

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«ЮЖНО–УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт
Кафедра «Электрические станции, сети и системы
электрообеспечения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА
Рецензент

_____/_____/_____
_____ 2017 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

_____/И.М.Кирпичникова /_____
_____ 2017 г.

Выбор и расчет уставок релейной защиты ответвительной
подстанции 110/10 кВ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ–13.03.02.2017.1413 ПЗ ВКР

Руководитель работы

_____/Ю.В.Коровин/
к.т.н., доцент кафедры ЭССиСЭ
_____ 2017 г.

Автор работы

Студент группы П–472

_____/А.В.Мишин/
_____ 2017 г.

Нормоконтролёр

_____/Ю.В.Коровин /
к.т.н., доцент кафедры ЭССиСЭ
_____ 2017 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(национальный исследовательский университет)

Институт Политехнический
Факультет Энергетический
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____/И.М. Кирпичникова/
_____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Мишина Александра Владимировича

(Ф. И.О. полностью)

Группа П – 472

1. Тема выпускной квалификационной работы

Выбор и расчет уставок релейной защиты ответвительной подстанции 110/10 кВ

утверждена приказом по университету от 28 апреля 2017 г. № 835

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к работе

1. Схема подключения проектируемой подстанции 110/10 кВ.

2. Мощность КЗ на шинах существующей подстанции 1300(1000) МВА в максимальном режиме, 1100(800) МВА в минимальном режиме.

3. Параметры воздушной линии W1(W2) (номинальное напряжение – 110 кВ, длина 40(50) км); Максимальная транзитная мощность 70 МВА

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

а. Трансформатор 10,5/0,4 кВ (Мощность – 1 МВА, кол-во – 4)

б. Асинхронный двигатель АД4 (Активная мощность – 800 кВт, кол-во– 4, cosφ=0,89; КПД 96%, коэффициент пуска 5,3.)

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

1. Схема главных электрических соединений подстанции (чертеж формата А1)

2. Схема размещения устройств релейной защиты и автоматики (чертеж формата А1)

3. Схема подключения устройства релейной защиты и автоматики силового трансформатора проектируемой подстанции (чертеж формата А1)

4. Схема подключения устройства релейной защиты и автоматики электродвигателя 10 кВ на проектируемой подстанции (чертеж формата А1)

5. Схема подключения терминала защиты воздушной линии 110 кВ (чертеж Формата А1)

Всего 5 листов

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 _____

Руководитель Коровин Ю.В. _____
(подпись)

Задание принял к исполнению _____
(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Выбор силовых трансформаторов;	06.02.17 – 17.02.17	
Выбор схем распределительных устройств;	18.02.17 – 28.02.17	
Выбор режимов заземления нейтрали;	01.03.17 – 10.03.17	
Выбор оперативного тока и трансформаторов собственных нужд;	11.03.17 – 20.03.17	
Выбор проводов воздушных линий;	21.03.17 – 31.03.17	
Расчет токов короткого замыкания;	01.04.17 – 10.04.17	
Выбор и проверка коммутационной аппаратуры;	11.04.17 – 20.04.17	
Выбор видов защит объектов подстанции 110/10 кВ;	21.04.17 – 30.04.17	
Выбор типоразмера защит для объектов проектируемой подстанции;	01.05.17 – 05.05.17	
Расчет уставок защит;	05.05.17 – 11.05.17	
Проверка на допустимую погрешность трансформаторов тока	11.05.17 – 13.05.17	
Выбор средств защиты от перенапряжений;	13.05.17 – 17.05.17	
Проверка двигателей на самозапуск;	17.05.17 – 22.05.17	

Заведующий кафедрой _____ / И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____ / Ю.В.Коровин /

Студент _____ / А.В.Мишин /

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

АННОТАЦИЯ

Мишин А.В. – Релейная защита и автоматика при проектировании подстанции – Челябинск: ЮУрГУ, П–472, 2017 г., 121 страниц , 21 иллюстрация, 81 таблица. Библиография – 47 наименований. 5 листов чертежей формата А1.

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

Выполнен чертёж главной схемы электрических соединений подстанции, схемы размещения терминалов РЗА, подключения терминалов защиты электродвигателя 10 кВ, силового трансформатора и воздушной линии 110 кВ.

