

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 ответственной подстанции 110/10 кВ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.092.00.00 ПЗ ВКР

Руководитель проекта
доцент, к.т.н.

_____ А.Н. Андреев
« ___ » _____ 2020 г.

Автор проекта
студент группы ПЗ-572

_____ П.В. Яковлева
« ___ » _____ 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

Яковлевой Пелагеи Валерьевны

Группа ПЗ-572

1 Тема работы

Релейная защита и автоматика ответвительной подстанции 110/10 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 1400 (1000) МВА

в максимальном режиме, 1200 (900) МВА в минимальном режиме.

3. Параметры воздушной линии W1 (W2): номинальное напряжение 110 кВ,
длина 30 (40) км, максимальная транзитная мощность 75 МВА;

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

а) трансформатор 4000/10/0,4 количеством 8 шт.,

б) асинхронный двигатель АД4 1600 кВт, количеством 4 шт..

в) КЛ к РП 10 кВ, Lстр=1,3 км, количеством 2 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 – 1 лист

2 Расстановка устройств РЗА на подстанции – 1 лист

3 Схема подключения внешних цепей терминала резервных защит питающей линии W1 – 1 лист

4 Схема подключения внешних цепей терминала основных защит силового трансформатора – 1 лист

5 Схема подключения внешних цепей терминала защит Вводного выключателя TOP 200 В 623132-16 – 1 лист

Всего 5 листа(ов)

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) (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

_____ П.В. Яковлева
(подпись) (И.О. Фамилия)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка руководителя о выполнении
1 Выбор силовых трансформаторов	23.03.2020	-
2 Выбор источника ОТ	26.03.2020	-
3 Расчет ТКЗ	30.03.2020	-
4 Выбор и проверка коммутационной аппаратуры	06.04.2020	-
5 Выбор видов РЗА	08.04.2020	-
6 Выбор типоразмера РЗА	13.04.2020	-
7 Расчет уставок защит	20.04.2020	-
8 Проверка на допустимую погрешность трансформаторов тока	27.04.2020	-
9 Заключение	27.05.2020	-
10 Библиографический список	27.05.2020	-
11 Пояснительная записка	28.05.2020	-
12 Графическая часть	18.05.2020	-

Заведующий кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

(И.О. Фамилия)

Руководитель работы

(подпись)

А.Н. Андреев

(И.О. Фамилия)

Студент

(подпись)

П.В. Яковлева

(И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Яковлева П.В. Релейная защита и автоматика ответвительной подстанции 110/10 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ, 2020. – 84 с., 14 илл., 22 табл. библиогр. список – 20 наим., 5 листов чертежей ф. А1

В данной выпускной квалификационной работе выбраны устройства релейной защиты и автоматики для проектируемой ответвительной 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 типоисполнения 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.

					ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР							
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата								
Разраб.	Яковлева				Релейная защита и автоматика ответвительной подстанции 110/10			Лит.	Лист	Листов		
Пров.	Андреев							В	К	Р	6	84
Н. контр.	Андреев							ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра «ЭССиСЭ»				
Утв.	Кирпичникова											

ОГЛАВЛЕНИЕ

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	8
1 Выбор силовых трансформаторов, схем соединения распределительных устройств на высокой и низкой сторонах проектируемой подстанции	9
1.2 Выбор вида источника ОТ на проектируемой подстанции и РП	13
1.3 Расчет токов короткого замыкания	16
1.4 Выбор коммутационных аппаратов на стороне высокого и низкого напряжения проектируемой подстанции и РП	27
2 Выбор видов РЗА всех объектов проектируемой подстанции	31
2.1 Выбор видов РЗА кабельных линий к РП	31
2.2 Выбор видов РЗА электродвигателей 10 кВ	32
2.3 Выбор видов РЗА трансформаторов 10/0,4 кВ	33
2.4 Выбор видов РЗА вводного выключателя 10 кВ	34
2.5 Выбор видов РЗА секционного выключателя 10 кВ	34
2.6 Выбор видов РЗА шин 10 кВ	35
2.7 Выбор видов РЗА трансформаторов напряжения 10 кВ	35
2.8 Выбор видов РЗА трансформаторов 110/10 кВ	35
2.9 Выбор видов РЗА питающей ВЛЭП 110 кВ	37
3 Выбор типоразмера устройств РЗА всех объектов проектируемой подстанции	39
3.1 Выбор типоразмера устройств РЗА кабельных линий к РП	39
3.2 Выбор типоразмера устройств РЗА электродвигателей 10 кВ	39
3.3 Выбор типоразмера устройств РЗА трансформаторов 10/0,4 кВ	39
3.4 Выбор типоразмера устройств РЗА ВВ 10 кВ	40
3.5 Выбор типоразмера устройств РЗА СВ 10 кВ	40
3.6 Выбор типоразмера устройств РЗА шин 10 кВ	40
3.7 Выбор типоразмера устройств РЗА ТН 10 кВ	41
3.8 Выбор типоразмера шкафов РЗА трансформаторов 110/10 кВ	41
3.9 Выбор типоразмера шкафов РЗА питающей ВЛЭП 110 кВ	42
4 Расчет уставок устройств РЗА всех объектов проектируемой подстанции	43
4.1 Расчет уставок устройств РЗА электродвигателя 10 кВ	43
4.2 Расчет уставок устройств РЗА трансформатора 10/0,4 кВ	49
4.3 Расчет уставок устройств РЗА кабельной линии к РП	53
4.4 Расчет уставок устройств РЗА СВ 10 кВ	56
4.5 Расчет уставок устройств РЗА ВВ 10 Кв	58
4.6 Расчет уставок устройств РЗА трансформаторов 110/10 кВ	60
4.7 Расчет уставок устройств РЗА питающей ВЛЭП 110 кВ	68
5 Проверка на допустимую погрешность трансформатора тока	77
6. Система регистрации аварийных событий (РАС)	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	81
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	83

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

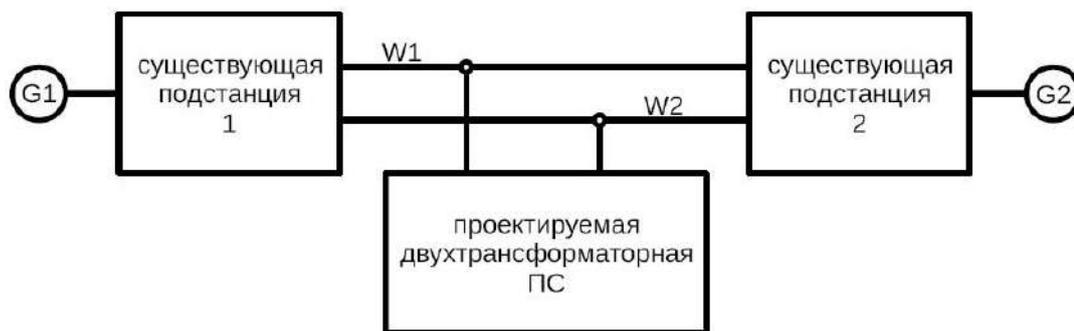


Рисунок А – Схема подключения проектируемой подстанции 220/10 кВ

Существующая подстанция выполнена по схеме 13Н (две рабочие и обходная системы шин)

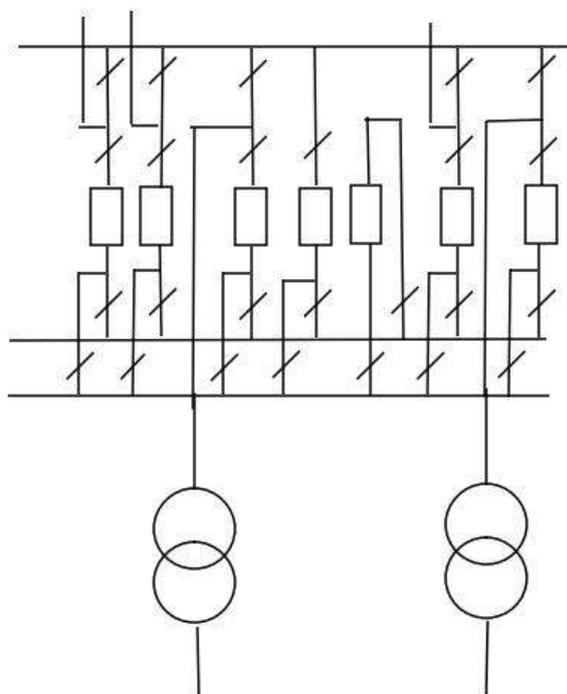


Рисунок Б – Схема существующий подстанции №1

При наличии присоединений, не допускающих даже кратковременную потерю напряжения при планов выводе выключателей из работы. В РУ с устройством для плавки гололеда. При реконструкции и наличии других обоснований.

1 Выбор силовых трансформаторов, схем соединения распределительных устройств на высокой и низкой сторонах проектируемой подстанции

Согласно Положению о технической политике «ФСК ЕЭС», пункт 2.2.1: для ОРУ 110 кВ применяются схемы с одним выключателем на присоединение.

Согласно п. 1.5.5 [18]: схема 4Н-два блока (линия-трансформатор) с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий применяется на напряжении 35-220 кВ для тупиковых и ответвительных двухтрансформаторных подстанций.

ОРУ-110 кВ проектируемой подстанции выполним по схеме 110-4Н «Два блока». Схема главных присоединений ПС на стороне ВН изображена на рис. 1.1.

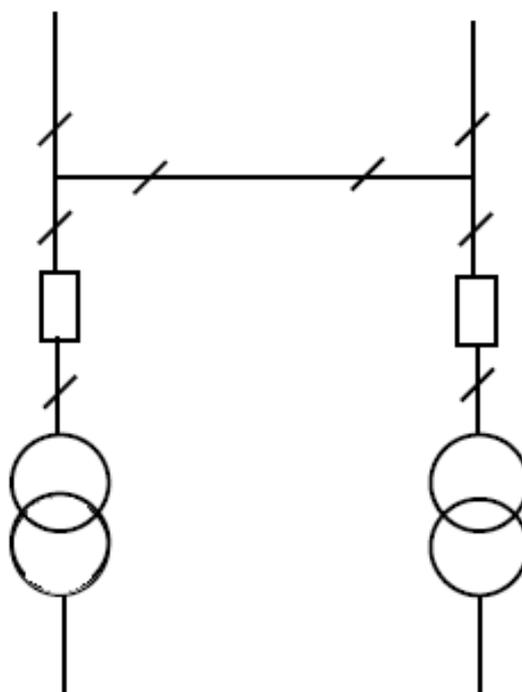


Рисунок 1.1 – Схема главных соединений ПС на стороне ВН

Согласно п. 1.11.2 [18] одна секционированная выключателем система шин применяется при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции. На этом основании выбираем схему 10(6)-1. Схема главных соединений ПС на стороне НН изображена на рис. 1.2.

						13.03.02.2020.092.00.00 ПЗ	Лист
							9
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

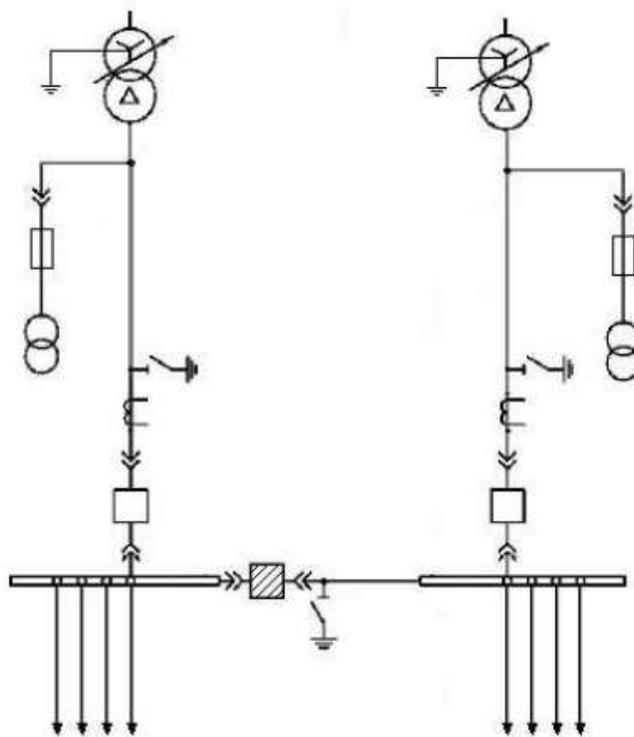


Рисунок 1.2 – Схема главных соединений ПС на стороне НН

Режим работы главной схемы не допускает параллельной работы трансформаторов 110/10 кВ, поэтому в нормальном режиме работы схемы секционный выключатель должен быть отключен.

Для определения расчетной мощности силовых трансформаторов определим суммарную нагрузку подстанции на этапе проектировки по формуле:

$$S_{НАГР} = n_{ТР} \cdot S_{ТР} + n_{Д} \cdot \frac{P_{Д}}{\cos \varphi \cdot \eta} + n_{КЛ.РП} \cdot S_{КЛ.РП}, \quad (1.1)$$

где $n_{ТР}$ – число трансформаторов 10/0,4;

$S_{ТР}$ – номинальная мощность трансформаторов 10/0,4, кВА;

$n_{Д}$ – число элементов двигательной нагрузки;

$P_{Д}$ – номинальная мощность ЭД, кВт;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности ЭД;

η – КПД электродвигателей, %;

$n_{КЛ.РП}$ – число фидеров, отходящих от шин НН ГПП;

$S_{КЛ.РП}$ – мощность нагрузки КЛ, МВА;

Изм.	Колуч.	Лист	№лок.	Подп.	Дата

13.03.02.2020.092.00.00 ПЗ

Лист

10

$$S_{НАГР} = 8 \cdot 4000 \cdot 10^3 + 4 \cdot \frac{1600 \cdot 10^3}{0,89 \cdot 0,966} + 2 \cdot 5000 \cdot 10^3 = 49,44 \text{ (МВА)}.$$

Выбор мощности трансформаторов производится таким образом, чтобы при выходе из работы одного из них, оставшиеся обеспечивали питание нагрузки во время ремонта или замены этого трансформатора с учетом допустимой перегрузки оставшихся в работе.

При установке на подстанции двух трансформаторов расчетным является случай отказа одного из трансформаторов, когда оставшийся в работе трансформатор с учетом его аварийной перегрузки должен передавать всю необходимую мощность. Расчетный коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов при проектировании принимаем равным 1,4. Такая перегрузка допустима в течение не более 5 суток при условии, если коэффициент начальной загрузки не более 0,93, а длительность максимума нагрузки не более 6 часов в сутки [3]:

$$S_{ТР.РАСЧ} \geq \frac{S_{НАГР}}{k_{П.СИСТ}} = \frac{49,44}{1,4} = 35,32 \text{ (МВА)}.$$

На проектируемой подстанции установим два двухобмоточных трансформатора с расщепленной вторичной обмоткой марки ТРДН-40000/110 У1. Каталожные данные выбранных трансформаторов приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1 – Каталожные данные силовых трансформаторов

Тип	$U_{Т.НОМ}$, кВ	$S_{Т.НОМ}$, МВА	$P_{ХХ}$, кВт	$P_{К}$, кВт	$u_{К}$, %	РПН
1	2	3	4	5	6	7
ТРДН-40000/110	110/10	40	36	172	10,5	$\pm 9 \times 1,78\%$

Проверим выполнения условий допустимой загрузки и перегруза согласно формулам (1.2) и (1.3):

$$k_3 = \frac{S_{РАСЧ}}{2 \cdot S_{Т.НОМ}} \leq 0,8; \quad (1.2)$$

$$k_3 = \frac{49440}{2 \cdot 40000} = 0,62 \leq 0,8.$$

$$k_{II} = \frac{S_{РАСЧ}}{S_{Т.НОМ}} \leq 1,4; \quad (1.3)$$

$$k_{II} = \frac{49440}{40000} = 1,23 \leq 1,4.$$

Оба условия выполнены, следовательно, выбранные трансформаторы обеспечат бесперебойное питание потребителей в нормальном и аварийном режимах.

Определим номинальные токи и токи при 140%-ой перегрузке сторон ВН и НН трансформаторов 110/10 кВ:

$$I_{T.HOM.VH} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,8 \text{ (A)};$$

$$I_{T.HOM.HH} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2199 \text{ (A)}.$$

$$I_{T.MAKC.VH} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281,1 \text{ (A)};$$

$$I_{T.MAKC.HH} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3079 \text{ (A)}.$$

						13.03.02.2020.092.00.00 ПЗ	Лист
							12
Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата		

1.2 Выбор вида источника ОТ на проектируемой подстанции и РП

Согласно п. 6.1.1 [9] на всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд.

Согласно п. 6.1.2 [9] мощность трансформаторов собственных нужд должна быть не более 630 кВА.

Согласно п. 6.4 [20] выпрямленный оперативный ток применяется на отпачных и тупиковых подстанциях 110-220 кВ. На подстанциях с оперативным постоянным током ТСН присоединяются к шинам 6-35 кВ.

Определяем основные нагрузки собственных нужд подстанции. Результаты сведем в табл. 1.2.

Таблица 1.2 – Расход электроэнергии на собственные нужды подстанции

Потребитель	Количество	Ориентировочная нагрузка, кВА
Охлаждение трансформатора 110/10 кВ	2	3
Подогрев выключателя 110 кВ	2	11,3
Подогрев привода Разъединителя	8	0,6
Подогрев ячейки КРУ	22	1
Отопление и освещение ОПУ	1	100
Освещение и вентиляция ЗРУ	1	7
Освещение ОРУ-110 кВ	1	2
Маслохозяйство	1	80
Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП	2	23
Устройства РЗА для терминалов НН	19	0,02
Устройства РЗА для терминалов ВН	8	0,1
Ориентировочная нагрузка СН, кВА		291,8

Количество ячеек КРУ:

$$N_{КРУ} = 2ТСН + 1СВ + 1СР + 2ВВ + 2ТН + 8T_{10/0,4} + 2КЛ + 4ЭД = 22.$$

Количество терминалов НН:

$$N_{РЗА.НН} = 1СВ + 2ВВ + 2ТН + 8T_{10/0,4} + 2КЛ + 4ЭД = 19.$$

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		13

Количество терминалов ВН:

$$N_{P3A.BH} = 2 \cdot (2BЛ + 2Г) + 2Q_{110} = 10.$$

Расчетную мощность определим с учетом коэффициента спроса:

$$S_{TCH.PACЧ} = k_C \cdot S_{CH.OРИЕНТ}, \quad (1.4)$$

где k_C - коэффициент спроса, учитывающий одновременность и загрузки, 0,8;

$$S_{TCH.PACЧ} = 0,8 \cdot 291,8 = 233,4 \text{ (кВА)}.$$

При расчете мощности собственных нужд не учитывалась кратковременная нагрузка (электродвигатели приводов выключателей, разъединителей и т.п.). Остальная часть потребителей (система аварийного освещения, системы управления, сигнализации и т.п.) питаются на постоянном оперативном токе от аккумуляторных батарей.

Таким образом, выберем масляные трансформаторы марки ТМГэ-250/10/0,4 кВ. Каталожные данные трансформаторов собственных [17] приведены в табл. 1.3.

В качестве трансформаторов 10/0,4 кВ выберем сухие трансформаторы типа ТЛС-630/10/0,4. Каталожные данные [17] также сведем в табл. 1.3.

Таблица 1.3 – Каталожные данные трансформаторов 10/0,4 кВ

Тип	$U_{TCH.НОМ}$, кВ	$S_{TCH.НОМ}$, кВА	P_{XX} , кВт	P_K , кВт	u_K , %
1	2	3	4	5	6
ТМГэ-250/10	10/0,4	250	0,74	3,7	4,5
ТЛС-4000/10	10/0,4	4000	4,25	21,4	7

Определим номинальные токи сторон ВН и НН трансформаторов собственных нужд и трансформаторов 10/0,4 кВ:

$$I_{TCH.BH} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 13,8 \text{ (А)};$$

$$I_{TCH.HH} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 360,8 \text{ (А)}.$$

$$I_{T2.BH} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 219,9 \text{ (А)};$$

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		14

$$I_{T2.HH} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 5774(\text{A}).$$

Определим номинальную мощность и ток ЭД 10 кВ:

$$S_{Д.НОМ} = \frac{P_{Д}}{\cos \varphi \cdot \eta} = \frac{1600 \cdot 10^3}{0,89 \cdot 0,966} = 1,861(\text{МВА}).$$

$$I_{Д.НОМ} = \frac{S_{Д.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Д.НОМ}} = \frac{1,861 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 102,33(\text{A}).$$

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							15
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

1.3 Расчет токов короткого замыкания

Схемы замещения для расчета токов КЗ при работе электросети в максимальном режиме (при питании по каждой линии) представим на рис. 1.3 и 1.4.

