

Министерство науки и образования Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт. Заочный факультет  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ И.М. Кирпичникова  
(подпись)

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Релейная защита и автоматика тупиковой двухтрансформаторной  
подстанции 220/10 кВ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.079.00.00 ПЗ ВКР

Руководитель проекта  
доцент, к.т.н.

\_\_\_\_\_ А.Н. Андреев  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Автор проекта  
студент группы ПЗ-572

\_\_\_\_\_ Н.Д. Верхошенцев  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Нормоконтролер  
доцент, к.т.н.

\_\_\_\_\_ А.Н. Андреев  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Министерство науки и образования Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт. Факультет заочный  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»  
Направление 13.03.02.«Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ И.М. Кирпичникова  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

ЗАДАНИЕ  
на выпускную квалификационную работу студента

Верхошенцева Николая Дмитриевича

Группа ПЗ-572

1 Тема работы

Релейная защита и автоматика тупиковой двухтрансформаторной подстанции  
220/10 кВ

утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ от «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

2 Срок сдачи студентом законченной работы «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

3 Исходные данные к работе:

1. Схема подключения проектируемой подстанции;

2. Мощность КЗ на шинах существующей подстанции 1500

МВА; в максимальном режиме, 1100 МВА в минимальном режиме.

3. Параметры воздушной линии W1: номинальное напряжение 220 кВ,  
длина 70 км;

4. Параметры нагрузки, питаемой от шин низкого напряжения 10 кВ,  
проектируемой подстанции:

а) асинхронный двигатель АТД4 4000 кВт, количеством 2 шт.,

б) трансформатор 1000/10/0,4 количеством 6 шт.,

в) РУ-10 кВ установленной мощностью 15 МВА, количеством 6 шт..

4 Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

1 Выбор силовых трансформаторов

2 Выбор схем РУ

3 Выбор режимов заземления нейтрали

4 Выбор оперативного тока и ТСН

5 Расчет и выбор марки ВЛ

6 Расчет токов короткого замыкания

7 Выбор и проверка коммутационной аппаратуры

8 Выбор видов защит объектов проектируемой ПС

9 Выбор типоразмера защит для объектов проектируемой ПС

10 Расчет уставок защит

11 Проверка на допустимую погрешность трансформаторов тока

5 Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

1 Главная схема электрических соединений проектируемой подстанции и РУ-10 кВ	– 1 лист
2 Схема расстановки защит	– 1 лист
3 Схема подключения основной и резервной защит ВЛ-220 кВ в существующей ПС	– 1 лист
4 Схема подключения трансформатора к ШЭ-МТ-022 и ШЭ-МТ-025	– 1 лист
5 Схема подключения электрических соединений ячейки КРУ и КТП-1	– 1 лист

6 Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
-	-	-	-
-	-	-	-

7 Дата выдачи задания «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

Руководитель

\_\_\_\_\_ А.Н. Андреев  
(подпись)

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_ Н.Д. Верхошенцев  
(подпись)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка руководителя о выполнении
1 Выбор силовых трансформаторов	17.03.2020	-
2 Выбор источника ОТ	20.03.2020	-
3 Расчет ТКЗ	28.03.2020	-
4 Выбор и проверка коммутационной аппаратуры	05.04.2020	-
5 Выбор видов РЗА	12.04.2020	-
6 Выбор типоразмера РЗА	14.04.2020	-
7 Расчет уставок защит	20.04.2020	-
8 Проверка на допустимую погрешность трансформаторов тока	25.04.2020	-
9 Заключение	23.05.2020	-
10 Библиографический список	24.05.2020	-
11 Пояснительная записка	25.05.2020	-
12 Графическая часть	22.05.2020	-

Заведующий кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

Руководитель работы

(подпись)

А.Н. Андреев

Студент

(подпись)

Н.Д. Верхошенцев

## АННОТАЦИЯ

Верхошенцев Н.Д. Релейная защита и автоматика тупиковой двухтрансформаторной подстанции 220/10 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ, 2020.– 68 с., 10 илл., 19 табл. библиогр. список – 65 наим., 5 листов чертежей ф. А2

В данной выпускной квалификационной работе выбраны устройства релейной защиты и автоматики для проектируемой тупиковой двухтрансформаторной подстанции. В соответствии с исходными данными и обоснованным выбором схем главных соединений на сторонах высшего и низшего напряжения (ВН и НН), а также вида и источника оперативного тока, выбор видов РЗА для всех объектов подстанции производился на основании действующих нормативных документов. Выбор типоразмера терминалов устройств РЗА производился согласно каталогу выбранной фирмы разработчика. На основании составленной схемы замещения сети были определены токи короткого замыкания, произведен расчет параметров устройств защиты и автоматики элементов подстанции. Осуществлена проверка на допустимую погрешность трансформатора тока на стороне НН силового трансформатора.

					<b>ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР</b>								
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Релейная защита и автоматика тупиковой двухтрансформаторной подстанции 220/10 кВ			Лит.		Лист	Листов		
Разраб.	Верхошенцев			В				К	Р	6	68		
Пров.	Андреев			ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра «ЭССиСЭ»									
Н. контр.	Андреев												
Утв.	Кирпичникова												

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	8
1 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, СХЕМ СОЕДИНЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НА ВЫСОКОЙ И НИЗКОЙ СТОРОНАХ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ.....	9
1.1 Выбор схемы распределительного устройства ВН ПС.....	9
1.2 Выбор схемы распределительного устройства НН ПС.....	10
1.3 Расчет и выбор силовых трансформаторов подстанции.....	10
1.4 Расчет ВЛ от существующей подстанции .....	11
2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ.....	12
3 ВЫБОР ВИДА И ИСТОЧНИКА ОПЕРАТИВНОГО ТОКА НА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОМ УСТРОЙСТВЕ.....	13
3.1 Выбор вида оперативного тока на ПС-220/10 кВ.....	13
3.2 Выбор источника оперативного тока на ПС-220/10 кВ.....	13
4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	15
5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НА ВН И НН.....	24
5.1 Выбор коммутационной аппаратуры ВН ПС.....	24
5.2 Выбор коммутационной аппаратуры НН ПС.....	26
6 ВЫБОР ВИДОВ И ТИПОИСПОЛНЕНИЯ РЗА ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС, ЯЧЕЙКИ ВЛ НА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ПС.....	28
6.1 Асинхронный электродвигатель 10 кВ.....	28
6.2 Комплектная трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ.....	29
6.3 Кабельная линия 10 кВ КРУ – РУ-10 кВ.....	30
6.4 Реализация АЧР и ЧАПВ в ячейке ТН 10 кВ.....	30
6.5 Секционный выключатель.....	30
6.6 Вводной выключатель.....	31
6.7 Трансформатор 220/10 кВ.....	31
6.8 Воздушная линия 220 кВ.....	32
7 РАСЧЕТ УСТАВОК.....	35
7.1 Расчет уставок АД-10 кВ.....	35
7.2 Расчет уставок КТП-10/0,4 кВ.....	41
7.3 Расчет уставок КЛ-10 кВ КРУ-СВЭЛ – РУ-10 кВ.....	43
7.4 Расчет уставок секционного выключателя.....	45
7.5 Расчет уставок силового трансформатора 220/10 кВ.....	48
7.6 Расчет уставок ВЛ-220 кВ.....	57
8 ПРОВЕРКА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ ТРАНСФОРМАТА ТОКА НА СТОРОНЕ НН СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА.....	62
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	63
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	64

## ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

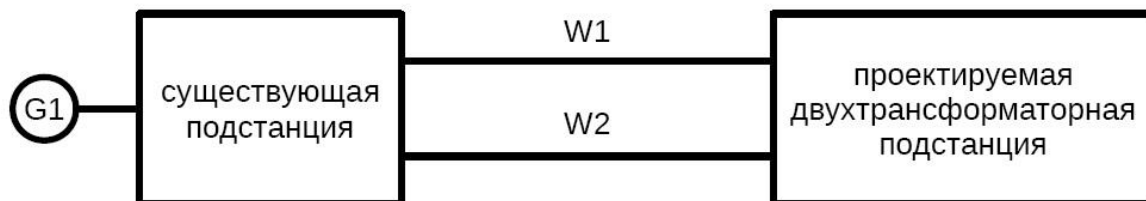


Рисунок А – Схема подключения проектируемой подстанции 220/10 кВ

Существующая подстанция выполнена по схеме 8 (шестиугольник)  
Для двухтрансформаторных узловых ПС с 4-я ВЛ или с другим соотношением из 6 присоединений.

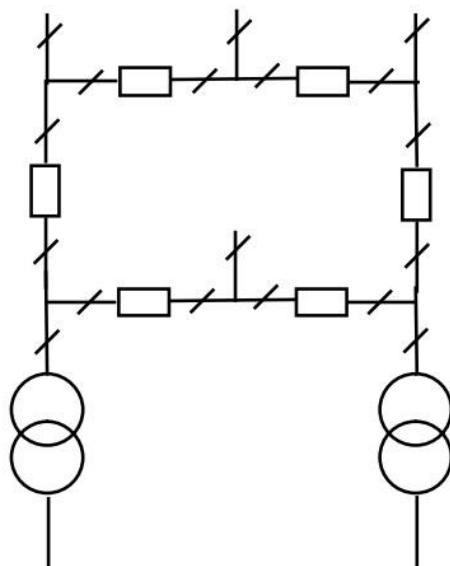


Рисунок Б – Схема двухтрансформаторной узловой ПС с 4-я ВЛ

					ПЗ-573.13.03.02.2020.079 ПЗ ВКР	Лист
						8
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		



# 1 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, СХЕМ СОЕДИНЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НА ВЫСОКОЙ И НИЗКОЙ СТОРОНАХ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

Проектируемая ПС 220/10 кВ выполняется комплектной заводского изготовления типа КТПБ-УЭТМ-220. Каталог «ОРУ 220 кВ на унифицированных конструкциях производства Эльмаш (УЭТМ) с жесткой ошиновкой. Компонировочные решения» [1].

Распределительное устройство РУ 10 кВ выполняем комплектным (КРУ) со шкафами типа К-128 [2] (двухстороннее обслуживание).

## 1.1 Выбор схемы распределительного устройства ВН ПС

Схемы электрических соединений выбирают: по классу напряжения, по категории потребителя, по числу присоединений [3].

Ввиду отсутствия транзита мощности проектируемой подстанции можно отнести к категории тупиковых, поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения – 4Н, два блока с выключателями и ремонтной перемычкой. Ремонтная перемычка введена в схему с целью снижения потерь в трансформаторах проектируемой подстанции во время ремонта одной из питающих ВЛ [4].

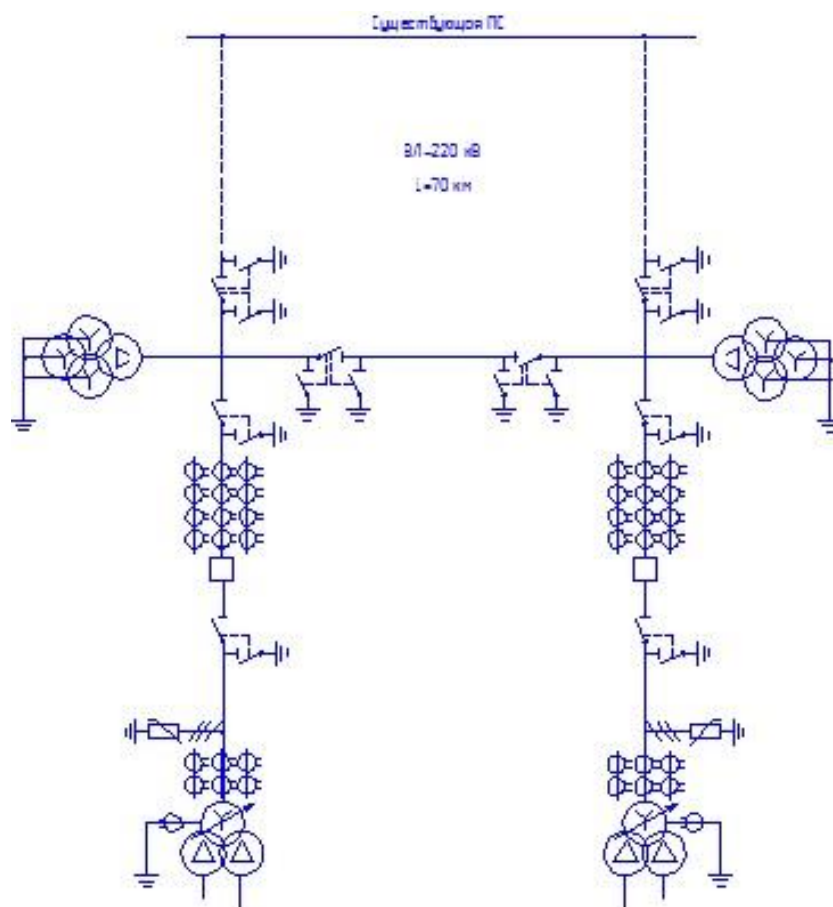


Рисунок 1 – Схема внешнего электроснабжения 220 кВ

					ПЗ-573.13.03.02.2020.079 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		9

## 1.2 Выбор схемы распределительного устройства НН ПС

Согласно исходным данным к шинам комплектного распределительного устройства (далее КРУ) понижающей подстанции присоединены 4 КЛ-10 кВ питающие РУ-10 кВ. КРУ выполняем одной секционированной выключателем системой шин подключаемая к объединенной расщепленной обмотке понижающих трансформаторов.

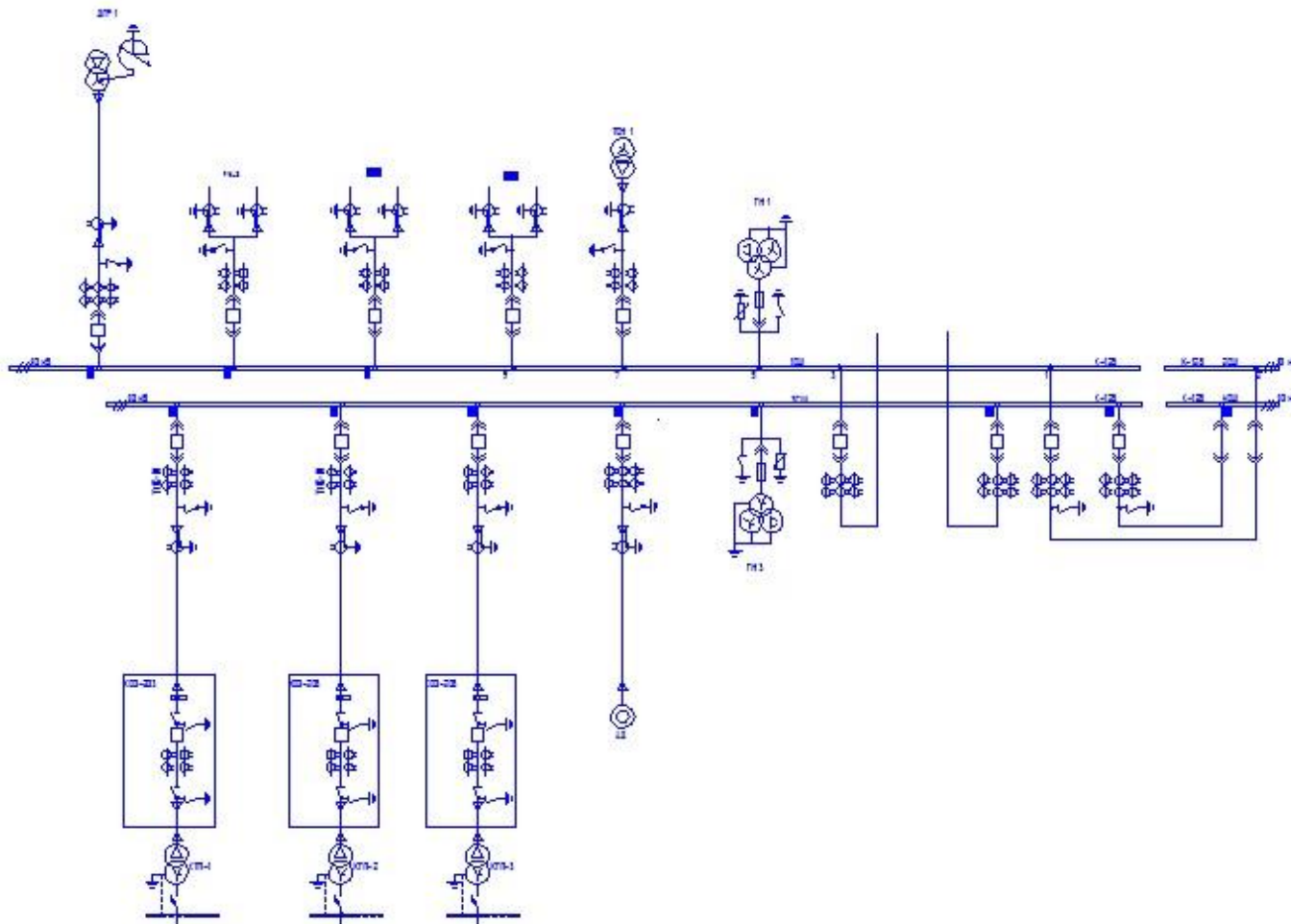


Рисунок 2 – Схема внутреннего электроснабжения 10 кВ

## 1.3 Расчет и выбор силовых трансформаторов подстанции

На ПС устанавливается два силовых понижающих трансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надежное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

Номинальная мощность каждого трансформатора определяется из соотношений:

$$S_{т.ном} \geq \frac{\sum S_{нагр.}}{n \cdot k_{з.н.}}; \quad (1.1)$$

Найдем установленную мощность нагрузки проектируемой подстанции.