В процессе выполнения данной работы использовались следующие программы: Microsoft Word, MathCad, Microsoft Visio и программа для расчета токов КЗ ТОКО expert, разработки кафедры ЭССиСЭ ЮУрГУ.

13.03.02.2017.1413.00 ПЗ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Мишин А.В		
Провер.		Коровин Ю.В		
Реценз				
Н. Контр.		Коровин Ю.В		
Изд.	Лист	Кирпичников И.М	Подпись	Дата
Выбор и расчет уставок релейной защиты ответвленной подстанции 110/10 кВ				
		13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	ЭССиСЭ	
		6	Лист 6	

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	
1.1 Определение суммарной максимальной нагрузки подстанции.....	11
1.2 Определение мощности основных трансформаторов.....	11
1.3 Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ.....	11
1.4 Выбор трансформаторов на подстанции 10/0,4 кВ.....	11
2 ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ	
2.1 Схема распределительного устройства 110 кВ.....	13
2.2 Схема распределительного устройства 10 кВ.....	13
2.3 Схема трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ.....	13
3 ВЫБОР РЕЖИМОВ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ	
3.1 Выбор сечения кабельной линии 10 кВ.....	15
3.2 Расчет емкостного тока и выбор режима нейтрали.....	17
4 ВЫБОР ОПЕРАТИВНОГО ТОКА И ТРАНСФОРМАТОРОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД	
4.1 Выбор вида оперативного тока.....	18
4.2 Выбор источников оперативного тока.....	18
4.3 Выбор трансформаторов собственных нужд	18
4.3.1 Трансформатор собственных нужд на стороне 10 кВ.....	18
4.3.2 Трансформатор собственных нужд трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ.....	19
4.4 Выбор предохранителей на ТСН.....	20
5 ВЫБОР ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ 110 кВ	21
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	22
7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ	
7.1 Нормативные требования и указания по выбору выключателей.....	24
7.2 Выключатели и разъединители на стороне 110 кВ.....	25
7.3 Выключатели и разъединители на стороне 10 кВ.....	27
7.3.1 Вводной выключатель секции шин 10 кВ.....	27
7.3.2 Секционный выключатель 10 кВ на подстанции 110/10 кВ.....	28

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

7.3.3 Секционный выключатель 10 кВ на подстанции 10/0,4 кВ.....	29
7.3.4 Выключатель в цепи трансформатора подстанции 10/0,4 кВ.....	30
7.3.5 Выключатель в цепи асинхронного двигателя.....	31
7.3.6 Выключатель в цепи кабельной линии к подстанции 10/0,4 кВ.....	33
7.3.7 Выключатель в цепи кабельной линии от секции 10 кВ подстанции 10/0,4 кВ.....	34
7.4 Проверка кабельной линии на термическую стойкость.....	35
8 ВЫБОР ВИДОВ ЗАЩИТ ОБЪЕКТОВ ПОДСТАНЦИИ 110/10 кВ	
8.1 Общие требования к релейной защите и автоматике.....	36
8.2 Выбор элементной базы и фирмы–производителя	36
8.3 Выбор видов защит для энергообъектов 10 кВ.....	37
8.3.1 Кабельная линия 10 кВ.....	37
8.3.2 Электродвигатель 10 кВ.....	38
8.3.3 Трансформатор 10/0,4 кВ.....	40
8.3.4 Вводной выключатель 10 кВ.....	41
8.3.5 Секционный выключатель 10 кВ.....	41
8.3.6 Шины 10 кВ.....	42
8.4 Выбор видов защит энергообъектов 110 кВ.....	42
8.4.1 Силовой двухобмоточный трансформатор ТДН – 10000/110.....	42
8.4.2 Воздушная линия 110 кВ.....	44
9 ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ ЗАЩИТ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ	46
9.1 Выбор типоразмера терминалов защит на стороне 10 кВ.....	46
9.1.1 Исполнение защит кабельных линий 10 кВ	46
9.1.2 Исполнение защит электродвигателя 10 кВ.....	47
9.1.3 Исполнение защит трансформаторов 10/0,4 кВ.....	47
9.1.4 Исполнение защит вводных выключателей 10 кВ.....	48
9.1.5 Исполнение защит секционных выключателей 10 кВ.....	48
9.1.6 Исполнение защиты от дуговых замыканий.....	48
9.1.7 Исполнение защит в ячейке трансформатора напряжения.....	49
9.2 Выбор типов терминалов защит оборудования 110 кВ.....	49