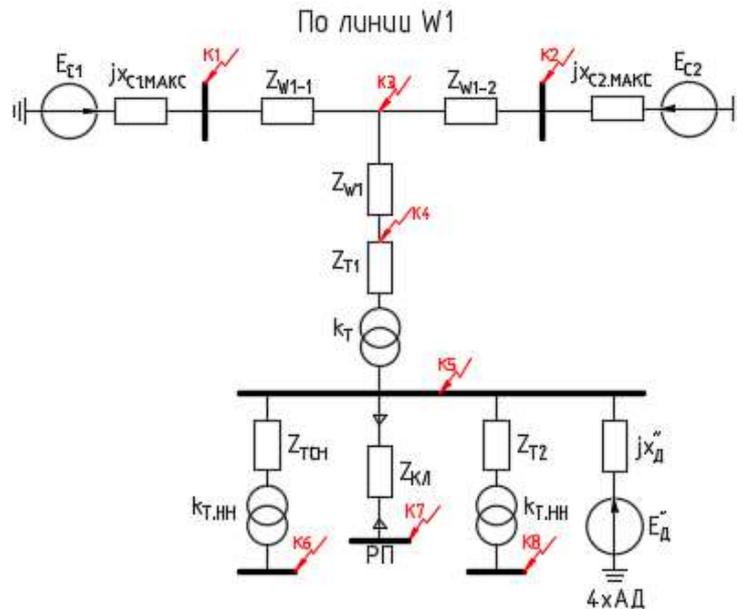


Рисунок 1.3 – Схема замещения для максимального режима (питание по W1)

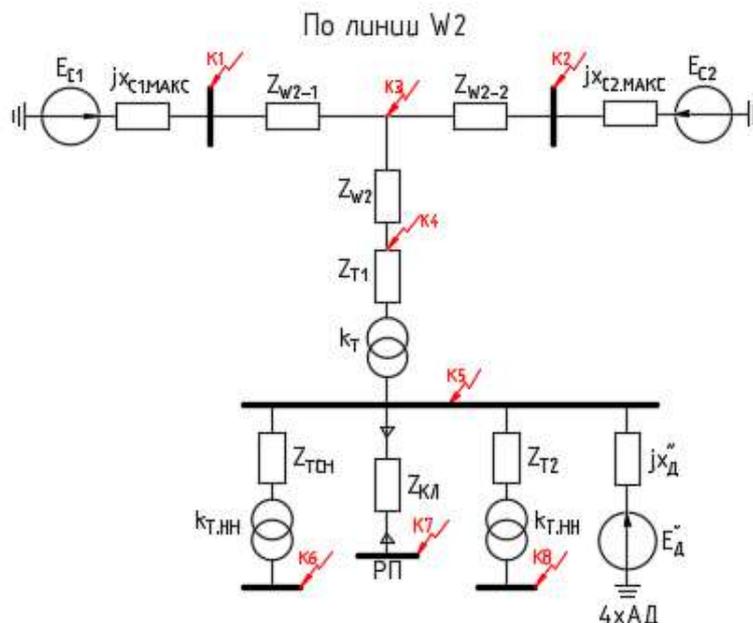


Рисунок 1.4 – Схема замещения для максимального режима (питание по W2)

Определим параметры сопротивлений элементов. ЭДС С1 и С2 принимаем равными среднему номинальному значению: $E_C=115$ кВ. Согласно исходным данным определим сопротивления обеих систем:

$$X_{C1.МАКС} = \frac{U^2_{CP.HOM.BH}}{S_{K3.C1.МАКС}} = \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{1400 \cdot 10^6} = 9,45 \text{ (Ом)};$$

$$X_{C2.МАКС} = \frac{U^2_{CP.HOM.BH}}{S_{K3.C2.МАКС}} = \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{1100 \cdot 10^6} = 12,02 \text{ (Ом)};$$

$$X_{C1.МИН} = \frac{U^2_{CP.HOM.BH}}{S_{K3.C1.МИН}} = \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{1200 \cdot 10^6} = 11,02 \text{ (Ом)};$$

$$X_{C2.МИН} = \frac{U^2_{CP.HOM.BH}}{S_{K3.C2.МИН}} = \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{900 \cdot 10^6} = 14,69 \text{ (Ом)}.$$

Для определения сопротивления воздушных и кабельных линий сперва выберем их марки и сечения. Номинальный ток ВЛЭП 110 кВ в максимальном режиме работы (по исходным данным транзитной мощности) с учетом поправочного коэффициента на температуру воздуха по табл. 3.16 из [17] для температуры $+20^\circ\text{C}$:

$$I_{ВЛ.НОМ} = \frac{1,05 \cdot S_{ТРАНЗ}}{n_{Д} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}} = \frac{1,05 \cdot 75 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 206,7 \text{ (А)}.$$

Определим сечение проводов ВЛЭП по условию экономической плотности тока для часов максимума нагрузки $T_{МАХ} = (3000 \dots 5000)$ ч равной $0,9 \text{ А/мм}^2$ [17]:

$$F_{Э.ВЛ} = \frac{I_{ВЛ.НОМ}}{j} = \frac{206,7}{0,9} = 229,6 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Выбираем ближайшее значение сечения АС-240/32. Согласно данным табл. 3.7 из [17] диаметр провода марки АС-70/11 является минимальным по условиям короны и радиопомех для степени напряжения 110 кВ. Длительно допустимый ток вне помещений равен 610А (см. табл. 3.15 из [17]).

Далее определим максимальный ток каждой ВЛЭП (при передаче всей транзитной мощности по одной):

$$I_{ВЛ.МАКС} = \frac{1,05 \cdot S_{ТРАНЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}} = \frac{1,05 \cdot 75 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 413,3 \text{ (А)}.$$

Выбранный провод допустим к эксплуатации. Определим токи нагрузки кабельных линий к РП:

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		17

$$I_{КЛ.РП} = \frac{S_{КЛ.РП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.НН}} = \frac{5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 274,9 (\text{А}).$$

Нормированная плотность тока по табл. 3.36 и 3.39 из [17] для кабельных линий с алюминиевыми жилами при прокладке в воздухе и максимуме часов нагрузки в год равным 1000...3000 ч: 1,14 А/мм².

$$F_{\text{Э.КЛ}} = \frac{I_{КЛ.РП}}{j} = \frac{274,9}{1,14} = 211,5 (\text{мм}^2).$$

В настоящее время с позиции экономической выгоды применяют, как правило, кабели с алюминиевыми жилами. При прокладке в воздухе (на специальных кабельных эстакадах) при отсутствии опасности механических повреждения при эксплуатации [17] применим марку кабеля: ААШву. Для КЛ к РП выберем сечение кабеля равным 185 мм². Экономическая мощность выбранного сечения для 10 кВ по табл. 3.37 из [17] равна 4,2 МВА. Определим число параллельных цепей линий (округлив до ближайшего большего числа):

$$n_{Ц} = \frac{S_{НАГР}}{S_{\text{ЭК}}} ; \quad (1.5)$$

$$n_{Ц} = \frac{5}{4,2} = 1,19 \approx 2.$$

Максимальный допустимый ток одного провода сечением 185 мм² и прокладке по воздуху равен 435 А. Выбранное сечение допустимо к эксплуатации. Каталожные данные для ВЛЭП и КЛ к РП сведем в табл. 1.4.

Таблица 1.4 – Каталожные данные ВЛЭП и КЛ к РП

Цепь	Марка	Длина, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км
W1.1, W1.2, W2,1	АС-240/32	15	0,12	0,405
W2.2	АС-240/32	25		
W1, W2	АС-240/32	7,5		
КЛ к РП	2хААШву 3х185/16	1,3	0,167	0,077

Определим индуктивные сопротивления воздушных линий:

$$X_{W1.1} = X_{W1.2} = X_{W2.1} = L_{W1.1} \cdot x_0 = 15 \cdot 0,405 = 6,075 (\text{Ом});$$

$$X_{W2.2} = L_{W2.2} \cdot x_0 = 25 \cdot 0,405 = 10,13 (\text{Ом});$$

$$X_{W1} = X_{W2} = L_{W1} \cdot x_0 = 7,5 \cdot 0,405 = 3,038 (\text{Ом}).$$

Сопротивление силового трансформатора с расщепленной обмоткой НН и при параллельной работе обмоток НН (при номинальном положении отпаек РПН), приведенные к стороне 10 кВ определим по формуле (1.6):

$$X_{T1/10} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{U_{CP.HOM.HH}^2}{S_{T.HOM}}; \quad (1.6)$$

$$X_{T1/10} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{40 \cdot 10^6} = 0,289 (\text{Ом}).$$

Коэффициент трансформации трансформаторов 110/10 кВ и 10/0,4 кВ:

$$k_T = \frac{115 \cdot 10^3}{10,5 \cdot 10^3} = 10,95;$$

$$k_{T2} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{10,4 \cdot 10^3} = 26,25.$$

Приведем параметры системы и воздушных линий к ступени напряжения 10,5 кВ:

$$X_{C1.МАКС/10} = \frac{X_{C1.МАКС}}{(k_T)^2} = \frac{9,45}{(10,95)^2} = 0,079 (\text{Ом});$$

$$X_{C1.МИН/10} = \frac{X_{C1.МИН}}{(k_T)^2} = \frac{12,02}{(10,95)^2} = 0,092 (\text{Ом});$$

$$X_{C2.МАКС/10} = \frac{X_{C2.МАКС}}{(k_T)^2} = \frac{11,02}{(10,95)^2} = 0,1 (\text{Ом});$$

$$X_{C2.МИН/10} = \frac{X_{C2.МИН}}{(k_T)^2} = \frac{14,69}{(10,95)^2} = 0,123 (\text{Ом});$$

$$E_{C1/10} = E_{C2/10} = \frac{E_C}{k_T} = \frac{115 \cdot 10^3}{10,95} = 10,5 (\text{кВ});$$

$$X_{W1.1/10} = X_{W1.2/10} = X_{W2.1/10} = \frac{X_{W1.1}}{(k_T)^2} = \frac{6,08}{(10,95)^2} = 0,051 (\text{Ом});$$

$$X_{W2.2/10} = \frac{X_{W2.2}}{(k_T)^2} = \frac{10,13}{(10,95)^2} = 0,084 (\text{Ом});$$

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							19
Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата		

$$X_{W1/10} = X_{W2/10} = \frac{X_{W1}}{(k_T)^2} = \frac{3,038}{(10,95)^2} = 0,025(\text{Ом}).$$

Сопротивление трансформатора 10/0,4 кВ, приведенное к стороне 10 кВ, также определим по формуле (1.6):

$$X_{T2/10} = \frac{7}{100} \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{4 \cdot 10^6} = 1,929(\text{Ом}).$$

Определим эквивалентные параметры ЭДС и сопротивлений обеих систем и воздушных линий в точке КЗ (см. рис. 1.3 и 1.4):

$$E_{\text{ЭКВ1.МАКС/10}} = \left(\frac{E_{C1/10}}{X_{C1.МАКС/10} + X_{W1.1/10}} + \frac{E_{C2/10}}{X_{C2.МАКС/10} + X_{W1.2/10}} \right) \times \\ \times \left(\frac{1}{X_{C1.МАКС/10} + X_{W1.1/10}} + \frac{1}{X_{C2.МАКС/10} + X_{W1.2/10}} \right)^{-1};$$

$$E_{\text{ЭКВ1.МАКС/10}} = \left(\frac{10,5 \cdot 10^3}{0,079 + 0,051} + \frac{10,5 \cdot 10^3}{0,1 + 0,051} \right) \cdot \left(\frac{1}{0,079 + 0,051} + \frac{1}{0,1 + 0,051} \right)^{-1};$$

$$E_{\text{ЭКВ1.МАКС/10}} = 10,5(\text{кВ}).$$

$$E_{\text{ЭКВ2.МАКС/10}} = \left(\frac{E_{C1/10}}{X_{C1.МАКС/10} + X_{W2.1/10}} + \frac{E_{C2/10}}{X_{C2.МАКС/10} + X_{W2.2/10}} \right) \times \\ \times \left(\frac{1}{X_{C1.МАКС/10} + X_{W2.1/10}} + \frac{1}{X_{C2.МАКС/10} + X_{W2.2/10}} \right)^{-1};$$

$$E_{\text{ЭКВ2.МАКС/10}} = \left(\frac{10,5 \cdot 10^3}{0,079 + 0,051} + \frac{10,5 \cdot 10^3}{0,1 + 0,084} \right) \cdot \left(\frac{1}{0,79 + 0,051} + \frac{1}{0,1 + 0,084} \right)^{-1};$$

$$E_{\text{ЭКВ2.МАКС/10}} = 10,5(\text{кВ}).$$

$$E_{\text{ЭКВ1.МИН/10}} = \left(\frac{E_{C1/10}}{X_{C1.МИН/10} + X_{W1.1/10}} + \frac{E_{C2/10}}{X_{C2.МИН/10} + X_{W1.2/10}} \right) \times \\ \times \left(\frac{1}{X_{C1.МИН/10} + X_{W1.1/10}} + \frac{1}{X_{C2.МИН/10} + X_{W1.2/10}} \right)^{-1};$$

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		20

$$E_{\text{ЭКВ1.МИН/10}} = \left(\frac{10,5 \cdot 10^3}{0,092 + 0,051} + \frac{10,5 \cdot 10^3}{0,123 + 0,051} \right) \cdot \left(\frac{1}{0,092 + 0,051} + \frac{1}{0,123 + 0,051} \right)^{-1};$$

$$E_{\text{ЭКВ1.МИН/10}} = 10,5 (\text{кВ}).$$

$$E_{\text{ЭКВ2.МИН/10}} = \left(\frac{E_{C1/10}}{X_{C1.МИН/10} + X_{W2.1/10}} + \frac{E_{C2/10}}{X_{C2.МИН/10} + X_{W2.2/10}} \right) \times$$

$$\times \left(\frac{1}{X_{C1.МИН/10} + X_{W2.1/10}} + \frac{1}{X_{C2.МИН/10} + X_{W2.2/10}} \right)^{-1};$$

$$E_{\text{ЭКВ2.МИН/10}} = \left(\frac{10,5 \cdot 10^3}{0,092 + 0,051} + \frac{10,5 \cdot 10^3}{0,123 + 0,084} \right) \cdot \left(\frac{1}{0,092 + 0,051} + \frac{1}{0,123 + 0,084} \right)^{-1};$$

$$E_{\text{ЭКВ2.МИН/10}} = 10,5 (\text{кВ}).$$

$$X_{\text{ЭКВ1.МАКС/10}} = \left(\frac{1}{X_{C1.МАКС/10} + X_{W1.1/10}} + \frac{1}{X_{C2.МАКС/10} + X_{W1.2/10}} \right)^{-1};$$

$$X_{\text{ЭКВ1.МАКС/10}} = \left(\frac{1}{0,079 + 0,051} + \frac{1}{0,1 + 0,051} \right)^{-1} = 0,07 (\text{Ом}).$$

$$X_{\text{ЭКВ2.МАКС/10}} = \left(\frac{1}{X_{C1.МАКС/10} + X_{W2.1/10}} + \frac{1}{X_{C2.МАКС/10} + X_{W2.2/10}} \right)^{-1};$$

$$X_{\text{ЭКВ2.МАКС/10}} = \left(\frac{1}{0,079 + 0,051} + \frac{1}{0,1 + 0,084} \right)^{-1} = 0,076 (\text{Ом}).$$

$$X_{\text{ЭКВ1.МИН/10}} = \left(\frac{1}{X_{C1.МИН/10} + X_{W1.1/10}} + \frac{1}{X_{C2.МИН/10} + X_{W1.2/10}} \right)^{-1};$$

$$X_{\text{ЭКВ1.МИН/10}} = \left(\frac{1}{0,092 + 0,051} + \frac{1}{0,123 + 0,051} \right)^{-1} = 0,078 (\text{Ом}).$$

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

$$X_{\text{ЭКВ2.МИН}/10} = \left(\frac{1}{X_{C1.МИН}/10 + X_{W2.1}/10} + \frac{1}{X_{C2.МИН}/10 + X_{W2.2}/10} \right)^{-1};$$

$$X_{\text{ЭКВ2.МИН}/10} = \left(\frac{1}{0,092 + 0,051} + \frac{1}{0,123 + 0,084} \right)^{-1} = 0,084 \text{ (Ом)}.$$

Определим ток КЗ в точке К8 от каждой линии в максимальном режиме, приведенные к ступени напряжения 10 кВ:

$$I_{K8.МАКС(W1)/10}^{(3)} = \frac{E_{\text{ЭКВ1.МАКС}/10}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{ЭКВ1.МАКС}/10} + X_{W1/10} + X_{T1/10} + X_{T2/10})};$$

$$I_{K8.МАКС(W1)/10}^{(3)} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (0,07 + 0,025 + 0,289 + 1,929)} = 2,62 \text{ (кА)}.$$

$$I_{K8.МАКС(W2)/10}^{(3)} = \frac{E_{\text{ЭКВ2.МАКС}/10}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{ЭКВ2.МАКС}/10} + X_{W2/10} + X_{T1/10} + X_{T2/10})};$$

$$I_{K8.МАКС(W2)/10}^{(3)} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (0,076 + 0,025 + 0,289 + 1,929)} = 2,613 \text{ (кА)}.$$

Приведем полученные значения токов КЗ к ступени напряжения 0,4 кВ:

$$I_{K8.МАКС(W1)}^{(3)} = I_{K8.МАКС(W1)/10}^{(3)} \cdot k_{T2} = 2,62 \cdot 10^3 \cdot 26,25 = 68,78 \text{ (кА)};$$

$$I_{K8.МАКС(W2)}^{(3)} = I_{K8.МАКС(W2)/10}^{(3)} \cdot k_{T2} = 2,613 \cdot 10^3 \cdot 26,25 = 68,59 \text{ (кА)}.$$

За максимальный режим работы принимаем режим работы от линии W1. Произведем расчет данной схемы на компьютере в программе ТоКо. Результаты расчета приведены на рис. 1.5.

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		22

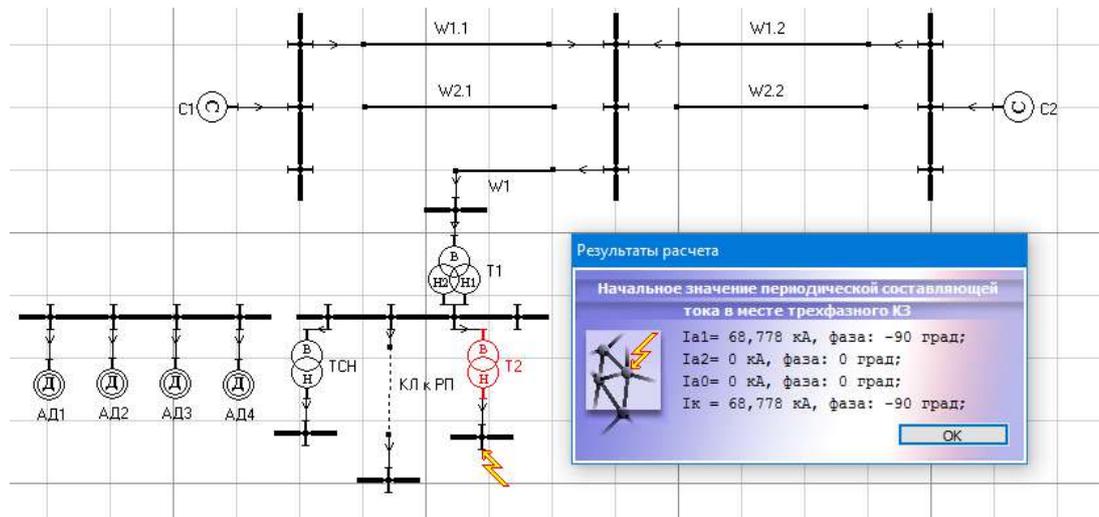


Рисунок 1.5 – Расчет максимального ТКЗ в точке К8 в программе ТоКо

Аналогично произведем расчет ТКЗ при работе электросети в минимальном режиме. Сопротивления систем при работе в минимальном режиме нашли ранее. Схемы замещения для расчета токов КЗ при работе электросети в минимальном режиме представим на рис. 1.6 и 1.7.

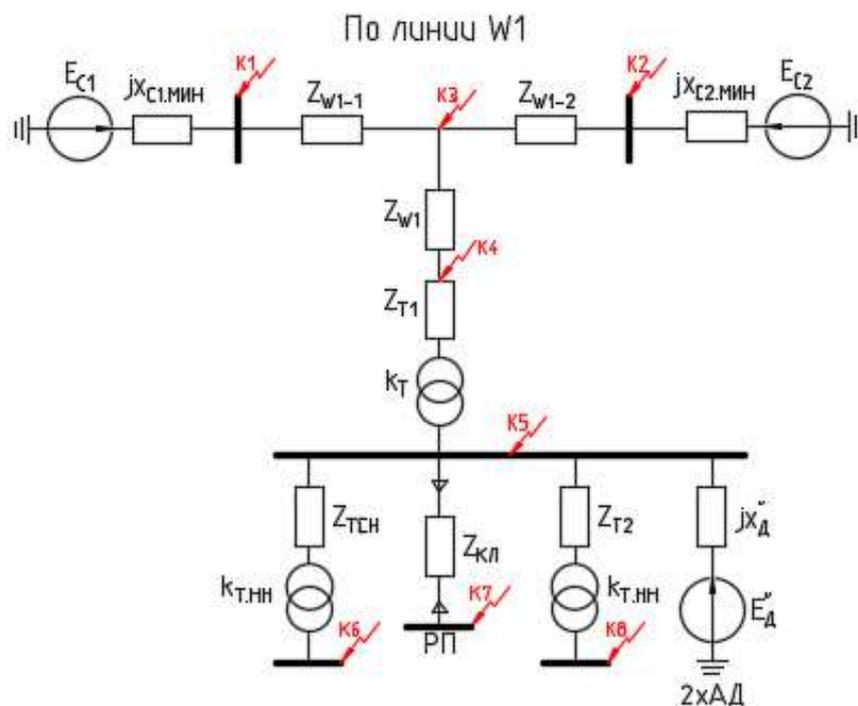


Рисунок 1.6 – Схема замещения для минимального режима (питание по W1)

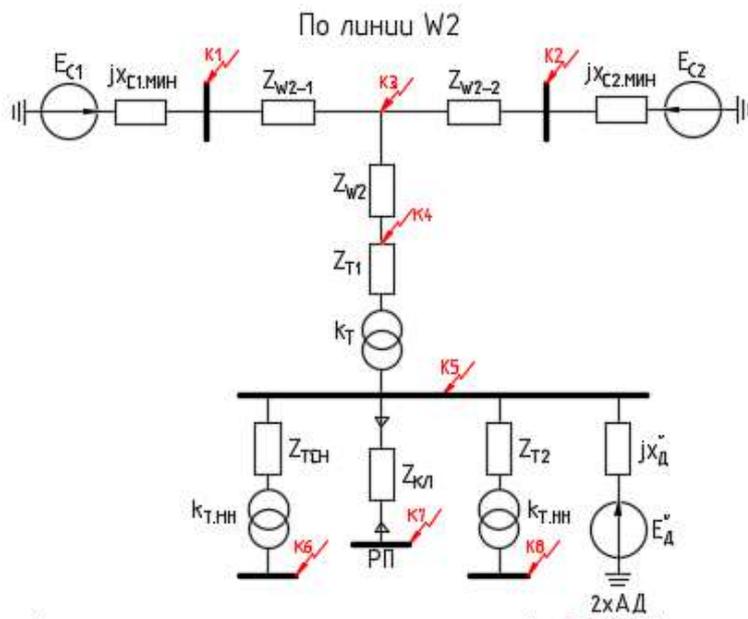


Рисунок 1.7 – Схема замещения для минимального режима (питание по W2)

За расчетную точку принимаем K5. Данный участок при K3 имеет подпитку оставшихся в работе двух элементов двигательной нагрузки. В случае расчета максимального режима (в точке K8) данную подпитку можно было не учитывать, ввиду добавления в сеть большого индуктивного сопротивления трансформатора 10/0,4 кВ.