Согласно исходным данным к шинам КРУ-10 кВ присоединены 6 трансформаторов с установленной мощностью 1000 кВ·А, 2хАТД-4 по 4000 кВт и 6 РУ-10 кВ с установленной мощностью 15 МВА.

Определим полную мощность АДТ:

$$S_{АД.ном} = \frac{P_{АД.ном}}{\eta \cdot \cos \varphi} = \frac{4000}{0,973 \cdot 0,89} = 4,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (1.2)$$

Определим мощность трансформатора:

$$S_{т.ном220} \geq \frac{(6 \cdot 10^6 + 2 \cdot (4,6 \cdot 10^6) + 6 \cdot (15 \cdot 10^6))}{2 \cdot 0,7} = \frac{105,2 \cdot 10^6}{1,4} = 75,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

К установке принимаем трансформатор типа ТРДЦН-100000/220 У1 [5], технические характеристики которого представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики трансформатора

$S_{т.ном220}, \text{ МВ} \cdot \text{А}.$	$U_{ВН}, \text{ кВ}.$	$U_{НН}, \text{ кВ}.$	$\Delta P_{кз}, \text{ кВт}.$	$\Delta P_{хх}, \text{ кВт}.$	$U_{кз}, \%$	$I_{хх}, \%$
100	230	11	360	115	12	0,70

#### 1.4 Расчет ВЛ от существующей подстанции

Расчетный ток одной цепи линии от существующей ПС

$$I_{р.л.} = \frac{S_{нагр.}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (1.3)$$

$$I_{р.л.} = \frac{105,2 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10^3} = 132,2 \text{ А}.$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока

$$F_э = \frac{I_{р.л.}}{j_э}; \quad (1.4)$$

где  $j_э$  – экономическая плотность тока,  $\text{А} / \text{мм}^2$  [3].

$$F_э = \frac{132,2}{1,1} = 120,2 \text{ мм}^2.$$

Окончательно принимаем провод марки АС-120/19.

Минимальное сечение сталеалюминиевого проводника на 220 кВ по условиям короны [6, табл. 3.7] равно  $240 \text{ мм}^2$ , следовательно, выбираем провод марки АС-240/32 [7].

## 2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ

Работа электрических сетей напряжением 2–35 кВ может предусматриваться, как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор. Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при значениях этого тока в нормальных режимах: более 20 А при напряжении 10 кВ.

Определим величину емкостного тока по следующей формуле [8.раздел 18.2]:

$$I_{O33} = \omega \cdot 3 \cdot C_{\text{ф.уд.}i} \cdot \sum_i^n l_{\text{уд.}i} \cdot U_{\text{ф}}; \quad (2.1)$$

где  $U_{\text{ф}} = 10000 \text{ В}$  – фазное напряжение электрической сети;

$\omega$  – угловая частота переменного напряжения сети;

$l_{\text{уд.}i}$  – длина  $i$ -ой линии;

$C_{\text{ф.уд.}i}$  – удельная суммарная емкость земли (например, одножильного кабеля кабельной линии 6-10-35 кВ).

Согласно таблице 5.4 после проверки на термическую стойкость

$$C_{95} = 0,294 \cdot 10^{-6} \text{ Ф}, \quad l_{95} = 6 \cdot 0,15 = 0,9 \text{ км};$$

$$C_{185} = 0,262 \cdot 10^{-6} \text{ Ф}, \quad l_{185} = 6 \cdot 0,35 = 1,4 \text{ км};$$

$$C_{240} = 0,3 \cdot 10^{-6} \text{ Ф}, \quad l_{240} = 6 \cdot 1,2 = 7,2 \text{ км}.$$

Таким образом

$$C_{\text{ф.уд.}i} \cdot \sum_i^n l_{\text{уд.}i} = 2,7 \cdot 10^{-6} \text{ Ф}.$$

$$I_{O33} = 314 \cdot 3 \cdot 2,79 \cdot 10^{-6} \cdot 10 \cdot 10^3 = 26,3 \text{ А}.$$

Так как  $26,3 \text{ А} \geq 20 \text{ А}$ , для сети 10 кВ, требуется компенсация емкостного тока. Рассмотрим к установке дугогасящий реактор (ДГР) [8].

Определим мощность и тип ДГР:

$$Q_k = I_{O33} \cdot \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}} \cdot 1,25 = 26,3 \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} \cdot 1,25 \approx 190 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (2.2)$$

В случае отключения второго трансформатора в ОРУ-220 необходимо чтобы ДГР1 мог принять на себя нагрузку с ДГР2, соответственно

$$Q_k \approx 190 \cdot 2 = 380 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

К установке принимаем ДГР типа РДМР-485/10 [9] совместно с трансформатором типа ТМПС-630 [10]. Дополнительно в ОПУ, в шкаф устанавливается устройство автоматического регулирования токов компенсации УАРК-105 [11].

### 3 ВЫБОР ВИДА И ИСТОЧНИКА ОПЕРАТИВНОГО ТОКА НА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОМ УСТРОЙСТВЕ

#### 3.1 Выбор вида оперативного тока на ПС-220/10 кВ

В соответствии с положением ПАО «Россети» от 08.11.2019 № 378 [12] и принятой схемой ПС и по условиям питания устройств РЗ на ПС предусмотрен постоянный оперативный ток – 220 В. Цепи оперативной блокировки питаются выпрямленным током от выпрямителя встроенного в шкаф оперативного постоянного тока (далее ШОТ).

#### 3.2 Выбор источника оперативного тока на ПС-220/10 кВ

В качестве источника постоянного тока используются аккумуляторные батареи. Малогабаритные, герметичные, необслуживаемые со сроком эксплуатации 15 лет.

Рассчитаем параметры аккумуляторной батареи:

Максимальный ток заряда

$$I_{\max} = I_{\text{пост.}} + I_{\text{врем.}} + I_{\text{эл.магн. 2-х выкл.ВН}}; \quad (3.1)$$

где  $I_{\text{пост.}}$  – постоянный ток потребления, для ПС 110-220 кВ – 25 А;

$I_{\text{врем.}}$  – временный ток потребления, для ПС 110-220 кВ – 75 А;

$I_{\text{эл.магн. 2-х выкл.ВН}}$  – ток потребления эл. магнитного выключателя, для элегазовых выкл. 110-220 кВ – 12 А на 1 фазу, итого  $12 \cdot 3 \cdot 2 = 72$  А.

$$I_{\max} = 25 + 75 + 72 = 172 \text{ А.}$$

Принимаем аккумуляторную батарею типа drifit/AGM [13].

Шкаф СОПТ-МТ на базе ЗВУ марки РВИ-МС [14] выполнен компактной конструкции с применением зарядных устройств модульного типа. При отключении вводов питающего напряжения производится переключение схемы на питание потребителей от АКБ без перерывов в электроснабжении.

					ПЗ-573.13.03.02.2020.079 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		13

Определим мощности потребителей собственных нужд

Таблица 3.1 – Потребители собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		cosφ	tgφ	Нагрузка	
	ед.	всего			$P_{уст}, кВт$	$Q_{уст}, квар$
Охлаждение ТРДЦН-100000/220 У1	2,5×2	5	0,85	0,62	5	3,1
Подогрев ВГТ-УЭТМ-220	1,8×2	3,6	1	0	3,6	-
Подогрев привода РПД-УЭТМ-1-220	0,6×8	4,8	1	0	4,8	-
Потребление шкафов РЗА ВН	-	25	1	0	25	-
Отопление, освещение КРУ-10	-	7	1	0	7	-
Отопление, освещение ОПУ	-	60	1	0	60	-
Подогрев ячеек КРУ	1×30	28	1	0	30	-
Потребление терминалов КРУ	-	21	1	0	21	-
Освещение ОРУ-220	-	8	1	0	8	-
Подзарядка АБ	-	46	1	0	46	-
Итого					210,4	3,1

К установке принимаем трансформатор типа ТМГ-250/10/0,4 кВ [15], которые подключаются к секции шин подстанции через вакуумный выключатель. ТСН устанавливаются на территории ОРУ-220 кВ.

## 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для проверки принятого к установке электрооборудования по термическому, электродинамическому действию токов короткого замыкания достаточно рассчитать ток трехфазного КЗ в характерных токах СЭС предприятия и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжелого режима работы сети. Таким характерным режимом является состояние СЭС, когда один из трансформаторов ПС отключен и включен секционный выключатель в КРУ ПС, т.е. все ЭП питаются от одного трансформатора.

Схема для расчета токов КЗ представлена на рисунке 4.1.

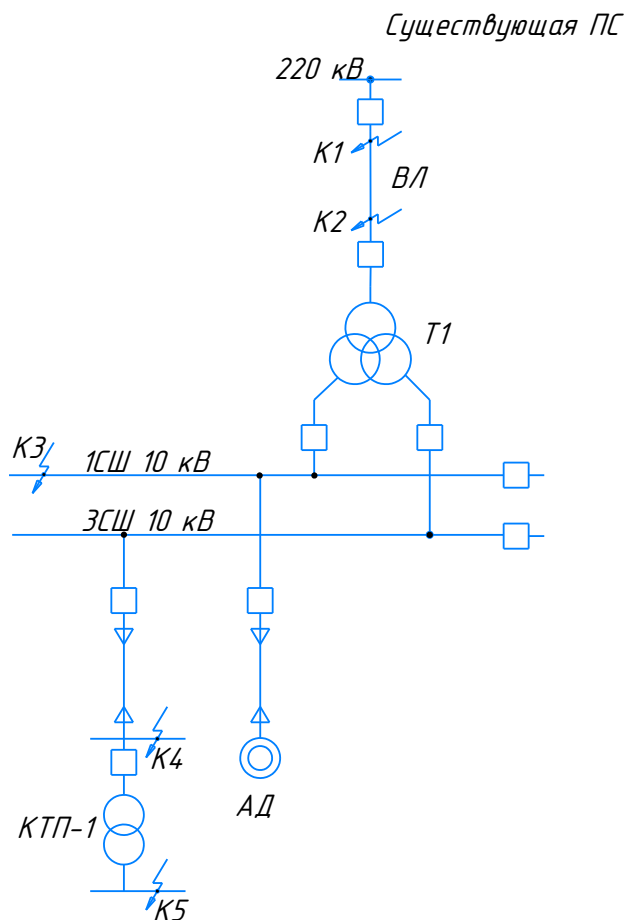


Рисунок 4.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ производим в следующих точках:

- $K_1$  и  $K_2$  – в схеме внешнего электроснабжения;
- $K_3$  – в КРУ ПС;
- $K_4$  – в сети напряжением 10 кВ перед трансформатором КТП-1;
- $K_5$  – в сети напряжением 0,4 кВ за трансформатором КТП-1.

При определении токов КЗ в точках  $K_1$  и  $K_2$  подпитку от двигателей напряжением 10 кВ можно не учитывать. В подпитке точки  $K_3$  участвуют высоковольтные двигатели, подключенные к обеим секциям.

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения (рисунок 4.1) составляется схема замещения (рисунок 4.2).

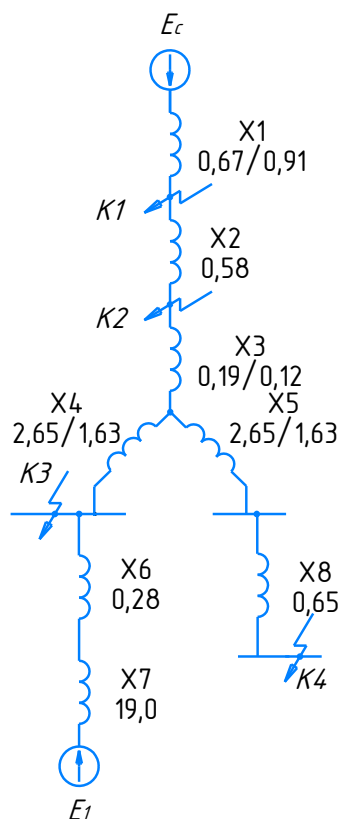


Рисунок 4.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при  $S_{\sigma} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  и, принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание.

Определим сопротивление элементов схемы замещения.

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_{\sigma}}{S_k}; \quad (4.1)$$

где  $S_{\sigma}$  – базисная мощность,  $\text{МВ} \cdot \text{А}$ ;

$S_k$  – мощность короткого замыкания,  $\text{МВ} \cdot \text{А}$ .

$$x_{1.\max} = x_{c.\max} = \frac{1000 \cdot 10^6}{1500 \cdot 10^6} = 0,67 \text{ Ом.}$$

$$x_{1.\min} = x_{c.\min} = \frac{1000 \cdot 10^6}{1100 \cdot 10^6} = 0,91 \text{ Ом.}$$



Ток короткого замыкания в точке  $K_1$

$$I_{k1} = I_{nt1} = I_{n01} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}} \cdot x_1}; \quad (4.2)$$

$$I_{k1.max} = I_{nt1} = I_{n01} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10^3 \cdot 0,67} = 3,77 \text{ кА.}$$

$$I_{k1.min} = I_{nt1} = I_{n01} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10^3 \cdot 0,91} = 2,76 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке  $K_1$

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial 1} \cdot I_{k1}; \quad (4.3)$$

где  $k_{y\partial 1}$  – ударный коэффициент [16].

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 3,77 = 9,14 \text{ кА.}$$

Сопротивление воздушной линии (ВЛ) марки АС-240/32

$$x_2 = x_l = x_{0вл} \cdot L_{вл} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp1}^2}; \quad (4.4)$$

$$x_2 = x_l = 0,44 \cdot 70,0 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(230 \cdot 10^3)^2} = 0,58 \text{ Ом.}$$

Ток короткого замыкания в точке  $K_2$

$$I_{k2} = I_{nt2} = I_{n02} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}} \cdot (x_1 + x_2)}; \quad (4.5)$$

$$I_{k2.max} = I_{nt2} = I_{n02} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10^3 \cdot (0,67 + 0,58)} = 2,0 \text{ кА.}$$

$$I_{k2.min} = I_{nt2} = I_{n02} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10^3 \cdot (0,91 + 0,58)} = 1,68 \text{ кА.}$$

По формуле (3.3)

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,0 = 5,12 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке  $K_2$

$$S_{k2} = \sqrt{3} \cdot U_{\delta} \cdot I_{k2}; \quad (4.6)$$

$$S_{k2.\max} = \sqrt{3} \cdot (230 \cdot 10^3) \cdot 2,0 = 796 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$S_{k2.\min} = \sqrt{3} \cdot (230 \cdot 10^3) \cdot 1,68 = 668 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Минимальное и максимальное сопротивление трансформатора ПС

$$x_{T.\min} = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \left( \frac{100 - \Delta U_{pн\%}}{100} \right)^2 \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.n}}; \quad (4.7)$$

$$x_{T.\max} = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \left( \frac{100 + \Delta U_{pн\%}}{100} \right)^2 \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.n}}; \quad (4.8)$$

где  $U_{k\%}$  – напряжение короткого замыкания, %;

$\Delta U_{pн\%}$  – половина полного диапазона РПН, %;

$S_{T.n}$  – номинальная мощность трансформатора,  $\text{кВ} \cdot \text{А}$ .

$$x_{T.\min} = \frac{12}{100} \cdot \left( \frac{100 - 12}{100} \right)^2 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{100 \cdot 10^6} = 0,93 \text{ Ом}.$$

$$x_{T.\max} = \frac{12}{100} \cdot \left( \frac{100 + 12}{100} \right)^2 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{100 \cdot 10^6} = 1,51 \text{ Ом}.$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения

$$x_3 = 0,125 \cdot x_m; \quad (4.9)$$

$$x_{3.\min} = 0,125 \cdot 0,93 = 0,12 \text{ Ом}.$$

$$x_{3.\max} = 0,125 \cdot 1,51 = 0,19 \text{ Ом}.$$

Сопротивление обмоток низкого напряжения

$$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot x_m; \quad (4.10)$$

$$x_{4.\max} = x_{5.\max} = 1,75 \cdot 1,51 = 2,65 \text{ Ом}.$$

$$x_{4.\min} = x_{5.\min} = 1,75 \cdot 0,93 = 1,63 \text{ Ом}.$$

Определим сопротивление кабельной линии питающей асинхронный двигатель. Так как длина кабельной линии не задана, условно принимаем 150 м. Марка кабельной линии АПвП-10 3х50/16 [17], предварительно, сечение принято по экономической плотности тока

$$x_{кл} = \frac{1}{n_{кл}} \cdot x_{0кл} \cdot L_{кл} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{cp}^2}; \quad (4.11)$$

$$x_6 = \frac{1}{1} \cdot 0,204 \cdot 0,15 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,28 \text{ Ом.}$$

Длина кабельной линии питающей комплектную трансформаторную подстанцию не задана, условно принимаем 350 м. АПвП-10 3х50/16, предварительно, сечение принято по экономической плотности тока

$$x_8 = \frac{1}{1} \cdot 0,204 \cdot 0,35 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,65 \text{ Ом.}$$

Сопротивление асинхронных двигателей:

$$x_{\partial} = \frac{1}{n_{\partial}} \cdot \frac{1}{I_{пуск}} \cdot \frac{S_{\bar{o}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_{\partial}}; \quad (4.12)$$

$$x_7 = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{5,7} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6 \cdot 0,89 \cdot 0,973}{4000 \cdot 10^3} = 19,0 \text{ Ом.}$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке К<sub>3</sub> приведем схему замещения (рисунок 4.2) к виду рисунка 4.3.