9.2.1	Исполнение защит трансформатора ТДН–10000.....	49
9.2.2	Исполнение защит воздушных линий.....	50
10 РАСЧЕТ УСТАВОК ЗАЩИТ		
10.1	Расчет параметров устройств защит присоединений 10 кВ.....	51
10.1.1	Электродвигатель 10 кВ.....	51
10.1.2	Трансформатор 10/0,4 кВ.....	60
10.1.3	Трансформатор 10/0,4 кВ на подстанции 10/0,4 кВ.....	67
10.1.4	Кабельная линия 10 кВ.....	72
10.1.5	Секционный выключатель на шинах 10 кВ.....	82
10.1.6	Секционный выключатель на подстанции 10/0,4 кВ.....	87
10.1.7	Вводной выключатель 10 кВ	89
10.1.8	Вводной выключатель на подстанции 10/0,4 кВ.....	92
10.1.9	Ячейка трансформатора напряжения 10 кВ.....	94
10.2	Расчет уставок устройств защит присоединений 110 кВ.....	96
10.2.1	Расчет защит трансформатора 110/10 кВ.....	96
10.2.2	Дистанционная защита воздушной линии 110 кВ.....	102
11 ПРОВЕРКА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА.....		
		110
12 ВЫБОР СРЕДСТВ ЗАЩИТЫ ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ.....		
		112
13 ПРОВЕРКА ДВИГАТЕЛЕЙ НА САМОЗАПУСК.....		
		114
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....		
		117
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....		
		118

ВВЕДЕНИЕ

Релейная защита является основным видом защит от повреждений и ненормальных режимов работы оборудования. Основные требования, предъявляемые к релейной защите, – это селективность, чувствительность, быстродействие, надежность.

Проектирование защиты того или иного электроэнергетического объекта заключается в выборе необходимого объема релейной защиты для каждого элемента, входящего в объект, выборе соответствующих устройств релейной защиты, расчета уставок и правильного подключения.

Сложность в проектировании заключается в обеспечении требований по быстродействию, надежности, чувствительности и селективности проектируемой защиты.

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

1 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

1.1 Определение суммарной максимальной нагрузки подстанции

Рассчитаем суммарную максимальную нагрузку подстанции (ПС):

$$S_H = N_T \cdot S_T + \frac{N_{эд} \cdot P_{эд}}{\eta \cdot \cos \varphi} + N_{кл} \cdot S_{кл}; \quad (1.1)$$

$$S_H = 4 \cdot 1 + \frac{4 \cdot 0,8}{0,89 \cdot 0,96} + 2 \cdot 3 = 13,745 \text{ МВА.}$$

1.2 Определение мощности основных трансформаторов

В соответствии с [7, п.1.3.3], принимаем к установке два трансформатора.

Минимальная мощность трансформатора с учетом коэффициента аварийной перегрузки:

$$S_{Т.ном} \geq \frac{S_{ПС}}{k_{П}} = \frac{13,745}{1,4} = 9,8 \text{ МВА,} \quad (1.2)$$

по [40] $k_{П} \leq 1,4$.

В соответствии с [3, п. 2.3.3.1]: Трансформаторы 110 кВ и выше должны оснащаться устройством РПН и иметь не менее 4 встроенных трансформаторов тока.

По [14] выбираем двухобмоточный трансформатор с РПН $\pm 16\%$, ± 9 ступеней – ТДН 10000/110-У1 У_Н/Д-11

Выбираем фирму-изготовителя трансформатор ОАО «ПК ХК «Электrozавод», г. Москва» производитель, чьи трансформаторы допущены к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС».

По каталогу фирмы [15] уточняем исполнение трансформатора и сведем его данные в таблицу 4.1.

Таблица 1.1 – Трансформатор ТДН 10000/110 –У1.