Определим токи K3 в точке K5 со стороны системы:

$$I_{K5.МИН(W1)/C}^{(3)} = \frac{E_{ЭКВ1.МИН/10}}{\sqrt{3} \cdot (X_{ЭКВ1.МИН/10} + X_{W1/10} + X_{T1/10})};$$

$$I_{K5.МИН(W1)/C}^{(3)} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (0,078 + 0,025 + 0,289)} = 15,43 \text{ (кА)}.$$

$$I_{K5.МИН(W2)/C}^{(3)} = \frac{E_{ЭКВ2.МИН/10}}{\sqrt{3} \cdot (X_{ЭКВ2.МИН/10} + X_{W2/10} + X_{T1/10})};$$

$$I_{K5.МИН(W2)/C}^{(3)} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (0,084 + 0,025 + 0,289)} = 15,19 \text{ (кА)}.$$

Значение тока короткого замыкания при питании по линии W2 получилось меньше, следовательно, выбираем его как минимальный режим работы. Определим подпитку точки КЗ от двигательной нагрузки.

Номинальную мощность и ток ЭД определили ранее:

$$S_{Д.НОМ} = 1,861(\text{МВА});$$

$$I_{Д.НОМ} = 102,33(\text{А}).$$

Определим $\sin\varphi$ нагрузки:

$$\sin\varphi = \sqrt{1 - (\cos\varphi)^2} = \sqrt{1 - 0,89^2} = 0,456.$$

Сверхпереходное сопротивление асинхронного двигателя согласно [15]:

$$X''_{Д} = \frac{1}{k_{ПУСК}} \cdot \frac{(U_{Д.НОМ})^2}{S_{Д.НОМ}} = \frac{1}{5,2} \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{1,861 \cdot 10^6} = 11,4(\text{Ом}).$$

Сверхпереходная ЭДС асинхронного двигателя согласно [13]:

$$E_{Д} = \sqrt{(U_{Д.НОМ} - \sqrt{3} \cdot I_{Д.НОМ} \cdot X''_{Д} \cdot \sin\varphi)^2 + (\sqrt{3} \cdot I_{Д.НОМ} \cdot X''_{Д} \cdot \cos\varphi)^2}; \quad (1.7)$$

$$E_{Д} = \sqrt{(10500 - \sqrt{3} \cdot 102,33 \cdot 11,4 \cdot 0,456)^2 + (\sqrt{3} \cdot 102,33 \cdot 11,4 \cdot 0,89)^2} = 9,746(\text{кВ}).$$

Ток КЗ от ЭД в точке К5 равен:

$$I^{(3)}_{К5/Д} = \frac{E_{Д}}{\sqrt{3} \cdot X''_{Д}} = \frac{9,746 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 11,4} = 0,494(\text{кА}).$$

Суммарный ток КЗ в точке К5 равен:

$$I^{(3)}_{К5.МИН} = I^{(3)}_{К5.МИН(W2)/C} + 2 \cdot I^{(3)}_{К5/Д} = 15,19 + 2 \cdot 0,493 = 16,18(\text{кА}).$$

Произведем расчет на компьютере в программе ТоКо. Результаты приведем на рис. 1.8.

Результаты расчета вручную и расчета в программе совпали, следовательно, для упрощения дальнейшего расчета будем использовать программу. При расчетах максимального и минимального значений токов в точках К4...К7 положения устройства РПН трансформатора 110/10 кВ будут переключены в крайние положения («-9» для максимального и «9» для минимального). При работе в максимальном режиме в работе будут находиться все элементы двигательной нагрузки, а при минимальном – только два. Результаты сведем в табл. 1.5

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							25
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

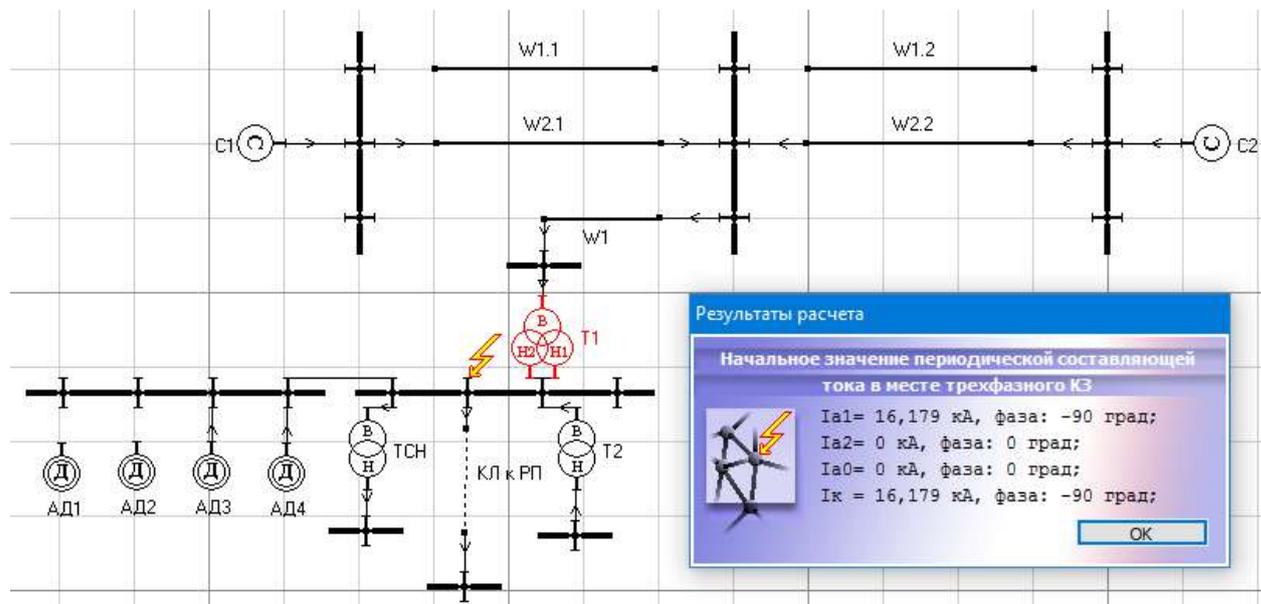


Рисунок 1.8 – Расчет минимального ТКЗ в точке К5 в программе ТоКо

Согласно приложению 6 из [15] также укажем постоянные затухания аперидических составляющих ТКЗ, а также ударные коэффициенты для каждой точки. Ударные значения токов КЗ в каждой точке также рассчитаны в программе ТоКо. Все значения также сведены в табл. 1.5.

Таблица 1.5 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	Значение тока КЗ, кА		Т _А , с	к _{уд}	i _{уд} , кА
	Макс. режим	Мин. режим			
К1	9,787	8,231	0,05	1,8	24,91
К2	8,606	6,995	0,05	1,8	21,91
К3	7,953	6,638	0,02	1,608	18,09
К4	5,831	5,122	0,02	1,608	13,26
К5	20,07 (10 кВ)	14,14 (10 кВ)	0,06	1,85	52,51
	1,647 (110 кВ)	1,035 (110 кВ)			
К6	9,127 (0,4 кВ)	6,82 (0,4 кВ)	0,02	1,4	18,07
	0,348 (10 кВ)	0,26 (10 кВ)			
К7	17,558	12,461	0,01	1,4	34,76
К8	82,868 (0,4 кВ)	59,992 (0,4 кВ)	0,02	1,6	187,5
	3,081 (10 кВ)	2,283 (10 кВ)			

1.4 Выбор коммутационных аппаратов на стороне высокого и низкого напряжения проектируемой подстанции и РП

Выбор выключателей проектируемой подстанции будем проводить согласно следующим критериям из [3]:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{ВН.СЕТИ} \leq U_{НОМ.В} \cdot \quad (1.8)$$

2. По максимальному рабочему току стороны (для выключателей 110 кВ принимаем равным максимальному току ВЛЭП):

$$I_{РАБ.МАКС} \leq I_{В.НОМ} \cdot \quad (1.9)$$

3. По отключающей способности:

$$I_{П.τ} \leq I_{ОТКЛ.НОМ} \cdot \quad (1.10)$$

где $I_{П.τ}$ – действующее значение периодической составляющей ТКЗ в указанный момент времени расхождения контактов ($τ, с$), кА;

$I_{ОТКЛ.НОМ}$ – номинальный ток отключения устанавливаемого выключателя из [1,2,8], кА.

4. По отключающей способности аperiodической составляющей ТКЗ:

$$i_{А.τ} \leq i_{А.НОМ} \cdot \quad (1.11)$$

где $i_{А.τ.ВН}$ – действующее значение аperiodической составляющей ТКЗ в указанный момент времени расхождения контактов ($τ, с$), кА, определяется как:

$$i_{А.τ} = \sqrt{2} \cdot I_{П.0} \cdot e^{\frac{-τ}{T_A}} \cdot \quad (1.12)$$

где $I_{П.0}$ – начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ, кА (для соответствующей точки КЗ см. табл.1.8);

T_A – постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ (см. табл.3.2);

$τ$ – промежуток времени от начала КЗ до полного разрыва дугогасительных контактов выключателя, который вычислим по (1.13):

$$τ = t_{PЗ.СРАБ.МИН} + t_{ОТКЛ.В.С} \cdot \quad (1.13)$$

где $t_{ОТКЛ.В.С}$ – собственное время отключения выключателя из [1,2,8], с;

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							27
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

По формуле (1.13):

$$\tau_{110} = 0,02 + 0,03 = 0,05 \text{ (с)}.$$

По формуле (1.12):

$$i_{A.\tau/110} = \sqrt{2} \cdot 6,548 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,02}} = 0,76 \text{ (кА)}.$$

В каталожных данных выключателей [1,2] номинальное значение апериодической составляющей ТКЗ не задается числовым значением, вместо него указывается процентное содержание апериодической составляющей β_H , позволяющее определить номинальную апериодическую составляющую ТКЗ относительно номинального тока отключения выключателя:

$$i_{A.HOM.B/110} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ОТКЛ.HOM.B/110}; \quad (1.14)$$

$$i_{A.HOM.B/110} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 \cdot 10^3 = 22,63 \text{ (кА)}.$$

Далее производится проверка выбранных выключателей на электродинамическую и термическую стойкости согласно условиям:

1. Электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (1.15)$$

где $i_{уд}$ – ударный ток в месте короткого замыкания (см. табл.1.7), кА;

$i_{дин}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока из [1,2,8], кА.

2. Термической стойкости:

$$B_{K.PACЧ} \leq I_{Tерм.B}^2 \cdot t_{Tерм.B}, \quad (1.16)$$

где $I_{Tерм.B}$ – номинальное значение тока термической стойкости выключателя из [1,2,8], кА;

$t_{Tерм.B}$ – допустимое время действия тока термической стойкости из [1,2,8], с;

$B_{K.PACЧ}$ – тепловой импульс тока короткого замыкания, равный количеству тепловой энергии, выделяемой при КЗ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$, определяемый по (1.17):

$$B_{K.PACЧ} = I_{П.0}^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_A), \quad (1.17)$$

где $t_{ОТКЛ}$ – полное время отключения КЗ, определяемое по (1.18):

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							28
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

$$t_{\text{ОТКЛ}} = t_{\text{РЗ.МАКС}} + t_{\text{ОТКЛ.В.П}}, \quad (1.18)$$

где $t_{\text{РЗ.МАКС}}$ – максимальное время срабатывания РЗ, примем равным 0,1 с (сторона 110 кВ) и 0,5 с (сторона 10 кВ);

$t_{\text{ОТКЛ.В.П}}$ – полное время отключения выбранного выключателя из [1,2,8], с.

По формуле (2.12):

$$t_{\text{ОТКЛ/110}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ (с)};$$

$$t_{\text{ОТКЛ/10}} = 0,5 + 0,04 = 0,54 \text{ (с)};$$

$$t_{\text{ОТКЛ/0,4}} = 0,04 \text{ (с)}.$$

По формуле (2.10) определим тепловые импульсы ТКЗ для точек К4, К5 и К8:

$$B_{\text{К.РАСЧ.К4}} = 5,831^2 \cdot (0,15 + 0,02) = 5,78 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$$B_{\text{К.РАСЧ.К5}} = 20,07^2 \cdot (0,575 + 0,06) = 255,8 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$$B_{\text{К.РАСЧ.К8}} = 82,87^2 \cdot (0,04 + 0,02) = 412,0 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

На стороне 110 кВ предусмотрим установку элегазовых выключателей типа ВГТ-110 с приводом ППрМ (ЗАО «Электротяжмаш», г. Екатеринбург).

Трансформаторы тока типа ТРГ-УЭТМ-110 и трансформаторы напряжения трансформаторы напряжения типа ЗНГ-УЭТМ-110.

Трехполюсные разъединители наружной установки серии РПД-УЭТМ-110. Каталожные данные приведены в [2].

В ячейках вводных и секционного выключателей КРУ-10 кВ установим силовые вакуумные выключатели типа VD4 12 (ООО «АББ Электроинжиниринг», г. Екатеринбург) [1]. На отходящих фидерах будут также установлены выключатели VD4 12 [1].

На стороне 0,4 кВ трансформаторов 10/0,4 кВ в качестве секционного и вводных установим низковольтные автоматические выключатели серии Еmax 2 Е6.2-Н (ООО «АББ Электроинжиниринг», г. Екатеринбург) с номинальным током 6300 А [8].

Каталожные параметры выбранных выключателей, а также условия выбора и проверку сведем в табл. 1.6. Выключатели стороны 0,4 кВ проверять не будем.

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		29

Таблица 1.6 – Выбор выключателей на сторонах 110, 10 и 0,4 кВ

Место установки	Тип выключателя	Условия проверки	Расчетные данные	Каталожные параметры
ОРУ-110 кВ	ВГТ-110П-40/3150 У1	$U_{\text{СЕТИ}} \leq U_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{РАБ.МАКС}} \leq I_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{П}} \leq I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}$ $i_{\text{А,Т}} \leq i_{\text{А.НОМ}}$ $i_{\text{УД}} \leq i_{\text{ДИН}}$ $B_{\text{К.РАСЧ}} \leq B_{\text{К.НОМ}}$	110 кВ 440,9 А 5,831 кА 0,677 кА 13,26 кА 5,78 кА ² ·с	110 кВ 3150 А 35 кА 22,63 кА 102 кА 4800 кА ² ·с
ОРУ-110 кВ	РПД-УЭТМ-110	$U_{\text{СЕТИ}} \leq U_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{РАБ.МАКС}} \leq I_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{П}} \leq I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}$ $i_{\text{А,Т}} \leq i_{\text{А.НОМ}}$ $i_{\text{УД}} \leq i_{\text{ДИН}}$ $B_{\text{К.РАСЧ}} \leq B_{\text{К.НОМ}}$	110 кВ 440,9 А 5,831 кА 0,677 кА 13,26 кА 5,78 кА ² ·с	110 кВ 1250 А 25 кА 64 кА 126 кА 4800 кА ² ·с
ВВ-10 кВ (СВ-10 кВ)	VD4 12.40.31 (VD4 12.25.31)	$U_{\text{СЕТИ}} \leq U_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{РАБ.МАКС}} \leq I_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{П}} \leq I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}$ $i_{\text{А,Т}} \leq i_{\text{А.НОМ}}$ $i_{\text{УД}} \leq i_{\text{ДИН}}$ $B_{\text{К.РАСЧ}} \leq B_{\text{К.НОМ}}$	10 кВ 3079 А 20,07 кА 7,482 кА 52,51 кА 255,8 кА ² ·с	10 кВ 4000 А 31,5 кА 13,36 кА 80 кА 2977 кА ² ·с
Отходящие фидера КРУ-10 кВ	VD4 12.06.25	$U_{\text{СЕТИ}} \leq U_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{РАБ.МАКС}} \leq I_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{П}} \leq I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}$ $i_{\text{А,Т}} \leq i_{\text{А.НОМ}}$ $i_{\text{УД}} \leq i_{\text{ДИН}}$ $B_{\text{К.РАСЧ}} \leq B_{\text{К.НОМ}}$	10 кВ 274,9 А 20,07 кА 7,482 А 52,51 кА 255,8 кА ² ·с	10 кВ 630 А 25 кА 10,61 кА 63 кА 1875 кА ² ·с
ВВ и СВ 0,4 кВ	Еmax 2 Е6.2-Н	$U_{\text{СЕТИ}} \leq U_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{РАБ.МАКС}} \leq I_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{П}} \leq I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}$ $i_{\text{УД}} \leq i_{\text{ДИН}}$ $B_{\text{К.РАСЧ}} \leq B_{\text{К.НОМ}}$	0,4 кВ 5774 А 82,87 кА 187,5 кА 412,0 кА ² ·с	0,4 кВ 6300 А 100 кА 220 кА 30000 кА ² ·с

2 Выбор видов РЗА всех объектов проектируемой подстанции

2.1 Выбор видов РЗА кабельных линий к РП

Согласно п. 3.2.91 [12]: для линий в сетях 10 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных и от однофазных замыканий на землю.

Согласно п. 3.2.92 [12]: защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы (для удобства обслуживания прием А и С) по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Согласно п. 3.2.93 [12]: на одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки (ТО), а вторая - в виде максимальной токовой защиты (МТЗ) с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

В нашем случае от проектируемой ПС от секций шин ГПП отходит небольшое количество линий. По безопасности быстрое отключение не требуется, поэтому целесообразно выполнить защиту от ОЗЗ в виде УКИ, подключенного к трансформатору напряжения.

Согласно п. 3.2.97 [12]: защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена, как правило, с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности (ТТНП).

Согласно п. 9.14.4 [9]: на отходящих линиях необходимо также предусматривать дуговую защиту и УРОВ.

Согласно п. 9.14.5. [9]: защита от дуговых замыканий должна выполняться с контролем тока.

Согласно п. 9.14.6. [9]: на линиях питающих внешних потребителей, должна предусматриваться селективная сигнализация при ОЗЗ.

Результаты сведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1 – Выбор видов РЗА кабельных линий 10 кВ

Виды РЗА	Исполнение	Примечание
ТО	двухфазное трехрелейное	$t_B=0$
ТОВВ		$t_B=\Delta t$
МТЗ		$t=var$
Защита от ОЗЗ	УКИ	на ТН секции
УРОВ	интегрировано в терминал РЗА	действует на отключение ВВ и СВ
ЗДЗ	3 датчика дуги	с контролем тока ввода

2.2 Выбор видов РЗА электродвигателей 10 кВ

Согласно п. 5.3.43 [12]: на электродвигателях должна предусматриваться защита от многофазных замыканий и в случаях, оговоренных ниже, защита от однофазных замыканий на землю, защита от токов перегрузки и защита минимального напряжения.

Согласно п. 5.3.43.1 [12]: для защиты электродвигателей мощностью менее 2 МВт от многофазных замыканий должна предусматриваться токовая однорелейная отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов при выведенных пусковых устройствах, с реле прямого и косвенного действия, включенным на разность токов двух фаз.

Согласно п. 5.3.48 [12]: защита электродвигателей мощностью до 2 МВт от однофазных замыканий на землю при отсутствии компенсации должна предусматриваться при токах замыкания на землю 10 А и более.

При выполнении защиты электродвигателей МП устройствами, ТО выполняются по схемам полная звезда при отсутствии защиты от ОЗЗ.

Согласно п. 5.3.49 [12]: защита от перегрузки должна предусматриваться на электродвигателях, подверженных перегрузке по технологическим причинам. В цехах двигатели могут подвергаться перегрузкам, следовательно, необходима защита от перегрузок с действием на сигнал (при постоянном дежурстве персонала).

Согласно п. 5.3.32 [12]: для облегчения условий восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска электродвигателей предусмотрим отключение защитой минимального напряжения электродвигателей ответственных механизмов.

Согласно п. 3.3.2 [12]: должно предусматриваться АПВ электродвигателей.

Согласно п. 9.14 [9]: устройство РЗА электродвигателя должно выполнять функцию УРОВ, а ячейка выключателя электродвигателя оснащена датчиком ЗДЗ. Результаты выбора сведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2 – Выбор видов РЗА электродвигателей 10 кВ

Виды РЗА	Исполнение	Примечание
ТО	двухфазное, трехрелейное	$t_B=0$
Защита от ОЗЗ	токовая на ТТНП	на сигнал, $t_B=0$
Защита от технологической перегрузки	на сигнал	$t_B=const$
Защита от блокировки ротора	на отключение	$t_B=const$
ЗМН	на отключение двигателя	в терминале ТН секции
АПВ	после действия ЗМН	в терминале ТН секции
УРОВ	интегрировано в терминал РЗА	на отключение рабочего и резервного вводов
ЗДЗ	3 датчика дуги	с контролем тока ввода

2.3 Выбор видов РЗА трансформаторов 10/0,4 кВ

Согласно п. 3.2.51 [12]: для трансформаторов с обмоткой ВН 10 кВ и обмоткой НН 0,4 кВ должны быть предусмотрены защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы: многофазных замыканий в обмотках и на выводах; однофазных КЗ в обмотке и на выводах, присоединяемых к сети с глухозаземленной нейтралью; витковых замыканий в обмотках; токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ; токов в обмотках, обусловленных перегрузкой; понижения уровня масла; ОЗЗ в сетях с изолированной (компенсированной) нейтралью.

Согласно п. 3.2.54.2 [12]: для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должна быть предусмотрена токовая отсечка без выдержки времени, устанавливаемая со стороны питания и охватывающая часть обмотки трансформатора, если не предусматривается дифференциальная защита. ТО должна действовать на отключение всех выключателей трансформатора.

Согласно п. 3.2.60 [12]: на понижающих трансформаторах мощностью 1 МВА и более в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ должна быть предусмотрена, действующая на отключение.

Согласно п. 3.2.61.1 [12]: на двухобмоточных трансформаторах защиту от токов, обусловленных внешними многофазными КЗ, следует устанавливать со стороны основного питания.

Согласно п. 3.2.66 [12]: на понижающих трансформаторах с высшим напряжением до 35 кВ и соединением обмотки низшего напряжения в звезду с заземленной нейтралью следует предусматривать защиту от однофазных замыканий на землю в сети НН, осуществляемую применением специальной защиты НП, устанавливаемой в нулевом проводе трансформатора.

Согласно п. 3.2.69 [12]: на трансформаторах мощностью 0,4 МВА и более в зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки следует предусматривать максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал (с постоянным дежурством персонала).

На ГПП предусмотрено резервирование нагрузки, подключенной к стороне НН трансформаторов 10/0,4 кВ. Установка АПВ не требуется.

Согласно п. 9.14 [9]: на отходящей линии к трансформатору предусмотрим наличие УРОВ с действием отключение ВВ и СВ, а также ЗДЗ с контролем тока. Результаты выбора сведены в табл. 2.3.

