимах трансформатор можно перегружать на 40% на время максимумов общей продолжительностью 6 часов в сутки в течение не более 5 суток. При этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки трансформатора в условиях его перегрузки должен быть не более 0,75.

Номинальная мощность одного трансформатора находится по формуле, МВА:

$$S_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{2 \cdot 0,7}, \quad (10)$$

$$S_{\text{расч}} = \frac{6,515}{2 \cdot 0,7} = 4,65 \text{ МВА.}$$

В соответствии со стандартным рядом мощностей силовых трансформаторов выбираем следующие варианты для технико-экономического сравнения:

- 1) трансформаторы номинальной мощности  $S_{\text{ном}} = 6,3$  МВА;
- 2) трансформаторы номинальной мощности  $S_{\text{ном}} = 10$  МВА.

Исходя из заданных напряжений проектируемой подстанции по выбираем типовые трансформаторы. Данные выбранных трансформаторов сведем в таблицу 5.

Таблица 5 - Параметры силовых трансформаторов, участвующих в технико-экономическом сравнении

Параметры	Величина	
	ТМН – 6300/110	ТДН – 10000/110
Номинальная мощность $S_{\text{ном}}$ , МВА	6,3	10
Напряжение ВН $U_{\text{ном ВН}}$ , кВ	115	115
Напряжение НН $U_{\text{ном НН}}$ , кВ	6,6	6,6

Потери мощности холостого хода $\Delta P_0$ ,	11,5	14
Потери при коротком замыкании $\Delta P_k$ ,	44	60
Ток холостого хода $I_0$ , %	0,8	0,7

### 1.6. Технико–экономический расчет по выбору мощности силовых трансформаторов

В результате реконструкции системы электроснабжения поселка Усть-Мая Усть-Майского района, будет произведена замена силовых трансформаторов, по итогам выбора силового трансформатора мы выбрали два варианта.

Сопоставление двух вариантов трансформаторов осуществляем в результате расчетов сравнительной экономической эффективности капитальных вложений. Экономическим критерием, по которому определяют наивыгоднейший вариант, является минимум приведенных затрат вычисляемых по следующей формуле

$$Z = E_H \cdot (K + I), \quad (11)$$

где  $K$  - капитальные вложения, тыс.руб.; необходимые для сооружения сети, причем предполагается, что ее строительство продолжается не более одного года;

$I$  - ежегодные эксплуатационные расходы, тыс.руб./год; предполагаемые неизменными в течении всего рассматриваемого периода эксплуатации;

$E_H$  - нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений;  $E_H = 0,125$  1/год.

Капитальные вложения в силовые трансформаторы определяются по формуле:

$$K_{\Sigma TP} = K_{TP} + K_{IP} + K_{CMP}, \quad (12)$$

где  $K_{TP}$  – капиталовложения в силовые трансформаторы;

$K_{СМР}$  – стоимость строительно-монтажных, [1];

$K_{ПР}$  – прочие затраты.

Общее капиталовложение в силовые трансформаторы для вариантов 1 и 2 ;

$$K_{\Sigma ТР-1.} = 4000000 + 200000 + 2000000 = 6200000 \text{ руб.};$$

$$K_{\Sigma ТР-2.} = 8000000 + 400000 + 4000000 = 12400000 \text{ руб.};$$

### 1.6.1 Расчет затрат на эксплуатацию силовых трансформаторов

Расчет затрат на ремонт и техническое обслуживание трансформаторов.

Амортизационные отчисления (издержки на амортизацию) представляют собой денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции и определяются по выражению:

$$I_{ам} = K_{\Sigma ТР} \cdot \alpha_{ам}, \quad (13)$$

где  $K_{\Sigma ТР}$  - капитальные вложения, руб.;

$\alpha_{ам}$  – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е.

В свою очередь, нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (14)$$

где  $T_{сл}$  - срок службы оборудования.

Ежегодные затраты на текущий и капитальный ремонт, а также техническое обслуживание энергетического оборудования определяются по формуле:

$$I_{экс} = K_{\Sigma ТР} \cdot \alpha_{экс}, \quad (15)$$

где  $\alpha_{экс}$  - нормы отчислений на обслуживание элементов электрических сетей и ремонты в год, о.е.

Нормы отчислений на амортизацию, обслуживание и ремонты элементов электрических сетей определяются из таблицы 19.

Определяются амортизационные отчисления и эксплуатационные издержки:

$$I_{ам-1} = \frac{K_{\Sigma TP-1}}{20} = \frac{6200000}{20} = 310000 \text{ руб.},$$

$$I_{ам-2} = \frac{K_{\Sigma TP-2}}{20} = \frac{12400000}{20} = 620000 \text{ руб.},$$

$$I_{экс-1} = K_{\Sigma TP-1} \cdot \alpha_{экс} = 6200000 \cdot 0,037 = 229400 \text{ руб.}$$

$$I_{экс-2} = K_{\Sigma TP-2} \cdot \alpha_{экс} = 12400000 \cdot 0,037 = 458800 \text{ руб.}$$

### 1.6.2 Расчет затрат на электроэнергию и потери.

Потери энергии за год в трансформаторах находятся по формуле:

$$\Delta W_{тр\Sigma TP} = \Delta W_{XX} + \Delta W_{K3}, \quad (16)$$

$$\Delta W_{тр\Sigma TP} = 2 \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot K_3^2 \cdot \tau. \quad (17)$$

Произведем расчет для наших вариантов.

$$\Delta W_{TP-1} = 2 \cdot 11,5 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 44 \cdot 0,7^2 \cdot 1200 = 214416 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год.}$$

$$\Delta W_{TP-2} = 2 \cdot 14 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 60 \cdot 0,7^2 \cdot 1200 = 262920 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год.}$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\Delta W-1} = \Delta W_{TP-1} \cdot C_{\Delta W} = 214416 \cdot 0,796 = 170675,1 \text{ руб.}$$

$$I_{\Delta W-2} = \Delta W_{TP-2} \cdot C_{\Delta W} = 262920 \cdot 0,796 = 209284,3 \text{ руб.}$$

Определяем издержки:

$$I_1 = I_{экс-1} + I_{A-1} + I_{\Delta W-1} = 229400 + 310000 + 170675,1 \\ = 710075,1 \text{ руб.}$$

$$I_2 = I_{экс-2} + I_{A-2} + I_{\Delta W-2} = 620000 + 458800 + 209284,3 \\ = 1288084,3 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты для варианта 1 и 2 будут следующими

$$З_1 = 0,125 \cdot (6200000 + 710075,1) = 863759,388 \text{ руб.}$$

$$Z_2 = 0,125 \cdot (12400000 + 2183272,1) = 1822909,013 \text{ руб.}$$

Из полученных результатов видно, что наиболее выгодным является вариант №1 трансформатор типа ТМН 6300/110.

### 1.7. Выбор главной схемы электрических соединений

Вычислим наибольшую величину тока в цепи трансформатора, А:

$$I_{\max \text{ раб}} = \frac{K_{\text{ав}} \cdot S_{\text{ном тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (18)$$

$$I_{\max \text{ раб}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,29 \text{ А.}$$

Максимальная величина рабочего тока меньше 1000 А, следовательно, при выборе схемы на ВН можно не устанавливать на ВН сборные шины. Воспользуемся возможностью использовать один трансформатор для обеспечения суточного графика нагрузки и применим РУ-110 кВ типовую схему № 110-5Н – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии (рис.1). Данная схема позволяет быстро отключить поврежденный участок схемы и восстановить с помощью АВР питание потребителей подстанции. Ремонтная перемычка из разъединителей позволяет выводить в ремонт выключатель, без нарушения режима питания.

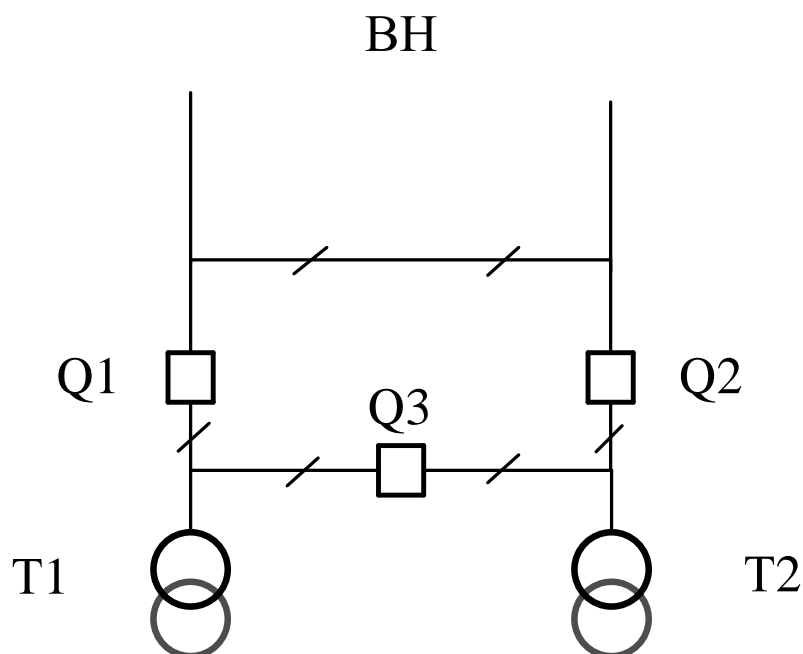


Рисунок 1 - Схема распределительного устройства ВН

В качестве РУ низшего напряжения (6 кВ) принимается одиночная секционированная система сборных шин, закрытого типа (рис. 2.).

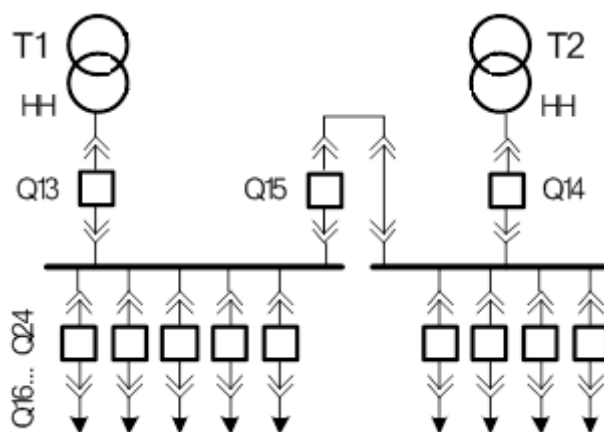


Рисунок 2 - Схема распределительного устройства НН

### 1.8. Расчет токов короткого замыкания.

Короткое замыкание - это всякое непредусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленной нейтралью (или четырехпроводных) – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (на нулевой провод).

В данной бакалаврской работе необходимо рассчитать симметричное и

несимметричное короткое замыкание. Трехфазное короткое замыкание является симметричным так как при нем все фазы находятся в одинаковых условиях, все остальные виды КЗ являются несимметричными. В качестве несимметричного короткого замыкания, рассматривается двухфазное КЗ.

Виды коротких замыканий (КЗ):

- Однофазное КЗ - замыкается одна фаза на землю или нейтральный провод. Однофазное короткое замыкание случается в жизни чаще других.
- Двухфазное КЗ – замыкаются две фазы друг на друга. При двухфазном коротком замыкании напряжения и токи обеих фаз различны.
- Двухфазное КЗ на землю – две фазы замыкаются между собой и соединяются с землей. Такой вид короткого замыкания возможен только в сетях, где предусмотрена глухозаземленная нейтраль.
- Трехфазное КЗ – одновременное замыкание сразу трех фаз. Самый проблематичный во всех отношениях вид короткого замыкания.

В целом короткое замыкание является аварийным режимом для электрических сетей, поэтому расчёт токов короткого замыкания является важной задачей при выборе электрооборудования и расчете уставок релейной защиты и автоматики.

Для упрощения расчетов решение производится приближенным приведением в относительных единицах.

### **1.8.1**            Определение параметров элементов.

Исходная схема электрической сети с местом короткого замыкания приведена на рисунке 7.



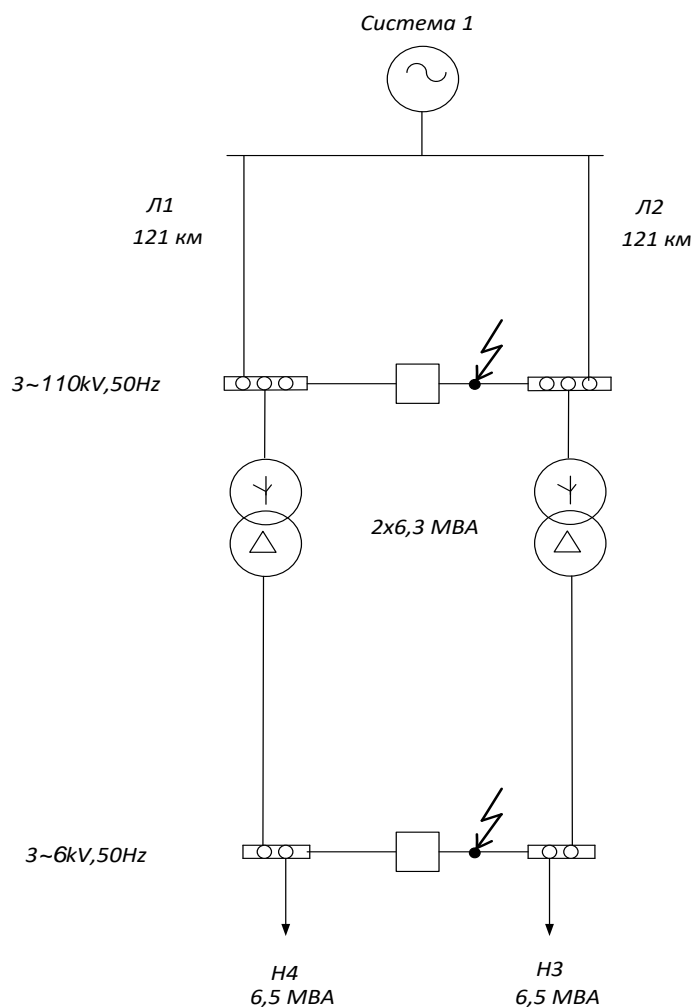


Рисунок 3 - Исходная схема рассматриваемой сети

Составим схему замещения для данной сети (рисунок 4).