Сопротивления элементов, представленных на схеме замещения, изображенной на рисунке 4.3, определим по выражениям

$$x_9 = x_1 + x_2 + x_3 + x_4; \quad (4.13)$$

$$x_{10} = x_6 + x_7; \quad (4.14)$$

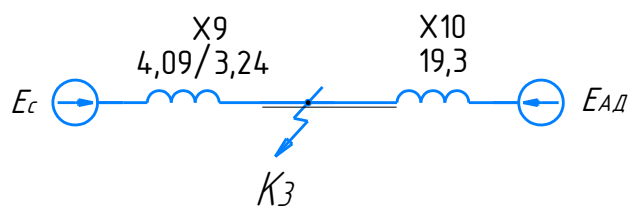


Рисунок 4.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке К<sub>3</sub>

$$x_{9\max} = 0,67 + 0,58 + 0,19 + 2,65 = 4,09 \text{ Ом.}$$

$$x_{9\min} = 0,91 + 0,58 + 0,12 + 1,63 = 3,24 \text{ Ом.}$$

$$x_{10} = 0,28 + 19,0 = 19,3 \text{ Ом.}$$

Базисный ток

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}; \quad (4.15)$$

$$I_{\sigma} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 55,0 \text{ кА.}$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_c}{x_9} \cdot I_{\sigma}; \quad (4.16)$$

$$I_{AD} = \frac{E_1}{x_{10}} \cdot I_{\sigma}; \quad (4.17)$$

$$I_{c.\max} = \frac{1}{4,09} \cdot 55,0 = 13,4 \text{ кА.}$$

$$I_{c.\min} = \frac{1}{3,24} \cdot 55,0 = 16,9 \text{ кА.}$$

$$I_{AD} = \frac{0,9}{19,3} \cdot 55,0 = 2,56 \text{ кА.}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К<sub>3</sub>

$$I_{k3} = I_c + I_{AD}; \quad (4.18)$$

$$I_{k3.\max} = 13,4 + 2,56 = 15,9 \text{ кА.}$$

$$I_{k3.\min} = 16,9 + 2,56 = 19,5 \text{ кА.}$$

По формуле (4.3)

$$i_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 15,9 = 43,0 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке К<sub>3</sub>

По формуле (4.6)

$$S_{k3.\max} = \sqrt{3} \cdot (10,5 \cdot 10^3) \cdot 15,9 = 289 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

$$S_{k3.min} = \sqrt{3} \cdot (10,5 \cdot 10^3) \cdot 19,5 = 354 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Определим ток короткого замыкания в точке К<sub>4</sub>.  
Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma 4} = x_8 + x_9; \quad (4.19)$$

$$x_{\Sigma 4 \max} = 0,65 + 4,09 = 4,74 \text{ Ом}.$$

$$x_{\Sigma 4 \min} = 0,65 + 3,24 = 3,89 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление

$$z_{\Sigma 4} = \sqrt{r_{\Sigma 4}^2 + x_{\Sigma 4}^2}; \quad (4.20)$$

$$z_{\Sigma 4 \max} = \sqrt{0^2 + 4,74^2} = 4,74 \text{ Ом}.$$

$$z_{\Sigma 4 \min} = \sqrt{0 + 3,89^2} = 3,89 \text{ Ом}.$$

Мощность короткого замыкания в точке К<sub>4</sub>

$$S_{k4} = \frac{S_{\sigma}}{z_{\Sigma 4}}; \quad (4.21)$$

$$S_{k4.max} = \frac{1000}{4,74} = 211 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$S_{k4.min} = \frac{1000}{3,89} = 257 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Трёхфазный ток короткого замыкания в точке К<sub>4</sub>

$$I_{k4} = \frac{S_{k4}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (4.22)$$

$$I_{k4.max} = \frac{211}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 11,6 \text{ кА}.$$

$$I_{k4.min} = \frac{257}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 14,1 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К<sub>4</sub>  
По формуле (4.3)

$$i_{y\partial 4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 11,6 = 26,2 \text{ кА}.$$

Произведем расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ. Схема замещения прямой последовательности для расчета токов КЗ в точке К<sub>5</sub> (рисунок 4.1) представлен на рисунке 4.4

При питании потребителя от энергосистемы через понижающий трансформатор напряжением 10/0,4 кВ действующее значение периодической составляющей тока трехфазного тока КЗ рассчитывается по формуле:

$$I_{k5} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma 4}^2 + x_{\Sigma 4}^2}}; \quad (4.23)$$

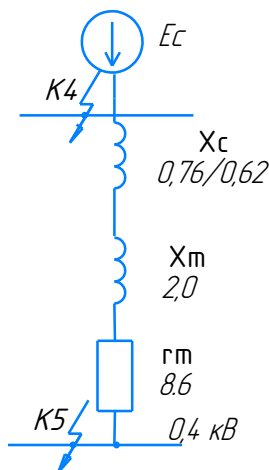


Рисунок 4.4 – Схема замещения для расчета КЗ в точке К<sub>5</sub>

#### Сопротивление системы

$$x_c = \frac{U_{cp}^2}{S_{кз}}; \quad (4.24)$$

$$x_{c.max} = \frac{400^2}{211 \cdot 10^3} = 0,76 \text{ мОм.}$$

$$x_{c.min} = \frac{400^2}{257 \cdot 10^3} = 0,62 \text{ мОм.}$$

Активные и индуктивные сопротивления трансформатора ТНЭЗ-1000 [18], приведены к ступени низшего напряжения 0,4 кВ, представлены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Сопротивление трансформатора

S <sub>нт</sub> , КВА	Схема соединения обмоток	U <sub>к</sub> , %	Сопротивления, мОм		
			Прямой последовательности		
			r <sub>т</sub>	x <sub>т</sub>	z <sub>т</sub>
1000	Д / Y <sub>0</sub>	5,5	2,0	8,6	9

Индуктивное сопротивление до точки К<sub>5</sub>

$$x_{\Sigma 5} = x_c + x_m; \quad (4.25)$$

$$x_{\Sigma 5, \max} = 0,76 + 8,6 = 9,36 \text{ мОм.}$$

$$x_{\Sigma 5, \min} = 0,62 + 8,6 = 5,33 \text{ мОм.}$$

Полное сопротивление до точки К<sub>5</sub>

По формуле (4:18)

$$z_{\Sigma 5, \max} = \sqrt{2^2 + 9,36^2} = 9,57 \text{ мОм.}$$

$$z_{\Sigma 5, \min} = \sqrt{2^2 + 5,33^2} = 5,69 \text{ мОм.}$$

Ток трехфазного КЗ в точках К<sub>5</sub>

$$I_{k5, \max} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 9,57 \cdot 10^{-3}} = 24,2 \text{ кА.}$$

$$I_{k5, \min} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 5,69 \cdot 10^{-3}} = 40,6 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точках К<sub>5</sub>

По формуле (4.3)

$$i_{y\partial 5} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 24,2 = 54,6 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке К<sub>5</sub>

По формуле (4.6)

$$S_{k5, \max} = \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 24,2 = 16,7 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

$$S_{k5, \min} = \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 40,6 = 28,1 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Результаты расчета ТКЗ, выполненные по выражениям (4.1) – (4.23), представим в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты расчета ТКЗ

Расчетная точка	Напряжение U <sub>ср</sub> расчетной точки, кВ	I <sub>к</sub> , кА		i <sub>уд</sub> , кА	Мощность КЗ ступени, МВА	
		max	min		max	min
К <sub>1</sub>	230	3,8	2,8	9,1	1500	1100
К <sub>2</sub>	230	2,0	1,7	5,1	796	668
К <sub>3</sub>	10,5	15,9	19,5	43,0	289	354
К <sub>4</sub>	10,5	11,6	14,1	26,2	211	257
К <sub>5</sub>	0,4	24,6	40,6	54,6	17	28

## 5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НА ВН И НН

### 5.1 Выбор коммутационной аппаратуры ВН ПС

Выключатели выбираются по условиям [3]:

– по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (5.1)$$

– по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{max}; \quad (5.2)$$

где  $I_{max}$  – ток утяжеленного режима цепей питающих линий, А;

Ток утяжеленного режима цепей питающих линий

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (5.3)$$

– по отключающей способности, которая характеризуется номинальным током отключения в виде действующего значения периодической составляющей отключающего тока

$$I_{n,\tau} \leq I_{отк.ном}; \quad (5.4)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{n,0} \leq I_{пр.скв.} = I_{дин.}; \quad (5.5)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв.} = i_{дин.}; \quad (5.6)$$

где  $I_{пр.скв.}$ ,  $i_{пр.скв.}$  – действующее и амплитудное значения предельного сквозного тока КЗ, А;

– по возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ  $i_{a,\tau}$  в момент  $\tau$  расхождения контактов по условию:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном.}; \quad (5.7)$$



Апериодическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}; \quad (5.8)$$

где  $\tau$  – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с;  
 $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей КЗ.

Расчетное время

$$\tau = t_{p.z.min} + t_{c.в.}; \quad (5.9)$$

где  $t_{p.z.min}$  – минимальное время действия релейной защиты, с;  
 $t_{c.в.}$  – собственное время отключения выключателя, с.

Завод-изготовитель гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл.ном.}; \quad (5.10)$$

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (5.11)$$

где  $B_k$  – полный тепловой импульс КЗ,  $\kappa A^2 \cdot c$ .

Полный тепловой импульс

$$B_k \leq I_{n,0}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a); \quad (5.12)$$

где  $t_{откл.}$  – время от начала короткого замыкания до его отключения, с.

Время от начала короткого замыкания до его отключения

$$t_{откл.} = t_{p.z.} + t_{o.в.}; \quad (5.13)$$

где  $t_{p.z.}$  – время действия основной защиты трансформатора, с;  
 $t_{o.в.}$  – полное время отключения выключателя, с.

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [19] выбранных выключателей по выражениям (5.1) – (5.13) представим в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Выбор и проверка выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ВГТ-220-40/3150 с пружинным приводом ППрК-УЭТМ
$U_{уст} \leq U_{ном};$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ};$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{max};$	$I_{max} = 352 \text{ А};$	$I_{ном} = 3150 \text{ А};$
$I_{n,\tau} \leq I_{отк.ном};$	$I_{n,0} = 2,0 \text{ кА};$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА};$
$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном};$	$i_{a,\tau} = 4,7 \text{ кА};$	$i_{a.ном.} = 22,6 \text{ кА};$
$I_{n,0} \leq I_{пр.скв};$	$I_{n,0} = 2,0 \text{ кА};$	$I_{пр.скв.} = 40 \text{ кА};$
$i_y \leq i_{пр.скв};$	$i_y = 5,1 \text{ кА}$	$i_{пр.скв.} = 100 \text{ кА};$
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер};$	$B_k = 10,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

## 5.2 Выбор коммутационной аппаратуры НН ПС

Выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 5.2. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

В ячейках КРУ (двухстороннее обслуживание) типа К-128 устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВЭ-СМ-10 [20].

Таблица 5.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВЭ-СМ-10-40/4000 УЗ
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 3850 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000,0 \text{ А}$
$I_{ном.отк} \geq I_{п,0}$	$I_{п,0} = 15,9 \text{ кА}$	$I_{ном.отк} = 40 \text{ кА}$
$i_{ном} \geq i_{a,\tau}$	$i_{a,\tau} = 4,1 \text{ кА}$	$i_{a,ном.} = 14,0 \text{ кА};$
$I_{дин.} \geq I_{п,0}$	$I_{п,0} = 15,9 \text{ кА}$	$I_{дин.} = 40 \text{ кА}$
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y = 43,0 \text{ кА}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 632 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор выключателей, устанавливаемых в ячейках отходящих линий КРУ, представлен в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Выбор выключателей

Кабельные линии	$U_{ном},$ кВ	$I_{max},$ А	$I_{п,0},$ кА	$i_y,$ кА	Тип выключателя
ПС-РУ	10,5	608	15,9	43,0	ВВЭ-10-20/1000 УЗ
ПС-ТП	10,5	81	15,9	43,0	ВВЭ-10-20/630 УЗ
ПС-АД	10,5	374	15,9	43,0	ВВЭ-10-20/1000 УЗ

В таблице 5.4 представим все кабели, для которых произведено увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения.

Таблица 5.4 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм <sup>2</sup>	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм <sup>2</sup>	Тип и площадь сечения нового кабеля
ПС – РУ	150	240	АПвПг-10 3х(1х240/50) [21]
ПС – ТП	50	185	АПвП-10 3х185/25 [22]
ПС – АД	50	95	АПвП-10 3х95/16 [23]

## 6 ВЫБОР ВИДОВ И ТИПОИСПОЛНЕНИЯ РЗА ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС, РУ, ЯЧЕЙКИ ВЛ НА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ПС

Рассматривается несколько вариантов микропроцессорных (далее МП) терминалов защиты от трех производителей.

1. Производитель ООО ПТК «ЭКРА-Урал», г. Екатеринбург [24];
2. Производитель ЗАО «Радиус Автоматика», г. Череповец [25];
3. Производитель ООО «НТЦ «Механотроника», г. Санкт-Петербург [26].

Таблица 6.1 – Сравнение РЗа на МП базе

Производитель	ООО ПТК «ЭКРА-Урал», г. Екатеринбург		ЗАО «Радиус Автоматика», г. Череповец		ООО «НТЦ «Механотроника», г. Санкт-Петербург	
	Стоимость комплекта РЗа, без НДС руб.	Терминал	122 500,00	Терминал	94 386,00	Терминал
	Программно-технический комплекс	33 390,00	Реле Орион-КС-220В	45 422,00	-	-
Тип ячейки	К-128		К-128		К-128	

Таблица 6.2 – общая стоимость РЗа на МП базе

РЗа на МП базе	Производитель	Стоимость, руб.(с НДС)	Кол-во, шт.	Сумма, руб. (с НДС)
	ООО ПТК «ЭКРА-Урал», г. Екатеринбург	183 950,20	30	5 518 506,00
	ЗАО «Радиус Автоматика», г. Череповец	139 808,00	30	4 194 240,00
	ООО «НТЦ «Механотроника», г. Санкт-Петербург	84 370,00	30	2 531 100,00

Вывод: в результате технико – экономического сравнения 3-х производителей РЗа на микропроцессорной базе, наиболее приемлемым вариантом является производитель ООО «НТЦ «Механотроника», г. Санкт-Петербург.

Коды различных РЗ по стандартам ANSI [27].