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Вид, диапазон и число ступеней регулирования напряжения
		ВН	НН		
ТДН-10000/110-У1	10000	115	11	Y _н /Д-11	РПН в нейтрали ВН $\pm 16\%$, (± 9 ступеней)

1.3 Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ

В соответствии с требованиями к трансформаторам с высшей обмоткой 6-35 кВ, изложенными в [3, п. 2.3.3.1] выбираем силовой трансформатор маслонаполненный герметичный, со схемой соединения обмоток Д/У_н.

С сайта завода-изготовителя трансформаторов ЗАО Группа компаний «Электросит ТМ – Самара» [39] выбираем двухобмоточный трансформатор на класс 10 кВ ТМГ-1000/10 и сведем его данные в таблицу 4.2.

Таблица 1.2 – Трансформатор ТМГ–1000/10.

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток
		ВН	НН	
ТМГ-1000/10	1000	10	0,4	Д/У _Н

1.4 Выбор трансформаторов на подстанции 10/0,4 кВ

В исходных данных задана максимальная нагрузка КЛ к ТП в нормальном режиме $S_{Н.КЛ.} = 3$ МВА.

Согласно принятой схеме ТП, к каждой секции ТП присоединена КЛ с нагрузкой $S_{Н.КЛ.ТП} = 2,5$ МВА и трансформатор 10/0,4 кВ с нагрузкой $S_{Н.Т.ТП}$.

При взаимном резервировании трансформаторов на ТП по стороне 0,4 кВ максимальная нагрузка на трансформатор ТП:

$$S_{Н.Т.ТП.МАКС} = 2 \cdot (S_{Н.КЛ.} - S_{Н.КЛ.ТП}).$$

С учетом максимального значения перегрузки трансформатора ТП $k_{П} = 1,4$, мощность трансформатора ТП не должна быть меньше, чем:

$$S_{Т.НОМ.ТП} \geq \frac{2 \cdot (S_{Н.КЛ.} - S_{Н.КЛ.ТП})}{k_{П}} = \frac{2 \cdot (3 - 2,5)}{1,4} = 0,714 \text{ МВА.}$$

С сайта завода-изготовителя трансформаторов ЗАО Группа компаний «Электросит ТМ – Самара» [12] выбираем двухобмоточный трансформатор на класс 10 кВ ТМГ–1000/10.

2 ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

2.1 Схема распределительного устройства 110 кВ

В данной работе будем выбирать схемы главных соединений РУ, руководствуясь требованиями нормативных документов. Нормативно-техническая документация приведена в библиографическом списке данной работы.

В соответствии с [3, п. 2.3.1] для РУ 110 кВ должны применяться схемы с одним выключателем на присоединение.

Согласно [8, п. 3.1] для ответвительных двухтрансформаторных ПС рекомендуется использование схемы 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии».

В соответствии с [7, п. 1.5.5], схема 4Н «два блока линия-трансформатор с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» применяется на напряжении 110 для ответвительных ПС.

Исходя из вышесказанного для данной двухтрансформаторной ответвительной ПС выбираем схему 4Н «два блока линия-трансформатор с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

2.2 Схема распределительного устройства 10 кВ

На низком напряжении ПС используется одна секционированная выключателем система шин при двухобмоточных трансформаторах согласно [7, п. 1.11.2]

2.3 Схема трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ

Распределительные пункты 10 кВ обычно выполняются с одной секционированной системой шин. Питание РУ осуществляется по радиальной схеме от разных секций шин НН ПС.

С учетом вышесказанного на рисунке 2.1 изображена главная схема электрических соединений подстанции.