Таблица 2.3 – Выбор видов РЗА трансформаторов 10/0,4 кВ

Вид РЗА	Исполнение	Примечание
1	2	3
Токовая отсечка	двухфазное, трехрелейное	$t_B=0$
МТЗ без пуска по U	двухфазное, трехрелейное	$t_B=const$
Защита от перегрузки	двухфазное, трехрелейное	на сигнал, $t_B=const$

Продолжение таблицы 2.3

1	2	3
Защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ	на измерение тока от ТТ в нейтрали трансформатора	на отключение выключателя стороны ВН трансформатора
УРОВ	интегрировано в терминал	на отключение рабочего и резервного вводов
ЗДЗ	3 датчика дуги	с контролем тока ввода

2.4 Выбор видов РЗА вводного выключателя 10 кВ

Согласно п. 9.14.1 [9]: на вводных выключателях 10 кВ необходимо предусматривать МТЗ с комбинированным пуском по напряжению, дуговую защиту, защиту минимального напряжения, УРОВ.

На ВВ РУ цеха МТЗ выполняется двухфазной, трехрелейной.

Результаты произведенного выбора для ВВ сведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4 – Выбор видов РЗА вводных выключателей 10 кВ

Вид РЗА	Исполнение	Примечание
Максимальная токовая защита без пуска по U	трехфазное, трехрелейное	$t_B = \text{const}$
ЗМН	контроль терминалом ТН	на отключение ВВ
УРОВ	интегрировано в терминал РЗА	передача сигнала на отключение выключателя линии к цеху
ЗДЗ	3 датчика дуги	с контролем тока ввода

2.5 Выбор видов РЗА секционного выключателя 10 кВ

Согласно п. 3.2.129 [12]: на СВ 10 кВ должна быть предусмотрена двухступенчатая токовая защита от многофазных КЗ.

Согласно п. 3.3.30 [12]: на СВ устанавливается АВР.

Согласно п. 9.14.2 [9]: на СВ необходимо предусматривать МТЗ, дуговую защиту, АВР. Результаты произведенного выбора для СВ сведены в табл. 2.5.

Таблица 2.5 – Выбор видов РЗА секционных выключателей 10 кВ

Виды РЗА	Исполнение	Примечание
МТЗ	двухфазное трехрелейное	$t_B = \text{const}$
ЗДЗ	3 датчика дуги	с контролем тока ввода
АВР	Реализуется совместным действием ВВ и ТН	однократное, без выдержки времени
УРОВ	интегрировано в терминал РЗА	на отключение ВВ

2.6 Выбор видов РЗА шин 10 кВ

Согласно п. 9.10.1 [9]: должно быть предусмотрено автоматическое повторное включение (АПВ) сборных шин открытых распределительных устройств. Поскольку шины 10 кВ РУ цеха размещены в КРУ, устройства АПВ не предусматриваются.

Согласно п. 9.14.3 [9]: на каждой секции шин 10 кВ должны быть предусмотрены ЗДЗ, логическая защита шин (ЛЗШ) и УКИ. ЛЗШ предназначена для ускорения отключения КЗ на шинах НН ПС. Логическую защиту шин реализуем в виде токовой отсечки, блокируемой сигналами о пуске МТЗ присоединений потребителей. Для обеспечения селективности ТО имеет небольшую выдержку времени. Сигнализацию замыканий на землю реализуем с помощью УКИ. Результаты сведем в табл. 2.6.

Таблица 2.6 – Выбор видов РЗА шин 10 кВ

Вид РЗА	Исполнение	Примечание
ЛЗШ	совместное действие терминалов НН	$t=0,1$ с (наличие ТО)
ЗДЗ	3 датчика дуги на ячейку	с контролем тока вводов
ОЗЗ	УКИ	на ТН секции
АЧР	контроль	на ТН секции
ЧАПВ	контроль	на ТН секции

2.7 Выбор видов РЗА трансформаторов напряжения 10 кВ

Если МП терминал контроля напряжения ТН не измеряет частоту, то в ячейку ТН устанавливается дополнительный терминал АЧР, ЧАПВ. Результаты сведем в табл. 2.7.

Таблица 2.7 – Выбор видов РЗА трансформаторов напряжения 10 кВ

Вид РЗА	Исполнение	Примечание
УКИ	контроль	действие сигнал
ЗМН ВВ	контроль	отключение ВВ
ПО АВР	контроль	разрешение АВР СВ
АЧР	контроль	отключение части нагрузки (КЛ к РП)
ЧАПВ	контроль	включение нагрузки, отключенной АЧР

2.8 Выбор видов РЗА трансформаторов 110/10 кВ

Согласно п. 3.2.53 [12]: предусмотрим для трансформаторов газовую защиту от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла. Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном

газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле и реле давления. Предусмотрим возможность перевода действия отключающего элемента газовой защиты на сигнал и выполнения отдельной сигнализации от сигнального и отключающих элементов газового реле (различающейся характером сигнала).

Согласно п. 3.2.54.1 [12]: для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должна быть предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени.

Согласно п. 3.2.55 [12]: ДЗТ должна осуществляться с применением специальных реле тока, отстроенных от бросков тока намагничивания, токов небаланса.

Согласно п.3.2.69 [12]: на трансформаторах 10 МВА следует предусматривать защиту от перегрузки, с действием на сигнал и постоянным дежурством персонала.

Согласно п.3.2.26 [12]: на двухтрансформаторной ПС АПВ не требуется.

Согласно п.3.2.59 [12]: примем МТЗ без пуска по напряжению в качестве защиты от токов обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ. Проверим чувствительность позднее.

Согласно п.3.2.59 [12]: трансформаторы с РПН должны оснащаться системой автоматического регулирования коэффициента трансформации.

Согласно п.9.7.1 [9]: на трансформаторе должны быть предусмотрены: один комплект ДЗТ, газовая защита, защита устройства РПН с использованием струйного реле, резервные защиты на сторонах ВН и НН, автоматика регулирования РПН, защита от перегрузки.

Согласно п.9.7.2 [9]: газовые (струйные) реле должны действовать через терминал дифференциальной защиты и через терминал резервной защиты стороны ВН (необходимо оснащение трансформатора реле с двумя отключающими контактами).

Согласно п.9.7.3 [9]: резервная защита на стороне ВН трансформатора должна выполняться в виде ступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ. Результаты сведем в табл. 2.8.

Таблица 2.8 – Выбор видов РЗА трансформаторов 110/10 кВ

Виды защит	Исполнение	Примечание
1	2	3
Газовая защита	газовое реле РГТ-50	2 ступени (сигнал/отключение)
Защита устройства РПН	струйное реле РСТ-25	действие через терминалы основной и резервных защит
Продольная дифференциальная защита	специальные реле тока с торможением	$t_B=0$
Максимальная токовая защита	трехфазное, трехрелейное	$t_B=const$
Защита от перегрузки	трехфазное, трехрелейное	действие на сигнал

Продолжение таблицы 2.8

1	2	3
Автоматика управления выключателем стороны высшего напряжения	резервный терминал	контроль выключателя 110 кВ, дистанционное управление, устройство резервирования отказа выключателя, контроль коэффициента трансформации

2.9 Выбор видов РЗА питающей ВЛЭП 110 кВ

Согласно п.3.2.106 [12]: для ВЛЭП 110 кВ предусмотрим устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных КЗ.

Согласно п.3.2.107 [12]: защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях в сети, при которых вероятны излишние срабатывания защиты.

Согласно п.3.2.108.2 [12]: на ВЛЭП с установим защиту, действующую без замедления при КЗ в любой точке линии (по требованиям сохранения устойчивости работы и обеспечения надежности технологического процесса всех объектов, питаемых подстанцией). На ВЛ с двусторонним питанием требуется установка защиты, действующая без замедления при КЗ в любой точке линии.

Согласно п.3.2.111 [12]: на одиночных ВЛЭП с двухсторонним питанием должна быть применена трехступенчатая ДЗ, используемая в качестве резервной. В качестве дополнительной защиты применим токовую отсечку без выдержки времени. От замыканий на землю со стороны питания установим ступенчатую токовую ненаправленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП).

Согласно п.3.2.115 [12]: в качестве основной защиты одиночных линий с двусторонним питанием применим высокочастотную дифференциальную защиту.

Согласно п.3.2.116 [12]: при выполнении основной защиты в виде ДФЗ, в качестве резервных применим: трехступенчатую ДЗ (от многофазных КЗ) и ТНЗНП (от замыканий на землю).

Согласно п.3.3.2 [12]: предусмотрим АПВ ВЛ.

Согласно п.3.3.10 [12]: на одиночных ВЛ с двухсторонним питанием используем быстродействующее АПВ.

Согласно п.9.9.1 [9]: на ВЛЭП с двусторонним питанием должны устанавливаться две независимые защиты от всех видов повреждений (быстродействующая с абсолютной селективностью и комплект ступенчатых защит).

Согласно п.9.9.2 [9]: в качестве основной защиты выбрана дифференциально-фазная защита.

Согласно п.9.9.3 [9]: для обеспечения связи между полуккомплектами ДФЗ используем высокочастотные каналы связи (ВЧКС) по проводам ЛЭП.

Согласно п.9.9.4 [9]: комплект ступенчатых защит должен содержать ДЗ и ТНЗНП. Отдельные ступени ДЗ должны блокироваться при качаниях.

Согласно п.9.9.5 [9]: предусмотрим возможность оперативного и автоматического ускорения ступенчатых защит.

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							37
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

Согласно п.9.10 [9]: предусмотрим простое (без контроля напряжения и синхронизма) трехфазное АПВ с однократным действием (одиночные ВЛ 110 кВ с двухсторонним питанием).

Согласно п.9.11 [9]: УРОВ 110 кВ должно быть реализуем со ступенчатым действием, с пуском от токовых защит:

1 ступень – действие без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя (УРОВ на себя);

2 ступень – действие с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений с запретом АПВ.

При одном выключателе на линию допускается совмещать третий комплект (АУВ, АПВ, УРОВ) со вторым (резервные защиты) в одном шкафу.

Виды и исполнения РЗА ВЛЭП 110 кВ приведены в табл. 2.9.

Таблица 2.9 – Выбор видов РЗА ВЛЭП 110 кВ

Виды защит	Исполнение	Примечание
Дифференциально-фазная защита	ВКЧС для связи полуккомплектов	$t_B=0$
ДЗ	3 ступени	основной комплект
ТНЗНП	4 ступени	основной комплект
ТО	трехфазное, трехрелейное	основной комплект (со стороны питания) $t_B=0$
ДЗ	3 ступени	резервный комплект
ТНЗНП	4 ступени	резервный комплект
ТО	трехфазное, трехрелейное	резервный комплект (со стороны питания) $t_B=0$
Автоматика управления выключателем	терминал резервных защит	контроль состояния выключателей со стороны питания, дистанционное управление, УРОВ, однократное ТАПВ

3. Выбор типоразмера устройств РЗА всех объектов проектируемой подстанции

3.1 Выбор типоразмера устройств РЗА кабельных линий к РП

В качестве фирмы-разработчика выбрано ООО «Релематика», г. Чебоксары. Выбор типоразмера терминалов защит будем производить согласно каталогам и картам заказа, представленным на сайте разработчика [5,6,7].

Для защиты кабельных линий к РП выберем терминал TOP 200 Л 623132-16 РС. Наличие необходимых защит для кабельной линии представим в табл.3.1.

Таблица 3.1 – Типоразмер терминалов для кабельных линий 10 кВ

Необходимые функции	Наличие у терминала
ТО	Трехступенчатая МТЗ Ускорение токовых защит Пуск МТЗ по напряжению
ТОВВ	
МТЗ	
Защита от ОЗЗ	Осуществляется терминалом ТН
УРОВ	Функция резервирования отказа выключателя

3.2 Выбор типоразмера устройств РЗА электродвигателей 10 кВ

Для защиты электродвигателей 10 кВ выберем терминал TOP 200 Д 623132-16 РС. Наличие необходимых защит для электродвигателей представим в табл.3.2.

Таблица 3.2 – Типоразмер терминалов для электродвигателей 10 кВ

Необходимые функции	Наличие у терминала
ТО	Двухступенчатая ненаправленная токовая защита
Защита от ОЗЗ	Двухступенчатая ТНЗНП
Защита от технологических перегрузок	Трехступенчатая защита от перегрузки
Защита от блокировки ротора	Защита пусковых режимов
ЗМН	Осуществляется терминалом ТН
АПВ после ЗМН	Осуществляется терминалом ТН
УРОВ	Функция резервирования отказа выключателя

3.3 Выбор типоразмера устройств РЗА трансформаторов 10/0,4 кВ

Для защиты трансформаторов 10/0,4 кВ выберем терминал TOP 200 Л 623132-16 РС. Наличие необходимых защит для трансформаторов 10/0,4 кВ показано в табл.3.3.

Таблица 3.3 – Типоисполнение терминалов для трансформаторов 10/0,4 кВ

Необходимые функции	Наличие у терминала
ТО	Трехступенчатая МТЗ Ускорение токовых защит Пуск МТЗ по напряжению
МТЗ	
Защита от перегрузки	
Защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ	Двухступенчатая ТНЗНП
УРОВ	Функция резервирования отказа выключателя

3.4 Выбор типоисполнения устройств РЗА ВВ 10 кВ

Для защиты вводных выключателей выберем терминалы TOP 200 В 623132-16 РС. Наличие необходимых защит для ВВ 10 кВ показано в табл.3.4.

Таблица 3.4 – Типоисполнение терминалов для вводных выключателей 10 кВ

Необходимые функции	Наличие у терминала
МТЗ	Трехступенчатая МТЗ
ЗМН	Осуществляется терминалом ТН
УРОВ	Функция резервирования отказа выключателя

3.5 Выбор типоисполнения устройств РЗА СВ 10 кВ

Для защиты секционного выключателя выберем терминал TOP 200 С 623132-16 РС. Наличие необходимых защит показано в табл.3.5.

Таблица 3.5 – Типоисполнение терминалов для СВ 10 кВ

Необходимые функции	Наличие у терминала
МТЗ	Трехступенчатая МТЗ
АВР	Включение по АВР Контроль напряжения секций шин
УРОВ	Функция резервирования отказа выключателя

3.6 Выбор типоисполнения устройств шин 10 кВ

Для защиты шин в цехах не нужен терминал, т.к. для реализации ЛЗШ не нужен отдельный терминал. В качестве устройства дуговой защиты в ячейках КРУ-10 кВ используем блок контроля и регистрации БКР-1. На каждый такой блок от ячейки КРУ будут приходить сигналы от датчиков ДО-1 по специальному экранированному кабелю, что обеспечит защиту от воздействия внешних электромагнитных полей.

3.7 Выбор типоразмера устройств РЗА ТН 10 кВ

Для защиты ячеек ТН секций выберем терминал TOP 200 Н 433132-16 Р. Наличие необходимых защит у терминалов показано в табл. 3.6.

Таблица 3.6 – Типоразмер терминалов для ТН секции

Необходимые функции	Наличие у терминала
УКИ	Защита от ОЗЗ по напряжению нулевой последовательности
ЗМН ЭД	Двухступенчатая ЗМН (1 ступень) Контроль напряжения секции
АПВ после ЗМН	Отключение ВВ по АВР
ЗМН ВВ	Двухступенчатая ЗМН (2 ступень) Контроль напряжения секции
АЧР	Четырехступенчатая АЧР/ЧАПВ Ускорение АЧР
ЧАПВ	

3.8 Выбор типоразмера шкафов РЗА трансформаторов 110/10 кВ

В качестве комплекта основных и резервных защит силовых трансформаторов 110/10 кВ выберем шкаф ШТ 2600 08.513. В состав шкафа входят комплекты защит: комплект основной защиты трансформатора 110 кВ на базе терминала TOP 300 ДЗТ 513 [7], комплект резервных защит и АУВ ВН на базе терминала TOP 300 РЗТ 526 [7]. Комплект регулирования напряжения трансформатора на базе терминала TOP-300 Р 501 выполним в отдельном шкафу ШТ 2500 08.516. Наличие необходимых функций выбранного шкафа РЗА приведем в табл.3.7.

Таблица 3.7 – Типоразмер шкафа РЗА трансформаторов 110/10 кВ

Требуемая функция	Наличие в терминале		
	TOP-300-ДЗТ	TOP-300-РЗТ	TOP-300 Р 501
Дифференциальная токовая защита с торможением	В наличии	–	–
Дифференциальная токовая отсечка	В наличии	–	–
Токовая ступенчатая защита	–	МТЗ ВН	–
Токовая защита нулевой последовательности	–	ТЗНП ВН	–
Защита от перегрузки	–	МТЗ ВН (1 ступень)	–
Газовая защита	Цепи отключения от газовой защиты через РСТ-25 и РГТ-50		–
Струйная защита			–
Автоматика РПН	–	–	АРПН
АУВ ВН	–	В наличии	–
Защита и автоматика ВВ 10 кВ	–	МТЗ НН	–

3.9 Выбор типоразмера шкафов РЗА питающей ВЛЭП 110 кВ

В качестве основного комплекта защит воздушных линий применим шкаф дифференциально-фазной защиты линий с функцией КСЗ 110-220 кВ Ш2600 04.546 (на базе терминалов ТОР 300 ДФЗ 51 [5]). В качестве резервного комплекта защит воздушных линий и автоматики управления выключателем применим шкаф Ш2600 06.514 (на базе терминала ТОР 300 КСЗ). Наличие необходимых функций шкафов показано в табл. 3.8.

Таблица 3.8 – Типоразмер шкафа РЗА ВЛ 110 кВ

Требуемая функция	Наличие у шкафа	
	Ш2600 04.546	Ш2600 06.514
Дифференциально-фазная защита	В наличии	—
Дистанционная защита	В наличии Телеускорение ДЗ	В наличии Телеускорение ДЗ
Токовая направленная защита нулевой последовательности	В наличии	В наличии
Токовая отсечка	—	В наличии
Автоматика управления	АУВ, АПВ, УРОВ	АУВ, АПВ, УРОВ

4. Расчет уставок устройств РЗА всех объектов проектируемой подстанции

5.1 Расчет уставок устройств РЗА электродвигателя 10 кВ

Методики расчета уставок срабатывания защит терминала защит электродвигателей 6-10 кВ на сайте фирмы-производителя нет, поэтому воспользуемся методикой, представленной в [11]. Рассчитываемые виды защит приведены в табл. 2.2.

1. Токовая отсечка электродвигателя.

Для защиты ЭД от междуфазных замыканий применяется токовая отсечка без выдержки времени. Ток срабатывания ТО отстраивается от максимального возможного тока при пуске двигателя или подпитке внешнего КЗ.

Ток срабатывания определим по формуле (4.1):

$$I_{ТО.с.з} = k_{ОТС} \cdot k_A \cdot I_{Д.МАКС}, \quad (4.1)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимаем равным 1,2 [11];

k_A – коэффициент апериодики, учитывающий увеличение погрешности терминала при наличии апериодической составляющей в токе, равный 1,2 [11];

$I_{Д.МАКС}$ – максимальный ток двигателя при пуске:

$$I_{Д.МАКС} = k_{ПУСК} \cdot I_{Д.НОМ} = 5,2 \cdot 102,33 = 532,1(\text{А}).$$

Согласно формуле (4.1):

$$I_{ТО.с.з} = 1,2 \cdot 1,2 \cdot 532,1 = 766(\text{А}).$$

Определим коэффициент чувствительности отсечки при двухфазном КЗ на выводах ЭД в минимальном режиме работы энергосистемы (точка К5)

$$k_{Ч} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{К5.МИН}^{(3)}}{2 \cdot I_{ТО.с.з}} \cdot k_{ОТ.Ч.СХ}^{(2)} \geq 1,5, \quad (4.2)$$

где $k_{ОТ.Ч.СХ}^{(2)}$ – коэффициент относительной чувствительности схемы к двухфазным КЗ, равный 1;

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							43
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 14140}{766} \cdot 1 = 15,98 \geq 1,5.$$

Нормативная чувствительность токовой отсечки ЭД обеспечена.
 Определим вторичный ток срабатывания защиты (срабатывание реле):

$$I_{\text{ТО.с.з.2}} = \frac{I_{\text{ТО.с.з}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)}, \quad (4.3)$$

где $k_{\text{СХ}}^{(3)}$ – коэффициент схемы для трехфазного режима, равный 1 (для схемы соединения «неполная звезда с дополнительным реле»);

n_{T} – коэффициент трансформации, равный отношению номинальных первичного и вторичного токов ТТ, для выбранного ТОЛ-10 эти значения равны 150А и 5А соответственно.

По формуле (4.3):

$$I_{\text{ТО.с.з.2}} = \frac{766 \cdot 5}{150} \cdot 1 = 25,5(\text{А}).$$

Допустимый диапазон срабатывания по току: 1,00...200,00А [6].

Согласно табл.6 [6] примем уставку по времени равной 0,01 с.

2. Защита от замыкания на землю.

Согласно [12] защита от электродвигателей от ОЗЗ должна применяться при отсутствии компенсации, когда токи замыкания на землю превышают 10 А (для ЭД мощностью менее 2 МВт).

В зависимости от значения тока $I_{\text{СЗ}}$ защита от ОЗЗ может быть выполнена с действием на сигнал при условии, что ток срабатывания будет меньше, указанного в [12].

Рекомендуется устанавливать нулевое значение времени срабатывания защиты от ОЗЗ. Для повышения чувствительности защиты от ОЗЗ или отстройки от переходных процессов можно принять время срабатывания защиты равным 0,1с.

Уставка тока срабатывания защиты от ОЗЗ определим по формуле (4.4):

$$3I_0 = \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{Б}}} \cdot k_{\text{БР}} \cdot (I_{\text{ЕМК.Д}} + I_{\text{ЕМК.КЛ}}), \quad (4.4)$$

где $k_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2 из [11];

$k_{\text{Б}}$ – коэффициент броска собственного емкостного тока присоединения в начальный момент внешнего замыкания на землю, примем равным 2 [11];

$k_{\text{В}}$ – коэффициент возврата защиты от ОЗЗ, 0,95 [6].