### 6.1 Асинхронный электродвигатель 10 кВ

Релейная защита асинхронного электродвигателя выше 1 кВ предусматривает следующие виды защит [3, 5.3.43-5.3.54]:

- мгновенную токовую отсечку (функция ANSI51) [3, 5.3.46 раздел 1];
- защита от токов перегрузки (функция ANSI51) [3, 5.3.49];

					ПЗ-573.13.03.02.2020.079 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		28

– от однофазных замыканий на землю токовую защиту (функция ANSI 51Ns) [3, 5.3.48];

– защита минимального напряжения (функции ANSI27, 27S);

– защита от перегрева (функция ANSI 49).

Типоисполнение терминала БМРЗ-152-ЭД-01:

Предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации синхронных и асинхронных ЭД напряжением 6-10 кВ [28].

Устанавливается на панели релейного отсека в ячейке К-128 (КРУ).

## 6.2 Комплектная трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ

Релейная защита трансформатора [3] ТНЭЗ-1000/10/0,4 предусматривает следующие виды защит от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

– многофазных замыканий в обмотках и на выводах;

– витковых замыканий в обмотках;

– токов в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями;

– токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;

Соответственно устанавливаются следующие виды защит:

– токовая отсечка от различных видов короткого замыкания (функция ANSI51);

– максимальная токовая защита как резервная от внешних многофазных коротких замыканий (функция ANSI51);

– защита от перегруза (функция ANSI51);

– защита от перегрева (функция ANSI49Т).

Типоисполнение терминала БМРЗ-158-ТР-01:

Предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации понижающих трансформаторов 6(10)/0,4 кВ [29].

Устанавливается на панели релейного отсека в ячейке КСО-203 (КТП).

Релейная защита кабельной линии питающей трансформатор предусматривает следующие виды защит [3, 3.2.51-3.2.71]:

– от многофазных КЗ МТЗ с зависимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку [3, 3.2.54] (функция ANSI51 – две степени);

– от однофазных замыканий на землю токовую защиту (функция ANSI 64).

Типоисполнение терминала БМРЗ-152-КЛ:

Предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 6-10 кВ [30].

Устанавливается на панели релейного отсека в ячейке К-128 (КРУ).

					ПЗ-573.13.03.02.2020.079 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		29

### 6.3 Кабельная линия 10 кВ КРУ – РУ-10 кВ

Релейная защита кабельной линии предусматривает следующие виды защит:

– от многофазных КЗ селективную токовую защиту с зависимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку (функция ANSI51 – две ступени);

– от однофазных замыканий на землю токовую защиту (функция ANSI 67).

Типоисполнение терминала БМРЗ-152-КЛ:

Предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 6-10 кВ [30].

Устанавливается на панели релейного отсека в ячейке К-128 (КРУ).

### 6.4 Реализация АЧР и ЧАПВ в ячейке ТН 10 кВ

Для удешевления терминалов РЗА отходящих присоединений 10 кВ пусковые органы по напряжению МТЗ и ЗМН выполняются на терминалах, установленных в ячейки ТН. Это позволяет выполнить терминалы отходящих присоединений чисто токовыми.

Релейная защита трансформатора напряжения предусматривает следующие виды защит:

– защита минимального напряжения (функция ANSI27);

– защита максимального напряжения (функции ANSI59);

– контроль исправности цепей напряжения.

– выдача команды двухступенчатой АЧР и ЧАПВ (функции ANSI81 L).

Типоисполнение терминала БМРЗ-152-ТН:

Предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации трансформатора напряжения (ТН) [31].

Устанавливается на панели релейного отсека в ячейке К-128 (КРУ).

### 6.5 Секционный выключатель

– от многофазных КЗ МТЗ с зависимой от тока выдержкой времени (функция ANSI51);

– логическая защита шин (функция ANSI68);

– автоматическое включение резерва (АВР);

– устройство резервирования отказа выключателя (функция ANSI50BF);

– дуговая защита (функция AFD).

Типоисполнение терминала БМРЗ-152-СВ:

Предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений секционного выключателя напряжением 6-10 кВ [32].

Устанавливается на панели релейного отсека в ячейке К-128 (КРУ).

										Лист
										30
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	ПЗ-573.13.03.02.2020.079 ПЗ ВКР					

## 6.6 Вводной выключатель

Отдельных требований к РЗА вводных выключателей ПУЭ не содержит, поэтому переходим к НТП ПС.

В соответствии с пунктом 9.14.1 [33] на вводных выключателях РУ необходимо предусматривать:

- МТЗ с комбинированным пуском по напряжению (функция ANSI51V);
- логическая защита шин (функция ANSI68);
- устройство резервирования отказа выключателя (функция ANSI50BF);
- дуговая защита (функция AFD).

Типоисполнение терминала БМРЗ-152-ВВ:

Предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений вводных выключателей напряжением 6-10 кВ [34].

Устанавливается на панели релейного отсека в ячейке К-128 (КРУ).

## 6.7 Трансформатор 220/10 кВ

Для трансформатора ТРДЦН-100000/220 У1 должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы [3]:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Соответственно устанавливаются следующие виды защит:

- дифференциальная защита от различных видов короткого замыкания (функция ANSI87T);
- максимальная токовая защита как резервная от внешних многофазных коротких замыканий (функция ANSI51);
- защита от перегруза (функция ANSI49);
- газовая защита (функция ANSI63).

В проекте выполнено разделение основных и резервных защит Т1 и Т2 по оперативным цепям.

Типоисполнение:

Шкаф основной защиты трансформатора 110-220 кВ – ШЭ-МТ-022 [35].

Предназначен для выполнения функций основной и резервной защит, автоматики двухобмоточного или трехобмоточного трансформатора с высшим напряжением 110-220 кВ, управления выключателем стороны ВН трансформатора, регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой, а также функции защиты, автоматики и управления вводным выключателем 6-35 кВ.

					ПЗ-573.13.03.02.2020.079 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		31

Состав шкафа (не более 4-х комплектов):

– комплект основной защиты трансформатора 110-220 кВ;

Комплект выполнен на базе МП блока типа БМРЗ-ТД-01 [36].

– комплект резервной защиты и АУВ ВН трансформатора 110-220 кВ;

– комплект резервной защиты трансформатора 110-220 кВ;

Комплект выполнен на базе МП блока типа БМРЗ-ТР-01 [37].

– комплект регулирования напряжения трансформатора;

Так как в состав шкафа входит не более 4-х комплектов, исключаем комплект регулирования напряжения трансформатора.

– комплект защиты и автоматики ввода 6-35 кВ.

Комплект выполнен на базе МП блока типа БМРЗ-152-01 [34].

Дополнительно к установке принимаем:

Шкаф регулирования напряжения трансформатора – ШЭ-МТ-025 [38].

Предназначен для выполнения функции регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой силового трансформатора 110-220 кВ.

Комплект выполнен на базе МП блока типа БМРЗ-156-ЦРН-01 [39].

Шкаф защиты ошиновки – ШЭ-МТ-042 [41].

Предназначен для выполнения функций быстродействующей дифференциальной защиты, автоматики, и сигнализации трехфазной шины или ошиновки с количеством присоединений не более 5 до 220 кВ включительно.

Комплект выполнен на базе МП блока типа БМРЗ-ДЗШ-02 [41].

Устанавливается в ОПУ.

#### 6.8 Воздушная линия 220 кВ

Релейная защита ВЛ-220 кВ с односторонним питанием от существующей ПС предусматривает следующие виды защит [3]:

– дифференциально-фазная защита (ДФЗ) (функция ANSI87L);

– дистанционная защита;

– ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП);

– ТАПВ, однократное действие.

– устройство резервирования отказа выключателя (функция ANSI50BF).

Типоисполнение:

Шкаф дифференциально-фазной защиты линии 110-220 кВ ШЭ-МТ-053 [42].

Предназначен для выполнения функций основной быстродействующей дифференциально-фазной защиты линии напряжением 110-220кВ и резервной ступенчатой защиты.

Состав шкафа:

– комплект дифференциально-фазной защиты и ступенчатых защит линии 110-220 кВ (полукомплект)

Комплект выполнен на базе МП блока типа БМРЗ-ДФЗ-10-01-20

					ПЗ-573.13.03.02.2020.079 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		32



– монтажная единица для установки приёмника-передатчика сигналов по ВЧ каналу или по ВОЛС (ПВЗУ-Е (-ОК), АВАНТ Р 400 и т.п.

Для передачи и приема сигналов защиты ВЛ 220 кВ на каждую линию устанавливается по 2 поста ПВЗУ-Е [43] в исполнении для канала ВОЛС. Волоконно-оптическая линия связи прокладывается от существующей ПС к проектируемой ПС.

Шкаф резервной защиты линии 110-220 кВ ШЭ-МТ-055 [44].

В состав шкафа входит 1 комплект:

Комплект выполнен на базе МП блока типа БМРЗ-ЛТ-01 [45].

Дополнительно к установке принимаем:

Шкаф защиты шин – ШЭ-МТ-041 [46].

Шкаф дифференциальной защиты шин типа 35-220 кВ предназначен для выполнения функций быстродействующей дифференциальной защиты, автоматике, и сигнализации сборных шин с количеством присоединений не более 16.

Комплект выполнен на базе МП блока типа БМРЗ-ДЗШ-01 [47].

Общеподстанционное оборудование:

Шкаф управления ШЭ-МТ-041 [48].

Шкаф регистратора аварийных событий ШЭ-МТ-135 [49].

Предназначен для выполнения функции измерения напряжения и силы постоянного тока, действующих значений напряжения и силы переменного тока, частоты, активной, реактивной и полной мощности, а также для регистрации, хранения и анализа информации о стационарных и переходных процессах регистрации аварийных событий (РАС) и систем мониторинга переходных процессов (СМПР), предшествующих и сопутствующих аварийным отклонениям параметров; регистрации, хранения и анализа информации о стационарных электрических процессах в электрических сетях и машинах, контроля состояния устройств типа “включено-отключено”, регистрации коротких замыканий и определения места повреждения (ОМП) на ЛЭП 35кВ и выше на промышленной частоте.

Комплект выполнен на базе цифрового регистратора электрических процессов типа «ПАРМА РП4.11», состоящего из следующих основных компонентов:

- блок регистрации – 1шт.;
- блок преобразователей дискретных и аналоговых сигналов ПУ16/32М4 – 4шт.;
- блок выходных дискретных сигналов БС-4 – 1 шт.

Шкаф центральной сигнализации и питания оперативной блокировки разъединителей ШЭ-МТ-132 [20].

Предназначен для выполнения функций центральной сигнализации электрических станций и подстанций, оборудованных цифровыми

					ПЗ-573.13.03.02.2020.079 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		33

и электромеханическими устройствами релейной защиты и автоматики. А также для выполнения функций питания оперативной блокировки разъединителей.

Состав шкафа: (не более 2-х комплектов):

– комплект центральной сигнализации на 38 дискретных входов и 3 участка ЦС;

Так как в состав шкафа входит не более 2-х комплектов, исключаем комплект центральной сигнализации на 38 дискретных входов и 3 участка ЦС

– комплект центральной сигнализации на 76 дискретных входов и 3 или 4 участка ЦС;

Комплект выполнен на базе МП блока типа БМЦС-40 [51].

– комплект питания оперативной блокировки разъединителей.

Шкафы устанавливаются в ОПУ.

Схема проектируемой подстанции с расстановкой устройств релейной защиты и автоматики представлена на листе 2 графической части.

					ПЗ-573.13.03.02.2020.079 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		34

## 7 РАСЧЕТ УСТАВОК

### 7.1 Расчет уставок АД-10 кВ

#### 7.1.1 Токовая отсечка кабельной линии питающая АД

Токовая отсечка является быстродействующей максимальной токовой защитой с ограниченной зоной действия.

Для расчета уставок воспользуемся методическими указаниями «Терминалы релейной защиты синхронных и асинхронных электродвигателей 6-10 кВ» [52]

Определяем значение номинального тока электродвигателя

$$I_{ном.АД} = \frac{P_{ном.дв.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.дв.} \cdot \eta \cdot \cos\varphi}; \quad (7.1)$$

$$I_{ном.АД} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,973 \cdot 0,89} = 267 \text{ А.}$$

При участии двигателя в самозапуске

Значение тока  $I_{max}$  необходимо увеличить в 1,4 раза, поскольку напряжение на двигателе после включения резервного питания может превышать номинальное в 1,3–1,4 раза.

$$I_{max} = I_{ном.АД} \cdot 1,4; \quad (7.2)$$

$$I_{max} = 267 \cdot 1,4 = 373,8 \text{ А.}$$

Принимаем ТЛК-10-400-0,5/10Р У3 [53].

Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$k_1 = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}} = \frac{400}{5} = 80. \quad (7.3)$$

Ток срабатывания защиты определим по формуле:

$$I_{ТОс.з.} = k_{отс} \cdot k_a \cdot I_{max}; \quad (7.4)$$

$$I_{ТОс.з.} = 1,2 \cdot 1,3 \cdot 374 = 583 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{k_{сх} \cdot I_{с.з.}}{k_1}; \quad (7.5)$$

$$I_{cp} = \frac{1 \cdot 583}{80} = 7,3 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности

$$k_{чТО} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.min}^{(3)}}{I_{ТОс.з.}}; \quad (7.6)$$

$$k_{чТО} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{19500}{583} = 28,9 \geq 2$$

Значит, защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Таблица 7.1

Уставки защиты от КЗ	Значение
МТЗ-2	Предусмотрена
Ток срабатывания	7,3 А
Время срабатывания МТЗ-2	0 с

### 7.1.2 Защита от однофазных замыканий на землю

Для защиты от однофазных замыканий на землю используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени.

Уставка срабатывания защиты от ОЗЗ по току  $3I_0$

$$3I_0 \succ = \frac{k_{отс}}{k_{\epsilon}} \cdot k_{бр} \cdot (I_{емк.дв} + I_{емк.кл}); \quad (7.7)$$

Полная мощность АДТ по формуле (1.2):

$$S_{АД.ном} = 4,6 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Емкостный ток двигателя (АД 10 кВ):

$$I_{емк.дв} \approx 0,03 \cdot S_{АД.ном}; \quad (7.8)$$

$$I_{емк.дв} \approx 0,03 \cdot 4,6 = 0,138 \text{ А.}$$

Емкостной ток кабельной линии

$$I_{емк.кл} = \frac{U_{ном} \cdot I_{кл}}{10} \quad (7.9)$$

Таблица 7.2 – Удельные значения емкостных токов в кабельных сетях

Площадь сечения жил кабеля, мм <sup>2</sup>	Удельный емкостной ток $I_c$ , А/км, при напряжении сети
	10 кВ
95	1,04
185	1,47
240	1,70

Тогда емкостной ток кабельной линии

$$I_{емк.кл} = 1,04 \cdot \frac{150}{1000} = 0,156 \text{ А.}$$

Уставка срабатывания защиты от ОЗЗ по току  $3I_0$

$$3I_0 \succ = \frac{1,2}{0,95} \cdot 2 \cdot (0,138 + 0,156) = 0,74 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности

$$k_{\chi}^{(1)} = \frac{I_{OЗЗ}^{(1)}}{3I_0 \succ} \geq 1,5 \quad (7.10)$$

В сетях с резистивным заземлением нейтрали (ДГР) суммарное значение тока ОЗЗ  $I_{OЗЗ\Sigma}^{(1)}$ , А, определяют по формуле

$$I_{OЗЗ}^{(1)} = \sqrt{I_{емк.кл\Sigma}^2 + I_R^2}; \quad (7.11)$$

где  $I_{c\Sigma}$  – суммарное значение емкостного тока сети;

$I_R = 40 \text{ А.}$  – активный ток, протекающий через ДГР заземления нейтрали.

Определим суммарный емкостной ток от всех двигателей в КРУ-10 кВ

$$I_{емк.дв\Sigma} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot I_{емк.двi} = 2 \cdot 0,138 = 0,276 \text{ А.} \quad (7.12)$$

Суммарный емкостной ток оставшихся кабельных линий от КРУ-10 кВ

По формуле (7.9):

$$I_{емк.кл.ост\Sigma} = 1,7 \cdot \frac{7200}{1000} + 1,04 \cdot \frac{600}{1000} + 1,47 \cdot \frac{2100}{1000} = 15,95 \text{ А.} \quad (7.13)$$

Суммарное значение емкостного тока сети 10 кВ

$$I_{емк.кл\Sigma} = I_{емк.кл.ост\Sigma} + I_{емк.дв\Sigma} = 15,95 + 0,276 = 16,23 \text{ А.} \quad (7.14)$$

Тогда по формуле (7.11):

$$I_{OЗЗ}^{(1)} = \sqrt{16,23^2 + 40^2} = 40,2 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности

$$k_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{40,2}{0,74} = 54,3 \geq 1,5$$

Ток срабатывания реле:

$$3I_{0\text{втор}} = \frac{3I_0}{k_1} = \frac{0,74}{80} = 0,009 \approx 0,01 \text{ А.} \quad (7.15)$$

Таблица 7.3

Уставки защиты от ЗОЗЗ	Значение
Ток срабатывания ЗОЗЗ	0,01 А
При <2Мвт, отключение	5 А
Время срабатывания ЗОЗЗ	0,1 с

### 7.1.3 Защита от понижения напряжения

Защита минимального напряжения для асинхронного двигателя выполняется двухступенчатой.