При выражении параметров элементов схем замещения в относительных единицах с приведением к базисным условиям используется приближенный учет коэффициентов трансформации, базисная мощность выбирается произвольной, а в качестве базисного напряжения каждой ступени напряжения следует принимать среднее номинальное напряжение соответствующей ступени [1].

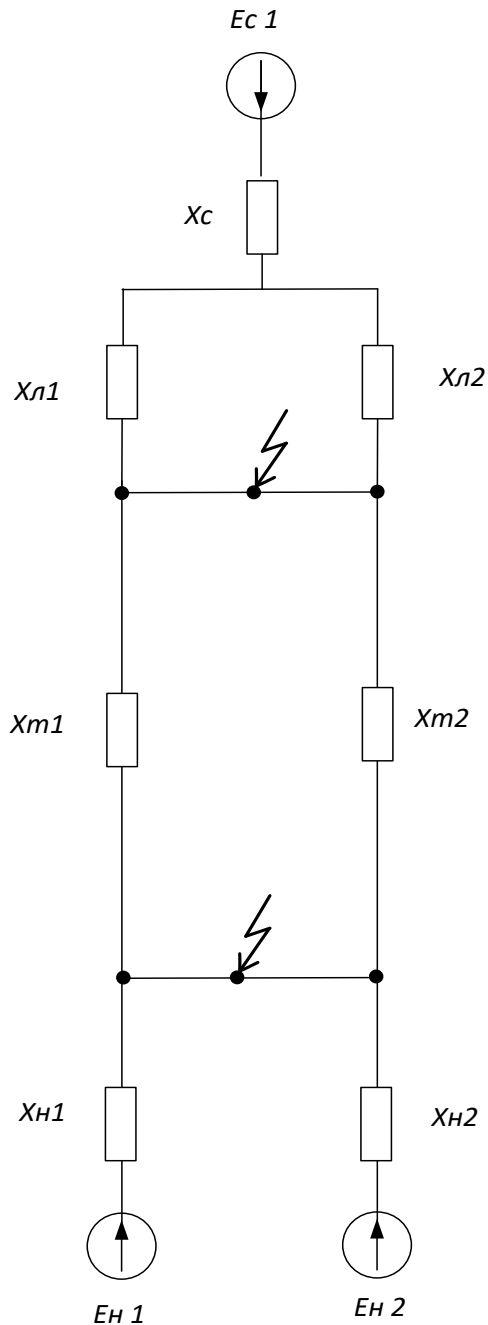


Рисунок 4 – Схема замещения прямой последовательности

Примем базисную мощность равной  $S_{\sigma} = 100 \text{ MVA}$ .

Параметры системы:

Для системы конечной мощности рекомендуется принимать ЭДС системы  $E_{C^*} = 1, \text{ кВ}$ ;

Параметры воздушных линий:

Сопротивления воздушных линий, приведенные к базисным условиям, активное и реактивное сопротивление линий соответственно равны,  $0, \text{е}$

$$X_{*Л} = X_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2}, \quad (19)$$

$$R_{*Л} = R_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2}. \quad (20)$$

где  $U_{cp}$  - среднее номинальное напряжение той ступени напряжения сети, на которой находится элемент.

Параметры двухобмоточного трансформатора

Индуктивные сопротивления двухобмоточного трансформатора, о.е:

$$X_T = \frac{U_k, \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H}. \quad (21)$$

Параметры нагрузки:

Сопротивления нагрузок приведенные к базисным условиям:

$$X_{*Hi} = X_{*H} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{Hi}}. \quad (22)$$

В качестве примера произведем расчет параметров элементов силовых трансформаторов и линии 1. Расчет произведем по формулам (19-21).

Трансформатор:

Индуктивное сопротивление трансформатора, о.е

$$X = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,667$$

Активное сопротивление трансформатора о.е

$$R = \frac{1,667}{20} = 0,083$$

Линия электропередачи:

Индуктивное сопротивление линии, о.е

$$X_{Л} = 0,44 \cdot 121 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,403$$

Активное сопротивление линии, о.е

$$R_{л} = 0.249 \cdot 121 \cdot \frac{100}{115^2} = 0.228$$

Нагрузки:

Индуктивное сопротивление нагрузки, о.е

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{100}{6.515} = 5.372$$

Активное сопротивление нагрузки, о.е

$$R_{л} = \frac{5,372}{20} = 0,269$$

Рассмотрим расчет тока КЗ в точке К-1. С помощью вычислений преобразуем схему к простейшему виду.

Схема замещения представляет собой схему, в которую все источники подпитывающие точку КЗ вводятся своими ЭДС и сопротивлениями, а остальные элементы только сопротивлениями. При этом параметры элементов различных ступеней приводятся к одной ступени принятой за основную.

Для начала схему замещения с эквивалентирuem до вида представленного на рисунке 5.

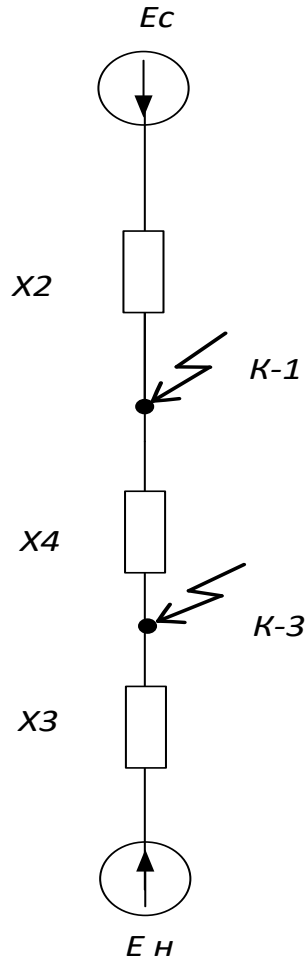


Рисунок 5 – Эквивалентированная схема замещения

К данной схеме мы пришли путем параллельного сложения элементов, а именно по формуле:

$$X_3 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2}. \quad (23)$$

Произведем расчет для каждого элемента схемы по формуле приведенной выше:

$$X_1 = \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2}} = 0,201$$

$$X_2 = X_C + X_1 = 0,396$$

$$X_3 = \frac{X_{H1} \cdot X_{H2}}{X_{H1} + X_{H2}} = 2,686$$

$$X_4 = \frac{X_T}{2} = 0,833$$

Теперь мы можем свернуть схему к точке КЗ , а именно к точке К-1

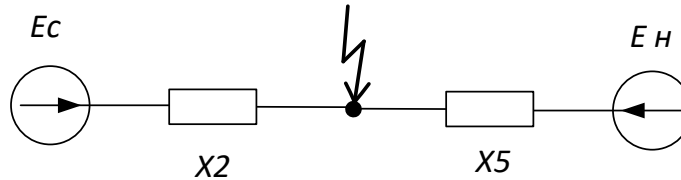


Рисунок 6 – Схема для расчета короткого замыкания в точке К-1

В данной схеме мы воспользовались формулой для последовательного сложения элементов:

$$X_5 = X_4 + X_3 = 3,519 \quad (24)$$

$$E_n = 0,85$$

Расчет активных сопротивлений схемы замещения для расчета короткого замыкания в точке К-1

Схема активных сопротивлений аналогична схеме обратной последовательности, но в качестве индуктивных сопротивлений принимаются активные. Расчет активных сопротивлений ведется из соотношения  $X/R = \text{const}$ . Данная схема необходима нам для расчета постоянной затухания каждой результирующей ветви.

Результирующее значение активных сопротивлений, для элементов сети рассчитываются аналогично расчету индуктивных значений элементов в о.е:

$$R_1 = 0,114$$

$$R_2 = 0,134$$

$$R_3 = 0,134$$

$$R_4 = 0,042$$

$$R_5 = 0,176$$

Расчёт периодической составляющей тока в начальный момент времени, кА

$$I_{п0} = \frac{E}{X} \cdot I_B, \quad (25)$$

где  $I_B$  - базисный ток, кА.

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.N}}. \quad (26)$$

Действующие значение тока трёхфазного КЗ, кА

$$I_{п0.\Sigma} = \sum_{i=1}^m I_{п0.i} = I_{п0.C} + I_{п0.H} \quad (27)$$

Сверхпереходной ток для нагрузочной ветви, кА:

$$I_{п0H} = \frac{E_H}{X_5} \cdot I_B. \quad (28)$$

$$I''_{п0H} = \frac{0.85}{3.519} \cdot 0.502 = 0.121$$

Аналогичным образом находим ток для системной ветви, кА

$$I_{п0C} = \frac{E_C}{X_2} \cdot I_B. \quad (29)$$

$$I_{п0C} = \frac{1}{0.396} \cdot 0.502 = 1.267$$

Начальное значение аperiodической составляющей

Начальное значение аperiodической составляющей тока трехфазного КЗ следует определять как разность мгновенных значений полного тока в момент предшествующий КЗ и периодической составляющей тока в начальный момент

времени. Максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ следует считать равным амплитуде периодической составляющей в начальный момент времени [3], кА.

$$i_{A0.i} = \sqrt{2} \cdot I_{П0.i}. \quad (30)$$

Суммарное значение тока аperiodической составляющей в начальный момент времени, кА

$$i_{A0\Sigma} = i_{A0.C} + i_{A0.H} \quad (31)$$

$$i_{A0\Sigma} = 1.792 + 0.171 = 1.913$$

Ток для нагрузочной ветви, кА

$$i_{A0.H} = \sqrt{2} \cdot I_{П0.H} \quad (32)$$

$$i_{A0.H} = \sqrt{2} \cdot 0.121 = 0.171$$

Значение аperiodической составляющей тока трёхфазного КЗ в заданный момент времени

$$i_{At.i} = i_{A0.i} \cdot e^{-\frac{t}{T_{a.i}}}. \quad (33)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей;

$i_{At.i}$  - аperiodическая составляющая тока КЗ в заданный момент времени.

$$T_a = \frac{X_{\text{эк}}}{\omega \cdot R_{\text{эк}}}. \quad (34)$$

Суммарное значение тока аperiodической составляющей в заданный момент времени, кА

$$i_{At.\Sigma} = i_{At.C} + i_{At.H}. \quad (35)$$



Ударный ток и действующее значение полного трехфазного короткого замыкания.

Расчёт ударного тока КЗ

$$i_{y\partial.i} = \sqrt{2} \cdot I_{I0.i} \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a.i}}} \right). \quad (36)$$

Находим ударный ток в месте КЗ, кА

$$i_{y\partial.\Sigma} = \sum_{i=1}^m i_{y\partial.i} = i_{y\partial.C} + i_{y\partial.H} \quad (37)$$

Дальнейший расчет токов КЗ для точек К-2 производится аналогичным образом, полученные результаты сведены в табл.6.

Таблица 6 - Расчет токов короткого замыкания.

Точка КЗ	U <sub>c</sub> , кВ	I <sub>кi</sub> <sup>(3)</sup> , кА	T <sub>ai</sub>	k <sub>удi</sub>	i <sub>удi</sub> , кА
К-1	115	1,388	0,064	1,855	2,73
К-2	115	0,567	0,017	1,639	1,363

## 2. ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

### 2.1. Расчет токов продолжительного режима.

Различают рабочие токи нормального режима, а также рабочие токи утяжеленного режима. Под нормальным режимом установки или ее части понимают режим, при котором все присоединения находятся в работе или в

состоянии рабочей готовности. Под утяжеленным режимом понимают ремонтный или послеаварийный период работы, при котором рабочий ток присоединений превышает ток нормального режима. Возможность увеличения рабочих токов в указанных периодах должна быть учтена при выборе аппаратов и проводников.

Токи нормального и утяжеленного режимов в отдельных присоединениях РУ не одинаковы.

Цепь двухобмоточного трансформатора на подстанции. На стороне ВН, НН токи нагрузки вычисляют по формулам:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} \quad (38)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} \quad (39)$$

На стороне ВН:

$$I_{\text{НОМ ВН}} = \frac{0,7 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 23,15 \text{ A}$$

$$I_{\text{max ВН}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,29 \text{ A}$$

На стороне НН:

$$I_{\text{НОМ НН}} = \frac{0,7 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 6} = 424,35 \text{ A.}$$

$$I_{\text{max НН}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 6} = 848,71 \text{ A.}$$

Нагрузка на отходящих фидерах НН, А:

$$I_{\text{НОМ НН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}, \quad (40)$$

где  $n$  – количество отходящих фидеров на стороне НН, питающихся от одного трансформатора,  $n=3$ .

$$I_{\text{НОМ НН}} = \frac{6300}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 202,07 \text{ А.}$$

## 2.2. Выбор шин распределительных устройств и силовых кабелей

Гибкие провода применяются для соединения блочных трансформаторов с ОРУ.

Сечение гибких шин и токопроводов выбираются по:

– экономической плотности тока,  $\text{мм}^2$ :

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{макс раб}}}{J_{\text{ЭК}}} \quad (41)$$

– допустимому термическому действию тока КЗ:

$$B_{\text{к}} = I^2 \cdot t \quad (42)$$

– динамическому действию тока КЗ.

Проверка по условию коронирования необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше.

Разряд в виде короны возникает при начальном значении максимальной критической напряженности электрического поля,  $\text{кВ/см}$ :

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right). \quad (43)$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода, кВ/см:

$$E = \frac{0,35 \cdot U}{r_0 \cdot \lg\left(\frac{D_{\text{сп}}}{r_0}\right)}. \quad (44)$$

Выбор шин на стороне 110 кВ.