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							44
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

Согласно [9], емкость обмоток одной фазы неявнополусного асинхронного двигателя определяется по формуле (4.5):

$$C_D = \frac{0,0187 \cdot S_{Д.НОМ} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{U_{Д.НОМ} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{Д.НОМ})}}; \quad (4.5)$$

$$C_D = \frac{0,0187 \cdot 1,861 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{10,5 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10,5)}} = 6,6 \text{ (нФ)}.$$

Определим собственный емкостной ток (при номинальной частоте питающей сети 50 Гц) двигателя по формуле (4.6):

$$I_{ЕМК.Д} = 2\pi f \cdot \sqrt{3} \cdot C_D \cdot U_{Д.НОМ}; \quad (4.6)$$

$$I_{ЕМК.Д} = 2\pi \cdot 50 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 10^{-9} \cdot 10500 = 0,038 \text{ (А)}.$$

Собственный емкостной ток кабельной линии к двигателю определим по формуле (4.7):

$$I_{ЕМК.КЛ} = L_{КЛ.Д} \cdot k_{КЛ.Д}, \quad (4.7)$$

где $k_{КЛ.Д}$ – удельный емкостной ток КЛ к ЭД выбранного сечения (см. табл.3.55 из [16]).

$L_{КЛ.Д}$ – длина кабельной линии к ЭД, км.

В рамках курсового проекта примем длины кабельных линий к трансформаторам 10/0,4 кВ и ЭД 10 кВ равными 0,05 км. Длины кабельных линий к РП приведены в исходных данных. В качестве марки провода принимаем кабель для прокладки в земле (кабельных каналах) применим марку кабелей: ПвВнг с сечением жил $2 \times 120 \text{ мм}^2$ (электродвигатели) и 95 мм^2 (трансформаторы 10/0,4 кВ) с допустимым длительным током 295 и 260 А соответственно (табл. 3.41 из [16]). Согласно табл. 3.55 из [16] значения удельного емкостного тока для выбранных сечений КЛ 10 кВ составляют 1,1 (120 мм^2) и 1 (95 мм^2) А/ мм^2 .

По формуле (4.7):

$$I_{ЕМК.КЛ} = 0,05 \cdot 1,1 = 0,055 \text{ (А)}.$$

Таким образом, ток срабатывания защиты от ОЗЗ согласно (4.4):

$$3I_0 = \frac{1,2}{0,95} \cdot 2 \cdot (0,038 + 0,055) = 0,234 \text{ (А)}.$$

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		45

Для проверки чувствительности защиты от ОЗЗ определим значение суммарного емкостного тока кабельных линий, отходящих от шин НН ГПП по формуле (4.8):

$$I_{C\Sigma} = N_{\text{ПР}} \cdot n_{\text{Ц.КЛ}} \cdot L_{\text{КЛ}} \cdot k, \quad (4.8)$$

где $N_{\text{ПР}}$ – число электроприемников каждого типа;

$n_{\text{Ц.КЛ}}$ – количество параллельных цепей каждого фидера;

$L_{\text{КЛ}}$ – длина каждого фидера, км;

k – удельное значение емкостного тока КЛ (для сечения КЛ к РП равно 1,4), А/км;

$$I_{C\Sigma} = 2 \cdot 2 \cdot 1,3 \cdot 1,4 + 4 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 1,1 + 8 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 1 = 8,12 \text{ (А)}.$$

Защиту выполним с действием на сигнал. Чувствительность защиты от ОЗЗ можно оценить по формуле (4.9):

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{C\Sigma}}{3I_0} \geq 1,5, \quad (4.9)$$

$$k_{\text{Ч}} = \frac{8,12}{0,234} = 34,7 \geq 1,5.$$

Нормативная чувствительность защиты обеспечена.

В соответствии с [12] компенсация емкостного тока с применением дугогасящих катушек в сети 10 кВ применяется при значении суммарного емкостного тока больше 20 А. В нашем случае она не требуется.

Для измерения тока в нулевом проводе предусмотрим трансформатор тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ-1 с коэффициентом трансформации 25/1, согласно [10].

Определим вторичный ток срабатывания защиты от ОЗЗ по формуле (4.10):

$$3I_{0,2} = \frac{3I_0}{n_{\text{T.0}}}; \quad (4.10)$$

$$3I_{0,2} = \frac{0,234 \cdot 1}{25} = 0,009 \approx 0,01 \text{ (А)}.$$

Нарочно округлили полученное значение к минимальному значению допустимого диапазона по току защиты от ОЗЗ: 0,01...4,00 А.

В соответствии с [6] выбираем уставку срабатывания по времени: 0,1 с.

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							46
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

3. Защита от технологических перегрузок.

Согласно [6] ЗП выбранного терминала работает на основе дифференциальной тепловой модели. При выполнении ЗП двигателя с дежурным персоналом на подстанции защиту на сигнал выполним в качестве третьей ступени токовой защиты (МТЗ-3) с независимой выдержкой времени.

Ток срабатывания защиты от перегруза будем от номинального тока двигателя:

$$I_{C.ЗП} = \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{Д.НОМ}, \quad (4.11)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки защиты от симметричных перегрузок, равный 1,05 (действие на сигнал из [11]);

k_B – коэффициент возврата по току, равный 0,95 согласно табл.5 из [6];

Согласно (4.11), ток срабатывания ЗП:

$$I_{C.ЗП} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 102,33 = 113,1 \text{ (А)}.$$

Определим вторичный ток срабатывания ЗП:

$$I_{C.ЗП.2} = \frac{I_{C.ЗП}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{113,1 \cdot 5}{150} \cdot 1 = 3,8 \text{ (А)}.$$

Допустимый диапазон уставок срабатывания по току ступени защиты МТЗ-3 (перегруз на сигнал): 0,25...200,00А [6].

Выдержку времени защиты от перегруза обычно выбирают по условию надежности при несрабатывании защиты при пуске и самозапуске:

$$t_{C.ЗП} = k_{ЗАП} \cdot t_{ПУСК}, \quad (4.12)$$

где $k_{ЗАП}$ – коэффициент запаса, принимается равным 1,3;

$t_{ПУСК}$ – время пуска отечественных двигателей, равное 15 с;

$$t_{C.ЗП} = 1,3 \cdot 15 = 19,5 \text{ (с)}.$$

4. Защита от блокировки ротора.

Если при пуске или работе ротор будет заблокирован, то перегрев ЭД может наступить за сравнительно короткое время. Защита от перегрузки с действием на сигнал в этом случае будет неэффективна. В терминале предусмотрена специальная защиты от блокировки ротора, действующая на отключение.

Ток срабатывания защиты от заклинивания ротора выбирается по условию отстройки пускового тока ЭД:

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							47
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

$$I_{ЗБР} = \frac{1,2 \cdot k_{ПУСК} \cdot I_{Д.НОМ}}{k_B}; \quad (4.13)$$

$$I_{ЗБР} = \frac{1,2 \cdot 5,2 \cdot 102,33}{0,95} = 672,2 \text{ (А)}.$$

Определим вторичный ток срабатывания ЗБР:

$$I_{ЗБР.2} = \frac{I_{ЗБР}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{672,2 \cdot 5}{150} \cdot 1 = 22,4 \text{ (А)}.$$

Допустимый диапазон уставок срабатывания защиты по току: 0,05...60,00А [6].

Первая ступень защиты [6] предназначена для быстрого отключения двигателя в случае блокировки ротора и выполняет ближайшее резервирование при отказе отсечки. Время срабатывания первой ступени примем равным 0,1 с, что позволяет отстроить уставку срабатывания первой ступени от броска пускового тока двигателя.

5. Защита минимального напряжения и АПВ после ЗМН.

Рассматриваемый ЭД должен отключаться при снижении напряжения дольше определенного времени. В соответствии с [12] напряжение срабатывания ЗМН:

$$U_{С.ЗМН.2} = 0,7 \cdot U_{НОМ.2}, \quad (4.14)$$

где $U_{НОМ.2}$ – номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора напряжения 10 кВ, равное 100 В.

Согласно (4.14) напряжение срабатывания защиты:

$$U_{С.ЗМН.2} = 0,7 \cdot 100 = 70 \text{ (В)}.$$

В соответствии с [12] выдержка времени ЗМН должна быть отстроена от быстродействующих защит двигателей 10 кВ. Принимаем наименьшее значение: 1,5 с. Автоматическое повторное включение будет произведено через 12 с, если линейное вторичное напряжение восстановится до 70 В за это время.

6. УРОВ.

Ток срабатывания органа контроля тока, протекающего через выключатель:

$$I_{УРОВ} = 0,05 \cdot I_{Д.НОМ}; \quad (4.15)$$

$$I_{УРОВ} = 0,05 \cdot 102,33 = 5,12 \text{ (А)}.$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ (срабатывание реле):

$$I_{УРОВ.2} = \frac{I_{УРОВ}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{5,12 \cdot 5}{150} \cdot 1 = 0,171 \text{ (А)}.$$

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		48

Выдержку времени срабатывания УРОВ определим по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя:

$$t_{УРОВ} = t_{ОТКЛ.В} + t_{В.УРОВ} + t_{П.УРОВ} + t_{ЗАП}, \quad (4.16)$$

где $t_{ОТКЛ.В}$ – полное время отключения выключателя ЭД [1];

$t_{В.УРОВ}$ – время возврата токового органа УРОВ, равное 0,025 с [6];

$t_{П.УРОВ}$ – погрешность выдержки времени, равная 0,04 с [6];

$t_{ЗАП}$ – запас по времени, принимаемый равным 0,1 с [11].

Выдержка времени срабатывания УРОВ по (5.16):

$$t_{УРОВ} = 0,06 + 0,025 + 0,04 + 0,1 = 0,21(\text{с}).$$

Согласно [6] принимаем минимальную уставку срабатывания по времени: 0,25 с.

4.2 Расчет уставок устройств РЗА трансформатора 10/0,4 кВ

Расчет уставок срабатывания защит выбранного терминала для трансформатора 10/0,4 кВ будем проводить согласно методике [16]. Рассматриваемые виды защит трансформатора указаны в табл.2.3.

1. Токовая отсечка.

Ток срабатывания отсечки определяется по двум условиям. По условию отстройки от бросков тока намагничивания:

$$I_{C.O1} \geq k_{БТН} \cdot I_{Т.НОМ.ВН}, \quad (4.17)$$

где k_H – коэффициент, учитывающий увеличение тока относительно номинального тока трансформатора при БТН в зависимости от типа и мощности защищаемого трансформатора принимается равным от 3 до 7, примем равным 5;

$$I_{C.O1} = 5 \cdot 219,9 = 1100(\text{А}).$$

По условию отстройки от максимального значения тока короткого замыкания за трансформатором (точка К8):

$$I_{C.O/2} \geq k_{ОТС} \cdot k_A \cdot I_{К8.МАКС.ВН}^{(3)}, \quad (4.18)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и обеспечивающий необходимый запас, равный 1,15 [16];

k_A – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности при наличии апериодической составляющей в токе КЗ, равный 1,2 [16];

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							49
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

$$I_{C.O/2} \geq 1,15 \cdot 1,2 \cdot 3081 = 4437 \text{ (A)}.$$

Из двух полученных значений токовой отсечки выбирается большее:

$$I_{C.O} = \max \{I_{C.O/1}; I_{C.O/2}\} = \max \{1100; 4437\} = 4437 \text{ (A)}.$$

Для выбора ТТ ячейки КЛ к трансформатору 10/0,4 кВ определим максимальный рабочий ток стороны ВН, равный номинальному:

$$I_{T2.PAB.MAKC} = 1,4 \cdot I_{T2.HOM.BH} = 1,4 \cdot 219,9 = 307,9 \text{ (A)}.$$

Для трансформатора тока ТОЛ-10 в ячейке трансформатора 10/0,4 кВ выбираем первичный номинальный ток 400 А. Коэффициент схемы для трехфазного режима для схемы неполная звезда с дополнительным реле равен 1. Определим вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{C.O.2} = \frac{I_{C.O}}{n_T} \cdot k_{CX}^{(3)} = \frac{4437 \cdot 5}{400} \cdot 1 = 55,5 \text{ (A)}.$$

Допустимый диапазон уставок по току: 1,00...100,00. Дискретность шага: 0,01 А.

Чувствительность отсечки проверяется относительно минимального значения трехфазного КЗ на выводах обмотки высшего напряжения:

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I^{(3)}_{\text{КЗ.МИН}}}{I_{C.O}} \cdot k^{(2)}_{\text{ОТ.Ч.СХ}} = \frac{59990}{4437} \cdot 1 = 13,5 \geq 1,2.$$

Нормативная чувствительность обеспечивается. Принимаем минимально возможную [6] уставку по времени: 0,01 с.

2. Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{C.3} = \frac{k_H \cdot k_{C.3АП}}{k_B} \cdot I_{T2.PAB.MAKC}, \quad (4.19)$$

где k_H – коэффициент надежности, равный 1,2 [16];

$k_{C.3АП}$ – коэффициент самозапуска, принимаем равным 1,5 [16];

k_B – коэффициент возврата по [6] равен 0,95;

$I_{T2.PAB.MAKC}$ – максимальный рабочий ток стороны ВН;

По формуле (4.19):

$$I_{C.3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 307,9 = 583,4 \text{ (A)}.$$

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		50

Оценим чувствительность МТЗ при двухфазном металлическом КЗ в основной зоне действия на выводах обмотки низшего напряжения трансформатора:

$$I_{K8.МИН.ВН}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K8.МИН.ВН}^{(3)} = 1977 \text{ (А)};$$

$$k_{Ч} = \frac{I_{K8.МИН.ВН}^{(2)}}{I_{С.З}} \cdot k_{ОТ.Ч.СХ}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1977}{416,7} \cdot 1 = 4,74 \geq 1,5.$$

Расчетный коэффициент чувствительности превышает нормативный, чувствительность обеспечена. Пуск по напряжению не требуется.

Определим вторичное значение тока срабатывания защиты:

$$I_{С.З.ВТОР} = \frac{I_{С.З}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{416,7 \cdot 5}{400} \cdot 1 = 7,3 \text{ (А)}.$$

Допустимый диапазон уставок по току: 1,00...100,00. Дискретность шага: 0,01 А.

Для выбора выдержки времени максимальной токовой защиты терминала трансформатора 10/0,4 кВ необходимо рассчитать значение ступени селективности Δt между МТЗ терминала и МТЗ расцепителя вводного автоматического выключателя (предварительно выбранного низковольтного Еmax 2):

$$\Delta t = t_{PЗ} + t_{ОТКЛ.АВТ.ВВ} + t_{ЗАП}, \quad (4.20)$$

где $t_{ОТКЛ.АВТ.ВВ}$ – время включения низковольтного АВ, 0,04 с [8];

$t_{PЗ}$ – минимальное время ступени срабатывания МТЗ, равное 0,03 с [6];

$t_{ЗАП}$ – время запаса, равное 0,1 с [16];

$$\Delta t = 0,03 + 0,04 + 0,1 = 0,17 \text{ (с)}.$$

Степень селективности можно оставить расчетному или округлить до 0,3 с. Примем равной 0,3 с [16].

Выдержка времени максимальной токовой защиты трансформатора (выдержка времени МТЗ автомата Еmax 2 равно 0,1 с [8]):

$$t_{МТЗ.Т} = t_{МТЗ.ВВ.0,4} + \Delta t = 0,1 + 0,3 = 0,4 \text{ (с)}.$$

3. Защита от перегруза трансформатора.

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{С.З.П} = \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{Т.НОМ.ВН}, \quad (4.21)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, с действием на сигнал равный 1,05 [16];

k_B – коэффициент возврата ступени МТЗ, на которой реализуем защиту от перегрузки, примем нормативным 0,95 [6];

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							51
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

$$I_{C.3П} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 219,9 = 243,1(\text{А}).$$

Определим вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{C.3П.ВТОР} = \frac{I_{C.3П}}{n_T} \cdot k_{CX}^{(3)} = \frac{243,1 \cdot 5}{400} \cdot 1 = 3,0(\text{А}).$$

Допустимый диапазон уставок по току: 0,10...5,00 [6].

Защита от перегруза может быть выполнена с действием на сигнал и на отключение. Время срабатывания защиты необходимо отстраивать от режимов кратковременных перегрузок и без расчета разрешается принимать из диапазона 9...10 с. Примем уставку срабатывания защиты от перегруза по времени: 9 с.

4. Защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ.

Ток срабатывания защиты от однофазных КЗ выбирается по условию отстройки от наибольшего тока небаланса в нулевом проводе трансформатора в нормальном режиме:

$$I_{C.3.0} = k_H \cdot I_{НБ.МАКС}, \quad (4.22)$$

где k_H – коэффициент надежности, равный 1,25 [16];

$I_{НБ.МАКС}$ – наибольший ток небаланса в нулевом проводе трансформатора со схемой соединения обмоток Δ/Y в нормальном режиме, равный 75% от максимального рабочего тока стороны НН;

$$I_{T2.МАКС.НН} = 1,4 \cdot I_{T2.НОМ.НН} = 8083(\text{А});$$

$$I_{C.3НП} = 1,25 \cdot 0,75 \cdot 8083 = 7578(\text{А}).$$

Произведем ручной расчет однофазного ТКЗ за трансформатором (см. рис. 4.1) при посчитанных ранее токах трехфазного КЗ за трансформатором согласно методике, представленной в [14].

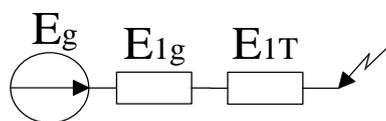


Рисунок 4.1 – Схема замещения однофазного тока КЗ за трансформатором

Определим сопротивление системы, приведенное к стороне 0,4 кВ:

$$Z_{1G} = Z_{2G} = \frac{E_{1G}}{\sqrt{3} \cdot I_{К8.МИН.ВН}^{(3)}} \cdot \left(\frac{U_{CP.НОМ.НН}}{U_{CP.НОМ.ВН}} \right)^2 = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 2283} \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,0039(\text{Ом}).$$

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							52
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

Сопротивление трансформатора, приведенное к стороне 0,4 кВ, примем равным 0,04 Ом согласно [14].

Определим ток однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ:

$$I_{КЗ.МИН}^{(1)} = \frac{3 \cdot U_{CP.HOM.\Phi}}{2 \cdot Z_{1G} + Z_{1T}} = \frac{3 \cdot 230}{2 \cdot 0,0039 + 0,04} = 14,46 \text{ (кА)}.$$

Определим коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{КЗ.МИН}^{(1)}}{I_{C.ЗНП}} = \frac{14460}{7578} = 1,91 \geq 1,2.$$

В соответствии с [12] коэффициент чувствительности требуется обеспечить не менее 1,2. Нормативная чувствительность выполнена.

Для определения первичного номинального тока трансформатора тока нулевой последовательности определим максимальный ток небаланса:

$$I_{НБ.МАКС} = 0,75 \cdot 8083 = 6062 \text{ (А)}.$$

Для трансформатора тока ТНШЛ-0,66 выбран первичный номинальный ток 8000 А, а номинальный вторичный – 5 А. Определим вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{C.ЗНП.ВТОР} = \frac{I_{C.ЗНП}}{n_{T.НП}} = \frac{7578 \cdot 5}{8000} = 4,7 \text{ (А)}.$$

Вторичный ток срабатывания защиты от однофазных коротких замыканий на стороне 0,4 кВ входит в допустимый диапазон по току: 0,50...15,00 А [6].

Выдержка времени защиты должна быть отстроена от действия защиты от однофазных коротких замыканий расцепителей автоматических выключателей Еmax2 (равная 0,02 с):

$$t_{ЗНП.T} = t_{3.0.BB.0,4} + \Delta t = 0,02 + 0,3 = 0,32 \text{ (с)}.$$

5. УРОВ.

Ток срабатывания органа контроля тока определим по формуле (4.15):

$$I_{УРОВ} = 0,05 \cdot 219,9 = 10,99 \text{ (А)}.$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ (срабатывание реле):

$$I_{УРОВ.2} = \frac{I_{УРОВ}}{n_T} \cdot k_{CX}^{(3)} = \frac{10,99 \cdot 5}{250} \cdot 1 = 0,22 \text{ (А)}.$$

Выдержка времени срабатывания УРОВ по формуле (4.16):

$$t_{УРОВ} = 0,06 + 0,025 + 0,04 + 0,1 = 0,21 \text{ (с)}.$$

Согласно [6] принимаем минимальную уставку срабатывания по времени: 0,25 с.

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		53

4.3 Расчет уставок устройств РЗА кабельной линии к РП

Произведем выбор уставок срабатывания защит выбранного терминала для КЛ к РП с применением методики, описанной в [16]. Рассчитываемые виды РЗА представлены в табл. 5.1.

1. Токовая отсечка.

Определим ток срабатывания мгновенной ТО по условию отстройки от максимального тока трехфазного КЗ в конце линии:

$$I_{C.O} \geq k_H \cdot I_{К7.МАКС}^{(3)}, \quad (4.23)$$

где k_H – коэффициент надежности, принимается равным 1,3 из [16];

$$I_{C.O} \geq 1,3 \cdot 17560 = 22830 \text{ (А)}.$$

Применение ТО позволяет уменьшить время отключения близких КЗ, тем самым уменьшая нагрев кабельной линии при КЗ.

Согласно [10] для ТОЛ-10 выберем первичный номинальный ток 300 А.

Определим вторичный ток срабатывания отсечки (ток срабатывания реле):

$$I_{C.O.КЛ.2} = \frac{I_{C.O.КЛ}}{n_T} \cdot k_{CX}^{(3)} = \frac{22830 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 380,4 \text{ (А)}.$$

2. Токовая отсечка с выдержкой времени.

Поскольку уставки срабатывания по току и по времени ТО с выдержкой времени отстраиваются от токовых отсечек элементов РП (двигателей и трансформаторов), то рассчитывать параметры данной защиты не будем, ввиду отсутствия конкретной нагрузки РП.

3. Максимальная токовая защита с зависимой выдержкой времени.

Ток срабатывания МТЗ определим по формуле (4.24):

$$I_{C.3.КЛ} \geq \frac{k_H \cdot k_{C.3}}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.КЛ}, \quad (4.24)$$

где k_H – коэффициент надежности, равный 1,1 [16];

k_B – коэффициент возврата МТЗ, равный 0,95 [6];

$k_{C.3}$ – коэффициент самозапуска (см. исходные данные);

$$I_{C.3.КЛ} \geq \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 274,9 = 413,8 \text{ (А)}.$$

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							54
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

Проверим чувствительность в основной зоне действия (при КЗ в точке К7):

$$k_{ч.ОЗД} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{К7.МИН}^{(3)}}{I_{С.З.КЛ}} \cdot k^{(2)}_{от.ч.сх} = \frac{\sqrt{3} \cdot 12460}{413,8} \cdot 1 = 26,1 \geq 1,5.$$

Коэффициент удовлетворяет нормативному коэффициенту, следовательно, пуск по напряжению не потребуется.