Уставка по напряжению первой ступени настраивается на снижение напряжение до  $U_{\text{мин}} = 0,7 \cdot U_{\text{ном}}$ :

$$U_{\text{с.з}}^{1\text{см}} = \frac{U_{\text{мин}}}{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{в}}}; \quad (7.16)$$

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

$k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата реле.

$$U_{\text{с.з}}^{1\text{см}} = \frac{0,7 \cdot 10 \cdot 10^3}{1,1 \cdot 1,1} = 5,79 \text{ кВ.}$$

Выдержка времени принимается на ступень селективности больше времени действия быстродействующих защит от многофазных замыканий  $t_{\text{с.з}}^{\text{см}} = 0,5 - 1,5 \text{ с}$ . Учитывая то, что выдержка времени этих защит, как правило, равна 0, то принимают  $t_{\text{с.з}}^{1\text{см}} = 0,5 \text{ с}$ .

Вторая ступень защиты предназначена для отключения электродвигателей при длительном исчезновении напряжения по условиям технологического процесса и техники безопасности.

Уставка по напряжению второй ступени настраивается на снижение напряжение до  $U_{\text{мин}} = 0,5 \cdot U_{\text{ном}}$ :

$$U_{\text{с.з}}^{2\text{см}} = \frac{0,5 \cdot 10 \cdot 10^3}{1,1 \cdot 1} = 4,13 \text{ кВ.}$$

Выдержка времени второй ступени принимается из диапазона 6-9 с, поэтому

$$t_{\text{с.з}}^{2\text{см}} = 9 \text{ с.}$$

Таблица 7.4

Уставки защиты от КЗ	Значение
Работа ЗМН	Предусмотрена
Напряжение срабатывания ЗМН-1	5,79 кВ
Время срабатывания ЗМН-1	0,5 с
Напряжение срабатывания ЗМН-2	4,13 кВ
Время срабатывания ЗМН-2	9 с

#### 7.1.4 Защита от перегрузок

Защита от симметричных токов перегрузки будет выполняться двухступенчатой:

Первая ступень имеет независимую от тока характеристику и предназначена для быстрого отключения двигателя в случае блокировки ротора, а также выполняет функцию резервирования при отказе ТО.

Первая ступень с выдержкой времени на отключение электродвигателя

$$I_{c.31} = \frac{1,2 \cdot k_{\text{пуск}}}{k_6} \cdot I_{\text{ном.дв}}; \quad (7.17)$$

$$I_{c.31} = \frac{1,2 \cdot 5,7}{0,95} \cdot 267 = 1922 \text{ A.}$$

Определяем ток срабатывания для первой ступени

$$I_{cp} = \frac{I_{c.3}}{k_1}; \quad (7.18)$$

$$I_{cp} = \frac{1922}{80} = 24 \text{ A.}$$

Время срабатывания первой ступени защиты  $t_{c.31}$  принимают равным 0,1 с, что позволяет отстроить уставку срабатывания первой ступени от броска пускового тока электродвигателя.

Основной является вторая ступень, защищающая от любых перегрузок. Она должна соответствовать перегрузочной характеристике двигателя, имеет инверсный характер и действует на отключение электродвигателя.

Определяем ток срабатывания второй ступени защиты от перегрузки

$$I_{c.32} = \frac{1,08}{0,95} \cdot 267 = 303 \text{ A.}$$

Определяем ток срабатывания для второй ступени

$$I_{cp} = \frac{303}{80} = 3,8 \text{ A.}$$

В связи с тем, что не известно значение тепловой постоянной времени охлаждения статора в расчетах будем использовать минимально допустимую постоянную времени охлаждения статора.

Исходя из требований ГОСТ Р 52776-2007 пункт 9.3.3 [54]:

Трехфазный электродвигатель переменного тока мощностью не менее 0,55 кВт с косвенным охлаждением обмоток статора должны выдерживать ток, равный 1,5 от номинального тока в течении 2 минут.

Можно определить минимально допустимую постоянную времени охлаждения статора:

$$A = t_{don} \cdot (k_i^2 - 1) = 120 \cdot (1,5^2 - 1) = 150 \text{ с.} \quad (7.19)$$

Определяем время срабатывания второй ступени

$$t_{с.з} = \frac{A}{(k_i^2 - 1)} = \frac{150}{(1,08 \cdot 267 - 1)} = 0,5 \text{ с.} \quad (7.20)$$

Таблица 7.5

Уставки защиты от КЗ	Значение
Работа МТЗ-3	Предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-3 1ст.	24 А
Время срабатывания МТЗ-3 1ст.	0,1 с
Ток срабатывания МТЗ-3 2ст.	3,8 А
Время срабатывания МТЗ-3 2ст.	0,5 с

#### 7.1.5 Защита от перегрева

На электродвигателях, подверженных перегрузке по технологическим причинам, защита, как правило, должна выполняться с действием на сигнал и автоматическую разгрузку механизма.

Контроль температуры обмоток электродвигателя осуществим с помощью функции ANSI 49Т. Данная защита позволяет обнаружить перегрев электродвигателя путем измерения температуры внутри электродвигателя, оснащенного датчиками типа «термометр сопротивления».

Защита от перегрева имеет две независимые уставки:

- уставка аварийной сигнализации ( $T_{s1} = 75^\circ\text{C}$ );
- уставка отключения ( $T_{s2} = 95^\circ\text{C}$ ).

Защита от перегрева запускается, когда контролируемая температура больше установленной уставки  $T_s$ .



## 7.2 Расчет уставок КТП-10/0,4 кВ

Для расчета уставок воспользуемся методическими указаниями «Релейная защита распределительных сетей 6-10 кВ» [55]

### 7.2.1 Токовая отсечка кабельной линии питающей КТП

Ток срабатывания токовой отсечки выбирается наибольшим, исходя из следующих двух условий:

– отстройки от максимального тока трехфазного КЗ в конце кабельной линии

$$I_{ТОс.з.} = k_{отс} \cdot I_{кз.макс}^{(3)}; \quad (7.21)$$

$$I_{ТОс.з.} = 1,3 \cdot 11600 = 15080 \text{ А.}$$

– отстройки от БТН трансформаторов

$$I_{ТОс.з.} = k_{БТН} \cdot I_{ном.ТР}; \quad (7.22)$$

Определяем значение номинального тока ВН трансформатора

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{ном.ТР.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 55 \text{ А.} \quad (7.23)$$

Принимаем ТЛК-10-75-0,5/10Р УЗ [53].

Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$k_1 = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}} = \frac{75}{5} = 15. \quad (7.24)$$

Тогда по формуле (7.22):

$$I_{ТОс.з.} = 7 \cdot 55 = 385 \text{ А.}$$

В качестве тока срабатывания ТО выбираем наибольшее из полученных значений  $I_{ТОс.з.} = 15080 \text{ А}$ .

ТО должна быть проверена на чувствительность к току двухфазного КЗ в минимальном режиме работы сети в месте установки защиты, т.е. на сборных шинах КРУ-10 кВ, от которых питается кабельная линия. Определим соответствующий коэффициент чувствительности защиты

$$k_{ч.ТО} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.мин}^{(3)}}{I_{ТОс.з.}}; \quad (7.25)$$

$$k_{ч.ТО} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{19500}{10580} = 1,59 \leq 2$$

Что говорит о недостаточной чувствительности ТО при защите кабельной линии, имеющей небольшое сопротивление, и невозможности ее использования.

					ПЗ-573.13.03.02.2020.079 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		41

### 7.2.2 Максимальная токовая защита

МТЗ с выдержкой времени, выполняется с действием на отключение.

Ток срабатывания МТЗ выбирается наибольшим, исходя из следующих условий:

– ток срабатывания защиты по условию отстройки от максимально возможного тока нагрузки

$$I_{МТЗс.з.} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сзн} \cdot I_{раб.макс}}{k_{\epsilon}}; \quad (7.26)$$

$$I_{МТЗс.з.} = \frac{1,2 \cdot 1,4 \cdot 55}{0,95} = 97,3 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{k_{сх} \cdot I_{МТЗс.з.}}{k_1}; \quad (7.27)$$

$$I_{ср} = \frac{1 \cdot 97,3}{15} = 6,5 \text{ А.}$$

Проверим чувствительность МТЗ

Коэффициент чувствительности нужно проверять при наименее благоприятных условий. Для трансформатора со схемой соединения обмоток  $\Delta/Y-11$ , наименее благоприятным условием является однофазное КЗ на землю на стороне 0,4 кВ.

Ток в реле при однофазном КЗ за трансформатором

$$I_{р.мин} = \frac{I_{кз.макс}^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot k_1}; \quad (7.28)$$

Однофазный ток КЗ на стороне 0,4 кВ практически равен трехфазному току КЗ,  $I_{кз.мин}^{(1)} \approx I_{кз.мин}^{(3)}$ , это связано с тем, что у этих трансформаторов полные сопротивления прямой и нулевой последовательности практически равны.

$$I_{р.мин} = \frac{24600}{\sqrt{3} \cdot 15} \approx 948 \text{ А.}$$

Определим коэффициент чувствительности при однофазном КЗ за трансформатором

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{I_{р.мин}}{I_{МТЗс.з.}} = \frac{948}{97,3} = 9,7 \geq 1,5 \quad (7.29)$$

Условие выполняется.

Таблица 7.6

Уставки защиты от КЗ	Значение
Работа МТЗ-1	Предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-1	6,5 А
Время срабатывания МТЗ-1	0,6 с

7.2.3 Защита от симметричных перегрузок  
 Защита выполняется с действием на сигнал.  
 Ток срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{с.з.} = \frac{k_{отс} \cdot I_{раб.макс}}{k_{г}}; \quad (7.30)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 55}{0,935} = 64,7 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{k_{сх} \cdot I_{с.з.}}{k_1}; \quad (7.31)$$

$$I_{ср} = \frac{1 \cdot 64,7}{15} = 4,3 \text{ А.}$$

Таблица 7.7

Уставки защиты от КЗ	Значение
Работа МТЗ-2	Предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-2	4,3 А
Время срабатывания МТЗ-2	9 с

### 7.3 Расчет уставок КЛ-10 кВ КРУ – РУ-10 кВ

7.3.1 Токовая отсечка кабельной линии  
 Ток срабатывания ТО по формуле (7.21):

$$I_{ТОс.з.} = 1,3 \cdot 15900 = 20670 \text{ А.}$$

Кабельная линия к РУ-10 кВ с установленной мощностью 15 МВА по формуле (7.23):

$$I_{ном.} = \frac{S_{нагр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{15000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 825 \text{ А.}$$

Принимаем ТЛК-10-1000-0,5/10Р У3 [53].

					ПЗ-573.13.03.02.2020.079 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		43

ТО должна быть проверена на чувствительность к току двухфазного КЗ в минимальном режиме работы сети в месте установки защиты, т.е. на сборных шинах КРУ-10 кВ, от которых питается кабельная линия. Определим соответствующий коэффициент чувствительности защиты по формуле (7.25):

$$k_{ч.ТО} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{19500}{20670} = 0,81 \leq 2$$

Что говорит о недостаточной чувствительности ТО при защите кабельной линии, имеющей небольшое сопротивление, и невозможности ее использования.

### 7.3.2 Максимальная токовая защита кабельной линии

Согласно [56, 2.5.1] максимальный рабочий ток нагрузки  $I_{раб.маx}$  кабельной линии питающей РУ-1 следует принять равным длительно допустимому току  $I_{дл.доп}$  одного кабеля. АПвПг-10 3х(1х240/50) длительно допустимый ток (при прокладке в земле треугольником) равен 422 А

Для определения пикового тока используется коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение рабочего тока за счет пуска или самозапуска электродвигателей напряжением 10 кВ [57, 19.6]:

$$k_{сзн} = 1,4$$

Пиковый ток равен:

$$I_{пик} = k_{сзн} \cdot I_{раб.маx} = 1,4 \cdot 422 = 591 \text{ А.}$$

– ток срабатывания защиты по условию отстройки от нагрузки, допустимой по тепловому режиму кабельной линии

$$I_{МТЗ} \geq \frac{1,2}{0,95} \cdot 591 = 746,5 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{1 \cdot 746,5}{200} = 3,7 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности

$$k_{чМТЗ} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.мин}^{(3)}}{I_{МТЗ}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{19500}{746} = 22,6 \geq 1,2 \quad (7.32)$$

Значит, защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Таблица 7.7

Уставки защиты от КЗ	Значение
Работа МТЗ-2	Предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-2	3,7 А
Время срабатывания МТЗ-2	1,5 с

### 7.3.3 Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ)

Для защиты КЛ питающей РУ-1 от ОЗЗ будет применяться направленная токовая защита нулевой последовательности (код ANSI 67).

Защита выполняется с действием на сигнал.

## 7.4 Расчет уставок секционного выключателя

### 7.4.1 Максимальная токовая защита СВ 1СШ-2СШ

Ток срабатывания МТЗ СВ из условия отстройки самозапуска двигателей нагрузки при восстановлении питания действием АВР.

$$I_{MT3c.z.} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сзн} \cdot I_{раб.маx}}{k_{\epsilon}} = \frac{1,2 \cdot 1,4 \cdot 2475}{0,935} = 4447 \text{ А.} \quad (7.33)$$

Согласование МТЗ с защитой отходящей линии

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_{ток}} \cdot (I_{сз.маx} + \sum I_{раб.}) = \frac{k_{отс}}{k_{ток}} \cdot (I_{сз.маx} + (I_{раб.маx} - I_{раб.маx.присоед.})); \quad (6.34)$$

$$I_{сз} = \frac{1,2}{1} \cdot (746 + (2475 - 746)) = 2970 \text{ А.}$$

где  $I_{сз.маx} = 746 \text{ А}$  – наибольший ток срабатывания защит из присоединений, РУ-1 мощностью 15 МВА, как для первой, так и для второй секций шин.

Принимаем ток срабатывания МТЗ СВ = 2970 А.

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{1 \cdot 2970}{200} = 14,9 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности

$$k_{чMT3} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.мин}^{(3)}}{I_{MT3.c.z.}}; \quad (6.35)$$

$$k_{чMT3} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{19500}{2970} = 5,68 \geq 1,5$$

Таблица 7.8

Уставки защиты от КЗ	Значение
Работа МТЗ-2	Предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-2	14,9 А
Время срабатывания МТЗ-2	1,8 с

#### 7.4.2 Логическая защита шин (ЛЗШ)

Логическая защита шин СВ представляет собой токовую отсечку (ТО) с небольшой выдержкой времени, блокируемую по внешнему дискретному сигналу при пуске МТЗ любого из присоединений системы шин.

Ток срабатывания ТО ЛЗШ выбирается исходя из условия гарантированной чувствительности при токе двухфазного КЗ в минимальном режиме на шинах.

$$I_{лзи} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.мин}^{(3)}}{1,5} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{19500}{1,5} \cdot 1 = 11,2 \text{ кА.} \quad (7.36)$$

Допустимый ток уставки ЛЗШ равен 12 кА.

Принятое значение больше тока срабатывания МТЗ СВ, следовательно ложных срабатываний не будет.

#### 7.4.3 Автоматический ввод резерва (АВР)

В КРУ присутствуют двигатели с самозапуском, согласно ПУЭ [3. 3.3.35] минимальный элемент напряжения пускового органа АВР должен быть отстроен от режимов самозапуска электродвигателей.

В рассматриваемом терминале БМРЗ-152-СВ-01 функция автоматики АВР предусмотрена, необходимо ее просто задействовать.