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

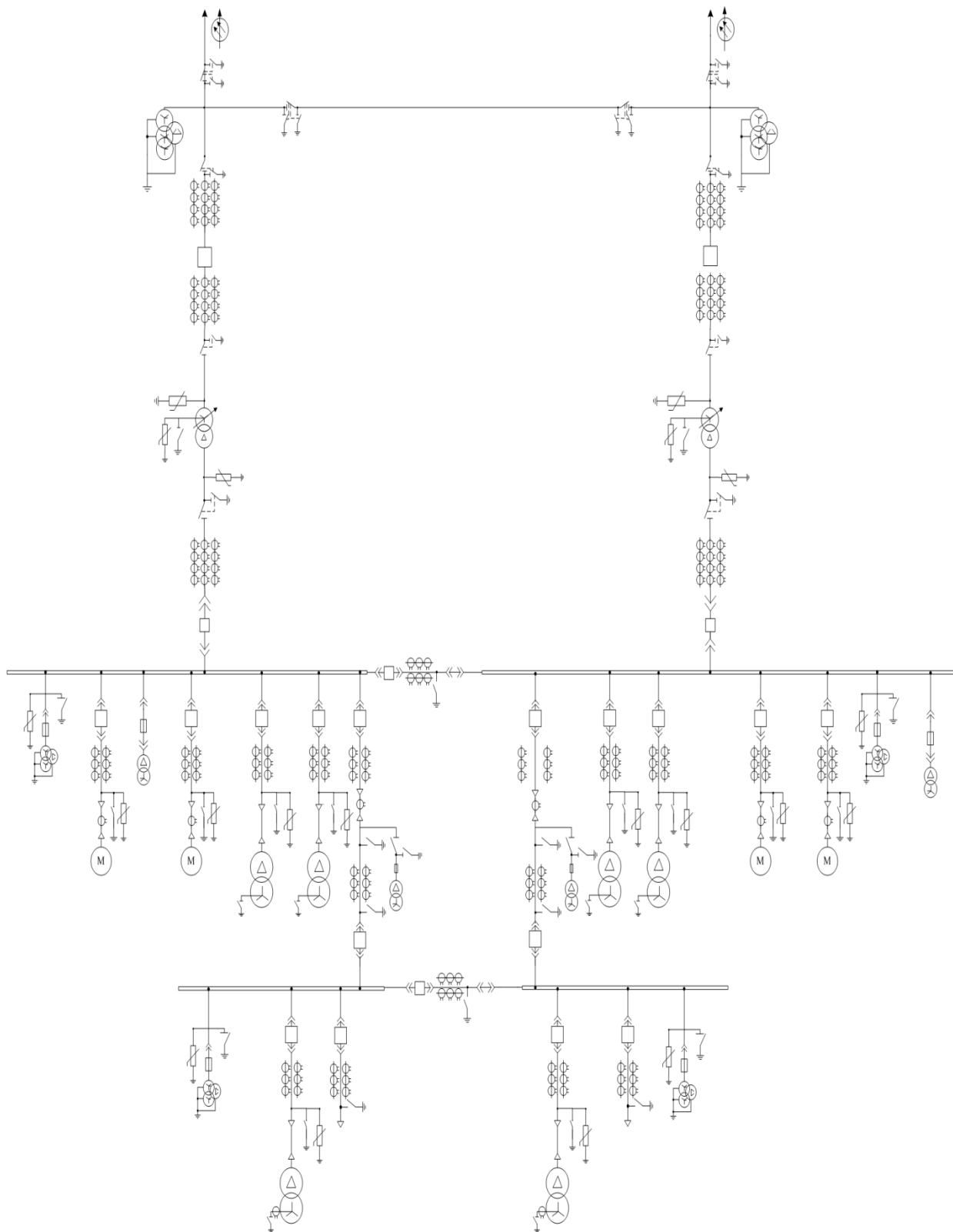


Рисунок 2.1 – Главная схема электрических соединений подстанции.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.1413.00 ПЗ

Лист

14

3 ВЫБОР РЕЖИМОВ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ

3.1. Выбор сечения кабельной линии 10кВ

В соответствии с [1, п.1.2.16] работа электрических сетей напряжением 2-35 кВ может предусматриваться как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью заземленной через дугогасящий реактор (ДГР) или резистор.

Работа электрических сетей напряжением 110 кВ может предусматриваться как с глухозаземленной, так с эффективно заземленной нейтралью.

В соответствии с [2, п. 5.11.8], компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими реакторами должна применяться при емкостных токах, превышающих следующие значения:

Таблица 3.1 – Компенсация емкостного тока

Номинальное напряжение сети, кВ	6	10	15-20	35 и выше
Емкостной ток замыкания на землю, А	30	20	15	10

По пунктам 5.2.1 и 5.4.3 [4]:

1. Сеть 0,4 кВ – с глухозаземленной нейтралью;
2. Сеть 10 кВ – с изолированной нейтралью;
3. Сеть 110 кВ – с эффективно заземленной нейтралью;

Для выбора режима нейтрали сети 10 кВ необходимо посчитать значение суммарного емкостного тока замыкания на землю. Этот ток зависит от сечения и общей протяженности кабельной линии. Генерация емкостного тока другими элементами сети 10 кВ будем считать пренебрежимо малыми.