Максимальная выдержка времени МТЗ КЛ к РП (согласно исходным данным):

$$t_{МТЗ.КЛ} = 1,5 \text{ (с)}.$$

Определим кратность МТЗ КЛ при КЗ в точке К7:

$$K_{К7} = \frac{I_{К7.МАКС}^{(3)}}{I_{С.З.КЛ}} = \frac{17560}{413,8} = 42,43.$$

Определим выдержку времени МТЗ КЛ, согласно методики из [14]:

$$t = \frac{80}{\left(\frac{I}{I_P}\right)^2 - 1} \cdot T_P, \quad (4.25)$$

где t – расчетная выдержка времени МТЗ;

I – ток, подведенный к терминалу;

I_P – уставка МТЗ по току;

T_P – уставка МТЗ по времени.

Выразим уставку по времени:

$$T_P = \frac{t_{МТЗ.КЛ}}{80} \cdot \left((K_{К7})^2 - 1 \right) = \frac{1,5}{80} \cdot \left((42,43)^2 - 1 \right) = 33,73 \text{ (с)}.$$

Допустимый диапазон 0,05...60,0 с [6].

Определим выдержку времени МТЗ КЛ при максимальном ТКЗ в начале КЛ:

$$t_{К5.МАКС} = \frac{80}{\left(\frac{I_{К5.МАКС}^{(3)}}{I_P}\right)^2 - 1} \cdot T_P = \frac{80}{\left(\frac{20070}{413,8}\right)^2 - 1} \cdot 33,73 = 1,148 \text{ (с)}.$$

При минимальном ТКЗ в начале КЛ выдержка времени составит:

$$t_{К5.МИН} = \frac{80}{\left(\frac{I_{К5.МИН}^{(3)}}{I_P}\right)^2 - 1} \cdot T_P = \frac{80}{\left(\frac{14140}{413,8}\right)^2 - 1} \cdot 33,73 = 2,314 \text{ (с)}.$$

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		55

Недостатком зависимой выдержки времени является быстрое увеличение выдержек времени при снижении тока КЗ (экстремально инверсная характеристика). При минимальном значении тока КЗ уставка по времени превышает максимальную уставку на отходящей линии согласно исходным данным (1,5 с). Для ускорения срабатывания защиты при работе в минимальном режиме работы применим МТЗ с независимой выдержкой времени:

$$t_{МТЗ.КЛ.К5} = 1,5 \text{ (с)}.$$

Определим вторичный ток срабатывания МТЗ (ток срабатывания реле):

$$I_{С.З.КЛ.2} = \frac{I_{С.З.КЛ}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{413,8 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 6,9 \text{ (А)}.$$

Допустимый диапазон уставок по току: 1,00...100,00. [6].

4. УРОВ.

Определим ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ по формуле (4.15):

$$I_{УРОВ} = 0,05 \cdot I_{РАБ.МАКС.КЛ} = 0,05 \cdot 274,9 = 13,75 \text{ (А)}.$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ (срабатывание реле):

$$I_{УРОВ.2} = \frac{I_{УРОВ}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{13,75 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 0,229 \text{ (А)}.$$

Определим выдержку времени УРОВ по условию (7.16):

$$t_{УРОВ} = 0,045 + 0,025 + 0,04 + 0,1 = 0,21 \text{ (с)}.$$

Согласно [6] принимаем минимальную уставку срабатывания по времени: 0,25 с.

4.4 Расчет уставок устройств СВ 10 кВ

Произведем выбор уставок срабатывания защит выбранного терминала для СВ 10 кВ с применением методики, описанной в [16]. Рассчитываемые виды РЗА представлены в табл. 2.5.

1. ЛЗШ (стандартная).

Определим ток срабатывания пускового органа ЛЗШ, исходя из условия гарантированной чувствительности при минимально-возможном токе двухфазного КЗ на шинах НН ГПП:

$$I_{ПО.ЛЗШ} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{К5.МИН}^{(3)}}{k_{Ч.Н}} \cdot k^{(2)}_{ОТ.Ч.СХ}, \quad (4.26)$$

где $I_{К5.МИН}^{(3)}$ – ток КЗ в минимальном режиме работы системы на шинах НН ГПП, кА;

$k_{Ч.Н}$ – нормативный коэффициент чувствительности, равный 1,5 [16];

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		56

$k^{(2)}_{OT.Ч.СХ}$ – коэффициент относительной чувствительности схемы к двухфазным КЗ, равный 1 (для схемы неполная звезда с дополнительным реле);

$$I_{ПО.ЛЗШ.СВ} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14140}{1,5} \cdot 1 = 8164 \text{ (А)}.$$

Рабочий максимальный ток, протекающий через СВ равен сумме токов нагрузки одной секции 10 кВ:

$$I_{РАБ.МАКС.СВ} = \sum I_{Д.НОМ} + \sum I_{Т2.НОМ.ВН} + \sum I_{КЛ.РП} + I_{ТСН.НОМ.ВН}, \quad (4.27)$$

где $\sum I_{Д.НОМ}$ – суммарный ток двигателей одной секции;

$\sum I_{Т2.НОМ.ВН}$ – суммарный ток трансформаторов 10/0,4 кВ одной секции;

$\sum I_{КЛ.РП}$ – суммарный ток нагрузки отходящих фидеров одной секции;

$$I_{РАБ.МАКС.СВ} = 2 \cdot 102,33 + 4 \cdot 219,9 + 274,9 + 13,8 = 1373 \text{ (А)}.$$

Согласно [10] для ТОЛ-10 выберем первичный номинальный ток 1500 А. Определим вторичный ток срабатывания по ЛЗШ:

$$I_{ПО.ЛЗШ.СВ.2} = \frac{I_{ПО.ЛЗШ.СВ}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{1373 \cdot 5}{1500} \cdot 1 = 27,2 \text{ (А)}.$$

Согласно [6] допустимый диапазон: 0,05...300,00.

Выдержка времени ПО ЛЗШ должна быть больше времени пуска ненаправленной МТЗ КЛ к цеху. Таким образом, время срабатывания ПО ЛЗШ:

$$t_{ЛЗШ} = t_{МТЗ.КЛ} + t_{ЗАП} = 1,5 + 0,1 = 1,6 \text{ (с)}.$$

Допустимый диапазон по [6] составляет 0,05...300,00 с.

2. МТЗ с независимой выдержкой времени.

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{С.3} = \frac{k_H \cdot k_3}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.СВ} = \frac{1,1 \cdot 1,4}{0,95} \cdot 1373 = 2067 \text{ (А)}.$$

Определим коэффициент чувствительности при КЗ в конце КЛ:

$$k_{Ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЛ.МИН}^{(3)}}{I_{С.3}} \cdot k^{(2)}_{OT.Ч.СХ} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12460}{2067} \cdot 1 = 5,93 \geq 1,5.$$

Определим вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{С.3.2} = \frac{I_{С.3}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{2067 \cdot 5}{1500} \cdot 1 = 6,9 \text{ (А)}.$$

Согласно [6] допустимый диапазон: 0,05...100,00.

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							57
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

Определим степень селективности:

$$\Delta t = t_{\text{ОТКЛ.СВ}} + 2 \cdot t_{\text{ПОГРЕШ.МТЗ}} + t_{\text{ВОЗВР.МТЗ}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (4.28)$$

где $t_{\text{ОТКЛ.СВ}}$ – время отключения секционного выключателя СВ [1];
 $t_{\text{ПОГРЕШ.МТЗ}}$ – погрешность таймеров МТЗ терминалов, равная 0,025 с [6];
 $t_{\text{ВОЗВР.МТЗ}}$ – время возврата ступеней МТЗ СВ, равное 0,065 с [6];
 $t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, равное 0,1 с;

$$\Delta t = 0,075 + 2 \cdot 0,025 + 0,065 + 0,1 = 0,29 \text{ (с)}.$$

Округлим расчетную степень селективности до 0,3 с.

Выдержка времени СВ отстраивается от выдержки времени МТЗ КЛ при КЗ на шинах НН ГПП:

$$t_{\text{МТЗ.СВ}} = t_{\text{МТЗ.КЛ.К4}} + \Delta t = 1,5 + 0,3 = 1,8 \text{ (с)}.$$

3. Автоматическое включение резерва.

Выдержка времени таймера однократности включения:

$$t_{\text{О.В.АВР}} = t_{\text{ВКЛ.СВ}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (4.29)$$

где $t_{\text{ВКЛ.СВ}}$ – время включения выключателя, равное 0,01 с [1];

$$t_{\text{О.В.АВР}} = 0,01 + 0,1 = 0,11 \text{ (с)}.$$

Округлим выдержку времени таймера однократности включения до 0,2 с.

4. УРОВ.

Определим ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ по формуле (4.15):

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,05 \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.СВ}} = 0,05 \cdot 1373 = 68,7 \text{ (А)}.$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ (срабатывание реле):

$$I_{\text{УРОВ.2}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_T} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{68,7 \cdot 5}{1500} \cdot 1 = 0,229 \text{ (А)}.$$

Определим выдержку времени УРОВ по условию (4.16):

$$t_{\text{УРОВ}} = 0,075 + 0,025 + 0,04 + 0,1 = 0,24 \text{ (с)}.$$

Согласно [6] принимаем минимальную уставку срабатывания по времени: 0,25 с.

4.5 Расчет уставок устройств РЗА ВВ 10 кВ

Произведем выбор уставок срабатывания защит выбранного терминала для ВВ 10 кВ с применением методики, аналогичной для СВ 10 кВ. Рассчитываемые виды РЗА представлены в табл. 2.4.

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							58
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

1. ЛЗШ (стандартная).

Ток срабатывания пускового органа ЛЗШ (по условию гарантированной чувствительности при минимально-возможном токе двухфазного КЗ на шинах НН ГПП):

$$I_{ПО.ЛЗШ} = \frac{\sqrt{3} \cdot 14140}{1,5} \cdot 1 = 8164 (\text{А}).$$

Рабочий максимальный ток, протекающий через ВВ секций НН ГПП, равен максимальному рабочему току на стороне 10 кВ силового трансформатора в режиме перегруза:

$$I_{РАБ.МАКС.ВВ} = I_{Т.МАКС.НН} = 3079 (\text{А}).$$

Согласно [10] для ТОЛ-10-М-2 выберем первичный номинальный ток равным 4000 А.

Определим вторичный ток срабатывания по ЛЗШ:

$$I_{ПО.ЛЗШ.2} = \frac{I_{ПО.ЛЗШ}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{8164 \cdot 5}{4000} \cdot 1 = 10,2 (\text{А}).$$

Согласно [6] допустимый диапазон: 0,05...100,00.

Выдержка времени ПО ЛЗШ должна быть больше времени пуска ненаправленной МТЗ КЛ РП (самая большая выдержка по времени среди МТЗ элементов нагрузки секций НН ГПП). Таким образом, время срабатывания ПО ЛЗШ:

$$t_{ЛЗШ} = t_{МТЗ.КЛ} + t_{ЗАП} = 1,8 + 0,1 = 1,9 (\text{с}).$$

Допустимый диапазон по [6] составляет 0,05...300,00 с.

2. МТЗ с независимой выдержкой времени.

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{С.З.} = \frac{k_H \cdot k_3}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.ВВ} = \frac{1,1 \cdot 1,79}{0,95} \cdot 3079 = 4635 (\text{А}).$$

Определим коэффициент чувствительности при КЗ в конце КЛ к РП:

$$k_{\text{Ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К7.МИН}^{(3)}}{I_{С.З.}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12460}{4635} \cdot 1 = 2,33 \geq 1,5.$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет нормативному, следовательно, пуск по напряжению не нужен.

Определим вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{С.З.2} = \frac{I_{С.З.}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{4635 \cdot 5}{4000} \cdot 1 = 5,8 (\text{А}).$$

Согласно [6] допустимый диапазон: 0,05...200,00.

Определим степень селективности аналогично расчету МТЗ СВ принимаем равной 0,3 с.

Выдержка времени ВВ отстраивается от выдержки времени МТЗ СВ при КЗ на шинах НН ГПП:

$$t_{МТЗ.ВВ} = t_{МТЗ.СВ} + \Delta t = 1,8 + 0,3 = 2,1 (\text{с}).$$

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							59
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

3. УРОВ.

Определим ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ по формуле (5.15), который отстроим от тока суммарной нагрузки подстанции:

$$I_{T.PAB.HH} = \frac{S_{НАГР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.HH}} = \frac{49,44 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2719 \text{ (А)}.$$

$$I_{УРОВ} = 0,05 \cdot I_{T.PAB.HH} = 0,05 \cdot 2719 = 135,9 \text{ (А)}.$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ (срабатывание реле):

$$I_{УРОВ.2} = \frac{I_{УРОВ}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{2719 \cdot 5}{4000} \cdot 1 = 0,17 \text{ (А)}.$$

Определим выдержку времени УРОВ по условию (4.16):

$$t_{УРОВ} = 0,075 + 0,025 + 0,04 + 0,1 = 0,24 \text{ (с)}.$$

Согласно [6] принимаем минимальную уставку срабатывания по времени: 0,25 с.

4.6 Расчет уставок устройств РЗА трансформаторов 110/10 кВ

Расчет уставок срабатывания основных защит двухобмоточного трансформатора будем производить согласно [19]. Выбор уставок согласно допустимым диапазонам проведем согласно методическим указаниям к эксплуатации выбранных ранее терминалов по руководящим указаниям фирмы-производителя [7].

1. ДТО.

Для отстройки от расчетного максимального тока небаланса значение уставки ДТО определяется по формуле (4.30):

$$I_{ДТО} = k_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ}, \quad (4.30)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки при погрешности расчета, осуществляющий необходимый запас, выбирается из диапазона, 1,15...1,3 (принимаем равным 1,2);

$I_{НБ.РАСЧ}$ – относительный расчетный максимальный ток небаланса, соответствующий максимальному току внешнего КЗ, проходящему через трансформатор:

$$I_{НБ.РАСЧ} = |I'_{НБ.РАСЧ}| + |I''_{НБ.РАСЧ}| + |I'''_{НБ.РАСЧ}|. \quad (4.31)$$

Составляющая тока НБ, обусловленная погрешностью ТТ:

$$I'_{НБ.РАСЧ} = k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{МАХ} \cdot \frac{I_{К.МАКС}}{I_{Т.НОМ.ВН}}, \quad (4.32)$$

где $k_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, 2,5;

$k_{ОДН}$ – коэффициент однотипности ТТ двух сторон, для разных типов равный 1;

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							60
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

ε_{MAX} – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующему $I_{K.МАКС}$ (с целью упрощения допустимо принять значение равным 0,1 при условии, не превосходящем выбранного значения);

$I_{K.МАКС}$ – периодическая составляющая максимального фазного тока внешнего КЗ, протекающего через ТТ в начальный момент времени, приведенная к стороне ВН:

$$I_{K.МАКС} = I_{K5.МАКС.ВН}^{(3)} = 1647 \text{ (А)}.$$

Согласно формуле (4.32):

$$I'_{НБ.РАСЧ} = 2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot \frac{1647}{200,8} = 2,05 \text{ (о.е.)}.$$

Составляющая тока небаланса при переключении отпаек РПН:

$$I''_{НБ.РАСЧ} = (U_{РЕГ} \cdot k_{ТОК}) \cdot \frac{I_{K.МАКС}}{I_{Т.НОМ.ВН}}, \quad (4.33)$$

где $k_{ТОК}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока стороны с регулированием напряжения к току КЗ (примем равным 1);

$U_{РЕГ}$ – относительная погрешность при регулировании напряжения на стороне 110 кВ трансформатора, принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования (не менее 0,05):

$$U_{РЕГ} = \frac{N-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}, \quad (4.34)$$

где N – общее число отпаек;

ΔU – шаг регулирования напряжения, 1,78%;

$$\Delta U = \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} = 0,16.$$

Согласно формуле (4.33):

$$I''_{НБ.РАСЧ} = 1 \cdot 0,16 \cdot \frac{1647}{200,8} = 1,314 \text{ (о.е.)}.$$

Составляющая тока небаланса, обусловленная выравниваем токов плеч:

$$I'''_{НБ.РАСЧ} = \gamma \cdot \frac{I_{K.МАКС}}{I_{Т.НОМ.ВН}}, \quad (4.35)$$

где γ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, равная 0,05;

$$I'''_{НБ.РАСЧ} = 0,05 \cdot \frac{1647}{200,8} = 0,41 \text{ (о.е.)}.$$

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		61

Согласно формулам (4.30) и (4.31):

$$I_{ДТО} = 1,2 \cdot (2,05 + 1,314 + 0,41) = 3,77 \text{ (о.е.)}.$$

Согласно [11] для отстройки от броска тока намагничивания уставку ДТО рекомендуется принять от 4 до 5 (о.е.) номинальных значений тока трансформатора. Принимаем равным 5.

В качестве уставки срабатывания ДТО принимается большее из двух полученных:

$$I_{ДТО.УСТ} = \max(3,77; 5) = 5 \text{ (о.е.)}.$$

2. Продольная ДЗТ.

2.1. Начальный ток срабатывания.

Уставку начального тока срабатывания ДЗТ вычисляют согласно:

$$I_{ДЗТ.нач} = k_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ}, \quad (4.36)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, равный 1,5;

$I_{НБ.РАСЧ}$ – относительный расчетный максимальный ток небаланса, для трансформатора с расщепленной обмоткой НН:

$$I_{НБ.РАСЧ} = 0,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{РЕГ} + \gamma), \quad (4.37)$$

где $k_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий отсутствие апериодической составляющей тока в нагрузочном режиме, равный 1;

$k_{ОДН}$ – коэффициент однотипности ТТ, равный 1;

$\varepsilon_{0,5}$ – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующему 0,5 от $I_{НОМ.ТР}$ и равный 0,1;

$$I_{НБ.РАСЧ} = 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,05) = 0,155 \text{ (о.е.)}.$$

Согласно формуле (4.36):

$$I_{ДЗТ.нач} = 1,5 \cdot 0,155 = 0,233 \text{ (о.е.)}.$$

Уставка в диапазоне 0,3...0,5 о.е. обеспечивает требуемый коэффициент чувствительности к витковым замыканиям в переплетенных обмотках и межкатушечным замыканиям в любых обмотках [11].

$$I_{ДЗТ.нач.УСТ} = 0,3 \text{ (о.е.)}.$$

2.2. Второй участок характеристики торможения ДЗТ.

Второй участок характеристики торможения соответствует токам от 0,5 до 1,5 от $I_{НОМ.ТР}$. Коэффициент торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ выбирается исходя из условия отстройки тока срабатывания защиты от расчетного тока небаланса при токе торможения, соответствующем концу второго участка:

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							62
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

$$K_{ТОРМ2} = \frac{I_{ДЗТ2} - I_{ДЗТ.нач}}{1,5 - 0,5}. \quad (4.38)$$

Ток срабатывания ДЗТ при токе торможения 1,5 от $I_{НОМ.ТР}$ рассчитывается по формуле:

$$I_{ДЗТ2} = k_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ2}, \quad (4.39)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, выбирается из диапазона 1,15...1,3;

$I_{НБ.РАСЧ2}$ – относительный расчетный максимальный ток небаланса, для трансформатора с расщепленной обмоткой НН:

$$I_{НБ.РАСЧ2} = 1,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{РЕГ} + \gamma), \quad (4.40)$$

где $k_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей тока, равный 2;

$k_{ОДН}$ – коэффициент однотипности ТТ, равный 1;

$\varepsilon_{1,5}$ – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующему 1,5 от $I_{НОМ.ТР}$ и равный 0,1;

$$I_{НБ.РАСЧ2} = 1,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,05) = 0,615 \text{ (о.е.)}.$$

Согласно формуле (5.39):

$$I_{ДЗТ2} = 1,2 \cdot 0,615 = 0,738 \text{ (о.е.)}.$$

Коэффициент торможения второго участка согласно формуле (1.9):

$$K_{ТОРМ2} = \frac{0,738 - 0,3}{1,5 - 0,5} = 0,438.$$

2.3. Третий участок характеристики торможения ДЗТ.

Коэффициент торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ выбирается исходя из условия отстройки срабатывания защиты от расчетного тока небаланса при максимальном токе внешнего КЗ:

$$K_{ТОРМ3} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ2}}{I_{К.ТОРМ} - I_{ТОРМ2}}. \quad (4.41)$$

$$I_{К.ТОРМ} = \left(1 - \frac{k_{ПЕР} \cdot \varepsilon_{МАХ}}{2} \right) \cdot \frac{I_{К.МАКС}}{I_{Т.НОМ.ВН}}, \quad (4.42)$$

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							63
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

Согласно формуле (4.42):

$$I_{K.TOPM} = \left(1 - \frac{2,5 \cdot 0,1}{2}\right) \cdot \frac{1647}{200,8} = 7,18 \text{ (о.е.)}$$

Коэффициент торможения второго участка согласно формуле (4.41):

$$K_{ТОРМ3} = \frac{4,53 - 0,738}{7,18 - 1,5} = 0,668.$$

2.4. Проверка чувствительности ДЗТ.

Коэффициент чувствительности ДЗТ при металлическом КЗ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K.MIN} \cdot (1 - \varepsilon_{MIN})}{I_{T.HOM.BH} - I_{ДЗТ.нач}}, \quad (4.43)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1,035 \cdot 10^3 \cdot (1 - 0,1)}{200,8 - 0,3} = 4,65 \geq 2.$$

Коэффициент чувствительности по [19] должен быть не менее 2. Коэффициент чувствительности удовлетворяет нормативному. Характеристики срабатывания ДЗТ и ДТО представим на рис. 4.2. Графики на данном рисунке представлены в относительных единицах.