Определим первичное напряжение минимального реле напряжения

$$U_{ср.пер} = (0,25 \div 0,4) \cdot U_{ном} = 0,3 \cdot 10 \cdot 10^3 = 3000 \text{ В.} \quad (7.37)$$

Определим вторичное напряжение минимального реле напряжения

$$U_{ср.втор1} = \frac{U_{ср.пер}}{n_{тр.Т}} = \frac{3000}{100} = 30 \text{ В.} \quad (7.39)$$

Определяем первичное напряжение максимального реле напряжения

$$U_{ср.пер} = (0,6 \div 0,65) \cdot U_{ном} = 0,6 \cdot 10 \cdot 10^3 = 6000 \text{ В.} \quad (7.40)$$

Определим вторичное напряжение минимального реле напряжения

$$U_{ср.втор2} = \frac{U_{ср.пер}}{n_{тр.Т}} = \frac{6000}{100} = 60 \text{ В.} \quad (7.41)$$

Определим время срабатывания реле времени устройства АВР

$$t_{авр} = t_{сз.присоед.} + \Delta t = 1,5 + 0,3 = 1,8 \text{ с.} \quad (7.42)$$

где  $t_{сз.присоед.} = 1,5 \text{ с}$  – время срабатывания МТЗ присоединений;

$\Delta t$  – степень селективности.

АВР СВ может быть выведено из работы оперативной командой, а также заблокирован автоматически при действии УРОВ, ЗДЗ, ЛЗШ, МТЗ СВ и оперативных переключениях в сети

#### 7.4.4 Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{уров} = 0,1 \cdot I_{ном.присоед.} = 0,1 \cdot 825 \approx 83 \text{ А.} \quad (7.43)$$

Выдержка времени для формирования сигнала УРОВ при срабатывании защит отходящей линии

$$t_{уров} = t_{выкл.} + t_{воз.рз.} + t_{зап.} + t_{ош.РВ} = 0,735 \approx 0,8 \text{ с.} \quad (7.44)$$

где  $t_{выкл.} = 0,6 \text{ с}$  – время отключения выключателя;

$t_{воз.рз.}$  – время возврата реле защиты, для МП терминалов составляет 0,01 с;

$t_{зап.}$  – запас времени (как правило 0,1 с);

$t_{ош.РВ}$  – время допустимой погрешности реле времени УРОВ, для МП терминалов составляет 0,025 с.

#### 7.4.5 Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ)

Выбор уставок для защиты от дуговых замыканий осуществляется, когда нужен контроль тока КЗ. Контроль наличия тока внешний с использованием внешнего устройства индикации напряжения ИН 3-10-00 УХЛЗ [58].

Токовый контроль выполняется для предотвращения неправильной работы ЗДЗ, в основном контроль тока выполняется со стороны ВН трансформатора, ячейки ввода и СВ.

Принцип отключения ЗДЗ следующий:

Отключение присоединения осуществляется только при появлении двух факторов:

– сигнал «Срабатывание» от ВОД;

– сигнал «Пуск МТЗ».

Ток срабатывания фазного токового контроля определяется для первой секции шин

$$I_{мкф} = \frac{k_{отс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{раб.маx}; \quad (7.45)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается 1,15;

$k_{\epsilon}$  – коэффициент возврата, для МП терминалов принимается 0,95-0,96.

$$I_{мкф} = \frac{1,15}{0,95} \cdot 2475 = 2996 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности

$$k_{\epsilon} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.мин}^{(3)}}{I_{мкф}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{19500}{2996} = 5,63 \geq 1,5 \quad (7.46)$$

Ток срабатывания токового контроля по току нулевой последовательности

$$I_{mko} = k_{omc} \cdot k_{н.б.} \cdot I_{раб.макс}; \quad (7.47)$$

где  $k_{omc}$  – коэффициент отстройки, принимается 1,25;

$k_{н.б.}$  – коэффициент небаланса, принимается 0,05.

$$I_{mko} = 1,25 \cdot 0,05 \cdot 2475 = 154,7 \text{ А.}$$

## 7.5 Расчет уставок силового трансформатора 220/10 кВ

### 7.5.1 Дифференциальная защита

Для расчета уставок воспользуемся методическими указаниями «Трансформаторы и автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциально-токовая защита» [59].

Дифференциальная защита трансформатора выполняется пофазной. Защита включает дифференциальную отсечку и чувствительную дифференциальную защиту с процентной тормозной характеристикой и блокировками по второй и пятой гармоникам.

Выбор уставок срабатывания дифференциальной защиты заключается в определении следующих параметров:

- минимальной уставки  $I_{ds}$ ;
- крутизны тормозной характеристики первого наклонного участка  $I_d/I_t$ ;
- крутизны тормозной характеристики второго наклонного участка  $I_d/I_{t2}$ ;
- точки изменения крутизны SLP;
- тока срабатывания дифференциальной отсечки  $I_{dмакс}$ ;
- уставки по второй гармонике;
- уставки по пятой гармонике.

Произведем выбор трансформаторов тока (ТТ), для этого найдем номинальные токи силового трансформатора:

- на стороне ВН

$$I_{m.н}^{вн} = \frac{S_{m.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10^3} = 251 \text{ А} \quad (7.48)$$

$$I_{макс} = 1,4 \cdot 251 = 351 \text{ А.}$$

На стороне ВН принимаем к установке ТТ из условия типа ТРГ-УЭТМ-220-400-0,5/10Р [60]:  $I_{1н} = 400 \text{ А}$ ,  $I_{2н} = 5 \text{ А}$ ,  $I_{2н} = 5 \text{ А}$ .

- на стороне НН (с расщепленной обмоткой)

$$I_{m.н}^{нн} = \frac{S_{m.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 0,5} = 2750 \text{ А} \quad (7.49)$$

$$I_{макс} = 1,4 \cdot 2750 = 3850 \text{ А.}$$

					ПЗ-573.13.03.02.2020.079 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		48



На стороне НН выбираем ТТ типа ТОЛ-10-М-4000-0,5/10Р [61]:  $I_{1Н} = 4000 \text{ А}$ ,  $I_{2Н} = 5 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации ТТ на стороне ВН

$$k_I^{ВН} = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}} = \frac{4000}{5} = 800 \quad (7.50)$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне НН

$$k_I^{НН} = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}} = \frac{4000}{5} = 800 \quad (7.51)$$

Определение пригодности установленных ТТ по условию выравнивания вторичных токов по величине

$$0,1 \cdot I_{m.n.max} \leq I_{mm.n} \leq 2,5 \cdot I_{m.n.max} \quad (7.52)$$

Для ТТ, установленных на стороне ВН

$$0,1 \cdot 351 \leq 400 \leq 2,5 \cdot 351 \\ 35,1 \leq 400 \leq 878$$

Условие выполнено.

Для ТТ, установленных на стороне НН

$$0,1 \cdot 3850 \leq 4000 \leq 2,5 \cdot 3850 \\ 385 \leq 4000 \leq 9625$$

Условие выполнено.

Для проверки пригодности ТТ по условию отстройки от броска тока намагничивания необходимо определить амплитудную величину броска тока намагничивания.

Так как в паспортных данных на трансформатор не приведена величина броска тока намагничивания и не приведено сопротивление трансформатора при полном насыщении, то определяем сопротивление трансформатора при полном насыщении по приближенной формуле

$$x_{m.в.}^{(1)*} = 0,094 + 0,74 \cdot \frac{U_{к\%}}{100}; \quad (7.53)$$

где  $U_{к\%}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, %

$$x_{m.в.}^{(1)*} = 0,094 + 0,74 \cdot \frac{12}{100} = 0,183$$

Определяем относительное индуктивное сопротивление прямой последовательности контура включения

$$x^* = x_c + x_{вл} + k_1 + x_{m.в.}^{(1)*}; \quad (7.54)$$

где  $k_1$  – коэффициент, учитывающий увеличение индуктивного сопротивления трансформатора за счет неполного насыщения ярм магнитопровода.

За базовое сопротивление принимается сопротивление соответствующее номинальным параметрам трансформатора

$$x_{\sigma} = \frac{U_{\sigma}^2}{S_{т.н}} = \frac{(230 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 10^6} = 529 \quad (7.55)$$

Тогда сопротивление контура включения

$$x^* = 0,67 + 0,58 + 1,1 + 0,183 = 2,533$$

То же в именованных единицах

$$x = 2,533 \cdot 529 = 1340 \text{ Ом.}$$

Амплитудное значение броска тока намагничивания определяем по выражению

$$I_{бр.нам.ампл.} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{л} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot x} = \frac{\sqrt{2} \cdot 230 \cdot 10^3 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 1340} = 194 \text{ А.} \quad (7.56)$$

где  $U_{л}$  – линейное напряжение со стороны включения трансформатора под напряжение, В;

$A$  – относительное смещение оси синусоиды потокосцепления по отношению к точке перегиба характеристики намагничивания.

Кратность тока по отношению к амплитудному значению номинального тока ТТ

$$k_{10} = \frac{I_{бр.нам.ампл.}}{\sqrt{2} \cdot I_{т.н}^{вн}} = \frac{194}{\sqrt{2} \cdot 400} = 0,34 \leq 6,7 \quad (7.57)$$

Следовательно, по условию отстройки от броска тока намагничивания предельная кратность ТТ стороны 220 кВ должна быть  $k_{10} \geq 20$ . Определяем предельную кратность ТТ при заданной нагрузке ТТ стороны 220 кВ

$$R_{нагр} = R_{к} + R_{пер} + R_{вх.терм} \quad (7.58)$$

где  $R_{к}$  – сопротивление контрольного кабеля, Ом;

$R_{пер}$  – переходное сопротивление соединительных контактов в токовых цепях, Ом;

$R_{вх.терм}$  – входное сопротивление терминала, Ом.

Сопротивление контрольного кабеля

$$R_{к} = \frac{\rho \cdot L_{к}}{S_{к}}; \quad (7.59)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала жил контрольного кабеля, Ом · мм<sup>2</sup> / м.

$$R_{к} = \frac{0,029 \cdot 50}{2,5} = 0,58 \text{ Ом.}$$

$$R_{нагр} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом.}$$

По кривым предельной кратности для ТТ типа ТВ-220 для  $R_{нагр} = 0,64 \text{ Ом}$  определяем  $k_{10} = 24 \geq 20$ . Следовательно, требование отстройки от броска тока намагничивания выполняется.

Так как ТТ и их вторичная нагрузка не ограничивают требование отстройки от броска тока намагничивания, то уточнение коэффициента А не требуется.

Приведенная предельная кратность ТТ должна быть

$$k_{10} = \frac{I_{т.н}^{вн}}{I_{тт.н}^{вн}} \cdot k_{10} = \frac{251}{400} \cdot 20 \approx 12,6 \leq 24 \quad (7.60)$$

Аналогично должны проверяться ТТ стороны 10 кВ, Однако, учитывая небольшую вторичную нагрузку ТТ 10 кВ, пригодность ТТ будет обеспечена.

Произведем проверку возможности использования самоадаптирующегося торможения. Условием использования этого торможения является требование, чтобы амплитудное значение броска тока намагничивания было меньше 8-кратного номинального тока трансформатора

$$I_{бр.нам.ампл.} \leq 8 \cdot I_{т.н} \quad (7.61)$$

$$194 \leq 8 \cdot 251$$

$$194 \leq 2008$$

Условие выполняется

Определим минимальный ток срабатывания дифференциальной защиты

$$I_{диф.мин} = k_{отс} \cdot \left( k_{пер} \cdot 0,1 + \frac{\Delta U_{рпн}}{1 - \Delta U_{рпн}} + 0,02 \right); \quad (7.62)$$

где  $\Delta U_{рпн}$  – диапазон регулирования напряжения, %;

$k_{пер}$  – коэффициент, учитывающий погрешность ТТ и зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей, остаточной намагниченности магнитопровода, нагрузки и типа ТТ

$$I_{диф.мин} = 1,1 \cdot \left( 1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,12}{1 - 0,12} + 0,02 \right) = 1,38$$

Принимаем к установке  $I_{диф.мин} = 1,38\%$

Нахождение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики производится по выражению

					ПЗ-573.13.03.02.2020.079 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		51

$$\frac{I_d}{I_{t1}} = k_{отс} \cdot \left( k_{неп} \cdot 0,1 + \frac{\Delta U_{рнн}}{1 - \Delta U_{рнн}} + 0,02 \right); \quad (7.63)$$

$$\frac{I_d}{I_{t1}} = 1,1 \cdot \left( 2 \cdot 0,1 + \frac{0,12}{1 - 0,12} + 0,02 \right) = 1,49$$

Принимаем к установке  $\frac{I_d}{I_{t1}} = 1,49\%$

Точка изменения крутизны тормозной характеристики

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} I_{бр.нам.ампл}^3 \cdot \frac{I_d}{I_{t1}} \quad (7.64)$$

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,21^3 \cdot 1,49 = 2,23$$

Принимаем к установке  $SLP = 2$

Определим крутизну второго наклонного участка тормозной характеристики по формуле

$$\frac{I_d}{I_{t2}} = 60 - 70\% \quad (7.65)$$

Принимаем  $\frac{I_d}{I_{t2}} = 65\%$ .

Отстройка от броска тока намагничивания выполняется по выражению

$$I_{d.\max} \geq k_{отс} \cdot I_{бр.нам.ампл} \quad (7.66)$$

$$I_{d.\max} \geq 1,1 \cdot 0,21$$

$$I_{d.\max} \geq 0,23 \text{ А.}$$

Отстройка от максимального значения внешнего короткого замыкания выполняется по формуле

$$I_{d.\max} = k_{отс} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.\max.\text{вн}} \quad (7.67)$$

где  $k_{нб}$  – коэффициент равный отношению амплитуды первой гармоники тока небаланса к амплитуде периодической составляющей внешнего тока короткого замыкания;  $k_{нб} = 0,7$  при установке со всех сторон силового трансформатора ТТ с вторичными токами 5 А;

$I_{к.\max.\text{вн}}$  – максимальное значение периодической составляющей тока внешнего КЗ, А.

Ток короткого замыкания на стороне ВН трансформатора равен

$$I_{к.внеш.мах}^{вн} = \frac{I_{кз}^{(3)}}{k_{тн}}; \quad (7.68)$$

где  $k_{тн}$  – коэффициент трансформации

$$I_{к.внеш.мах}^{вн} = \frac{15,9 \cdot 10^3}{22} \approx 723 \text{ А.}$$

что соответствует кратности

$$k = \frac{723}{351} = 2,06 \cdot I_{н1}$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки

$$I_{d.мах} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 2,06 \cdot I_{н1} = 1,73 \cdot I_{н1} \quad (7.69)$$

Принимаем к установке  $I_{d.мах} = 2 \cdot I_{н1}$

Уставки блокировок по 2-й и 5-й гармоникам принимаются:

$$- \frac{I_{2f}}{I_{1f}} = 15\% \text{ с поперечной блокировкой;}$$

$$- \frac{I_{5f}}{I_{1f}} = 35\% \text{ с пофазной блокировкой.}$$

Проверка чувствительности дифференциальной защиты трансформатора выполняется по выражению

$$k_u = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.мин}^{(3)}}{I_{d.мах}}; \quad (7.70)$$

В качестве расчетного режима принимается режим минимального двухфазного КЗ на стороне низшего напряжения в защищаемой зоне

$$k_u = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{19500}{2 \cdot 351} = 24 \geq 2$$

На рисунке 7.1 представим тормозную характеристику дифференциальной защиты трансформатора ТРДЦН-100000/220 У1.

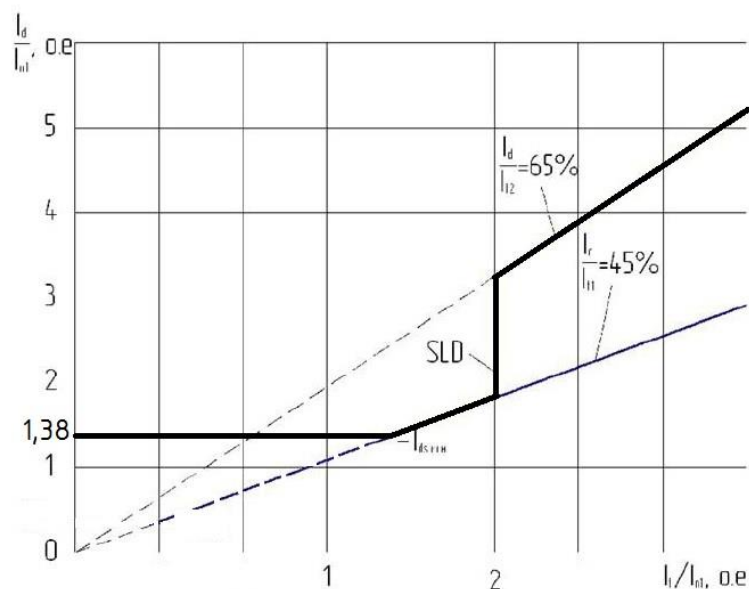


Рисунок 7.1 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты трансформатора ТРДЦН-100000/220 У1

### 7.5.2 Защита от перегруза на НН

Для расчета уставок воспользуемся методическими указаниями «Понижающие трансформаторы 35-220 кВ. Резервные защиты» [62].