Экономическая плотность тока  $J_{\text{эк}}=1,0 \text{ А/мм}^2$  (табл. 1.3.36 [3]). Сечение по экономической плотности тока:

$$S_{\text{эк}} = \frac{46,293}{1,0} = 46,29 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод марки АС-120/19,  $I_{\text{дон}} = 390 \text{ А}$ ,  $d=1,58 \text{ см}$ .

Проверяем выбранный провод по длительному току:

$$(I_{\text{max раб}} = 46,293 \text{ А}) < (I_{\text{дон}} = 390 \text{ А})$$

Проверка на термическую стойкость не производится т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверку гибких шин электродинамическую стойкость не производим, ввиду больших расстояний между фазами и незначительных при этом сил взаимодействия.

Проверку гибких шин на коронирование производим по условиям:

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,68}}\right) = 30,756 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода,  $m = 0,82$ ;

$r_0$  – радиус провода,  $r_0 = 1,68$  см.

$$E = \frac{0,35 \cdot U}{r_0 \cdot \lg\left(\frac{D_{\text{ср}}}{r_0}\right)} = \frac{0,35 \cdot 110}{1,68 \cdot \lg\left(\frac{3,78}{1,68}\right)} = 10,243 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

где  $D_{\text{ср}}$  – среднегеометрическое расстояние между проводниками фаз, см:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 3 = 3,78 \text{ см}$$

где  $D$  – расстояние между фазами  $D = 3$  м, для 110 кВ.

$$1,07 \cdot 19,6 \leq 0,9 \cdot 30,58$$

(выбранное сечение удовлетворяет условию проверки на коронирование).

Выбор шин на стороне 6 кВ.

Распределительное устройство 6 кВ планируется выполнить также закрытого типа. Экономическая плотность тока  $J_{\text{эк}} = 1,0$  А/мм<sup>2</sup> (табл. 1.3.36 [3]).

Сечение по экономической плотности тока:

$$S_{\text{эк}} = \frac{848,71}{1,0} = 848,71 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод марки АС-700/86,  $I_{\text{дон}} = 1300$  А,  $d = 2,56$  см.

Проверяем выбранный провод по длительному току:

$$(I_{max\text{ раб}} = 848,71 \text{ А}) < (I_{дон} = 1300 \text{ А})$$

Проверка на термическую стойкость не производится т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверку гибких шин электродинамическую стойкость не производим, ввиду больших расстояний между фазами и незначительных при этом сил взаимодействия.

Для РУ-6 кВ выбираем жесткие алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения 120x10 мм,  $I_{дон} = 2070 \text{ А}$ .

Проверка шин на термическую стойкость при КЗ производится по условию:

$$q_{min} < q ,$$

где  $q$  – минимальное сечение по условию термической стойкости, мм:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} , \quad (45)$$

где  $C$  – постоянная для алюминиевых шин,  $C = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$  по [2 табл.3.14];

$B_k$  – тепловой импульс тока КЗ,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ :

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{отк} + T_{a\text{ НН}}) \quad (46)$$

где  $T_{a\text{ НН}}$  – постоянная времени затухания на стороне низшего напряжения,  $T_{a\text{ НН}} = 0,02 \text{ с}$  по [2, табл. 3.8];

$t_{отк}$  – время работы защиты,  $t_{отк} = 0,4 \text{ с}$ .

$$B_k = 0.567^2 \cdot (0,4 + 0,03) = 0.149 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} = 0.149 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{0.149 \cdot 10^6}}{91} = 4.242 \text{ мм}^2$$

$$4.242 \text{ мм}^2 < 1200 \text{ мм}^2$$

Шины термически стойкие.

Проверка шин на электродинамическую стойкость при КЗ производится по условию:

$$\sigma_{\text{доп}} > \sigma_{\text{рас}}$$

где  $\sigma_{\text{доп}}$ ,  $\sigma_{\text{рас}}$  – соответственно допустимое и расчетное значения механических напряжений в материале проводника.

Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты системы «изоляторы-шины» совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает.

Определим частоту собственных колебаний для алюминиевых шин, Гц:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (47)$$

где  $l$  – расстояние между опорными изоляторами, принимаем  $l = 1,2$  м;

$J$  – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см<sup>4</sup>:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{1,0 \cdot 12^3}{12} = 144 \text{ см}^4 ,$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,2^2} \sqrt{\frac{144}{12}} = 416,9 \text{ Гц} > 200 \text{ Гц}.$$

Если собственные частоты менее 30 и более 200 Гц, то механического резонанса не возникает

Механический резонанс исключен.

Механический расчет шин при 3-х фазном КЗ.

Определим наибольшее удельное усилие при 3-х фазном КЗ, Н/м:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_{уд}^2}{a} , \tag{48}$$

где  $a$  – расстояние между фазами, принимаем  $a = 0,13$  м по [3, табл. 4.2.5]

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{1,363^2}{0,13} = 2,475 \text{ Н/м} .$$

Изгибающий момент, Н/м:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} , \tag{49}$$

$$M = \frac{2,475 \cdot 1,2^2}{10} = 0,356 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$



Напряжение в материале шины, возникающее под воздействием изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_{\text{рас}} = \frac{M}{W} , \quad (50)$$

где  $W$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см<sup>3</sup>:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{1 \cdot 12^2}{6} = 24 \text{ см}^3 ,$$

$$\sigma_{\text{рас}} = \frac{0.356}{24} = 0.015 \text{ МПа} < 91 \text{ МПа} .$$

Шины механически прочны.

В таблицу 7 сведем выбранные токопроводы.

Таблица 7 - Принятые токопроводы на участках электрической схемы

Участок схемы	Тип токопровода	Расчетный ток, А	Допустимый ток, А
Система-трансформатор	АС-120/19	46,29	390
Трансформатор-РУ 6 кВ	АС-700/86	848,71	1300
РУ-6 кВ	АД31Т 120x10	848,71	2070

### 2.3 Выбор высоковольтных выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание.

Выберем выключатели на ВН.

Согласно рассчитанным значениям максимальных токов, протекающих линиям, подходящим к трансформаторам, к установке принимаем выключатели наружного исполнения ВГТ-110-40/3150 ХЛ1 [2]. Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 8.

Тепловой импульс тока КЗ :

$$B_k = 1,388^2 \cdot (0,4 + 0,064) = 0,894 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выберем выключатели на НН.

На данном напряжении к установке принимаем выключатели внутреннего исполнения LF1 [4].

Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 9.

Таблица 8 - Выбор выключателей на ВН

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
ВГТ-110-40/3150 ХЛ1	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{откл. н.}} \geq I_{\text{кi}}^{(3)}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$ $I_{\text{откл. н.}} = 40 \text{ кА}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 46,293 \text{ А}$ $I_{\text{кi}}^{(3)} = 1,388 \text{ кА}$ $B_k = 0,894 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 2,73 \text{ кА}$

Таблица 9 - Выбор выключателей на НН

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети

LF1	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{откл. н.}} \geq I_{\text{кi}}^{(3)}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$ $I_{\text{откл. н.}} = 25 \text{ кА}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 848,71 \text{ А}$ $I_{\text{кi}}^{(3)} = 0,567 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 0,134 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 1,363 \text{ кА}$
-----	---	--	--

Выберем выключатели НН на отходящих линиях.

Максимальный расчетный ток на отходящих линиях, А:

$$I_{\text{рmaxн.л.}} = \frac{I_{\text{рmaxн}}}{6}, \quad (51)$$

$$I_{\text{рmaxн.л.}} = \frac{848,71}{6} = 141,45 \text{ А}.$$

На данном напряжении к установке принимаем выключатели внутреннего исполнения LF2 [5].

Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 10.

Таблица 10 - Выбор выключателей на отходящих линиях НН

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
LF2	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{откл. н.}} \geq I_{\text{кi}}^{(3)}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ $I_{\text{откл. н.}} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1024 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 141,45 \text{ А}$ $I_{\text{кi}}^{(3)} = 0,567 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 0,134 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 1,363 \text{ кА}$

Выбранные выключатели удовлетворяют всем заданным условиям.

## 2.4 Выбор разъединителей

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

Выберем разъединители на ВН. Согласно рассчитанным значениям максимальных токов, протекающих по одноцепным линиям и линиям, подходящим к трансформаторам, к установке принимаем разъединители наружного исполнения РДЗ – 110/1000 УХЛ1 [6].

Выбор осуществляется аналогичным образом, как для выключателей.

Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в табл. 11.

Таблица 11 - Выбор разъединителей на ВН

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
РДЗ – 110/1000 УХЛ1	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 46,293 \text{ А}$ $B_{\text{к}} = 0,894 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 2,73 \text{ кА}$

## 2.5 Выбор ограничителей перенапряжений

Выберем ограничителей перенапряжений на ВН. Выбираем ОПН-У 110/102. Характеристика выбранного ОПН приведена в таблице 12.

Выберем ограничителей перенапряжений на НН. Выбираем ОПН-РС 6/7,2. Характеристика выбранного ОПН приведена в таблице 12.

Таблица 12 - Характеристики выбранных ОПН

Наименование параметра	ОПН-РС 6/7,2	ОПН-У 110/102
Класс напряжения сети, кВ	6	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	7,2	102
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Остающееся напряжение на ОПН, не более, кВ, при импульсе тока:		

125 А	30/60 мкс	17,3	-
250 А	30/60 мкс	17,9	-
500 А	30/60 мкс	18,3	259
1000 А	8/20 мкс	24,3	-
5000 А	8/20 мкс	-	306
10000 А	8/20 мкс	-	326
20000 А	8/20 мкс	-	350
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА		65	100
Пропускная способность, не менее, А		200	500
Классификационное напряжение ОПН, $U_{кл}$ , не менее		При амплитуде тока 1,5 мА – 23,1	При амплитуде тока 3 мА – 183
Удельная энергия, кДж/кВ		3	4,5
Длина пути утечки, мм		290	-
Масса, не более, кг		1,8	35
Высота Н, мм		130	1190

## 2.6. Выбор измерительных трансформаторов тока.

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения

Выбор трансформаторов тока на ВН. К установке принимаем трансформаторов тока наружного исполнения ТРГ-110-ХЛ1 [8]. Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 13.

Таблица 13 - Выбор трансформаторов тока на ВН

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
ТРГ-110-ХЛ1	Кл. точности – 0,5 $U_{ном} \geq U_{сети}$ $I_{ном} \geq I_{rmax}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ $i_{дин} \geq i_{уд}$	$U_{ном} = 110$ кВ $I_{ном} = 300$ А $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА <sup>2</sup> · с $i_{дин} = 102$ кА	$U_{сети} = 110$ кВ $I_{rmax} = 46,29$ А $B_k = 0,894$ кА <sup>2</sup> · с $i_{уд} = 2,73$ кА

Выбор трансформаторов тока на НН. К установке принимаем трансформаторов тока внутреннего исполнения ТОЛ – 10 [10]. Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 14.

Таблица 14 - Выбор трансформаторов тока на НН

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
ТОЛ – 10	Кл. точности – 0,5 $U_{ном} \geq U_{сети}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ $i_{дин} \geq i_{уд}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1500 \text{ А}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 3267 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 848,7 \text{ А}$ $B_k = 0,134 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{уд} = 1,363 \text{ кА}$

Выбранные трансформаторы тока удовлетворяют всем заданным условиям.

### 2.7. Выбор измерительных трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или  $100\sqrt{3}$  В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Выбор трансформаторов напряжения на ВН. К установке принимаем трансформаторы напряжения наружного исполнения НАМИ – 110 [11]. Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 15.

Таблица 15 - Выбор трансформаторов напряжения на ВН

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
НАМИ – 110	$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{ном} = 110/\sqrt{3} \text{ кВ}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$

Выбор трансформаторов напряжения на НН. К установке принимаем трансформаторы напряжения внутреннего исполнения НАМИТ-6-2 [13]. Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 16.

Таблица 20 - Выбор трансформаторов напряжения на НН

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
------------------	----------------	-----------------	-------------

НАМИТ-10-2	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 6/\sqrt{3} \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 6 \text{ кВ}$
------------	---------------------------------------	--	----------------------------------

Выбранные трансформаторы напряжения удовлетворяют всем заданным условиям.

## 3 ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА КТП 6/0,4 кВ

### 3.1 Предварительный выбор автоматических выключателей

На двухтрансформаторных ТП автоматические выключатели устанавливаются на вводах низкого напряжения, а также ими осуществляется секционная связь. Выключатели предназначены для отключений тока при коротком замыкании на шинах низкого напряжения ТП, отключений при недопустимом снижении напряжения, а также для оперативных включений и отключений. При проектировании будем применять автоматы серии ВА, поскольку они обладают повышенной коммутационной способностью.

Автоматические выключатели на головных участках шинопроводов выбираются по следующим условиям:

-  $U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.уст}}, \quad (52)$$

где  $U_{\text{ном.уст}}$  – номинальное напряжение установки, В;

$I_{\text{ном.рас}}$  - номинальный ток расцепителя, А.

$$I_{\text{ном.рас}} \geq I_{\text{р.ф.}} \geq I_{\text{р.мах}}, \quad (53)$$

где  $I_{\text{р.мах}}$  – рабочий максимальный ток;  $I_{\text{р.ф.}}$  – расчетный ток форсированного (послеаварийного) режима.

-  $I_{\text{ном.авт}}$  - номинальный ток автоматического выключателя

$$I_{\text{ном.ав}} \geq I_{\text{ном.рас}}; \quad (54)$$

-  $I_{\text{сраб.}}$  - ток срабатывания расцепителя

$$I_{\text{сраб}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{ном.рас}}. \quad (55)$$

После этого выбранный выключатель проверяется по отношению к токам короткого замыкания:



- проверка тока срабатывания расцепителя на отключение тока однофазного КЗ

$$I_k^{(1)} \geq 3 \cdot I_{сраб} \quad (56)$$

-  $I_{отк}$  - отключающая способность выключателя

$$I_k^{(3)} < I_{откл}, \quad (57)$$

где  $I_{откл}$  – предельный ток, отключаемый автоматическим выключателем;  $I_k^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ, А.