Сечение КЛ выбирается по [1, гл. 1,3]:

– По предельно допустимому нагреву с учетом послеаварийных режимов:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{н.макс}}}{K_{\text{п}} \cdot K_{\text{с.н}} \cdot K_{\text{ср}}}; \quad (3.1)$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток КЛ, А;

$I_{\text{н.макс}}$ – максимальный ток нагрузки послеаварийного режима, А;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент перегрузки, для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена по п. 1.3.6 [1] составляет 1,1;

$K_{\text{с.н}}$ – коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой прокладке определяемый по таблице 1.3.26 [1];

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

$K_{ср}$ – коэффициент, учитывающий температуру среды. Примем $K_{ср} = 1$ (нормальная температура среды).

– По экономической плотности тока:

$$q_{э} = \frac{I_H}{J_{э \cdot N_{ц}}}; \quad (3.2)$$

где $q_{э}$ – экономически целесообразное сечение, мм^2 ;

I_H – длительный ток нагрузки нормального режима, А;

$J_{э}$ – экономическая плотность тока, $\frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$, определяемая по таблице 1.3.36 [1];

$N_{ц}$ – количество цепей.

– По термической стойкости при КЗ.

Выберем сечение КЛ к ТП с нагрузкой $S_H = 3 \text{ МВА}$:

Длительный ток нагрузки нормального режима:

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (3.3)$$
$$I_H = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 173 \text{ А.}$$

Максимальный ток нагрузки послеаварийного режима составит:

$$I_{H, \text{макс}} = 2 \cdot 173 = 346 \text{ А.}$$

По [1, табл. 1.3.26] для двух работающих КЛ проложенных рядом в земле на расстоянии 300 мм коэффициент снижения токовой нагрузки $K_{с.н} = 0,93$.

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{346}{1,1 \cdot 0,93 \cdot 1} = 340 \text{ А.}$$

Выбираем фирму-производителя кабеля ООО «Камский кабель» г.Пермь, которая допущена к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС».

По каталогу фирмы [9] выбираем тип кабеля:

АПВБП 3х240/25–10 с допустимым током 392 А.

Расшифровка обозначений: А – алюминиевая жила; Пв – изоляция из сшитого полиэтилена; Б – броня из стальных лент; П – оболочка из полиэтилена; 3 – число жил; 240 – сечение жил; 25 – сечение экрана; 10 – номинальное напряжение, кВ.

Выбор сечения по экономической плотности тока:

По [1, табл. 1.3.36] экономическая плотность тока $J_{э} = 1,7 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$ для кабелей с резиновой или пластмассовой изоляцией с жилами из алюминия при числе часов использования максимума нагрузки от 3000 до 5000 в год.

$$q_{э} = \frac{173}{1,7} = 100 \text{ мм}^2.$$

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Так как сечение выбранное по длительному нагреву больше выбранного по экономической плотности, окончательно выбираем КЛ к ТП – АПВБП 3х240/25–10.

3.2 Расчет емкостного тока и выбор режима нейтрали

Ориентировочно рассчитать величину суммарного емкостного тока замыкания на землю можно по формуле (2.4):

$$I_{C\Sigma} = N_{\text{кл}} \cdot N_{\text{ц}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot k_{\text{кл}}; \quad (3.4)$$

где $N_{\text{кл}}$ – количество электрически связанных КЛ отходящих от шин НН проектируемой ПС;

$N_{\text{ц}}$ – количество цепей в КЛ;

$L_{\text{кл}}$ – длина КЛ в км;

$k_{\text{кл}}$ – удельное значение емкостного тока А/км.

По каталогу фирмы-производителя [9] удельное значение емкостного тока составляет 2,5 А/км.

$$I_{C\Sigma} = 2 \cdot 1 \cdot 1,6 \cdot 2,5 = 8 \text{ А.}$$

Для такой сети компенсация емкостного тока не требуется, режим работы изолированная нейтраль.