Защита от симметричных перегрузок (ЗП) на стороне 10 кВ предназначена для выявления режима симметричных перегрузок защищаемого трансформатора. Защита выполняется с действием на отключение. ЗП выполняется с помощью одной из ступеней максимальной токовой защиты (код ANSI 50/51). При выполнении ЗП с действием на отключение используется времятоковая характеристика с зависимой от тока выдержкой времени.

Ток срабатывания защиты от перегрузки отстраивается от максимального рабочего тока трансформатора, определяемого с учетом его перегрузки в послеаварийном режиме

$$I_{ЗП.ВВ1} \geq \frac{k_{н.о.}}{k_{в}} \cdot k_{з.п} \cdot I_{т.н}^{нн}; \quad (7.71)$$

где  $k_{н.о.}$  – коэффициент надежности отстройки защиты;

$k_{в}$  – коэффициент возврата защиты;

$k_{з.п.}$  – коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме;

$I_{т.н}^{нн}$  – номинальный ток трансформатора на стороне НН, А.

$$I_{ЗП.ВВ1} \geq \frac{1,05}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 2750 \approx 4324 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты принимаем  $I_{ЗП.ВВ1} \approx 4324 \text{ А.}$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

### 7.5.3 МТЗ с выдержкой времени на НН

МТЗ с выдержкой времени, с действием на отключение предназначена для защиты от КЗ всех видов на выводах и внутри трансформатора, а также от внешних КЗ, то есть от повреждений на шинах НН и на отходящих линиях НН (на случай отказа их собственных защитных коммутационных аппаратов).

Ток срабатывания МТЗ отстраивается от максимального возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне НН

$$I_{MT3.BB1} = \frac{k_{н.о.}}{k_6} \cdot k_{з.н} \cdot I_{т.н}^{нн}; \quad (7.72)$$

$$I_{MT3.BB1} = \frac{1,2}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 2750 = 4941 \text{ А.}$$

Время срабатывания МТЗ принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите

$$t_{TM3.BB1} = t_{TM3.CB} + \Delta t \quad (7.73)$$

где  $\Delta t$  – ступень селективности, с

$$t_{TM3.BB1} = 1,8 + 0,3 = 2,1 \text{ с.}$$

Проверим чувствительность селективной токовой отсечки.

$$k_{чMT3.BB1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.мин}^{(3)}}{I_{MT3.BB1}}; \quad (7.74)$$

$$k_{чMT3.BB1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{19500}{4941} = 3,41 \geq 1,5$$

Условие выполняется.

### 7.5.4 МТЗ с выдержкой времени на ВН

Максимальная токовая защита в фазах, мгновенная (ANSI 51), используемая для выключателя, установленного на первичной обмотке трансформатора, обеспечивает защиту от сильных коротких замыканий в первичной обмотке. Уставка тока регулируется на значение больше тока короткого замыкания во вторичной обмотке: таким образом, обеспечивается селективность по току.

Ток срабатывания МТЗ отстраивается от максимального возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне ВН

$$I_{MT3.Q1} = \frac{k_{н.о.}}{k_6} \cdot k_{з.н} \cdot I_{т.н}^{вн}; \quad (7.75)$$

$$I_{MT3.Q1} = \frac{1,2}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 251 = 322 \text{ A.}$$

Время срабатывания МТЗ принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите

$$t_{MT3Q1} = t_{MT3.BB1} + \Delta t \quad (7.76)$$

где  $\Delta t$  – ступень селективности, с

$$t_{MT3Q1} = 2,1 + 0,3 = 2,4 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности определяется по минимальному току КЗ на стороне НН трансформатора

$$k_u = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.min}^{(3)}}{k_{mn} \cdot I_{MT3.Q1}}; \quad (7.77)$$

$$k_{u.MT3} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{19500}{22 \cdot 322} = 2,38 \geq 1,5$$

Значит, защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

#### 7.5.5 Газовая защита

Газовая защита применяется для защиты трансформатора от повреждений внутри бака, сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла, а также при понижении уровня масла в баке. При возникновении внутри трансформатора каких-либо повреждений, сопровождающихся электрической дугой (при КЗ обмоток на корпус бака или на магнитопровод, нарушениях магнитной системы) и выделением большого количества тепла, происходит разложение трансформаторного масла с образованием газов. В результате в трансформаторе масло с газом выходит в расширитель. Между баком и расширителем устанавливается газовое реле РГТ 80 [63] с уставкой скоростного элемента (нижнего) 0,65 м/с. Верхняя пара контактов действует на отключение, нижняя пара контактов действует на отключение трансформатора при бурном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Таким образом, газовую защиту выполним с помощью реле РГТ-80 и блока ANSI63 в МП, который защищает трансформатор от изменения уровня масла и внутренних повреждений с помощью логических входов, связанных с устройствами, встроенными в трансформатор

#### 7.5.6 Защита от перегрева

В трансформаторах, подверженных перегрузке по технологическим причинам, защита, как правило, должна выполняться с действием на сигнал и автоматическую разгрузку механизма.

					ПЗ-573.13.03.02.2020.079 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		56



Контроль температуры обмоток трансформатора осуществим с помощью функции ANSI 49Т. Данная защита позволяет обнаружить перегрев трансформатора путем измерения температуры внутри трансформатора, оснащенного датчиками типа «термометр сопротивления».

Защита от перегрева имеет две независимые уставки:

- уставка аварийной сигнализации ( $T_{s1} = 75^{\circ}\text{C}$ );
- уставка отключения ( $T_{s2} = 95^{\circ}\text{C}$ ).

Защита от перегрева запускается, когда контролируемая температура больше установленной уставки  $T_s$ .

## 7.6 Расчет уставок ВЛ-220 кВ

### 7.6.1 Дифференциально-фазная защита (ДФЗ)

Для расчета уставок воспользуемся методическими указаниями «Дифференциально-фазная защита линий 110-220 кВ» [64].

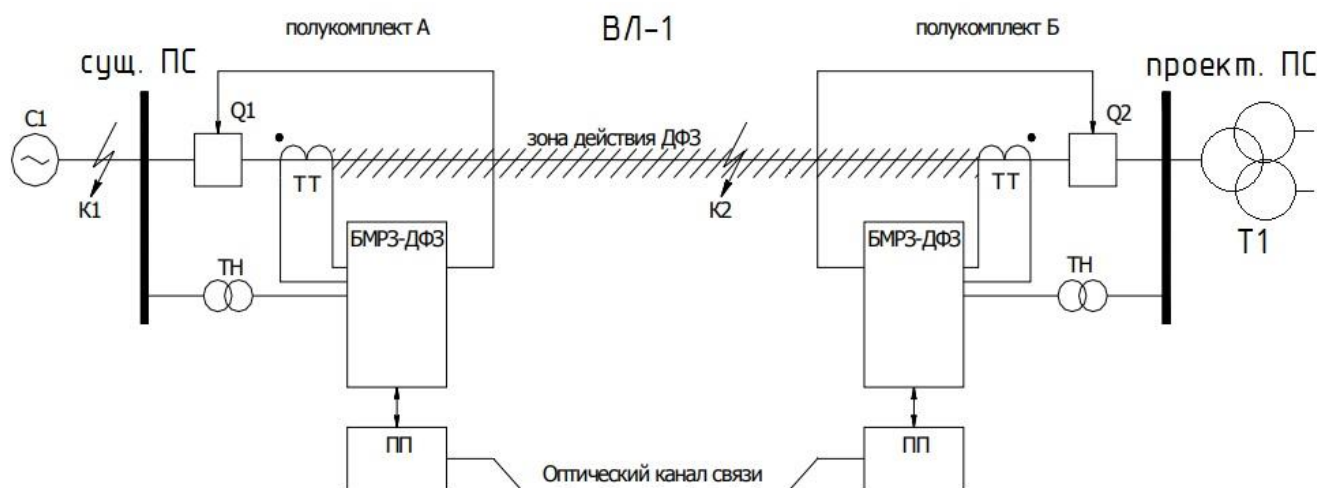


Рисунок 7.1 – Упрощенная схема взаимодействия полукомплектов ДФЗ

Для обеспечения работы в режимах КЗ внутри защищаемой зоны максимально допустимое значение тока измерительного канала

$$I_{\max ПТН} \geq k_{ПЕР} \cdot \frac{I_{k.\max}}{k_{ТТ}}; \quad (7.78)$$

где  $k_{ПЕР} = 2$  – коэффициент, учитывающий переходный режим.

Для ПК№1

$$I_{\max ПТН} \geq 2 \cdot \frac{3800}{80} = 95 \text{ А.}$$

Согласно документации на БМРЗ-ДФЗ для ПК№1  $I_{ном.ПТН} = 2,5 \text{ А}$ .

Для ПК№2

$$I_{\max ПТН} \geq 2 \cdot \frac{2000}{80} = 50 \text{ А}.$$

Для ПК№2  $I_{ном.ПТН} = 2,5 \text{ А}$ .

Первичный ток срабатывания блокирующего пускового органа (далее ПО)

$$I_{\text{Лблок}} = \frac{k_{отс}}{k_{\epsilon}} \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{раб. max}}; \quad (7.79)$$

где  $k_{отс} = 1,2$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас.

$$I_{\text{Лблок}} = \frac{1,2}{0,95} \cdot \sqrt{3} \cdot 132,2 = 289 \text{ А}.$$

Первичный ток срабатывания отключающего ПО

$$I_{\text{Лоткл}} = 1,4 \cdot 289 = 404 \text{ А}.$$

При отсутствии несимметрии в нормальном режиме работы в качестве уставки блокирующего ПО тока обратной последовательности для обоих полукомплектов принимаем минимально возможное для ввода в блок значение.

Нижняя граница диапазона значений уставки  $I_{2БЛ}$  для номинального вторичного тока ТТ равного 5 А составляет 0,9 А.

Таким образом, в первичных значениях уставка блокирующего ПО тока обратной последовательности обоих полукомплектов принимает следующее значение:

$$I_{2БЛ} = 0,9 \cdot k_{ТТ} = 0,9 \cdot 88 = 79,2 \text{ А}.$$

Рассчитаем значение уставки отключающего ПО тока обратной последовательности для обоих полукомплектов:

$$I_{2ОТ} = 1,5 \cdot 79,2 = 119 \text{ А}.$$

Произведем расчеты коэффициентов чувствительности

Для ПК№1

$$k_{\epsilon} = \sqrt{3} \cdot \frac{2800}{404} = 12 \geq 2$$

Для ПК№2

$$k_{\epsilon} = \sqrt{3} \cdot \frac{1700}{404} = 7 \geq 2$$

Требования чувствительности выполнены

## 7.6.2 Дистанционная защита (ДЗ)

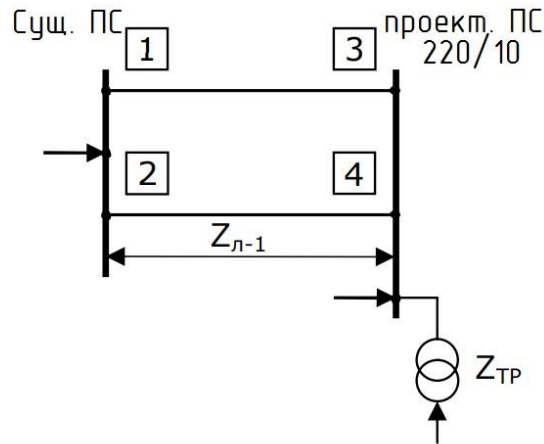


Рисунок 7.2 – Проектируемая ПС с односторонним питанием параллельными линиями

Для проходной линии сопротивление срабатывания первой ступени

$$Z_{сз1}^I = \frac{Z_{л-1}}{1 + \beta + \delta}; \quad (7.80)$$

где  $\beta = 0,05$  – погрешность ТТ, ТН и терминала ДЗ в сторону увеличения защищаемой зоны;

$\delta = 0,1$  – погрешность расчета сопротивления линии и запас;

$Z_{л-1}$  – сопротивление линии.

Расчетные характеристики воздушных линий 220 - 1150 кВ со сталеалюминиевыми проводами (АС-240/56) [46].

$$r_0 = 0,024 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,12 \text{ Ом/км.}$$

Сопротивление ВЛ

$$R_{л} = r_0 \cdot L = 0,024 \cdot 70 = 1,68 \text{ Ом.} \quad (7.81)$$

$$X_{л} = x_0 \cdot L = 0,12 \cdot 70 = 8,4 \text{ Ом.} \quad (7.82)$$

Полное сопротивление ВЛ

$$Z_{л-1} = 1,68 + j8,4 = 8,56 \cdot e^{j60^\circ} \quad (7.83)$$

Абсолютная величина сопротивления первой ступени ДЗ

$$Z_{сз1}^I = \frac{8,56}{1 + 0,05 + 0,1} = 7,4 \text{ Ом.}$$

Чувствительность первой ступени оценивается выполнением условия:

Для определения вторичного сопротивления срабатывания определим коэффициенты трансформации ТТ и ТН.

Для трансформатора напряжения типа ЗНГ-УЭТМ-220 УХЛ1 [65] коэффициенты трансформации:

$$n = \frac{U_{1н}}{U_{2н}} = \frac{220000}{100};$$

Для ТТ ТРГ-УЭТМ-220 минимальное значение первичного тока равно 400 А, откуда коэффициент трансформации:

$$n = \frac{I_{1н}}{I_{2н}} = \frac{400}{5};$$

Вторичное значение сопротивления срабатывания первой ступени ДЗ

$$Z_{сз1.втор}^I = Z_{сз1}^I \cdot \frac{n_m}{n_n} = 7,4 \cdot \frac{400 \cdot 100}{220000 \cdot 5} \approx 0,27 \text{ Ом.} \quad (7.84)$$

Отстройка от КЗ на шинах низшего напряжения проектируемой ПС:

$$Z_{сз1}^{II} \leq 0,85 \cdot \left( Z_{л-1} + \frac{Z_{mp}}{k_{Т.мп}} \right); \quad (7.85)$$

где  $Z_{mp}$  – минимальное эквивалентное сопротивление параллельно работающих трансформаторов на проектируемой ПС.

Согласно таблице 1:

$$x_m = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{U_{вн.ном}^2}{S_{ном}} = \frac{12}{100} \cdot \frac{(230 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 10^6} = 63,5 \text{ Ом.} \quad (7.86)$$

$$r_m = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{вн.ном}^2}{S_{ном}^2} = \frac{360 \cdot 10^3 \cdot (230 \cdot 10^3)^2}{(100 \cdot 10^6)^2} = 1,9 \text{ Ом.} \quad (7.87)$$

$$Z_{mp} = \sqrt{(r_m^2 + x_m^2)} = \sqrt{(1,9^2 + 63,5^2)} = 63,5 \text{ Ом.} \quad (7.88)$$

$$Z_{сз1}^{II} \leq 0,85 \cdot \left( 8,56 + \frac{63,5}{0,5} \right) = 115,2 \text{ Ом.}$$

Условие обеспечения требуемой чувствительности второй ступени по второму условию:

$$\frac{Z_{mp}}{Z_{л-1}} \geq 0,47 \cdot k_{Т.И} = \frac{63,5}{8,56} \geq 0,47 \cdot 0,5 = 7,4 \geq 0,24 \quad (7.89)$$

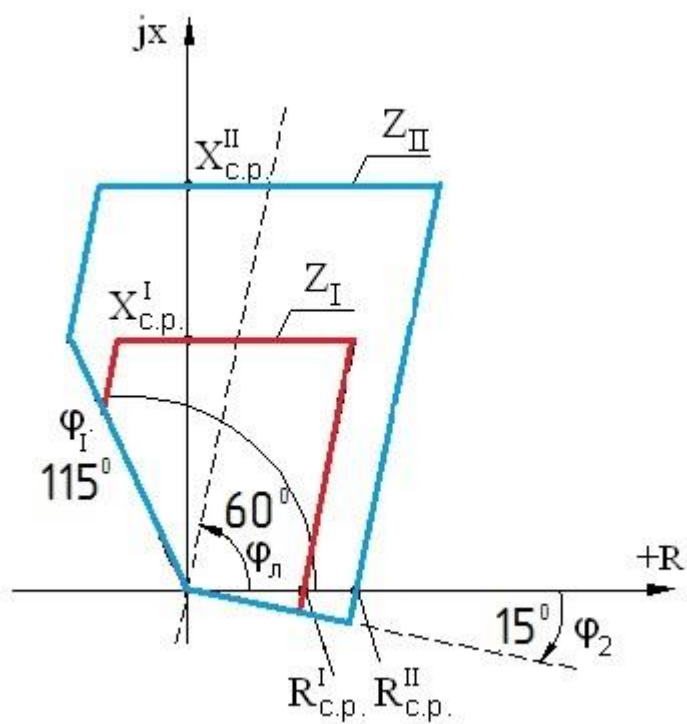


Рисунок 7.3 – Характеристика 1-й и 2-й ступеней ДЗ  
в виде четырехугольника

## 8 ПРОВЕРКА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА НА СТОРОНЕ НН СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Проверим трансформатор тока на стороне НН силового трансформатора на допустимую погрешность.