$I_{дин}$  - динамическая стойкость к токам трехфазного КЗ, А.

$$I_{дин} > I_{уд}^{(3)}, \quad (58)$$

где  $I_{дин}$  – ток электродинамической стойкости, А;

$I_{уд}^{(3)}$  – ударный ток трехфазного КЗ, А.

Покажем порядок выбора автоматических выключателей на примере ТП №1.

Автоматические выключатели на обоих вводах, а также секционный будут одинаковы, так как нагрузка в форсированном (послеаварийном) режиме для них одинакова и равна расчетной нагрузке на шинах ТП. Рассчитываем ток, протекающий через выключатель в форсированном (послеаварийном) режиме:

$$I_{р.ф.ТП1} = \frac{366,35}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 529 \text{ А.}$$

Исходя из этого тока, из справочных данных выбираем к установке автоматический выключатель серии ВА 5139 выдвижного исполнения. Основные технические данные выключателя:

- номинальный ток полупроводникового расцепителя,  $I_{ном.расц} = 630 \text{ А}$ ;
- номинальный ток выключателя,  $I_{ном.ав} = 630 \text{ А}$ ;

- ток срабатывания расцепителя,  $I_{сраб} = 1,25 \cdot I_{ном.расц} = 1,25 \cdot 630 = 788 \text{ А}$ ;
- предельный ток отключения,  $I_{откл} = 35 \text{ кА}$ ;
- ток электродинамической стойкости  $I_{дин} = 45 \text{ кА}$ .

Как видно по техническим данным все условия по предварительному выбору выполняются. Окончательно разрешить данный выключатель к установке можно только после его проверки по отношению к токам КЗ. Расчет токов КЗ и проверка всего оборудования ТП приводится ниже в этом же разделе.

### 3.2 Выбор разъединителей 6 кВ

Выбор разъединителей на стороне 6 кВ ТП производится по следующим параметрам:

- $U_{ном}$  - по номинальному напряжению

$$U_{ном.р} \geq U_{ном.уст} ; \quad (59)$$

- $I_{ном.р}$  - по току продолжительного режима

$$I_{ном.р} \geq I_{п/ав} , \quad (60)$$

где  $I_{ном.р}$  – номинальный ток разъединителя, А;

$I_{п/ав}$  – ток продолжительного послеаварийного режима, А;

$I_{терм. Р}$  - по термической стойкости, А.

$$(I_{терм.р})^2 \cdot t_{терм} \geq B_k , \quad (61)$$

где  $I_{терм.р}$  – ток термической устойчивости разъединителя для его четырехсекундного действия, А;

$t_{терм}$  – время, соответствующее току термической устойчивости, с.

Для  $U_{ном.р} \geq 35 \text{ кВ}$  принимается  $t_{терм} = 3 \text{ с}$ ;

$V_k$  –тепловой импульс к.з., характеризующийся количеством тепла, выделяющегося в аппарате и проводнике за время  $t_{откл}$  –расчетное время действия тока к.з.

- по электродинамической стойкости

$$I_{дин} > I_{уд}^{(3)}. \quad (62)$$

Проверку предварительно выбранных разъединителей по термической и динамической стойкости проведем после расчета соответствующих токов короткого замыкания в следующем разделе.

Некоторые технические данные разъединителя РВЗ–6/400:

- $I_{ном.рас}$  - номинальный ток  $I_{ном.р} = 400 \text{ A}$ ;
- $I_{терм. Р}$  - ток термической устойчивости  $I_{терм.р} = 20 \text{ кА}$ ;
- $I_{дин}$ - предельный сквозной ток  $I_{дин} = 50 \text{ кА}$ .

Как видно по техническим данным все условия по предварительному выбору выполняются.

### 3.3 Выбор измерительных трансформаторов тока

Для включения счетчика активной энергии на стороне 0,4 кВ трансформаторных подстанций установлены три однофазных трансформатора тока типа ТКМ-0,5. Выбираются трансформаторы тока по номинальному напряжению установки, а также по максимальному рабочему току первичной обмотки. Трансформаторы тока до 1 кВ по току КЗ не проверяются. Для ТТ необходимо соблюдение условия:

$$S_{ном2} \geq S_{расч2}, \quad (63)$$

где  $S_{ном2}$  –нагрузка вторичной обмотки измерительного трансформатора тока в соответствующем классе точности, ВА;

$S_{расч2}$  –расчетная мощность вторичной нагрузки измерительного трансформатора тока, ВА.

$$S_{\text{расч2}} = S_{\text{приб}} + S_{\text{пров}} + S_{\text{кон}}, \quad (64)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность измерительных приборов, подключенных к вторичной обмотке трансформатора тока, ВА;

$S_{\text{кон}}$  – мощность, потребляемая контактами всей цепи, ВА.

$$S_{\text{кон}} = I_{\text{ном2}}^2 \cdot R_{\text{конт}}, \quad (65)$$

где  $I_{\text{ном2}}$  – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, А;

$R_{\text{конт}}$  – сопротивление контактов для всей цепи.  $R_{\text{конт}} = 0,1$  Ом.

$S_{\text{пров}}$  – мощность, потребляемая соединительными проводами, ВА

$$S_{\text{пров}} = I_{\text{ном2}}^2 \cdot R_{\text{пров}}, \quad (66)$$

где  $R_{\text{пров}}$  – сопротивление вторичных проводов, определяемое по формуле, Ом:

$$R_{\text{пров}} = \frac{L \cdot K}{\gamma \cdot F}, \quad (67)$$

где  $L$  – длина соединительного провода, м;  $L=1$  м;

$K$  – коэффициент, учитывающий схему соединения обмоток трансформатора тока. Для схемы «полная звезда»  $K = 1$ ;

$\gamma$  – удельная проводимость материала проводника. Для провода с алюминиевой жилой  $\gamma=32$  м/(Ом·мм<sup>2</sup>);

$F$  – минимальное сечение проводов, мм<sup>2</sup>. Для алюминиевых проводов  $F = 4$  мм<sup>2</sup>.

Покажем порядок выбора измерительных трансформаторов тока на примере ТП №1.

Максимальный рабочий ток на вводе 0,4 кВ

$$I_{\text{раб}} = \frac{366,35}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 529 \text{ А.}$$

Принимаем для дальнейшего расчета измерительный трансформатор тока марки ТКМ-0,5 с номинальным током первичной обмотки  $I_{ном1} = 750$  А. Класс точности 0,5. Номинальная вторичная нагрузка  $S_{ном2} = 20$  ВА.

Определяем расчетную нагрузку вторичной цепи. Подключаемый во вторичную цепь счетчик активной энергии типа Меркурий 230 АМ. Номинальная потребляемая мощность этого счетчика 8 ВА, то есть  $S_{приб} = 8$  ВА.

$$S_{кон} = 5^2 \cdot 0,1 = 2,5 \text{ ВА};$$

$$R_{пров} = \frac{1 \cdot 1}{32 \cdot 4} = 0,0078 \text{ Ом};$$

$$S_{пров} = 5^2 \cdot 0,0078 = 0,195 \text{ ВА}.$$

Тогда расчетная нагрузка вторичной цепи:

$$S_{расч2} = 8 + 2,5 + 0,195 = 10,695 \text{ ВА}.$$

Таким образом, выполняется неравенство (63):

$$20 \geq 10,695 \text{ ВА}.$$

Следовательно, измерительный трансформатор тока выбран верно.

### **3.4 Расчет токов короткого замыкания на шинах 0,4 кВ ТП**

Особенностью расчета токов короткого замыкания в сельских сетях 220/110 В является то, что сопротивлением линии 6 кВ можно пренебречь и учитывать только сопротивления системы, трансформатора, контактов, проводов линии 220/110 В и т.д.

Расчет токов КЗ в сетях 220/110 В, как правило, ведут в именованных единицах. Напряжение на шинах высшего напряжения подстанций 6/0,4 кВ считают неизменным в течение всего процесса КЗ.

Токи КЗ рассчитываются по упрощенной расчетной схеме (рис. 11) и схеме замещения (рис. 12). Определяются сопротивления элементов цепи до точки К1 шины 0,4 кВ. Расчет выполним на примере ТП №1.

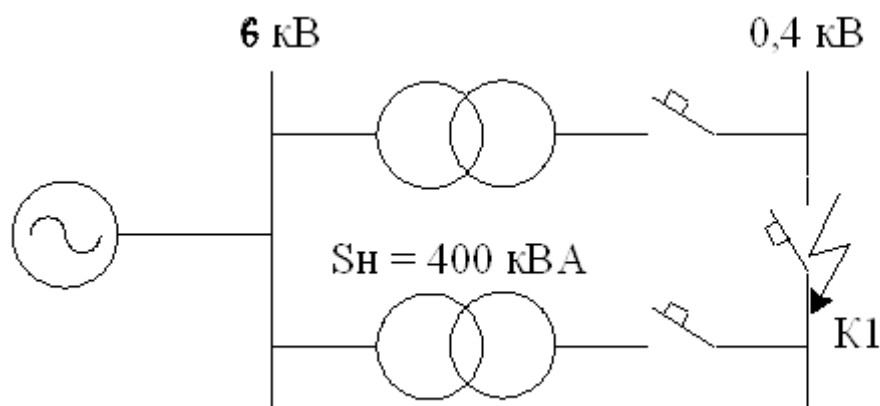


Рисунок 11 – Упрощенная расчетная схема

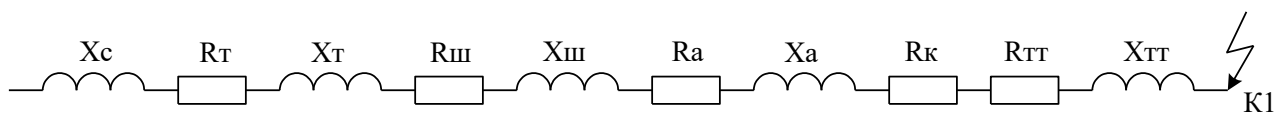


Рисунок 12 – Упрощенная схема замещения

Определяем параметры элементов схемы замещения.

При отсутствии данных о величине мощности КЗ системы, значение сопротивления системы  $X_c$  может быть определено по номинальной мощности отключения  $S_{\text{ном.отк}}$  выключателя, установленного в питающей сети 6 кВ. Номинальный ток отключения элегазовых выключателей, которые в следующих разделах будут спроектированы, равен  $I_{\text{ном.отк}} = 25$  кА. Отсюда номинальная мощность отключения выключателя:

$$S_{\text{ном.отк}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.отк}} \cdot U_{\text{ср.ном}}, \quad (68)$$

$$S_{\text{ном.отк}} = \sqrt{3} \cdot 25 \cdot 6,6 = 286 \text{ МВА.}$$

Тогда сопротивление системы

$$X_{\text{cl}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}^2}{S_{\text{ном.отк}}} \text{ мОм}; \quad (69)$$

$$X_{\text{cl}} = \frac{400^2}{286 \cdot 10^6} = 0,56 \text{ мОм.}$$

Активное и реактивное сопротивления силового трансформатора находятся по формулам

$$R_{T1} = \frac{\Delta P_{к.з} \cdot U_{ср.НОМ}^2}{S_{НОМ.Т}^2}; \quad (70)$$

$$R_{T1} = \frac{5,4 \cdot 10^3 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{400^2 \cdot 10^6} = 5,4 \text{ мОм};$$

$$Z_{T1} = \frac{U_{к.з} \cdot U_{ср.НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ.Т}}; \quad (71)$$

$$Z_{T1} = \frac{5,5 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 400 \cdot 10^3} = 22 \text{ мОм};$$

$$X_{T1} = \sqrt{Z_{T1}^2 - R_{T1}^2}; \quad (72)$$

$$X_{T1} = \sqrt{22^2 - 5,4^2} = 21,3 \text{ мОм}.$$

Сопротивления токопровода (шин) от трансформатора к автоматическому выключателю: ориентировочно  $R_{ш1} = 0,5 \text{ мОм}$ ;  $X_{ш1} = 2,25 \text{ мОм}$ .

Ориентировочные значения сопротивлений катушек расцепителей максимального тока автоматических выключателей: для АВ на номинальный ток 400 А  $R_{a1} = 0,12 \text{ мОм}$ ;  $X_{a1} = 0,094 \text{ мОм}$ .

В нашем случае мы проектируем автоматические выключатели выдвижного исполнения, поэтому ориентировочные значения активных переходных сопротивлений контактов будут определяться суммой сопротивлений контактов самого выключателя и сопротивлений контактов разъема: для АВ на номинальный ток 400 А  $R_{к1} = 0,25 + 0,15 = 0,4 \text{ мОм}$ ; для АВ на номинальный ток 1000 А  $R_{к1} = 0,08 \text{ мОм}$ ; для АВ на номинальный ток 1500 А и более  $R_{к1} = 0,02 \text{ мОм}$ .

Ориентировочные значения сопротивления первичных обмоток измерительных трансформаторов тока: для ТТ 300/5  $R_{т.т1} = 0,2$  мОм;  $X_{т.т1} = 0,3$  мОм; для ТТ 400/5  $R_{т.т1} = 0,17$  мОм;  $X_{т.т1} = 0,17$  мОм; для ТТ 500/5  $R_{т.т1} = 0,05$  мОм;  $X_{т.т1} = 0,07$  мОм. Сопротивления ТТ с большим коэффициентом трансформации не учитываются.