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		64

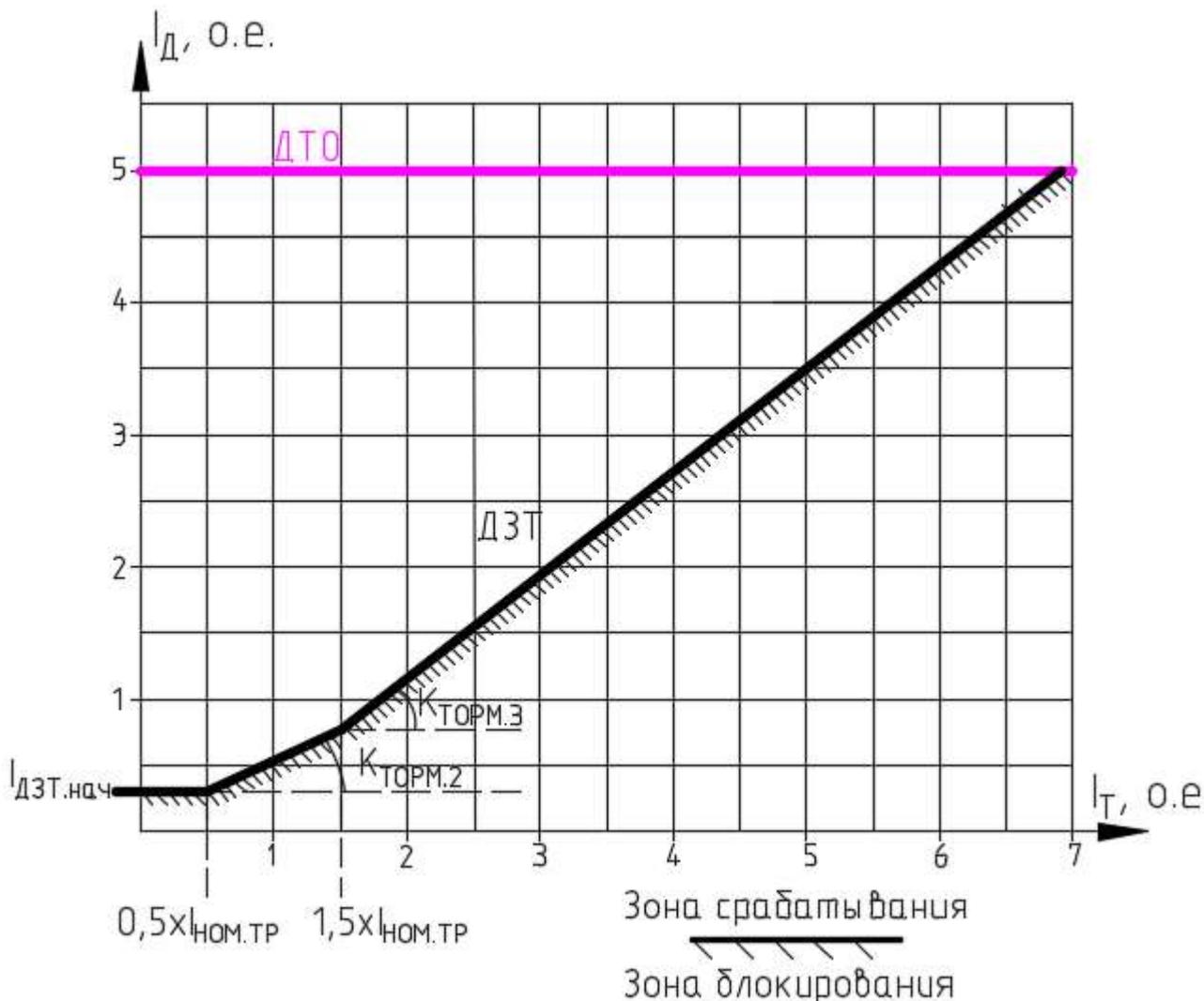


Рисунок 4.2 – Характеристики срабатывания ДЗТ и ДТО

Далее произведем расчет уставок срабатывания резервных защит согласно методике, указанной в [13]. Выбор уставок согласно допустимым диапазонам проведем согласно [7].

3. МТЗ ВН.

Ток срабатывания МТЗ по условию отстройки от тока в месте установки защиты при самозапуске двигателей определим по формуле:

$$I_{C.MT3.BH} = \frac{k_{OTC} \cdot k_{C3П}}{k_B} \cdot I_{T.MAKC.BH}, \quad (4.44)$$

$$I_{C.MT3.BH} = \frac{1,1 \cdot 1,4}{0,95} \cdot 281,1 = 423,2 \text{ (A)}.$$

Чувствительность защиты проверяется при минимальном значении тока короткого замыкания на выводах НН трансформатора (ток двухфазного КЗ):

$$k_{\text{ц}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К5.МИН}}^{(3)} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14140}{423,2} \cdot 1 = 28,9 \geq 1,5.$$

При выполнении МТЗ функций основной защиты шин при КЗ на шинах коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5. Расчетный коэффициент удовлетворяет нормативному, пуск защиты по напряжению не нужен. Защита реагирует на ТКЗ в основной зоне действия.

Согласно [10] для ТТ-110 кВ выберем первичный номинальный ток 300 А. Вторичный ток срабатывания защиты (ток срабатывания реле):

$$I_{\text{С.МТЗ.ВН.2}} = \frac{I_{\text{С.МТЗ.ВН}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{423,2 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 7,1 (\text{А}).$$

Диапазон значений уставки по току [7]: 1,00...400,00 А.

Степень селективности принимаем равной 0,3 с.

Выдержку времени защиты стороны 110 кВ отстроим от выдержки времени МТЗ ВВ 10 кВ:

$$t_{\text{МТЗ.Т.ВН}} = t_{\text{МТЗ.ВВ}} + \Delta t = 2,1 + 0,3 = 2,4 (\text{с}).$$

4. Защита от перегрузки.

Ток защиты от перегрузки выбирается из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора:

$$I_{\text{С.ЗП}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т.НОМ.ВН.МАКС}}, \quad (4.45)$$

$$I_{\text{Т.НОМ.ВН.МАКС}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН.МИН}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 96,58} = 239,1 (\text{А}).$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки по формуле (4.45):

$$I_{\text{С.ЗП}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 239,1 = 264,3 (\text{А}).$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{С.ЗП.2}} = \frac{I_{\text{С.ЗП}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{264,3 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 4,4 (\text{А}).$$

Диапазон значений уставки по току [7]: 1,00...200,00 А.

Защиту выполним с действием на сигнал. Согласно рекомендациям ФСК ЕЭС уставка по времени должна быть не менее 10 с.

5. Защита от однофазных замыканий на землю.

Уставку срабатывания ТЗНП вычислим согласно условию отстройки от токов небаланса, при трехфазных КЗ на стороне низшего напряжения рассматриваемого трансформатора:

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							66
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

$$I_{0.C.3} = k_{OTC} \cdot I_{0.HБ}, \quad (4.46)$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки, равный 1,25 [13];

$I_{0.HБ}$ – ток небаланса в нулевом проводе ТТ в установившемся режиме при рассматриваемых внешних КЗ между тремя фазами, А:

$$I_{0.HБ} = k_{HБ} \cdot I_{PACЧ}, \quad (4.47)$$

где $k_{HБ}$ – коэффициент небаланса;

$I_{PACЧ}$ – максимальное значение тока внешнего короткого замыкания за защищаемым трансформатором, приведенное к стороне ВН.

Для определения коэффициента небаланса определим отношение максимального тока внешнего трехфазного КЗ к номинальному току ТТ стороны ВН:

$$\frac{I_{KЗ.ВНЕШ}}{I_{1.НОМ.ТТ.ВН}} = \frac{1647}{300} = 5,49.$$

Определим отношение максимального тока внешнего трехфазного КЗ на стороне НН к току предельной кратности ТТ стороны ВН ($15 \cdot I_{1.НОМ.ТТ.ВН}$):

$$\frac{I_{KЗ.ВНЕШ}}{15 \cdot I_{1.НОМ.ТТ.ВН}} = \frac{1647}{15 \cdot 300} = 0,366.$$

При кратностях, не превосходящих значение 0,7...0,8 по отношению к предельной кратности ТТ принимают значение коэффициента небаланса из диапазона 0,05...0,1 [13]. Принимаем равным 0,1. Тогда ток небаланса по формуле (4.47):

$$I_{0.HБ} = 0,1 \cdot 1647 = 164,7 \text{ (А)}.$$

По формуле (4.46):

$$I_{0.C.3} = 1,25 \cdot 164,7 = 205,9 \text{ (А)}.$$

Вторичный ток срабатывания защиты (ток срабатывания реле):

$$I_{0.C.3.2} = \frac{I_{0.C.3}}{n_T} = \frac{205,9 \cdot 5}{300} = 3,4 \text{ (А)}.$$

Коэффициент чувствительности защиты от ОЗЗ определяют при однофазном КЗ в конце смежных воздушных линий [13]. Необходимо учесть наименьшее значение данного тока, которое достигается при минимальном режиме работы сети. Расчет тока однофазного КЗ производится без учета активных составляющих сопротивлений элементов.

Суммарные значения сопротивлений прямой и обратной последовательностей системы и линии:

$$x_{K4(1)} = x_{K4(2)} = \left((X_{C1.МИН} + X_{W2.1})^{-1} + (X_{C2.МИН} + X_{W2.2})^{-1} \right)^{-1} + X_{W2} = 13,161 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление нулевой последовательности системы принимаем из соотношения $X_0/X_1=2,5$. Для одноцепной линии с грозозащитным тросом $X_{0.ВЛ}/X_{1.ВЛ}=3$. Суммарное сопротивление нулевой последовательности в конце линии:

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							67
Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата		

$$x_{K4(0)} = \left(\left(X_{C1.MИH(0)} + X_{W2.1(0)} \right)^{-1} + \left(X_{C2.MИH(0)} + X_{W2.2(0)} \right)^{-1} \right)^{-1} + X_{W2(0)};$$

$$x_{K4(0)} = \left((27,55 + 18,23)^{-1} + (36,74 + 30,38)^{-1} \right)^{-1} + 9,11 = 36,27 \text{ (Ом)}.$$

Ток нулевой последовательности в месте установки защиты при металлическом КЗ на землю одной из фаз в конце ВЛ:

$$I_{0.3} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot x_{1.K4} + x_{0.K4})} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 13,161 + 36,327)} = 1,014 \text{ (кА)}.$$

Проверим чувствительность защиты ТНЗП с учетом утроенного значения тока нулевой последовательности [13]:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3I_{0.3}}{I_{0.C.3}}; \quad (4.48)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot 1014}{164,7} = 14,77 > 1,2.$$

В соответствии с [13] коэффициент чувствительности требуется обеспечить не менее 1,2.

ТНЗП трансформатора необходимо согласовать с защитами от многофазных КЗ на стороне НН рассматриваемого трансформатора:

$$t_{\text{ТНЗП}} = t_{\text{МТЗ.ВВ}} + \Delta t = 2,1 + 0,3 = 2,4 \text{ (с)}.$$

4.7 Расчет уставок устройств РЗА питающей ВЛЭП 110 кВ

Рассчитываемые виды РЗА представлены в табл. 2.9.

1. Дистанционная защита.

В выбранных МП терминалах защит реализована трехступенчатая ДЗ от междуфазных КЗ. Особенности расчета ДЗ данного терминала для одиночных ВЛ 110 кВ с двусторонним питанием рассмотрены в п.6 из [4].

Для одиночных линий с двусторонним питанием параметры рассчитываются по рис.6.1, а [4]. Изобразим расчетную схему участка сети на рис. 5.3.

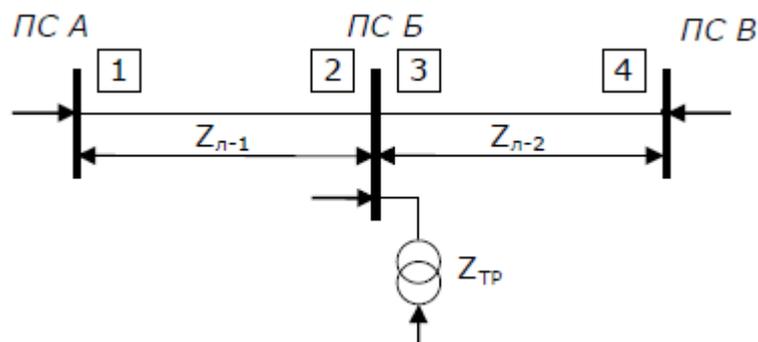


Рисунок 4.3 – Схема участка сети для расчета ДЗ

Согласно табл. 6.1 из [4] сопротивление срабатывания первой ступени рассчитывается по выражению (4.49):

$$Z_{C.3.1}^I = \frac{Z_{ВЛ1.1}}{1 + \beta + \delta}, \quad (4.49)$$

где β – коэффициент, учитывающий погрешности ТТ и ТН и терминала ДЗ в сторону увеличения защищаемой зоны, равный 0,05 [4];

δ – коэффициент, учитывающий погрешность, вызванную неточностью расчета первичных электрических величин, равный 0,1 [4];

$Z_{ВЛ}$ – сопротивление защищаемой линии;

Полное сопротивление линий W1:

$$Z_{ВЛ1.1} = L_{W1.1} \cdot (r_0 + jx_0) = 15 \cdot (0,12 + j0,405) = 1,8 + j6,075 \text{ (Ом)};$$

$$Z_{ВЛ1.2} = L_{W1.2} \cdot (r_0 + jx_0) = 15 \cdot (0,12 + j0,405) = 1,8 + j6,075 \text{ (Ом)};$$

$$Z_{ВЛ1} = L_{W1} \cdot (r_0 + jx_0) = 7,5 \cdot (0,12 + j0,405) = 0,9 + j3,038 \text{ (Ом)}.$$

Активное и полное сопротивления силового трансформатора:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot (U_{CP.HOM.HH})^2}{(S_{T.HOM})^2}; \quad (4.50)$$

$$R_T = \frac{172 \cdot 10^3 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 1,422 \text{ (Ом)}.$$

$$Z_T = R_T + jX_T = 1,422 + j34,716 = 34,745 \cdot e^{j87,66^\circ} \text{ (Ом)}.$$

Определим абсолютную величину сопротивления первой ступени ДЗ обеих ВЛЭП:

$$Z_{C.3.1}^I = \frac{1,8 + j6,075}{1 + 0,05 + 0,1} = 1,565 + j5,283 = 5,51 \cdot e^{j73,496^\circ} \text{ (Ом)};$$

$$Z_{C.3.3}^I = \frac{1,8 + j6,075}{1 + 0,05 + 0,1} = 1,565 + j5,283 = 5,51 \cdot e^{j73,496^\circ} \text{ (Ом)}.$$

Проверка чувствительности первой ступени по условию табл.6.1 [4] не требуется.

Для группы однофазных ТН-110 кВ (условимся, что установлена группа однофазных ТН типа 3хЗНОГ-110У1) номинальное первичное напряжение составляет $110000/\sqrt{3}$ В, а вторичное номинальное напряжение принимаем равным $100/\sqrt{3}$ В.

Максимальный ток ВЛ был рассчитан ранее:

$$I_{РАБ.МАКС.ВЛ} = 413,33 \text{ (А)}.$$

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		69

Для ТТ 110 кВ выбираем согласно [10] первичный номинальный ток 450 А. Определим вторичное значение сопротивления срабатывания 1 ступени ДЗ:

$$Z_{C.3.1.ВТОР}^I = Z_{C.3.1} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 5,51 \cdot \frac{100 \cdot \sqrt{3} \cdot 450}{110000 \cdot \sqrt{3} \cdot 5} = 0,451 (\text{Ом}).$$

Угол максимальной чувствительности 1 ступени ДЗ составляет $73,496^\circ$.

В выбранных МП терминалах характеристики срабатывания первой ступени ДЗ могут быть выставлены в виде окружности [5]. Расчет параметров 1 ступени ДЗ можно считать окончанным.

Определим сопротивление срабатывания 3 ступени, согласно [4]:

$$Z_{C.3.1}^{III} = \frac{Z_{САМОЗАП}}{k_H \cdot k_B \cdot \cos(\varphi_{3.СТ} - \varphi_{РАБ})}, \quad (4.51)$$

где $Z_{САМОЗАП}$ – минимальное значение первичного сопротивления в месте установки защиты в условиях самозапуска двигательной нагрузки;

$\varphi_{3.СТ}$ – угол максимальной чувствительности 3 ступени ДЗ, совпадает с углом максимальной чувствительности 1 ступени, $73,496^\circ$;

k_B – коэффициент возврата дистанционных органов, равный 1,1 [5];

k_H – коэффициент надежности, равный 1,2 [4].

Определим минимальное сопротивление в условиях самозапуска:

$$Z_{САМОЗАП} = \frac{U_{МИН}}{\sqrt{3} \cdot k_{САМОЗАП} \cdot I_{РАБ.МАКС.ВЛ}}, \quad (4.52)$$

где $U_{МИН}$ – минимальное значение первичного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска (примем равным 0,8...0,9 от среднего номинального);

$k_{САМОЗАП}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока самозапуска ЭД.

Коэффициент принимаем равным согласно исходным данным ($k_{C.3}=1.4$)

Минимальное сопротивление в условиях самозапуска:

$$Z_{САМОЗАП} = \frac{0,8 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,3 \cdot 413,33} = 98,85 (\text{Ом}).$$

В составе нагрузки есть ЭД с $\cos\varphi=0,88$, следовательно, в нормальном режиме угол не может превысить $27,127^\circ$.

$$Z_{C.3.1}^{III} = \frac{98,85}{1,2 \cdot 1,1 \cdot \cos(73,496^\circ - 27,127^\circ)} = 256,47 (\text{Ом}).$$

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							70
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

Определим выдержку времени 3 ступени ДЗ по условию отстройки от выдержки времени МТЗ силового трансформатора (ступень селективности примем равной 0,3 с):

$$t_{3.СТ.ДЗ} = t_{МТЗ.Т} + \Delta t = 2,4 + 0,3 = 2,7 \text{ (с)}.$$

В выбранных МП терминалах характеристики срабатывания 2 и 3 ступеней ДЗ изображаются в виде четырехугольника [4]. Определим параметры для построения.

Определим уставку по оси X характеристики 3 ступени:

$$X_{C.3.1}^{III} = Z_{C.3.1}^{III} \cdot \sin(\varphi_{3.СТ}) = 256,47 \cdot \sin(73,496^\circ) = 245,9 \text{ (Ом)}.$$

Уставку по оси R характеристики определим из условия защиты при КЗ в конце линии при двухфазном КЗ в минимальном режиме работы через максимально-возможное сопротивление дуги. Сопротивление дуги в начальный момент равно:

$$r_{Д} = \frac{\Delta U_{Д}}{I_{КЗ.МИН}^{(2)}}, \quad (4.53)$$

где $\Delta U_{Д}$ – падение напряжения на дуге, кВ;

$I_{КЗ.МИН}^{(2)}$ – ток в минимальном режиме работы системы при двухфазном коротком замыкании в конце линии (точка КЗ);

$$I_{КЗ.МИН}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ.МИН}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,638 = 5,749 \text{ (кА)}.$$

Определим возможное падение напряжения на дуге:

$$\Delta U_{Д} = 1,05 \cdot l, \quad (4.54)$$

где l – длина дуги с учетом ее раздувания за время действия защиты, м, начальная длина которой равна 6,0 м (расстояние между фазными проводами).

$$\Delta U_{Д} = 1,05 \cdot 6 = 6,3 \text{ (кВ)}.$$

Определим сопротивление дуги в начальный момент:

$$r_{Д} = \frac{\Delta U_{Д}}{I_{КЗ.МИН}^{(2)}} = \frac{6,3}{5,749} = 1,096 \text{ (Ом)}.$$

Определим сопротивление дуги с учетом ее увеличения (раздувания):

$$r_{Д.МАКС.3.СТ} = \left(1 + \frac{5 \cdot v \cdot t_{С.Д}}{l} \right) \cdot r_{Д}; \quad (4.55)$$

где l – начальная длина дуги, равная 6 м (расстояние между фазными проводами);

v – скорость ветра, примем равной 5 м/с;

$t_{С.Д}$ – время существования дуги (выдержка времени 3 ступени), 2,7 с.;

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							71
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

$$r_{Д.МАКС.3.СТ} = \left(1 + \frac{5 \cdot v \cdot t_{С.Д}}{l}\right) \cdot r_{Д} = \left(1 + \frac{5 \cdot 5 \cdot 2,7}{6}\right) \cdot 1,096 = 13,43 \text{ (Ом)}.$$

Определим уставку по оси R характеристики 3 ступени:

$$R_{С.3.1}^{III} = R_{ВЛ} + r_{Д.МАКС.3.СТ} - \frac{X_{ВЛ}}{\operatorname{tg}(\varphi_{3.СТ})} = 13,43 \text{ (Ом)}.$$

Согласно [4] угол наклона нижней части характеристики принимаем равным 5° , угол наклона левой части характеристики – 105° .

Для оценки чувствительности 3 ступени ДЗ изобразим на комплексной координатной плоскости схему сети и характеристику 1 и 3 ступеней ДЗ (см. рис.4.5 и рис.4.6 соответственно). Для представления на комплексной плоскости кабельной линии и трансформатора 10/0,4 кВ приведем их параметры к стороне 110 кВ. Коэффициент трансформации: $k_T = 10,95$.

Определим параметры трансформатора 10/0,4 кВ и кабельной линии к РП, приведенные к стороне 110 кВ:

$$Z_{КЛ/110} = L_{КЛ} \cdot (r_0 + jx_0) \cdot (k_T)^2;$$

$$Z_{КЛ/110} = 1,3 \cdot (0,167 + j0,077) \cdot (10,95)^2 = 13,021 + j6,004 \text{ (Ом)}.$$

$$Z_{Т2/110} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{(U_{НОМ.ВН})^2}{S_{НОМ}} = \frac{7}{100} \cdot \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{4000 \cdot 10^3} = 231,44 \text{ (Ом)}.$$

Согласно [10] сопротивление срабатывания второй ступени для рис.6.1, а определяется по формулам (3) и (5) из табл.6.1 [4].

Токораспределение по участкам электросети, а также условия определения коэффициентов приведены на рис. 4.4.

Определим коэффициенты токораспределения в точках К1 и К2 при помощи значений токов КЗ, найденных в программе ТоКо. При расчете тока при КЗ в точке К1 ВЛЭП W2 будет разорвана со стороны сети питания С2, а при расчете тока при КЗ в точке К2 приведем значение ТКЗ за трансформатором к стороне ВН и обе линии будут в работе.