Рассчитаем сопротивление нагрузки для обмоток ТТ. Так как терминалы РЗА подключены к ТТ по схеме полная звезда, максимальное сопротивление нагрузки составит:

$$Z_{нагр} = Z_{реле} + 2 \cdot Z_{пров} + Z_{конт}; \quad (7.90)$$

где  $Z_{реле}$  – сопротивление МП терминала РЗА;

$Z_{пров}$  – сопротивление соединительных проводов;

$Z_{конт}$  – сопротивление переходных контактов, 0,05 Ом.

Сопротивление МП терминала рассчитывается по потребляемой мощности от ТТ, составляет 0,2 ВА для  $I_{2н} = 5$  А. Следовательно, сопротивление реле:

$$Z_{реле} = \frac{S_{ном}}{I_{2н}^2} = \frac{0,2}{5^2} = 0,008 \text{ Ом}. \quad (7.91)$$

Сопротивление соединительных проводов:

$$Z_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч.}}{q} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}. \quad (7.92)$$

где  $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$  – удельное сопротивление материала провода;

$l_{расч.}$  – расчетная длина соединительного провода (не превышает 100 м);

$q$  – сечение по условию механической прочности, 2,5 мм<sup>2</sup>.

Сопротивление нагрузки:

$$Z_{нагр} = 0,008 + 2 \cdot 0,7 + 0,05 = 1,458 \text{ Ом}.$$

Допустимая кратность тока:

$$k_{10} = \frac{0,6}{1,458} \cdot 20 = 8,23$$

Расчетная кратность:

$$k_{расч} = \frac{15900}{4000} = 3,9$$

Допустимая кратность больше расчетной, поэтому проверяемый ТТ будет работать в заявленном классе точности.

					ПЗ-573.13.03.02.2020.079 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		62

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектирование релейной защиты и автоматики для данной подстанции было произведено согласно действующим нормативным техническим документам и неоднократно проверенным современными методикам расчета ведущих отечественных производителей. В ходе данного проектирования были приняты решения по выбору схем для сторон 220 и 10 кВ:

- «4Н, два блока с выключателями и ремонтной перемычкой» и «одной секционированной выключателем системой шин подключаемая к обмотке с объединенной расщепленной обмотке понижающих трансформаторов»;
- режимы заземления нейтралей трансформаторов;
  - ВН – эффективно – заземленная;
  - НН – изолированная нейтраль;
- сечение кабельной линии;
- трансформатор собственных нужд: ТМГ-250/10/0,4 кВ;
- силовые трансформаторы: ТРДЦН-100000/220 У1;
- выключатели;
  - ВЛ (для ОРУ) ВГТ-220-40/3150 с пружинным приводом типа ППрК-УЭТМ;
  - К-128 (для КРУ) с вакуумным выключателем типа ВВЭ-СМ-10;
- виды РЗА для объектов на сторонах 220 и 10 кВ;
- типоразмера УРЗА на сторонах 220 и 10 кВ.

В связи со всем этим, можно сделать вывод о том, что релейная защита и автоматика тупиковой двухтрансформаторной подстанции будет выполнять заданные им функции в течении срока службы при выполнении требований по монтажу и эксплуатации цепей и оборудования проектируемой подстанции.

					ПЗ-573.13.03.02.2020.079 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		63

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Каталог: ОРУ 220 кВ на унифицированных конструкциях производства Эльмаш (УЭТМ) с жесткой ошиновкой. Компонировочные решения <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/komplektnyetransformatornyepodstanciidlochnogotipaktpb220/> дата обращения 05.20

2 Комплектные распределительные устройства внутренней установки 6-10 кВ.– <http://www.moselectroshield.ru/production/kru/6-10-kv/k-128/> дата обращения 05.20

3 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.

4 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения.

5 Каталог силовых трансформаторов: Трансформатор типа ТРДЦН-100000/220 У1 <https://silovoytransformator.ru/220-kv-i-vyshe/trdcn-100000-220.htm> дата обращения 05.20

6 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича, – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

7 Технические характеристики: Провод марки АС240/32 <https://linijaopory.ru/provod-as-240-32-ves-diametr-sechenie-i-drugie-karakteristiki/> дата обращения 05.20

8 А.М. Ершов. Релейная защита и автоматика в СЭС. Часть 3. Защита электрических сетей напряжением 6–10 кВ. 2013г.–161 с.

9 Каталог: Дугогасящий реактор типа РДМР-485/10 <https://ntbe.ru/produktsiya/dugogasyashiy-reaktor-rdmr/> дата обращения 05.20

10 Каталог: Силовой трансформатор типа ТМПС-630 <https://ntbe.ru/produktsiya/prisoedinitelnyy-transformator-tmps/> дата обращения 05.20

11 Каталог: Устройство автоматического регулирования токов компенсации УАРК-105 <https://ntbe.ru/produktsiya/uark-105/> дата обращения 05.20

12 Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» (новая редакция) (протокол от 08.11.2019 № 378) [https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ETP\\_FSK\\_EES\\_2014\\_02\\_06.pdf](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ETP_FSK_EES_2014_02_06.pdf) дата обращения 05.20

13 Каталог: Аккумуляторная батарея типа drifit/AGM [http://alpha-energy.ru/D/0000000568/CF\\_Sonnenschein\\_dryfit\\_201509\\_ru.pdf](http://alpha-energy.ru/D/0000000568/CF_Sonnenschein_dryfit_201509_ru.pdf) дата обращения 05.20

14 Каталог: Шкафы СОПТ-МТ на базе ЗВУ марки РВИ-МС <https://www.mtrele.ru/shop/shkafyi-sopt/sopt-pbi-mc.html> дата обращения 05.20

15 Технические характеристики: Трансформатор типа ТМГ-250/10/0,4 кВ <https://alttrans.nt-rt.ru/images/manuals/tm-dannie.pdf> дата обращения 05.20

16 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

					ПЗ-573.13.03.02.2020.079 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		64



- 17 Технические характеристики: Кабель марки АПВП 3х50/16  
<https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-10kv/apvp-10kv/kabel-apvp-3x50-16.html> дата обращения 05.20
- 18 Каталог: Трансформатор типа ТНЭЗ-1000  
<https://leg.co.ua/info/transformatory/tehnicheskie-harakteristiki-silovyh-trehfaznyh-transformatorov-tnez.html> дата обращения 05.20
- 19 Каталог: Выключателей элегазовых, колонковые типа ВГТ  
<http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgt-uetm-220/> дата обращения 05.20
- 20 Каталог продукции: Вакуумный выключатель типа ВВЭ-СМ-10  
<http://www.konstalin.ru/?sid=3&ID=1893> дата обращения 05.20
- 21 Технические характеристики: Кабель марки АПВПг 1х240/50  
<https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-10kv/apvpg-10kv/apvpg-1x240/50.html> дата обращения 05.20
- 22 Технические характеристики: Кабель марки АПВП 3х185/25  
<https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-10kv/apvp-10kv/kabel-apvp-3x185-25.html> дата обращения 05.20
- 23 Технические характеристики: Кабель марки АПВП 3х95/16  
<https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-10kv/apvp-10kv/kabel-apvp-3x95-16.html> дата обращения 05.20
- 24 Каталог: Производитель ООО ПТК «ЭКРА-Урал», г. Екатеринбург  
<https://ekra-ural.ru/> дата обращения 05.20
- 25 Каталог: Производитель ЗАО «Радиус Автоматики», г. Череповец  
<https://www.rza.ru/> дата обращения 05.20
- 26 Каталог: Производитель ООО «НТЦ «Механотроника», г. Санкт-Петербург  
<https://www.mtrele.ru/> дата обращения 05.20
- 27 Коды различных РЗ по стандартам ANSI  
<https://yandex.ru/turbo?text=https%3A%2F%2Fpomegerim.ru%2Frza%2Fkody-ansi.php> дата обращения 05.20
- 28 Руководство по эксплуатации: Терминал БМРЗ-152-ЭД-01  
<https://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz-150/bmrz-152-ed-01.pdf> дата обращения 05.20
- 29 Руководство по эксплуатации: Терминал БМРЗ-158-ТР-01  
<https://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz-150/bmrz-158-tr-01.pdf> дата обращения 05.20
- 30 Руководство по эксплуатации: Терминал БМРЗ-152-КЛ-01  
<https://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz-150/bmrz-152-kl-01.pdf> дата обращения 05.20
- 31 Руководство по эксплуатации: Терминал БМРЗ-152-ТН-01  
<https://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz-150/bmrz-152-tn-01.pdf> дата обращения 05.20
- 32 Руководство по эксплуатации: Терминал БМРЗ-152-СВ-01  
<https://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz-150/bmrz-152-sv-01.pdf> дата обращения 05.20

- 33 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ ОАО «ФСК ЕЭС» – Москва, 2009 – 96 с.
- 34 Руководство по эксплуатации: Терминал БМРЗ-152-ВВ-01  
<https://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz-150/bmrz-152-vv-01.pdf> дата обращения 05.20
- 35 Шкаф основной защиты трансформатора 110-220 кВ типа ШЭ-МТ-022  
<https://www.mtrele.ru/shop/shkafyi-rza/zashita-transformatorov35-220/she-mt-022.html> дата обращения 05.20
- 36 Руководство по эксплуатации: Терминал БМРЗ-ТД-01  
<https://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz/bmrz-td-01.pdf> дата обращения 05.20
- 37 Руководство по эксплуатации: Терминал БМРЗ-ТР-01  
<https://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz/bmrz-tr-01.pdf> дата обращения 05.20
- 38 Шкаф регулирования напряжения трансформатора типа ШЭ-МТ-025  
<https://www.mtrele.ru/shop/shkafyi-rza/zashita-transformatorov35-220/she-mt-025.html> дата обращения 05.20
- 39 Руководство по эксплуатации: Терминал БМРЗ-156-ЦРН-01  
<https://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz-150/bmrz-156-crn-01.pdf> дата обращения 05.20
- 40 Шкаф защиты ошиновки типа ШЭ-МТ-042  
<https://www.mtrele.ru/shop/shkafyi-rza/zashita-shin-oshinovok/she-mt-042.html> дата обращения 05.20
- 41 Руководство по эксплуатации: Терминал БМРЗ-ДЗШ-02  
<https://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz/bmrz-dzsh-02.pdf> дата обращения 05.20
- 42 Шкаф дифференциально-фазной защиты линии 110-220 кВ типа ШЭ-МТ-053  
<https://www.mtrele.ru/shop/shkafyi-rza/zashhita-linij-110-220-kv/she-mt-053-shkaf-differenczialno-faznoj-zashhityi-linii-110-220-kv.html>
- 43 Руководство по эксплуатации: Приемопередатчик высокочастотных защит универсальный типа ПВЗУ-Е <http://www.uenserv.ru/UPLOAD/user/doc/pvzu-e-re.PDF> дата обращения 05.20
- 44 Шкаф резервной защиты линии 110-220 кВ типа ШЭ-МТ-055  
<https://www.mtrele.ru/shop/shkafyi-rza/zashhita-linij-110-220-kv/she-mt-055.html> дата обращения 05.20
- 45 Руководство по эксплуатации: Терминал БМРЗ-ЛТ-01  
<https://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz/bmrz-lt-01.pdf> дата обращения 05.20
- 46 Шкаф защиты ошиновки типа ШЭ-МТ-041  
<https://www.mtrele.ru/shop/shkafyi-rza/zashita-shin-oshinovok/she-mt-041.html> дата обращения 05.20
- 47 Руководство по эксплуатации: Терминал БМРЗ-ДЗШ-01  
<https://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz/bmrz-dzsh-01.pdf> дата обращения 05.20

- 48 Шкаф управления типа ШЭ-МТ-191  
<https://www.mtrele.ru/shop/shkafyi-rza/obshhepodstanczionnoe-oborudovanie/she-mt-191-shkaf-upravleniya.html> дата обращения 05.20
- 49 Шкаф регистратора аварийных событий типа ШЭ-МТ-135  
<https://www.mtrele.ru/shop/shkafyi-rza/obshhepodstanczionnoe-oborudovanie/she-mt-135.html> дата обращения 05.20
- 50 Шкаф центральной сигнализации и питания оперативной блокировки разъединителей типа ШЭ-МТ-132  
<https://www.mtrele.ru/shop/shkafyi-rza/obshhepodstanczionnoe-oborudovanie/she-mt-132.html> дата обращения 05.20
- 51 Руководство по эксплуатации: Терминал БМЦС-40  
<https://www.mtrele.ru/files/filedoc/protiv-avtomat/bmcs-40/bmcs-40.pdf> дата обращения 05.20
- 52 Терминалы релейной защиты синхронных и асинхронных электродвигателей 6-10 кВ. Расчет уставок. Методические указания.  
[https://www.mtrele.ru/files/project/raschet\\_ustavok/sinchronnye-i-asinchronnye-dvigateli6-10kv.pdf](https://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/sinchronnye-i-asinchronnye-dvigateli6-10kv.pdf) дата обращения 05.20
- 53 Каталог: Трансформатор тока типа ТЛК-СТ-10 <https://samtrans.nt-rt.ru/images/showcase/catalog1.pdf> дата обращения 05.20
- 54 ГОСТ Р 52776-2007 Машины электрические вращающиеся. Номинальные данные и характеристики. <https://internet-law.ru/gosts/gost/44240/>
- 55 «Релейная защита распределительных сетей 6-10 кВ». Расчет уставок. Методические указания.  
[https://www.mtrele.ru/files/project/raschet\\_ustavok/relejnaya\\_zashchita\\_raspredelitelnyh\\_setej.pdf](https://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/relejnaya_zashchita_raspredelitelnyh_setej.pdf) дата обращения 05.20
- 56 Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Учебное пособие к изучению курса / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 74 с.
- 57 Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 4: Защита силовых трансформаторов напряжением 35-110-220/6-10 кВ, конденсаторных батарей, электродвигателей и электротехнологических установок: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 85 с.
- 58 Каталог: Устройство индикации напряжения ИН 3-10-00 УХЛ3  
<https://termaenergo.ru/products/ustrojstvo-indikaczii-napryazheniya/in-3-10-00-u3/> дата обращения 04.20
- 59 «Трансформаторы и автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциально-токовая защита». Расчет уставок. Методические указания.  
[https://www.mtrele.ru/files/project/raschet\\_ustavok/transformatory\\_avtotransformatory-dif.tokovaya\\_zashita.pdf](https://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/transformatory_avtotransformatory-dif.tokovaya_zashita.pdf) дата обращения 05.20
- 60 Каталог: Трансформаторы тока типа ТРГ-УЭТМ-220-400-0,5/10Р  
<http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/trguetm220/> дата обращения 05.20
- 61 Технические характеристики: Трансформатор тока типа ТОЛ-10-М-4000-0,5/10Р <http://electra-hvac.ru/rashifrovka-tol-10.html> дата обращения 05.20

					ПЗ-573.13.03.02.2020.079 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		67

62 «Понижающие трансформаторы 35-220 кВ. Резервные защиты». Расчет уставок. Методические указания.

[https://www.mtrele.ru/files/project/raschet\\_ustavok/ponizhaushie\\_transformatory35-220kv.pdf](https://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/ponizhaushie_transformatory35-220kv.pdf) дата обращения 05.20

63 Техническое описание и руководство по эксплуатации: Реле типа РГТ-80  
<https://envolga.ru/upload/iblock/1eb/1eb4ecf41a89d4e5ca1adfed7082ff3.pdf> дата обращения 05.20

64 «Дифференциально-фазная защита линий 110-220 кВ». Расчет уставок. Методические указания.

[https://www.mtrele.ru/files/project/raschet\\_ustavok/raschet\\_ustavok\\_dfz.pdf](https://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/raschet_ustavok_dfz.pdf) дата обращения 05.20

65 Каталог: Трансформатор напряжения типа ЗНГ-УЭТМ-220 УХЛ1  
<http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/znguetm220/> дата обращения 05.20

					ПЗ-573.13.03.02.2020.079 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		68