Определяем суммарные сопротивления до точки к.з.:

$$R_{\Sigma}^{(3)} = R_{т1} + R_{ш1} + R_{а1} + R_{к1} + R_{т.т1}; \quad (73)$$

$$R_{\Sigma}^{(3)} = 5,4 + 0,5 + 0,02 = 5,92 \text{ мОм};$$

$$X_{\Sigma}^{(3)} = X_{с1} + X_{т1} + X_{ш1} + X_{а1} + X_{т.т1}; \quad (74)$$

$$X_{\Sigma}^{(3)} = 0,56 + 21,3 + 2,25 = 24,11 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma}^{(3)} = \sqrt{(R_{\Sigma}^{(3)})^2 + (X_{\Sigma}^{(3)})^2}, \quad (75)$$

$$Z_{\Sigma}^{(3)} = \sqrt{5,92^2 + 24,11^2} = 24,8 \text{ мОм}.$$

Трёхфазный ток металлического КЗ на шинах 0,4 кВ подстанции 6/0,4 кВ в точке К1 находится по формуле:

$$I_{к.з}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}^{(3)}}; \quad (76)$$

$$I_{к.з}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 24,8 \cdot 10^{-3}} = 9,3 \text{ кА}.$$

Ударный ток металлического трехфазного КЗ от системы:

$$i_{\text{уд.с}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд.с}} \cdot I_{к.з}^{(3)}, \quad (77)$$

где  $k_{\text{уд.с}}$  – ударный коэффициент. Для к.з. на стороне до 1 кВ трансформаторов



$k_{уд.с}$  принимается равным: для трансформаторов 250, 400 кВА  $k_{уд.с} = 1,2$ ; для трансформаторов 630, 1000 кВА  $k_{уд.с} = 1,3$ .

$$i_{уд.с}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,2 \cdot 9,3 = 15,8 \text{ кА.}$$

Далее необходимо определить ток однофазного КЗ на шинах 0,4 кВ. Ток однофазного КЗ определяют для того, чтобы выявить наименьший возможный ток КЗ в данной цепи. По найденному току однофазного КЗ сравнивают чувствительность автоматического выключателя к данному виду КЗ.

Определяем суммарные сопротивления элементов однофазной цепи

$$R_{\Sigma}^{(1)} = R_{\Sigma 1}^{(1)} + R_{\Sigma 2}^{(1)} + R_{\Sigma 0}^{(1)} = 3 \cdot R_{т1} + 3 \cdot R_{ш1} + 3 \cdot R_{а1} + 3 \cdot R_{к1} + 3 \cdot R_{пер1}, (77)$$

где  $R_{т1}, R_{ш1}, R_{а1}, R_{к1}$  – активные сопротивления прямой последовательности обмоток трансформатора, шин КТП, катушки расцепителя автомата и контактов соответственно, Ом;

$R_{пер1}$  – переходное сопротивление прямой последовательности контактов в точке к.з., Ом; для РУ подстанций и КТП переходное сопротивление принимается  $R_{пер1} = 15$  мОм.

$$R_{\Sigma}^{(1)} = 3 \cdot R_{т1} + 3 \cdot R_{ш1} + 3 \cdot R_{а1} + 3 \cdot R_{к1} + 3 \cdot R_{пер1}; \quad (79)$$

$$R_{\Sigma}^{(1)} = 3 \cdot 5,4 + 3 \cdot 0,5 + 3 \cdot 0,02 + 3 \cdot 15 = 62,76 \text{ мОм;}$$

$$X_{\Sigma}^{(1)} = X_{\Sigma 1}^{(1)} + X_{\Sigma 2}^{(1)} + X_{\Sigma 0}^{(1)} = 2 \cdot X_{с1} + 3 \cdot X_{т1} + 4 \cdot X_{ш1} + 4 \cdot X_{а1}, \quad (80)$$

где  $X_{с1}, X_{т1}, X_{ш1}, X_{а1}$  – реактивные сопротивления прямой последовательности системы, обмоток трансформатора, шин КТП и катушки расцепителя автомата соответственно, Ом.

$$X_{\Sigma}^{(1)} = 2 \cdot X_{с1} + 3 \cdot X_{т1} + 4 \cdot X_{ш1} + 4 \cdot X_{а1}; \quad (81)$$

$$X_{\Sigma}^{(1)} = 2 \cdot 0,56 + 3 \cdot 21,3 + 4 \cdot 2,25 = 74,02 \text{ мОм;}$$

$$Z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{(R_{\Sigma}^{(1)})^2 + (X_{\Sigma}^{(1)})^2}; \quad (82)$$

$$Z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{62,76^2 + 74,02^2} = 97,04 \text{ мОм.}$$

Определяем значение периодической составляющей тока однофазного КЗ:

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ф}}}{Z_{\Sigma}^{(1)}}; \quad (83)$$

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 230}{97,04 \cdot 10^{-3}} = 4,1 \text{ кА.}$$

### **3.5 Выбор предохранителей 6 кВ для защиты трансформаторов от токов короткого замыкания**

В целях защиты силовых трансформаторов на ТП 6/0,4 кВ устанавливаются кварцевые предохранители ПК–6 на стороне 6 кВ. Плавкие предохранители позволяют осуществить наиболее простую и дешевую защиту электроустановки. При выполнении защиты трансформатора с помощью плавких предохранителей оказываются ненужными трансформаторы тока, аппаратура релейной защиты. Плавкие предохранители не требуют проведения наладочных работ, необходимых для устройств релейной защиты, выключателей и другого, более сложного оборудования. Благодаря этим достоинствам плавкие предохранители очень широко используются в городских и сельских сетях. Плавкие предохранителя напряжением выше 1 кВ выбирают по конструктивному выполнению, номинальному напряжению и току, предельным отключаемым току и мощности, роду установки (наружная, внутренняя) и в некоторых случаях с учетом избирательной защиты линий.

Номинальное напряжение предохранителя (особенно кварцевого) должно соответствовать номинальному напряжению установки (сети). Быстродействующие предохранители с кварцевым заполнением (типа ПК)

значительно ограничивают ток КЗ и приближают  $\cos\varphi$  к единице благодаря активному сопротивлению дуги. Поэтому при выборе их можно не учитывать апериодическую составляющую тока КЗ.

Быстрое снижение тока после плавления вставки токоограничивающего предохранителя вызывает перенапряжение в цепи, которое зависит от индуктивности цепи и устройства предохранителя, в частности от длины плавкой вставки. Конструкция предохранителей типа ПК позволяет снизить кратность перенапряжений до допустимых пределов  $(2—2,5U_{\phi})$  расчетной кратности внутренних перенапряжений.

Номинальный ток плавкой вставки следует выбирать так, чтобы она не расплавилась при максимальном токе форсированного режима и переходных процессах. Поэтому ток плавкой вставки предохранителя определяется по формуле:

$$I_{\text{вст}} = (2 \dots 3) \cdot I_{\text{номВН}}, \quad (84)$$

где  $I_{\text{номВН}}$  — номинальный ток на вводе 6 кВ.

Полученный расчетный ток плавкой вставки округляют до ближайшего большего стандартного сечения. При последовательном включении нескольких предохранителей или выключателей с релейной защитой и предохранителей необходимо обеспечить избирательность их действия при КЗ. В нашем случае, предохранители нужно выбирать так, чтобы обеспечить их селективную работу с автоматом на стороне 0,4 кВ. Для этого определяется время плавления плавкой вставки. Оно должно быть  $t_{\text{пл}} \geq 0,35$  с, при:

$$I_{\text{нам}} = 1,1 \cdot I_{\text{номВН}}, \quad (85)$$

где  $I_{\text{нам}}$  — ток намагничивания трансформатора.

Время перегорания плавкой вставки проверяется при трехфазном токе КЗ на шинах 0,4 кВ по амперсекундной характеристике:

$$t_{пл} \leq t_{доп}, \quad (86)$$

где  $t_{доп}$  – допустимое время отключения трансформатора, при протекании через него тока КЗ, определяется по формуле, с.:

$$t_{доп} = \frac{900}{K^2}, \quad (87)$$

где  $K$  – кратность тока КЗ, определяется по формуле:

$$K = \frac{I_{к.зНН}^{(3)}}{I_{номНН}}, \quad (88)$$

где  $I_{к.зНН}^{(3)}$  – ток трехфазного к.з. на шинах 0,4 кВ ТП, А;

$I_{номНН}$  – номинальный ток силового трансформатора на стороне 0,4 кВ, А.

Покажем выбор предохранителей 6 кВ на примере ТП №1.

Определяем номинальный ток трансформатора на вводе 6 кВ

$$I_{номВН} = \frac{S_{\tau}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}}; \quad (89)$$

$$I_{номВН} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6} = 38,5 \text{ А.}$$

Ток плавкой вставки предохранителя

$$I_{вст} = 2 \cdot 38,5 = 76,9 \text{ А.}$$

Полученный расчетный ток плавкой вставки округляем до ближайшего большего стандартного сечения и выбираем предохранитель ПКЗ–6–80/80–20УЗ с номинальным током плавкой вставки  $I_{ном.вст} = 80 \text{ А}$ .

Для того чтобы определить время плавления плавкой вставки предохранителя по амперсекундной характеристике, нужно привести ток трехфазного КЗ на шинах 0,4 кВ к шинам 6 кВ

$$I_{к.зНН}^{ВН(3)} = I_{к.зНН}^{(3)} \cdot \frac{U_{ср.НН}}{U_{ср.ВН}}, \quad (90)$$

где  $U_{ср.НН}$ ,  $U_{ср.ВН}$  – средние номинальные напряжения низкой и высокой сторон трансформатора, соответственно, В.

$$I_{к.зНН}^{ВН(3)} = I_{к.зНН}^{(3)} \cdot \frac{U_{ср.НН}}{U_{ср.ВН}} = 9,3 \cdot \frac{0,4}{6,6} = 564 \text{ А.} \quad (91)$$

По типовым времятоковым характеристикам плавких вставок предохранителей ПК определяем время плавления выбранной плавкой вставки на 80 А, при протекании по ней  $I_{к.зНН}^{ВН(3)} = 3 \text{ А}$ .

Время плавления плавкой вставки составляет  $t_{пл} = 1 \text{ с}$ .

Теперь необходимо найденное время плавления плавкой вставки  $t_{пл} = 1$  сопоставить с допустимым временем отключения трансформатора, при протекании через него тока КЗ. Для этого определим номинальный ток силового трансформатора на стороне 0,4 кВ и посчитаем кратность тока КЗ.

$$I_{номНН} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}; \quad (92)$$

$$I_{номНН} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 577,4 \text{ А};$$

$$K = \frac{9300}{577,4} = 16,1;$$

$$t_{доп.} = 900/K^2 = 900/16,1^2 = 3,4.$$

Таким образом, выполняется условие (86):

$$1 \leq 3,4 \text{ с.}$$

Следовательно, плавкая вставка предохранителя выбрана верно.

### 3.6 Проверка выбранного низковольтного оборудования по

### отношению к токам КЗ

Автоматические выключатели по отношению к токам КЗ проверяются по нескольким условиям:

- проверка тока срабатывания расцепителя на отключение тока однофазного КЗ

$$I_{\text{к}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_{\text{сраб}} ; \quad (93)$$

- отключающая способность выключателя

$$I_{\text{к}}^{(3)} < I_{\text{откл}} , \quad (94)$$

где  $I_{\text{откл}}$  – предельный ток, отключаемый автоматическим выключателем, А;

$I_{\text{к}}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ, А.

- динамическая стойкость к токам трехфазного КЗ

$$I_{\text{дин}} > I_{\text{уд}}^{(3)} , \quad (95)$$

где  $I_{\text{дин}}$  – ток электродинамической стойкости, А;

$I_{\text{уд}}^{(3)}$  – ударный ток трехфазного КЗ, А.

Таблица 17 - Выбор автоматического выключателя

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
ВА 5139	$I_{\text{к}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_{\text{сраб}}$ $I_{\text{к}}^{(3)} < I_{\text{откл}}$ $I_{\text{дин}} > I_{\text{уд}}^{(3)}$	$3 \cdot I_{\text{сраб}} = 2,364 \text{ кА}$ $I_{\text{откл}} = 35 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 45 \text{ кА}$	$I_{\text{к}}^{(1)} = 4,1 \text{ кА}$ $I_{\text{к}}^{(3)} = 9,3 \text{ кА}$ $I_{\text{уд}}^{(3)} = 15,8 \text{ кА}$

Сравнивая данные, делаем вывод, что все условия по выбору соблюдены, что подтверждает правильность выбора выключателя.

### 3.7 Выбор сечений распределительной сети 6 кВ

Для выбора провода питающего ТП, необходимо определить расчетные электрические нагрузки на стороне 6 кВ.

Выбор сечений осуществляется по формуле

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}} \quad (96)$$

$$I_p = \frac{3328}{6 \cdot \sqrt{3}} = 160 \text{ А,}$$

где  $S_p$  - расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение.

Результаты расчетов приведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Сечение провода на напряжение 6 кВ

	Расчетная нагрузка, кВ·А	Ток, А	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Длина линии, м
Фидер-1	3328	320	1x50	1020
Фидер-2	1785	172	1x50	1770
Фидер-3	1402	135	1x50	2005
Ф-ТП26	259	23	3x16+1x25	340
Ф-ТП17	494	47,5	3x16+1x25	300
Ф-ТП30	350,4	34	3x16+1x25	100
Ф-ТП2	365,7	35	3x16+1x25	90
Ф-ТП6	113	11	3x16+1x25	55
Ф-ТП18	356	19,4	3x16+1x25	150
Ф-ТП25	857	82,4	3x25+1x35	400
Ф-ТП5	89,7	8,6	3x16+1x25	80
Ф-ТП10	344,4	33,1	3x16+1x25	180
Ф-ТП28	235	22,6	3x16+1x25	340
Ф-ТП16	123,6	11,9	3x16+1x25	150
Ф-КТП9	300,2	28,9	3x16+1x25	120
Ф-ТП14	774,7	74	3x25+1x35	200
Ф-ТП34	217,8	21	3x16+1x25	90

На фидер-1, фидер-2 и фидер-3 выбираем провод марки СИП 3 сечением 1х50, на ответвления – СИП 1 сечением 3х16+1х25.

Самонесущий изолированный провод (**СИП**) служит для прокладки по воздуху силовых линий, а также сетей освещения и ответвлений к вводам в дома и строения.