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

4 ВЫБОР ОПЕРАТИВНОГО ТОКА И ТРАНСФОРМАТОРОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

4.1. Выбор вида оперативного тока

Согласно пункту 2.3.5.2 [3]:

Питание устройств РЗА, устройств управления коммутационным оборудованием, приводов вводных и секционных автоматов ЩСН, аварийного освещения ответственных помещений на подстанциях 110 кВ и выше должно осуществляться от систем оперативного постоянного тока (СОПТ).

Для подстанции 110 кВ с менее чем тремя выключателями в РУ ВН применять одну аккумуляторную батарею (АБ) и два зарядных устройства (ЗУ).

По пункту 2.3.5.3 [3] на подстанциях 35 кВ и выше следует применять СОПТ напряжением 220 В.

В соответствии п. 2.3.5.5 [3] для ТП 10 кВ рекомендуется применять переменный оперативный ток.

4.2. Выбор источников оперативного тока

Рассмотрим реализацию системы ОТ на ПС со стороны ВН 110 кВ и стороны НН 10 кВ.

В соответствии с пунктом 6.1.1 [4] на всех ПС 110 кВ необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд (ТСН).

По пункту 6.1.2 [4] мощность ТСН должна быть не более 630 кВА.

В соответствии с пунктом 6.1.5 [4] на ПС с системой оперативного постоянного тока ТСН должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам НН 10 кВ.

4.3. Выбор трансформаторов собственных нужд

4.3.1 Трансформатор собственных нужд на стороне 10 кВ

Определим количество ячеек КРУ 10 кВ на стороне НН ПС.

Таблица 4.1 – Количество ячеек КРУ 10 кВ.

Назначение	Количество
Вводы 1-2 секции	4
Секционный выключатель	1
Секционный разъединитель	1
ТСН1 и ТСН2	2
ТН 1-2 секции	2
Отходящие присоединения	10
Итого	22

Определим суммарную нагрузку собственных нужд ПС в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Нагрузка СН ПС.

Вид потребителя	Мощность на единицу	Количество	Мощность
Охлаждение трансформаторов 100/10 кВ	5	2	10
Подогрев выключателей 110 кВ	5	2	10
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	18	18
Потребление ОПУ	100	1	100
Потребление ЗРУ	10	1	10
Освещение ОРУ	5	1	5
Маслохозяйство	200	1	200
Итого			403

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{\text{сн}} = k_c \cdot \frac{P_{\Sigma}}{\cos\varphi}, \quad (4.1)$$

где k_c – коэффициент спроса, примем равным 0,8.

Определим полную мощность нагрузки НН ПС:

$$S_{\text{сн}} = 0,8 \cdot \frac{403}{0,89} = 360 \text{ кВА.}$$

Выбираем фирму-изготовителя ТСН «ЗАО Группа компаний Электроцит ТМ – Самара», трансформаторы серии ТМГ, ТМ класса напряжения 10 кВ допущены к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС».

С сайта фирмы [39] выбираем ТСН ТМГ – 400/10 – 11.

4.3.2 Трансформатор собственных нужд трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ

Определим количество ячеек КРУ ТП 10 кВ.

Таблица 4.3 – Количество ячеек КРУ ТП 10 кВ.

Назначение	Количество
Вводы 1-2 секции	2
Секционный выключатель	1
ТСН1 и ТСН2	2
ТН 1-2 секции	2
Отходящие присоединения	4
Секционный разъединитель	1
Итого	12

Определим суммарную нагрузку собственных нужд ТП в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Нагрузка ТП.

Вид потребителя	Мощность на единицу	Количество	Мощность
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	12	12
Потребление ЗРУ	10	1	10
Итого			22

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{\text{СН}} = 0,8 \cdot \frac{22}{0,89} = 20 \text{ кВА.}$$

Выбираем фирму-изготовителя ТСН «ЗАО Группа компаний Электроцит ТМ – Самара», трансформаторы серии ТМГ, ТМ класса напряжения 10 кВ допущены к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС».

С сайта фирмы [39] выбираем ТСН ТМ(Г) – 25/10 – 11.

4.4. Выбор предохранителей на ТСН.