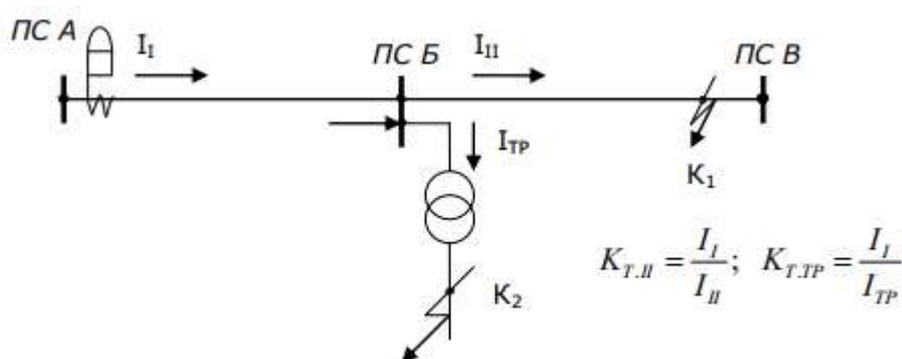


Рисунок 4.4 – Определение коэффициента токораспределения

Значения токов I_1 , I_2 и I_{TP} , рассчитанные в программе ТоКо при КЗ в точках К1 и К2:

$$I_1 = 2,851(\text{кА});$$

$$I_2 = 2,912(\text{кА});$$

$$I_{TP} = 1,211(\text{кА}).$$

Определим коэффициент токораспределения (см. рис.4.4):

$$k_{T.II} = \frac{I_I}{I_{II}} = \frac{2851}{2912} = 0,979;$$

$$k_{T.TP} = \frac{I_I}{I_{TP}} = \frac{2851}{1211} = 2,354.$$

Определим сопротивление срабатывания второй ступени ДЗ первой линии по условию согласования с первой ступенью:

$$Z''_{C.3.1} \leq \frac{Z_{W1.1} + \frac{1-\alpha}{k_{T.II}} \cdot Z^I_{C.3.3}}{1 + \beta + \delta}, \quad (4.56)$$

где α – коэффициент, учитывающий погрешности ТТ и ТН терминала ДЗ в сторону уменьшения защищаемой зоны, равный 0,1 [4];

$Z^I_{C.3.3}$ – сопротивление срабатывания комплекта первой ступени ДЗ защиты №3 (см. рис. 7.3), равный;

$$Z''_{C.3.1} = \frac{6,336 \cdot e^{j73,496^0} + \frac{1-0,1}{1} \cdot 5,51 \cdot e^{j73,496^0}}{1 + 0,05 + 0,1} = 9,914 \cdot e^{j73,496^0} (\text{Ом}).$$

Чувствительность второй ступени по первому условию [4]:

$$\frac{Z_{W1.2}}{Z_{W1.1}} \geq 0,6 \cdot k_{T.II}; \quad (4.57)$$

$$\frac{6,336 \cdot e^{j73,496^0}}{6,336 \cdot e^{j73,496^0}} \geq 0,6 \cdot 0,979;$$

$$1 \geq 0,587.$$

Нормативная чувствительность выполняется.

Определим сопротивление срабатывания второй ступени ДЗ первой линии по условию отстройки от КЗ на шинах с трансформатором со стороны низшего напряжения (см. рис.4.4):

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		73

$$Z''_{C.3.1} \leq \frac{Z_{W1.1} + \frac{Z_{TP} + Z_{W1}}{k_{T,TP}}}{1 + \beta + \delta}; \quad (4.58)$$

$$Z''_{C.3.1} = \frac{6,336 \cdot e^{j73,496^0} + \frac{34,745 \cdot e^{j87,66^0} + 3,168 \cdot e^{j73,496^0}}{2,354}}{1 + 0,05 + 0,1} = 19,38 \cdot e^{j82,818^0} \text{ (Ом)}.$$

Чувствительность второй ступени ДЗ по второму условию:

$$\frac{(Z_{TP} + Z_{W1})}{Z_{W1.1}} \geq 0,47 \cdot k_{T,TP}; \quad (4.59)$$

$$5,484 \geq 1,106.$$

Нормативная чувствительность выполняется.

Из двух условий определяющим будет условие с наименьшим значением сопротивления, т.е. первое:

$$Z''_{C.3.1} = 9,914 \cdot e^{j73,496^0} \text{ (Ом)}.$$

Определим уставку по оси X характеристики 2 ступени:

$$X''_{C.3.1} = Z''_{C.3.1} \cdot \sin(\varphi_{2,CT}) = 9,914 \cdot \sin(73,496^0) = 9,505 \text{ (Ом)}.$$

Определим сопротивление дуги с учетом ее увеличения (время срабатывания второй ступени примем равным 0,1 с):

$$r_{Д.МАКС.2.СТ} = \left(1 + \frac{5 \cdot v \cdot t_{C.Д}}{l}\right) \cdot r_{Д} = \left(1 + \frac{5 \cdot 5 \cdot 0,1}{6,0}\right) \cdot 1,096 = 1,553 \text{ (Ом)}.$$

Определим уставку по оси R характеристики 2 ступени:

$$R''_{C.3.1} = R_{ВЛ1.1} + r_{Д.МАКС.2.СТ} - \frac{X_{ВЛ1.1}}{\operatorname{tg}(\varphi_{2,CT})} = 1,8 + 1,553 - \frac{6,075}{\operatorname{tg}(73,496^0)} = 1,553 \text{ (Ом)}.$$

Характеристику срабатывания второй ступени ДЗ также изобразим на рис.4.5. Для большей наглядности характеристики 1 и 2 ступеней на рис.4.6 изображать не будем.

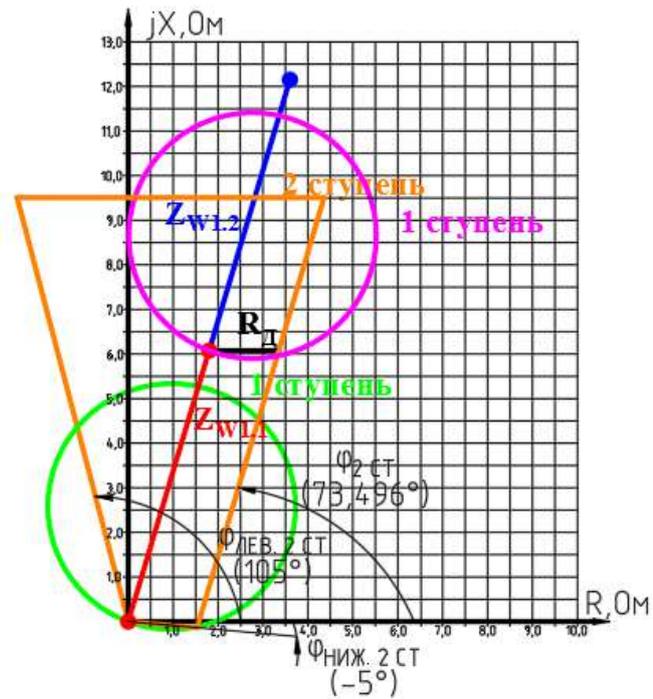


Рисунок 4.5 – Характеристика срабатывания 1 и 2 ступеней ДЗ линии W1

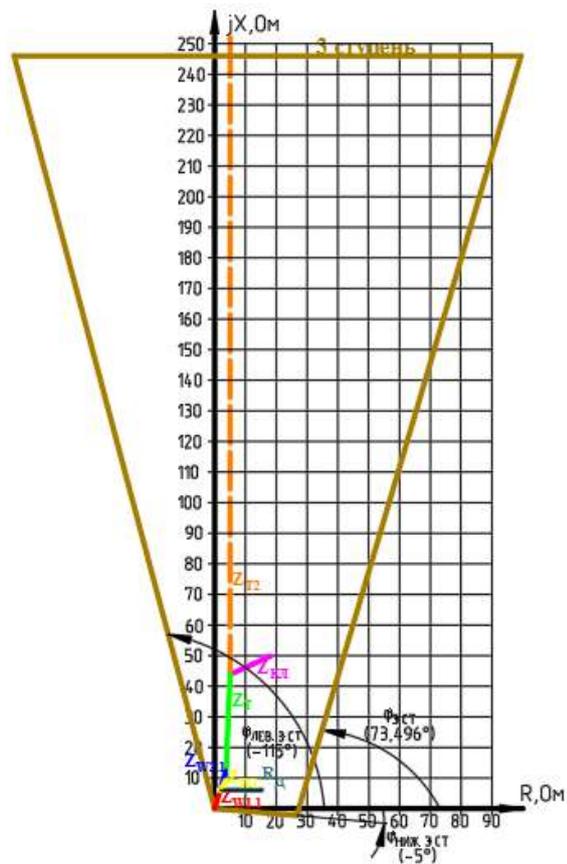


Рисунок 4.6 – Характеристика срабатывания 3 ступени ДЗ линии W1

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2. Токовая отсечка.

Ток срабатывания отсечки ВЛ найдем по условию отстройки от максимального ТКЗ на обоих концах ВЛЭП W1. Расчет произведем в программе ТоКо при КЗ в точке К1 при питании от С2 и при КЗ в точке К2 при питании от С1. Коэффициент отстройки примем равным 1,1:

$$I_{K1.МАКС(C2)}^{(3)} = 2,836 \cdot 10^3 \text{ (кА)};$$

$$I_{K2.МАКС(C1)}^{(3)} = 3,157 \cdot 10^3 \text{ (кА)};$$

$$I_{C.O} = k_{ОТС} \cdot \max(I_{K1.МАКС(C2)}^{(3)}; I_{K2.МАКС(C1)}^{(3)}) = 1,1 \cdot 3,157 \cdot 10^3 = 3,473 \text{ (кА)}.$$

Определим вторичный ток срабатывания отсечки (ток срабатывания реле):

$$I_{C.O.ВЛ.ВТОР} = \frac{I_{C.O}}{n_{Т.ВЛ}} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{3473 \cdot 5}{450} \cdot 1 = 38,6 \text{ (А)}.$$

Диапазон уставок по току согласно [5]: 0,40...200,00 А. Время срабатывания принимаем минимально возможное [5]: 0,01 с.

Определим зону действия отсечки (без учета активных составляющих сопротивлений системы и линии):

$$X_{ОТС\%} = \frac{100}{(X_{W1.1} + X_{W1.2})} \cdot \left(\frac{E_C}{I_{C.O}} - X_C \right), \quad (4.59)$$

где $X_{ОТС\%}$ – зона действия отсечки в процентах от сопротивления защищаемой линии;

$X_{W1.1}, X_{W1.2}$ – индуктивные составляющие сопротивления защищаемой линии W1, равные 6,075 Ом каждая;

X_C – сопротивления системы (С1) при работе в максимальном и минимальном режимах, равные соответственно 9,446 и 11,021 Ом;

$$X_{ОТС\%.МАКС} = \frac{100}{2 \cdot 6,075} \cdot \left(\frac{115 \cdot 10^3}{3,473 \cdot 10^3} - 9,446 \right) = 194,8\% ;$$

$$X_{ОТС\%.МИН} = \frac{100}{2 \cdot 6,075} \cdot \left(\frac{115 \cdot 10^3}{3,473 \cdot 10^3} - 11,021 \right) = 181,9\% .$$

Согласно [12] рекомендуется применять отсечку, если ее зона охватывает не менее 20% защищаемой линии.

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							76
Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата		

5. Проверка на допустимую погрешность трансформатора тока

Необходимо произвести проверку на допустимую погрешность трансформатора тока на стороне низкого напряжения силового трансформатора проектируемой подстанции.

Максимальный рабочий через выключатель стороны НН трансформатора равен току при 40% перегрузке:

$$I_{РАБ.МАКС} = I_{Т.МАКС.НН} = 3079(\text{А}).$$

Коэффициент трансформации выбрали ранее: 4000/5.

Значение ударного тока при КЗ на стороне НН трансформатора (точка К5):

$$i_{УД.К5} = 52,51(\text{кА}).$$

Согласно данным каталога [10] ток электродинамической стойкости составляет:

$$i_{ДИН} = 152,5(\text{кА}).$$

$$i_{ДИН} \geq i_{УД}.$$

Условие электродинамической стойкости ТТ выполняется.

Определим расчетное значение количественной оценки степени термического воздействия тока КЗ по формуле (4.10). При выдержке времени МТЗ ВВ равной 2,6 с импульс тока КЗ в точке К5 будет равен:

$$B_{К.РАСЧ} = 52,51^2 \cdot (2,1 + 0,075) = 876,1(\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

По каталогу выключателя на стороне НН трансформатора [1] номинальный тепловой импульс по формуле (3.9) будет равен:

$$B_{К.КАТ} = I_{ТЕРМ}^2 \cdot t_{ТЕРМ.В} = (61 \cdot 10^3)^2 \cdot 3 = 11160(\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$B_{К.КАТ} \geq B_{К.РАСЧ}.$$

Условие термической стойкости ТТ выполняется.

Расчетные значения сопротивления нагрузки для обмоток ТТ определим по формуле (5.1):

$$Z_{НАГР} = Z_{РЕЛЕ} + 2 \cdot Z_{ПРОВ} + Z_{КОНТ}, \quad (5.1)$$

где $Z_{РЕЛЕ}$ – сопротивление МП терминала, которое определяется по потребляемой мощности от ТТ, Ом;

$Z_{ПРОВ}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом;

$Z_{КОНТ}$ – сопротивления переходных контактов, равное 0,05 Ом [20].

Сопротивление МП терминала определяется по потребляемой мощности от ТТ, которая по данным [6] составляет 0,5 ВА при номинальном вторичном токе 5А. Следовательно:

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		77

$$Z_{РЕЛЕ} = \frac{S_{МП.ПОТР}}{(I_{2.НОМ.ТТ})^2}; \quad (5.2)$$

$$Z_{РЕЛЕ} = \frac{0,5}{(5)^2} = 0,02 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление соединительных проводов определим согласно [20]:

$$Z_{ПРОВ} = \frac{\rho \cdot l_{РАСЧ}}{q}, \quad (5.3)$$

где ρ – удельное сопротивление меди, равное $0,0175 \text{ (Ом)} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;

$l_{РАСЧ}$ – расчетная длина проводов, согласно [20] для ячеек КРУ принимается из диапазона $4 \dots 6$ м, принимаем равной 5 м;

q – минимальное сечение по условию механической прочности для меди, принимаемое равным $2,5 \text{ мм}^2$ [20];

$$Z_{ПРОВ} = \frac{0,0175 \cdot 5}{2,5} = 0,035 \text{ (Ом)}.$$

По формуле (5.1):

$$Z_{НАГР} = 0,02 + 2 \cdot 0,035 + 0,05 = 0,14 \text{ (Ом)}.$$

По данным [10] для выбранного ТТ предельная кратность обмотки для защиты при номинальном вторичном токе равна 20 . Номинальная вторичная нагрузка обмотки для защиты равна 15 ВА , следовательно, ее сопротивление:

$$Z_{НОМ} = \frac{15}{(5)^2} = 0,6 \text{ (Ом)}.$$

Допустимая кратность определяется по формуле (5.4):

$$k_{ДОП} = k_{НОМ} \cdot \frac{Z_{НОМ}}{Z_{НАГР}}; \quad (5.4)$$

$$k_{ДОП} = k_{НОМ} \cdot \frac{Z_{НОМ}}{Z_{НАГР}} = 10 \cdot \frac{0,6}{0,14} = 42,86.$$

Расчетную кратность определим по формуле (5.5):

$$k_{РАСЧ} = \frac{I^{(3)}_{К5.МАКС}}{I_{1.НОМ.ТТ}}; \quad (5.5)$$

$$k_{РАСЧ} = \frac{20070}{4000} = 5,02.$$

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		78

$$k_{\text{ДОП}} \geq k_{\text{РАСЧ}}.$$

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

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							79
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

6. Система регистрации аварийных событий (РАС)

Система регистрации аварийных событий (РАС) предъявляет следующие требования:

– требования к условиям пуска:

РАС должен обеспечивать следующие возможности пуска:

- автоматически
- по заданным условиям;
- по команде оператора.

– требования к параметрам записи:

Параметры длительности записи одной осциллограммы (доаварийного и послеаварийного режимов), а также значение времени блокировки от длительного пуска должны задаваться оператором.

- требования к регистрации сигналов аналоговых величин;
- требования к регистрации дискретных сигналов;
- требования к выходным контактам в цепях сигнализации постоянного тока;
- требования к электропитанию:

Требования к электропитанию разработаны на основании ГОСТ Р 51317.4.17-2000, ГОСТ Р 51317.6.5-2006.

– требования к обмену информацией с обособленными системами ПС и вышестоящими уровнями управления:

РАС должен иметь возможность преобразования данных регистрации в стандартный формат COMTRADE, установленный действующими нормативными документами ПАО «Россети», с учетом требований СТО 59012820.29.020.006-2015.

- требования к информационной безопасности;
- требования к функции самоконтроля (самодиагностики) и сигнализации;
- требования к резидентному (встроенному) ПО;
- требования к прикладному (пользовательскому) ПО;
- требования к надежности;

Требования к надежности разработаны на основании ГОСТ 27.003-90.

– требования электробезопасности:

Требования к электробезопасности разработаны на основании ГОСТ 12.2.007.0-75.

– требования пожаробезопасности:

Требования пожаробезопасности согласно ГОСТ 12.1.004-91 должны обеспечиваться применением материалов, не поддерживающих горение. Испытания на пожароопасность РАС должны проводиться в соответствии с РД 34.35.310-97, п. 4.8, с учетом: ГОСТ 12.1.004-91; ГОСТ 12.2.007.0-75; ГОСТ 27483-87; ГОСТ 27484-87; ГОСТ 27924-88 и № 123-ФЗ, глава 32.

– общие требования к конструкции:

Требования к конструктивному исполнению согласно РД 34.35.310-97 и СТО 56947007-29.120.70.042-2010.

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							80
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

- требования устойчивости к климатическим воздействиям:
Требования устойчивости к климатическим воздействиям согласно ГОСТ 15543.1-89.
- требования устойчивости к механическим воздействиям:
Требования устойчивости к механическим воздействиям согласно ГОСТ 17516.1-90.
- требования к диэлектрическим свойствам:
Требования к диэлектрическим свойствам согласно ГОСТ ИЕС 60255-5-2014.
- требования к электромагнитной совместимости:
Требования к электромагнитной совместимости РАС согласно ГОСТ Р 51317.6.5-2006, СТО 56947007-29.240.044-2010 и письму АО «Центр инжиниринга и управления строительством» от 24.09.2013 № Ц0/ИД/1009
- требования к технической документации.

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
							81
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе курсового проекта спроектирована защита понизительной подстанции 110/10 кВ. Произведен выбор схем соединения ОРУ-110 кВ и КРУ-10 кВ согласно нормам ФСК ЕЭС. Произведен выбор силовых трансформаторов и трансформаторов собственных нужд. Выбраны марки и сечения проводов воздушных и кабельных линий. Рассчитаны токи нагрузки и токи короткого замыкания при работе сети в максимальном и минимальном режимах.

Произведен выбор автоматических выключателей на сторонах 110, 10 и 0,4 кВ проектируемой подстанции и РП.

Установлены цифровые устройства микропроцессорной релейной защиты фирмы-изготовителя НТЦ «Механотроника», а также выбрана расстановка терминалов на территории проектируемой подстанции, РП и питающей линии существующей подстанции.

Рассчитаны уставки срабатывания, проверена чувствительность защит устройств, установленных на каждом объекте проектируемой подстанции.

Трансформаторы тока на стороне НН силового трансформатора проверены на допустимую погрешность.

						ПЗ-572.13.03.02.2020.092 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		82

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Вакуумные выключатели среднего напряжения с механическим управлением серии VD4. Каталог продукции. ООО «АББ», 2016 г. – 4 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.abb.com>.
2. Выключатели элегазовые серии ВГТ на 35, 110 и 220 кВ. Каталог продукции. ЗАО «Энергомаш», 2018 г. – 24 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.energomash.ru>.
3. Гайсаров Р.В., Лисовская И.Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2009. – 59 с.
4. Линии электропередач 35-220 кВ. Дистанционная защита. Расчет уставок. Методические указания: СТО ДИВГ-048-2014 / А.Л. Соловьев, М.Г. Пирогов, Е.В. Илюхин. – СПб. : ПЭИПК, 2014 г. – 57 с.
5. Микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики воздушных линий 110-220 кВ типа ТОР 300 ДФЗ и ТОР 300 КСЗ. Каталог продукции, 2020 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.relematika.ru/produkty/zashita_liniu_35_220.
6. Микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики 6-35 кВ типа ТОР-200. Каталог продукции, 2020 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.relematika.ru/produkty/terminal_rza_tor_200/tor_200.
7. Микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики трансформаторов типа ТОР-300-ДЗТ и ТОР-300-РЗТ. Каталог продукции, 2020 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.relematika.ru/produkty/zaschity_transformatorov
8. Новые низковольтные воздушные автоматические выключатели. Каталог Еmax 2, 2017 г. – 300 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.abb.ru/lowvoltage>.
9. Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ: СТО 56947007-29.240.10.028-2009 / А.Н. Крюков. – М. : Стандартинформ, 2009 г. – 53 с.
10. ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Каталог продукции. 2018 г. – 274 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.czt.ru/products.html>.
11. ООО «НТЦ «Механотроника». Терминалы релейной защиты синхронных и асинхронных электродвигателей 6-10 кВ. Расчет уставок: СТО ДИВГ-046-2015. – СПб: 2017. – 73 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.mtrele.ru/shop/relejnaya-zashhita>.
12. Правила устройства электроустановок. Шестое и седьмое издания (все действующие разделы с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 августа 2008 года) – М.: КНОРУС, 2018 г. –487 с.: ил.
13. Понижающие трансформаторы 35-220 кВ. Резервные защиты. Расчет уставок. Методические указания: СТО ДИВГ-056-2016 / А.Л. Соловьев, Е.А. Сельков. – СПб. : ПЭИПК, 2015 г. – 37 с.
14. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / под ред. М.А. Шабад. – изд. 4-е, перераб. и доп. – СПб: ПЭИПК, 2012 – 350 с., ил.

						13.03.02.2020.092.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		83

15. Расчет токов короткого замыкания в электрических системах: учебное пособие / Ю.В. Коровин, Е.И. Пахомов, К.Е. Горшков – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011 г. – 114 с.
16. Релейная защита распределительных сетей 6-10 кВ. Расчет уставок. Методические указания: СТО ДИВГ-059-2017 / А.Л. Соловьев, И.В. Иванов, Е.А. Сельков. – СПб. : ПЭиПК, 2015 г. – 37 с.
17. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012 г. – 376 с., ил.
18. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения: СТО 56947007-29.240.30.010-2008 / В.Н. Подьячев. – М. : Энергосетьпроект, 2009. – 53 с.
19. Трансформаторы и автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания: СТО ДИВГ-055-2013 / А.Л. Соловьев, О.Г. Захаров, Е.А. Сельков. – СПб. : ПЭиПК, 2013 г. – 58 с.
20. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеев. – 4-е изд., стер. М: Академия, 2008. – 448 с.

						13.03.02.2020.092.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		84