Провод СИП оснащен оболочкой и изоляцией из светостабилизированного полиэтилена, который предотвращает короткое замыкание в случаях падения опор, с помощью которых проложена воздушная линия, обрывах или перехлестах провода **СИП1**. Светостабилизированный сшитый полиэтилен, использующийся в качестве изоляции, при эксплуатации провода в качестве воздушной линии электропередач лишает ее проблемы с налипанием мокрого снега и образования льда на поверхности провода.

Гарантийный срок эксплуатации провода СИП1 составляет три года. Он должен использоваться при относительной влажности воздуха 98 процентов (при температуре воздуха +35 градусов). Предельно допустимая температура нагревания жил провода СИП (например, в режиме аварийной эксплуатации или при перегрузке) составляет 130 градусов. Максимальная температура нагрева жил при КЗ составляет 250 градусов. Предельно допустимая рабочая температура жил – 90 градусов.

Срок службы провода СИП1 составляет 30 лет.

Одно из достоинств провода СИП заключается в том, что линии электропередач под самонесущие провода можно сооружать без вырубки специальных просек. А это позволяет экономить дополнительные средства при обеспечении отдаленных объектов электрической энергией.

Основное отличие провода **СИП3** от СИП заключается в том, что все жилы кроме неизолированного нулевого несущего троса, покрыты изоляцией из сшитого светостабилизированного полиэтилена.

Провод СИП3 обладает высокой прочностью и надежностью в эксплуатации, он в полной мере обеспечивает безопасность, экономичность и экологичность. Прекрасная изолированность провода СИП позволяет использовать его на опорах вместе с другими проводами, даже теми, которые



отличаются от СИПЗ напряжением, к примеру, телефонными. Они почти не провисают, а в холодное время года не обрастают ледяным покровом. Такие провода очень просты в монтаже, поэтому монтировать их допускается даже под напряжением.

Токопроводящая жила провода СИП – многопроволочная, она изготовлена из алюминия. Из алюминиевого сплава в проводе несущая нулевая жила.

Проверяем провод выбранного сечения по потере напряжения по формуле.

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100 \% , \quad (97)$$

где I - рабочий максимальный ток;

L - длина линии в км;

U<sub>ном</sub> - номинальное напряжение;

r<sub>0</sub> и x<sub>0</sub> - удельные активное и индуктивное сопротивление Ом/км.

Согласно ГОСТ, нормально допустимое значение отклонения напряжения 10 %.

Рассмотрим на примере фидера-1. На этой линии принят СИП 3 сечением 1х 50. Найдем отклонение напряжения по формуле (97).

$$\Delta U = \frac{320,2 \cdot 1,02 \cdot \sqrt{3}}{3464} \cdot (0,253 \cdot 0,98 + 0,075 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 4,29 \% .$$

Отклонение напряжения проходит по ГОСТу. Результаты проверки приведены в таблицу 19.

Таблица 19 – Проверка по потере напряжения

	Расчетная нагрузка, кВт·А	Ток, А	Длина линии, м	Потеря напряжения, %
Фидер-1	3328	320	1020	4,29

Фидер-2	1785	172	1770	5,77
Фидер-3	1402	135	2005	5,55
Ф-КТП26	259	23	340	1,9
Ф-КТП17	494	47,5	300	2,4
Ф-КТП30	350,4	34	100	2,5
Ф-КТП2	365,7	35	90	1,1
Ф-КТП6	113	11	55	1,6
Ф-КТП18	356	19,4	150	3,1
Ф-КТП25	857	82,4	400	2,4
Ф-КТП5	89,7	8,6	80	3,3
Ф-КТП10	344,4	33,1	180	1,7
Ф-КТП28	235	22,6	340	2,1
Ф-КТП16	123,6	11,9	150	1,8
Ф-КТП9	300,2	28,9	120	3,5
Ф-КТП14	774,7	74	200	2,9
Ф-КТП34	217,8	21	90	1,4

## 4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ

### 4.1 Дифференциальная токовая защита трансформатора

Продольная дифференциальная токовая защита, действующая без выдержки времени на отключение повреждённого трансформатора от неповреждённой части электрической системы и других электроустановок с помощью выключателей. Такая защита выполняется на трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и более.

Трансформаторы тока для продольной дифференциальной токовой защиты устанавливаются с обеих сторон защищаемого трансформатора. Для двухобмоточных трансформаторов, имеющих схему соединения обмоток Y/Δ, вторичные обмотки трансформаторов тока на стороне высшего напряжения, как правило соединяются в треугольник, а на стороне низшего напряжения в неполную звезду, при этом в дифференциальной цепи устанавливаются два реле.

Продольная дифференциальная токовая защита осуществляется с применением цифровых реле Сириус-Т, обладающих улучшенной отстройкой от бросков намагничивающего тока, переходных и установившихся токов небаланса.

Чувствительность дифференциальной защиты проверяется при КЗ на выводах с учётом влияния на ток, протекающий в реле регулирования напряжения (РПН) при работе устройства автоматического регулирования коэффициента трансформации.

Наименьшее значение коэффициента чувствительности – 2. Защита действует на отключение повреждённого трансформатора. Расчет выполняется в порядке показанном ниже.

Номинальный ток на рассматриваемой стороне трансформатора:

$$I_{T.HOM} = \frac{S_{T.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (8)$$

где  $S_{T.НОМ}$  - номинальная мощность трансформатора, МВА;

$U_{НОМ}$  - номинальное напряжение соответствующей обмотки, кВ.

$$I_{T.НОМ.ВН.} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 33.1, A;$$

$$I_{T.НОМ.НН.} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6} = 606.2, A;$$

Вторичные токи текущие в плечах дифференциальной защиты

$$I_{ВТОР.i} = \frac{k_{СХ} \cdot I_{T.НОМ}}{n_{Ti}}, \quad (99)$$

где  $k_{СХ}$  - коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ (присоединении обмоток в звезду  $k_{СХ} = 1$ ; при соединении обмоток в треугольник  $k_{СХ} = \sqrt{3}$ ;

$n_{Ti}$  - коэффициент трансформации ТТ (300/5 = 60 ВН 1500/5=300 НН).

$$I_{ВТОР.ВН.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 33.1}{60} = 0.96, A;$$

$$I_{ВТОР.НН.} = \frac{1 \cdot 606.2}{300} = 2.02, A;$$

Ток срабатывания защиты выбирается исходя из двух условий: отстройки от броска тока намагничивания и отстройки от максимального тока небаланса.

Отстройка от броска апериодического тока намагничивания

$$I_{С.З.} = k_H \cdot I_{T.НОМ}, \quad (100)$$

где  $I_{T.НОМ}$  - номинальный ток силового трансформатора со стороны питания;

$k_H$  - коэффициент надежности;  $k_H = 1,1 \dots 1,5$ .

$$I_{С.З.} = 1.5 \cdot 33.1 = 49.65, A;$$

Отстройка от максимального тока небаланса

$$I_{C.3} = k_H \cdot I_{НБ.МАКС} , \quad (101)$$

где  $k_H$  - коэффициент надежности;  $k_H = 1,3$ ;

$I_{НБ.МАКС}$  - максимальный ток небаланса, А.

$$I_{НБ.МАКС} = I_{НБ}^I + I_{НБ}^{II} + I_{НБ}^{III} + I_{НБ}^{IV} , \quad (102)$$

где  $I_{НБ}^I$  - первая составляющая тока небаланса, обусловленная неидентичностью характеристик намагничивания трансформаторов тока, А;

$I_{НБ}^{II}$  - вторая составляющая тока небаланса, связанная с наличием у силовых трансформаторов устройств РПН, А;

$I_{НБ}^{III}$  - третья составляющая тока небаланса, появляющаяся при неравенстве вторичных токов в плечах защиты, А;

$I_{НБ}^{IV}$  - первая составляющая тока небаланса, обусловленная несоответствием расчетных чисел витков обмоток быстронасыщающегося трансформатора установленным, А.

Первая составляющая тока небаланса

$$I_{НБ}^I = k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{РАСЧ}^{(3)} , \quad (103)$$

где  $k_a$  - коэффициент, учитывающий наличие в токе КЗ апериодической составляющей;

$k_{одн}$  - коэффициент, учитывающий неоднотипность трансформаторов тока в схеме защиты;

$\varepsilon$  - погрешность трансформаторов тока; принимается равной 0,1;

$I_{РАСЧ}^{(3)}$  - периодическая слагающая тока внешнего металлического трехфазного КЗ на стороне, противоположной источнику питания, А.

$$I_{НБ.}^I = 1.1 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 1388 = 152.68, А;$$

Вторая составляющая тока небаланса

$$I_{НБ}^{II} = \left( \frac{\Delta N_{\alpha} \%}{100} * k_{ток.\alpha} \right) * I_{РАСЧ}^{(3)}, \quad (104)$$

где  $\Delta N_{\alpha} \%$  - пределы регулирования напряжения трансформатора;

$k_{ток.\alpha}$  - коэффициент токораспределения.

$$I_{НБ.}^{II} = \left( \frac{10}{100} \cdot 1 \right) \cdot 1388 = 138.8, A;$$

Третья составляющая при использовании дифференциальной защиты с применением токовых реле не учитывается. Четвертую составляющую в первом цикле расчетов не учитывают.

$$I_{С.З.}^I = 1.3 \cdot (152.68 + 138.8) = 378.924, A;$$

Ток срабатывания  $I_{СЗ}$  отстраивается от броска тока намагничивания

$$I_{СЗ} = 1,3 \cdot I_{НОМ}; \quad (105)$$

$$I_{С.З.}^I = 1.3 \cdot 33.1 = 43.03, A;$$

Берется большее из двух значений тока срабатывания защиты, т.е.

$$I_{С.З} = 378,924 A.$$

Ток срабатывания реле

$$I_{С.Р.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 378.924}{60} = 10.94, A;$$

Ток в катушке реле в предположении, что он проходит по трансформаторам тока только на одной из сторон

$$I_{Р.ПОЛН} = \frac{I_{КЗ.НН}^{(2)}}{n_{Т.НН}}, \quad (106)$$

где  $I_{кз.ВН}$  - ток протекающий при указанном повреждении по стороне высшего напряжения трансформатора и приведенный к соответствующей ступени напряжения, А;

$n_{Т.ВН}$  - коэффициент трансформации трансформатора тока, установленного на высшем напряжении.

$$I_{Р.ПОЛН} = \frac{1388}{60} = 23.13, А;$$

Предварительная проверка на чувствительность

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{Р.ПОЛН}}{I_{С.Р.}}, \quad (107)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{23.13}{10.94} = 2.1 \geq 1.5.$$

## 4.2 Максимальная токовая защита трансформатора

Селективность действия максимальных токовых защит достигается с помощью выдержки времени.

Исходным для выбора тока срабатывания МТЗ является требование, чтобы она надежно работала при повреждениях на защищаемом участке, но в тоже время не действовала при максимальном рабочем токе нагрузки и кратковременных перегрузках, вызванных пуском и самозапуском электродвигателей, а также нарушением нормального режима электрической сети.

На понижающих двухобмоточных трансформаторах максимальная токовая защита устанавливается со стороны питания и со стороны каждой секции .

Ток срабатывания защиты определяется по формуле

$$I_{С.З.} = \frac{K_H \cdot K_{САМ}}{K_B} \cdot I_{Т.НОМ.}, \quad (108)$$

где  $K_H$  - коэффициент надежности;  $K_H = 1,3$ ;

$K_{САМ}$  - коэффициент самозапуска;  $K_{САМ} = 1,5 \div 2$ ;

$K_B$  - коэффициент возврата для микропроцессорных реле;  $K_B = 0,95$ .

Выбор времени МТЗ

$$t_{ЗАЩ} = t_{Л} + \Delta t, \quad (109)$$

где  $t_{Л}$  - наибольшая выдержка времени защиты присоединения, с которой ведется согласование, с;

$\Delta t$  - ступень селективности для микропроцессорных защит, с;

$\Delta t = 0,25-0,3$  с.

Для оценки чувствительности защиты определяется коэффициент чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{КЗ.МІN}}{I_{С.З.}}, \quad (110)$$

где  $I_{КЗ.МІN}$  - ток двухфазного короткого замыкания за трансформатором в минимальном режиме работы сети, А.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5 при коротком замыкании в основной зоне и не менее 1,2 – при коротком замыкании в зоне резервирования.

Максимальная токовая защита на стороне 6 кВ

$$I_{С.З.} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 606,2 = 1244,3, \text{ А};$$

$$I_{С.Р.} = \frac{1 \cdot 1244,3}{300} = 4,15, \text{ А};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2404}{1244,3} = 1,9 \geq 1,5;$$



$$t_{c.з.} = 1 + 0,25 = 1,25 \text{ с.}$$

В представленном выше расчете видно, что максимальная токовая защита удовлетворяет условиям чувствительности.

На стороне 10 кВ выбирается защита на базе блока микропроцессоров компании Сириус-Т.

### 4.3 Защита трансформатора от перегрузок

Защита от перегрузки трансформатора – на трансформаторах, находящихся под наблюдением оперативного персонала, защита от перегрузки выполняется действующей на сигнал посредством одного токового реле. Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках, в схеме релейной защиты предусматривается реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока.

Защита от перегрузок устанавливается со стороны питания с одним токовым реле, включенным на ток любой фазы.

Ток срабатывания защиты равен (А):

$$I_{c.з.} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{T.НОМ}, \quad (111)$$

где  $K_H$  - коэффициент надежности;  $K_H = 1,05$ .

Вторичный ток срабатывания защиты

$$I_{c.р.} = k_{CX} \cdot \frac{I_{c.з.}}{n_T}, \quad (112)$$

Производится расчет защиты от перегрузок.

$$I_{c.з.} = \frac{1.05}{0.95} \cdot 33.1 = 36.6, \text{ А};$$

$$I_{c.р.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 36.6}{60} = 1.06, \text{ А};$$

По найденному току выбираем уставку срабатывания 1.06 А. Время срабатывания защиты принимается равным  $t_{с.з.} = 1,5 \text{ с}$ .

#### **4.4 Газовая защита трансформатора**

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Устанавливаем на трансформатор реле РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами.

В стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа BF80/Q. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с ним защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых — нереагирование ее 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.

#### **4.5 Защита отходящих линий**

В системах электроснабжения токовая защита выполняется либо одноступенчатой (на основе максимально токовой), либо двухступенчатой (на основе токовой отсечки без выдержки времени и максимальной токовой защиты).

Одноступенчатая защита на основе максимальной токовой с зависимой от тока характеристикой выдержки времени применяется наиболее часто для линий, питающих одну или несколько ТП 6/0,4 кВ, а также в тех случаях, когда обеспечивается лучшее согласование рассматриваемой защиты с защитами электроприемников. Защиту выполняем на базе блока микропроцессорной: «Сириус-В» – защита ввода; «Сириус-Л» – защита отходящей линии. Указанные устройства РЗА научно-производственного объединения фирмы «Радиус», г. Москва, являются современными цифровыми устройствами защиты и противоаварийной автоматики и представляют собой комбинированные многофункциональные приборы, объединяющие различные функции защиты, контроля, управления и сигнализации. Использование в устройствах современной микропроцессорной электронной базы обеспечивает высокую точность измерений и постоянство характеристик, что позволяет существенно повысить чувствительность и быстродействие защит, а также уменьшить ступени селективности.

Двухступенчатая токовая защита применяется для защиты линий, питающих ТП 6/0,4 кВ. Токовая отсечка (первая ступень) выполняется с использованием двух реле тока, промежуточного и указательного реле. Указательное реле отсечки обычно включают в цепь контакта выходного промежуточного реле. Максимальная токовая (вторая ступень) защита выполняется с использованием двух реле тока, реле времени и указательного реле.

Расчет защит линий 6 кВ заключается в определении их параметров срабатывания при условии обеспечения требований селективности, необходимой быстроты срабатывания и чувствительности.

Для определения параметров срабатывания определяют первичные токи, проходящие в месте установки защиты. Кроме указанных токов исходными данными для расчета являются: максимальный переходный ток нагрузки в защищаемой линии; коэффициенты трансформации и схемы соединения трансформаторов тока, к которым подключена защита; схема защиты; тип и

характеристики защиты; параметры срабатывания защиты смежных элементов, получающих питание от защиты

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты:

$$I_{с.з} \geq \frac{k_H}{k_B} \cdot I_{р.маx}, \quad (113)$$

где  $I_{р.маx}$  – коэффициент надежности, обеспечивающий надежное несрабатывание (отстройку) защиты путем учета погрешности реле с необходимым запасом, для микропроцессорных защит равен 1,1), А;

$I_{р.маx}$  – максимальный ток в линии, А;

$k_B$  – коэффициент возврата токового реле, для микропроцессорных защит принимается равным 0,95;

$$I_{с.з} \geq \frac{1.2}{0.95} \cdot 323.15 = 408.19, А;$$

Ток срабатывания реле

$$I_{с.р} = \frac{k_{сx}}{k_T} \cdot I_{с.з}, \quad (114)$$

где  $k_{сx}$  – коэффициент схемы, равный 1 при соединении ТТ в неполную звезду;

$k_T$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для установленных на отходящих ВЛ 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 с  $I_{ном} = 1500$  А

$$K_T = \frac{1500}{5} = 300;$$

$$I_{с.р.} = \frac{1 \cdot 408.19}{300} = 1,36, А;$$

Для микропроцессорного реле выбираем уставку тока 0,68 А (уставку можно выставлять с точностью 0,01А). При выбранной уставке ток срабатывания защиты

$$I_{c.з} = \frac{I_{c.р} \cdot k_T}{k_{cx}}, \quad (115)$$

$$I_{c.з.} = \frac{1.36 \cdot 300}{1} = 408, A;$$

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне  $k_q \geq 1,5$

$$k_q = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{c.з}}, \quad (116)$$

где  $I_{к.мин}^{(2)}$  – минимальное значение двухфазного тока КЗ на шинах 6 кВ ТП;

$$K_q = \frac{8480}{408} = 20.78 \geq 1,5.$$

Указанное значение удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне.

## 5 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

При проектирование электроэнергетических объектов необходимо руководствоваться такими критериями как безопасность и экологичность. Так же необходимо учитывать факторы, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций. В связи с этим для проектируемых объектов ( ВЛ110 кВ ПС «Усть-Мая») рассмотрим следующие вопросы:

- обеспечение безопасности при монтаже и ремонте воздушной линии 110 кВ а также при эксплуатации открытого распределительного устройства 110 кВ ПС «Усть-Мая»
- экологичности, связанных с влиянием проектируемых объектов на окружающую среду, людей и животных, находящихся в непосредственной близости от них;
- возникновения и развития чрезвычайных ситуаций, которые могут появиться при эксплуатации оборудования и воздействиях внешних сил;

### 5.1 Безопасность

5.1.1 Требования к персоналу, занимающегося монтажными работами  
Работникам, выполняющим монтажные работы на ВЛ 110 кВ ПС следующие требования:

- они обязаны, согласно установленного срока, проходить периодическую проверку состояния здоровья;
- должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работ;
- пройти обучение правилам: технической эксплуатации, пожарной безопасности, оказания первой помощи;
- пройти проверку выше перечисленных правил с получением группы допуска по электробезопасности;
- пройти стажировку и дублирование в течении установленного срока, под присмотром закреплённого за ним квалифицированного специалиста;
- получить допуск к самостоятельному выполнению работ.

Прежде чем приступить к непосредственному выполнению электромонтажных работ на ВЛ или ПС персоналу необходимо провести вводный инструктаж, а также инструктаж по технике безопасности с указанием опасных факторов. Проверить наличие удостоверений и срока их действия, в которых указана группа по электробезопасности, а также проставлены отметки разрешающие ту или иную деятельность.

По окончании инструктажа лицо, проводившее его, делает запись в “Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем месте”.

На административно-технический персонал, а также членов бригады, возлагаются обязанности по обеспечению и созданию высокой трудовой дисциплины, соблюдению требований правил техники безопасности, внутреннего распорядка организации, полученных инструкций.

Лица, нарушившие требования правил техники безопасности несут персональную ответственность в дисциплинарном, административном или уголовном порядке.

Согласно типовых отраслевых норм, персонал выполняющие электромонтажные работы, должен обеспечиваться спец одеждой и обувью, индивидуальными средствами защиты соответствующих характеру и условию работы.

Лица, находящиеся на объектах строительно-монтажных работ, должны использовать средства индивидуальной защиты (каска, страховочные пояса и т.п.). Работник не выполняющий эти инструкции отстраняется от работы. Запрещается пользоваться средствами защиты, имеющими явные признаки снижения их работоспособности, а также средствами с истёкшим гарантийным сроком годности.

Каждый объект должен быть снабжён аптечкой с медикаментами и другими средствами для оказания доврачебной помощи пострадавшим.

На объектах строительства и ремонта должен быть обеспечен запас чистой питьевой воды.

5.1.2 Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии электропередачи  
Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии электропередачи 110 кВ ПС «Усть-Мая» рассматривается согласно[1].

На участках, опасные для окружающих, следует вывешивать предупредительные плакаты, устанавливать ограждения, назначать дежурных.

Все рабочие места на строительной площадке должны быть в тёмное время достаточно освещены.

Все монтажные работы вблизи токоведущих частей (действующие ВЛ, проходящие вблизи строящейся линии) должны производиться при снятом напряжении.

Работы по монтажу и ремонту воздушной линии электропередачи связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту, с применением грузоподъемных машин и механизмов, а также приспособлений, облегчающих труд рабочих-монтажников и обеспечивающих безопасные условия работы. Отсюда возникает опасность травмирования в случаях падения с конструкций опор, ушибов и ранений, а также не исключено поражение током молнии при работе во время грозы или наведенным напряжением от соседних ВЛ. Как правило, подъем и опускание одностоечных опор ВЛ производится с помощью стреловых грузоподъемных кранов.

Электромонтажники должны быть обучены сигналам, согласно которым регулируется подъем грузов на высоту или его опускание. При подъеме на стальные опоры при отсутствии вышки или подъемника допускается применение лестниц, которые должны быть надежными и устойчивыми. Во избежание ушибов и ранений в результате падения с высоты каких-либо деталей или инструментов запрещается находиться под опорой, люлькой подъемника или корзиной вышки во время производства работы, а также не разрешается сбрасывать какие-либо предметы с высоты опоры. При подъеме на опору тяжелых деталей оборудования необходимо пользоваться специальной веревкой, перекинутой через блок, при этом подъем груза производит рабочий, стоящий внизу и находящийся несколько в стороне от поднимаемого предмета.

При раскатке голого провода с барабана во избежание ранения рук необходимо надевать брезентовые рукавицы.

На время работ по монтажу ВЛ отдельные смонтированные участки длиной 3 км и более необходимо замыкать накоротко, и заземлять на случай появления на данном участке линии наведенного напряжения от соседних, находящихся в работе, или от грозового облака

Т.к. ВЛ будет пересекать автомобильные дороги, не допускается проход людей и проезд транспортных средств во время подъема проводов на опоры ВЛ; в этом случае в надлежащих местах устанавливают предупредительные плакаты и сторожевые посты.

### 5.1.3 Безопасность при эксплуатации ОРУ 110 кВ

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния ПС «Солнечный» должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы подстанции усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу;

2) при нарушении нормальных условий работы подстанции была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

Строительные конструкции, находящиеся вблизи токоведущих частей и доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока до температуры 50 °С и выше; недоступные для прикосновения — до 70 °С и выше.

Конструкции могут не проверяться на нагрев, если по находящимся вблизи них токоведущим частям проходит переменный ток 1000 А и менее.

Во всех цепях РУ должна быть предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. п.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения.

В ОРУ 110 кВ должен быть предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений; габарит проезда должен составлять как минимум 4 м по ширине и высоте, для того чтобы при проезде ремонтных механизмов не задеть высоковольтные провода,



составляющую большую опасность для ремонтного персонала производящего ремонт оборудования.

Персонал, обслуживающий распределительное устройство, должен располагать схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

РУ высокого напряжения этой подстанции должны быть оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных действий персонала, блокировочные устройства должны быть всегда опломбированы.

5.1.4 Порядок приемки ПС «Усть-Мая» в эксплуатацию  
Смонтированное электрооборудование должно быть принято в эксплуатацию в порядке, установленном действующими правилами [4].

Реконструируемая ПС «Усть-Мая» и установленное на ней электрооборудование должны быть подвергнуты приемо-сдаточным испытаниям и введены в промышленную эксплуатацию только после приемки их приемочными комиссиями согласно действующим положениям .

Перед приемкой в эксплуатацию ПС «Усть-Мая» должны быть проведены:

- приемо-сдаточные испытания оборудования и пусконаладочные испытания отдельных систем подстанции;
- в период строительства и монтажа зданий и сооружений промежуточные приемки узлов оборудования и сооружений, в том числе скрытых работ.

Приемо-сдаточные испытания оборудования и пусконаладочные испытания отдельных систем должны быть проведены подрядчиком (ген-подрядчиком) по проектным схемам после окончания всех строительных и монтажных работ по сдаваемой подстанции.

Дефекты и недоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе приемосдаточных и пусконаладочных испытаний, должны быть устранены строительными, монтажными организациями и заводами-изготовителями до приемки ПС «Солнечный» в эксплуатацию.

Для принятия в эксплуатацию ВЛ 110 кВ ПС «Усть-Мая» необходимо произвести:

- проверку изоляторов;
- проверку соединений проводов;
- измерение сопротивления заземления опор и тросов.

## 5.2 Экологичность

### 5.2.1 Отвод земли под строительство ЛЭП.

Отвод земли под воздушную линию 110 кВ, ПС «Усть-Мая» , осуществляется в соответствии с нормами, представленными в [3]. Согласно приведённой в них формуле, площадь земель, отводимых в постоянное пользование определяется произведением всего числа опор ВЛ на площадь, отводимую под одну опору, которая складывается из суммы площадей, образованных её внешним контуром и полосы отступающей от него на 2 метра (для линий 35-500 кВ). Следовательно, площадь отводимых земель зависит от выбранного типа опор, выбор которых основывается на климатических характеристиках в которых проходит ВЛ, а также свойством грунтов в районе их установки.

Для целей строительства предусмотрен отвод территории, представляющий собой полосу земли вдоль трассы воздушной линии ширина, которой превышает расстояние между осями крайних фаз на 2 метра с каждой стороны.

### 5.2.2 Рекультивация плодородного слоя земли вдоль трассы ВЛ

В процессе строительства линии электропередачи происходит нарушение почвенного горизонта: изменение его структуры и мощности, частичные перемещения и перемешивание его слоёв.

Согласно ГОСТ 17.4.3.02-85 плодородный слой подлежит снятию и хранению, с целью его рекультивации.

Снятие почвенного слоя должно производиться бульдозером в один подход, на всю его величину, при этом не допускается смешивание с подстилающими породами.

Снятый плодородный слой перемещается в навалы для хранения в пределах полосы отвода. Их высота не должна превышать 10 метров, а срок хранения более 20 лет.

После окончания строительства почвенный слой необходимо использовать для рекультивации площадей, находившихся во временном пользовании в два этапа.

На первом этапе (техническом) происходит, очистка территории от отходов и строительного мусора, замена загрязненного горюче-смазочными веществами грунта на новый, возврат плодородного слоя и его подготовка ко второму этапу рекультивации.

На втором этапе (биологическом) осуществляется посев многолетних трав, с предварительным внесение в почву минеральных удобрений, а также полив рекультивируемых площадей водой.

Проведение рекультивации позволяет предотвратить развитие эрозионных процессов, которые могут быть причиной загрязнения окружающей среды.

### **5.3 Чрезвычайные ситуации**

#### **5.3.1 Обеспечение пожарной безопасности**

Рассмотрим вопрос обеспечения пожарной безопасности для подстанции 110/6 кВ «Усть-Мая».

Возможность быстрой локализации при начальных стадиях развития пожара определяется наличием, количеством и качеством первичных средств тушения, умения обращаться ими и надёжной работы системы предупреждения о возникновении пожара. Основными огнегасительными средствами и веществами являются вода, пена, песок, инертные газы, сухие (твёрдые) огнегасительные вещества, войлочные и асбестовые полотна.

Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря в производственных и складских

помещениях, не оборудованных внутренним противопожарным водопроводом и автоматическими установками пожаротушения, а также на территории предприятий (организаций), не имеющих наружного противопожарного водопровода, или при удалении зданий (сооружений), наружных технологических установок этих предприятий на расстояние более 100 м от наружных пожарных водоемчиков, должны оборудоваться пожарные щиты. Подстанция «Усть-Мая» по классу пожара относится к Е, т.е. пожары, связанные с горением электроустановок. Для данного класса пожара предусмотрена установка пожарных щитов типа ЩП-Е, в комплект которого входит:

- а) Порошковым огнетушителем (ОП) 10/9 (емкость, л/ масса огнетушащего состава, кг). Рекомендуется устанавливать один огнетушитель данного вида, но при его отсутствии и при соответствующем обосновании допускается устанавливать два огнетушителя ОП 5/4;
- б) Углекислотным огнетушителем (ОУ) 5/3 (емкость, л/ масса огнетушащего состава, кг) в количестве двух. Этот вид огнетушителей используется для тушения электроустановок, находящихся под током;
- в) Крюком с деревянной рукояткой. В комплект щита входит один крюк;
- г) Комплектом для резки электропроводов, в который входят ножницы, диэлектрические боты и коврик. Предусматривается один комплект для ЩП-Е;
- д) Асбестовым полотном, грубошерстной тканью или войлоком (1 шт.) Асбестовые полотна, грубошерстные ткани или войлок должны быть размером не менее 1×1 м и предназначены для тушения пожара веществ и материалов на площади не более 50% от площади применяемого полотна, горение которых не может происходить без доступа воздуха. Асбестовое полотно, грубошерстные ткани или войлок должны храниться в водонепроницаемых закрывающихся футлярах. Указанные средства должны не реже одного раза в 3 месяца просушиваться и очищаться от пыли;
- е) Лопатой совковой в количестве одной;
- ж) Ящиком с песком (1 шт.).

Песок используем для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. Хранят его в ящиках вместе с лопатой. На ОРУ ящики с песком ставим у автотрансформаторов. Ящики емкостью 0,5 м<sup>3</sup>. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

Бочки для хранения воды, устанавливаемые рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее 0,2 м<sup>3</sup> и комплектоваться ведрами.

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов.

Использование инвентаря для целей, не связанных с пожаротушением, запрещено.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара устанавливаем знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Порядок обслуживания и применения огнетушителей должен соответствовать техническим условиям предприятий-изготовителей, а также требованиям “Типовой инструкции по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли”.

Применять средства тушения пожара для каких-либо других целей запрещается.

Выполняя требования статьи 84 [5] предусматриваем установку системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре во всех помещениях подстанции.

Оповещение людей и управление эвакуацией должна осуществляться следующим образом:

Оповещение людей осуществляется подачей звуковых и световых сигналов.

Для этого во всех защищаемых помещениях, зданий и сооружений устанавливаются звуковые оповещатели, которые запускаются автоматически, но также имеют возможность ручного пуска;

На пути эвакуации устанавливаются оповещатели светового типа, предназначенные для обозначения путей эвакуации, включение которых происходит автоматически;

Дополнительно к световым, на путях эвакуации должны использоваться фотолюминесцентные табло, показывающие направление движения;

Предусматривается автоматическая разблокировка дверей, оснащённых электромагнитными замками.

Сигналы звукового оповещения должны обеспечивать общий уровень звука на менее 75 дБА на расстоянии 3 метров от оповещателя, но не более 120 дБА в любой точке защищаемого помещения. При этом они должны обеспечивать уровень звука не менее чем 15 дБА выше допустимого уровня звука постоянного шума в помещении.

### 5.3.2 Пожарная безопасность при эксплуатации ВЛ

ВЛ110 кВ ПС «Усть-Мая» выполняется на металлических опорах.

Капитальный ремонт ВЛ на металлических опорах должен выполняться не реже 1 раза в 10 лет. На ВЛ должны быть организованы периодические и внеочередные осмотры. Периодические осмотры ВЛ проводятся по графику, утвержденному ответственным за электрохозяйство предприятия. Периодичность осмотров каждой ВЛ по всей длине должна быть не реже 1 раза в год. Внеочередные осмотры ВЛ или их участков должны проводиться при образовании на проводах и тросах гололеда, при пляске проводов, во время ледохода и разлива рек, при пожарах в зоне трассы ВЛ, после сильных бурь, ураганов и других стихийных бедствий.

При осмотре ВЛ необходимо проверять противопожарное состояние трассы: в охранной зоне ВЛ не должно быть посторонних предметов, строений, стогов сена, штабелей леса, деревьев, угрожающих падением на линию или опасным приближением к проводам, складирования горючих материалов, костров; не должны выполняться работы сторонними организациями без письменного согласования с предприятием, которому принадлежит ВЛ.

Неисправности, обнаруженные при осмотре ВЛ и в процессе профилактических проверок и измерений, должны быть отмечены в эксплуатационной документации (журнале или ведомости дефектов) и в зависимости от их характера по указанию ответственного за электрохозяйство предприятия устранены или в кратчайший срок, или при проведении технического обслуживания и ремонта.

Трассу ВЛ необходимо периодически расчищать от кустарников и деревьев и содержать в безопасном пожарном отношении состоянии; следует поддерживать установленную проектом ширину просек и проводить обрезку деревьев. Обрезку деревьев, растущих в непосредственной близости к проводам, производит предприятие, эксплуатирующее ВЛ. Деревья, создающие угрозу падения на провода и опоры, должны быть вырублены с последующим уведомлением об этой организации, в ведении которой находятся насаждения.

Не допускается прокладка и эксплуатация воздушных линий электропередачи над горючими кровлями, навесами, а также открытыми складами (штабелями, скирдами и др.) горючих веществ, материалов и изделий.

### 5.3.3 Защита от террористических действий

ПС «Усть-Мая» относится объекту класса 1 по защищённости зданий и сооружений. К данному классу относятся объекты, на которых ущерб в результате реализации террористических угроз приобретет федеральный или межрегиональный масштаб.

Основные объекта подстанции подлежат технической укреплённости, т.е. совокупности мероприятий, направленных на усиление конструктивных элементов зданий, помещений и охраняемых территорий,

обеспечивающих необходимое противодействие несанкционированному проникновению в охраняемую зону, взлому и другим преступным посягательствам. Для повышения надёжности охраны подстанции техническая укрепленность, является основой построения системы технической безопасности, должна применяться в сочетании с техническими средствами периметральной охранной сигнализации и системы видеонаблюдения.

Для обеспечения технической укрепленности предусматриваем:

Наружное ограждение из бетонных плит высотой 2,4 м с закреплением в верхней их части спирального барьера безопасности типа «Ягода» и дополнительным ограждением в виде сварной решётки, заглублённой в грунт на 0,5 м;

Установка входных дверей зданий и сооружений, повышенной прочности с установленными замками высокой секретности;

Установка на окна металлических решёток;

Установка системы видеонаблюдения.

#### **5.4 Молниезащита подстанции**

Защиту распреедустройств проектируемой подстанции от прямых ударов молний осуществляем молниеотводами. Молниеотвод состоит из металлического молниеприемника, который возвышается над защищаемым объектом и воспринимает удар молнии, и токопроводящего спуска с заземлителем, через который ток молнии отводится в землю.

Произведем расчет молниеотводов и разместим их на плане ОРУ, тем самым обеспечив защиту на уровне земли и уровне защищаемого объекта.

Габариты ПС  $A \times B = 66.7 \times 45$  м

На линейных порталах устанавливаем 3 молниеотвода. Осуществим полную проверку и убедимся в правильности их установки.

Рассмотрим зону защиты двух равновеликих стержневых молниеотводов, для молниеотводов 1-2, 2-3 находящихся на одинаковом расстоянии друг от друга.

Принимаем высоту молниеотвода:

$$H = 27 \text{ м}$$

Эффективная высота зоны защиты:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot H = 0,85 \cdot 27 = 22,95 \text{ м}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H)H = (1,1 - 0,002 \cdot 27)27 = 28,24 \text{ м}$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_i = 11 \text{ м}$$

Расстояние между молниеотводами 1-2, 2-3:

$$L = 28 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли:

$$r_{c0} = r_0 = 28,24 \text{ м}$$

Минимальная высота зоны защиты определяется по формуле:

$$h_{\text{сх}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H), \quad (117)$$

$$h_{\text{сх}} = 22,95 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 27) \cdot (28 - 27) = 22,77,$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{\text{сх}} = r_{c0} \cdot \left( \frac{h_{\text{сх}} - h_i}{h_i} \right) = 28,24 \cdot \left( \frac{22,77 - 11}{11} \right) = 14,6 \text{ м}$$

Радиус круга зоны защиты защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_i}{h_{\text{эф}}} \right) = 28,24 \cdot \left( 1 - \frac{11}{22,95} \right) = 14,7 \text{ м.}$$

Расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя в виде сетки



1) По заданному составу грунта используя (РД таблица П 15.1) определим удельное сопротивление каждого слоя.

- для песков водоносных:

$$\rho_1 = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

- скальных пород:

$$\rho_2 = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

2) Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м. Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.

$$A = 66.7 \text{ м}; B = 45 \text{ м}$$

Тогда площадь используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) \quad (118)$$

$$S = (66,7 + 3) \cdot (45 + 3) = 3345,6 \text{ м}^2;$$

3) Принимаем первоначально диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным  $d = 10 \text{ мм}$ ;

Проверяем сечение по условиям механической прочности:

$$F_{M.п.} = \pi \cdot \frac{R^2}{4} = \pi \cdot \frac{10^2}{4} = 78.5 \text{ мм}^2;$$

Проверяем по термической стойкости:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{КЗ}^2 \cdot t_{откл}}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{1000^2 \cdot 0.1}{400 \cdot 21}} = 3,45 \text{ мм}^2,$$

где  $t_{откл} = 0,33 \text{ с}$  – время срабатывания РЗ при его отключении;

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

Проверяем сечения заземлителя на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}), \quad (119)$$

$$F_{КОР} = 3.14 \cdot 0.929 \cdot (10 + 0.929) = 31,86 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{М.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{Т.С.} \text{ мм}^2; \quad (120)$$

$$F_{КОР} + F_{Т.С.} = 3.45 + 31,86 = 35,31 \text{ мм}^2$$

$$78.5 \geq 35.31$$

4) Принимаем расстояние между полосами сетки:  $l_{П-П} = 12 \text{ м.}$ , тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{Г} = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1.5)}{l_{П-П}} + (B + 2 \cdot 1.5) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1.5)}{l_{П-П}} \quad (121)$$

$$L_{Г} = (66,7 + 3) \cdot \frac{(45 + 3)}{12} + (45 + 3) \cdot \frac{(66,7 + 3)}{12} = 557.6 \text{ м}$$

5) Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем:

$a = 12 \text{ м}$  - расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{3345.6}}{12} = 19,28;$$

Принимаем  $n_B = 20$

б) Расчет импульсного сопротивления заземлителя подстанции.

- Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экс}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (122)$$

где  $A$  - коэффициент подобия, зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.086, \text{ принимаем } A = 0.37.$$

$$R_{1S} = \rho_1 \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L \cdot n_B \cdot l_B} \right) = 40 \cdot \left( \frac{0.37}{\sqrt{3345}} + \frac{1}{557.6 \cdot 20 \cdot 5} \right) = 0.257;$$

$$R_{2S} = \rho_2 \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) = 30 \cdot \left( \frac{0.4}{\sqrt{3345}} + \frac{1}{557.6 \cdot 20 \cdot 5} \right) = 0.192;$$

Находим импульсный коэффициент для обоих слоев

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_1 + 320) \cdot (I_m + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3345}}{(40 + 320) \cdot (45000 + 45)}} = 0,073;$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_2 + 320) \cdot (I_m + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3345}}{(30 + 320) \cdot (45000 + 45)}} = 0,074;$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя в каждом слое:

$$R_{u1} = R_{1S} \cdot \alpha_{u1} = 0,257 \cdot 0,073 = 0,019 \text{ Ом};$$

$$R_{u2} = R_{2S} \cdot \alpha_{u2} = 0.192 \cdot 0.074 = 0,01 \text{ Ом};$$

Общее импульсное сопротивление искусственного заземления подстанции:

$$R_{ЭК} = R_{u1} + R_{u2} = 0,019 + 0,01 = 0,033$$

Сопротивление заземлителя растеканию тока согласно требованиям ПУЭ должно быть не более 0.5 Ом. Так как  $0,033 < 0.5$ , то делаем вывод о том, что тип заземлителя подобран правильно.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения бакалаврской работы на тему «Реконструкция системы внешнего электроснабжения поселка Усть-Мая», поставленные задачи были выполнены.

Данная бакалаврская работа выполнена на основе применения утвержденных типов конструкций оборудования серийного заводского изготовления, с соблюдением всех требований нормативно-технической документации.

Согласно расчетам, установленное оборудование устойчиво к действию токов КЗ.

Кроме того, устройства релейной защиты и автоматики обеспечивают надежность и безопасность эксплуатации оборудования.

После анализа безопасности и экологичности проекта, ясно, что при соблюдении правил технической эксплуатации, а также требований техники безопасности и пожарной безопасности, эксплуатация сети по данному проекту безопасна.

Не смотря на это, выполненный проект системы электроснабжения поселка не является образцом проектирования по сравнению с проектами специализированных организаций, что связано с ограниченностью опыта как проектирования так и эксплуатации.