В соответствии с [4, п. 6.1] ТСН присоединяются к шинам НН ПС через предохранители или выключатели, а к ТП через предохранители.

Выбираем фирму-изготовителя предохранителей для ТСН ОАО «Корневский завод низковольтной аппаратуры».

Номинальный ток ТСН ТМГ–25/10 на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{НОМ.ТСН } 10} = \frac{S_{\text{НОМ.ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ТСН.ВН}}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,44 \text{ А}; \quad (4.2)$$

Номинальный ток предохранителя:

$$I_{\text{НОМ.ПКТ}} \geq 2 \cdot I_{\text{НОМ.ТСН } 10} = 2 \cdot 1,44 = 2,88 \text{ А}; \quad (4.3)$$

По каталогу фирмы [13, табл.2] для ТСН 10 кВ с $S_{\text{НОМ}}=400$ кВА рекомендуемый ток предохранителя 50 А, а для ТСН 10 кВ с $S_{\text{НОМ}}=25$ кВА ток равен 3,2 А. По таблице «Технические характеристики» каталога [13] для ТСН НН ПС выбираем предохранитель ПКТ-103-10-50-31.5, а для ТСН ТП выбираем ПКТ-101-10-3.2-12.5.

5 ВЫБОР ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ 110 кВ

Рабочий ток нормального режима для транзитных ВЛ определяется максимальной транзитной мощностью $S_{тр}$, с учетом количества $N_{пл}$ питающих линий.

$$I_{\text{раб.норм.вл}} = \frac{S_{\text{тр}}}{N_{\text{пл}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вл}}} ; \quad (5.1)$$

где $S_{тр}$ – транзитная мощность, по исходным данным 70 МВА;

$N_{пл}$ – количество питающих линий, для ответвительной подстанции равное 2.

$$I_{\text{раб.норм.вл}} = \frac{70}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А.}$$

По [1, п. 1.3.25] экономически целесообразное сечение:

$$S = \frac{I_{\text{раб.норм.вл}}}{J_{\text{эк}}} ; \quad (5.2)$$

где $J_{\text{эк}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм².

Согласно [1, табл. 1.3.36] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов при числе часов использования максимума нагрузки в год более 3000 до 5000 составляет 1,1 А/мм².

$$S = \frac{183,7}{1,1} = 167 \text{ мм}^2.$$

В соответствии с [18, табл. 3.5] принимаем сталеалюминевый провод марки АС сечением 150/24.

Рабочий максимальный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{РАБ.МАКС.ВЛ}} = \frac{S_{\text{ТР.МАКС}}}{(N_{\text{ПЛ}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВЛ}}} ; \quad (5.3)$$
$$I_{\text{РАБ.МАКС.ВЛ}} = \frac{70}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 367,4 \text{ А.}$$

По [1, табл. 1.3.29] по условию нагрева неизолированный провод с сечением 150мм² выдержит ток 450 А.

По условиям короны и радиопомех [18, табл. 3.7] минимальное сечение ВЛ 110 кВ – 70 мм².

Окончательно выбираем провод ВЛ – АС 150/24.

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания будем производить в программе ТоКо.

Для расчетов РЗА необходимо знать минимально-возможные значения токов короткого замыкания (ТКЗ) и максимально-возможные значения ТКЗ на шинах (секциях) ПС и ТП. Максимальные ТКЗ используются для определения параметров РЗА, минимальные ТКЗ для расчета коэффициентов чувствительности. Рассмотрим составление расчетной схемы для определения ТКЗ на ответвительной двухтрансформаторной ПС.

В максимальном режиме учитывается подпитка места КЗ от обеих систем G1 и G2. При КЗ в точке КЗ4-КЗ8 ток приводится и к высокой стороне трансформатора. При наличии РПН на трансформаторе ТДН токи КЗ рассчитывается дважды при крайних положениях отпаяк РПН, за итоговые принимаем максимальные значения.

В минимальном режиме учитывается подпитка места КЗ только от одной из систем G1(G2) для получения минимального значения ТКЗ. Отпайка на РПН трансформатора ТДН выбирается такой, чтобы обеспечить минимальное значение ТКЗ в точках КЗ4-КЗ8. Для КЛ учитывается, что одна из цепей отключена.

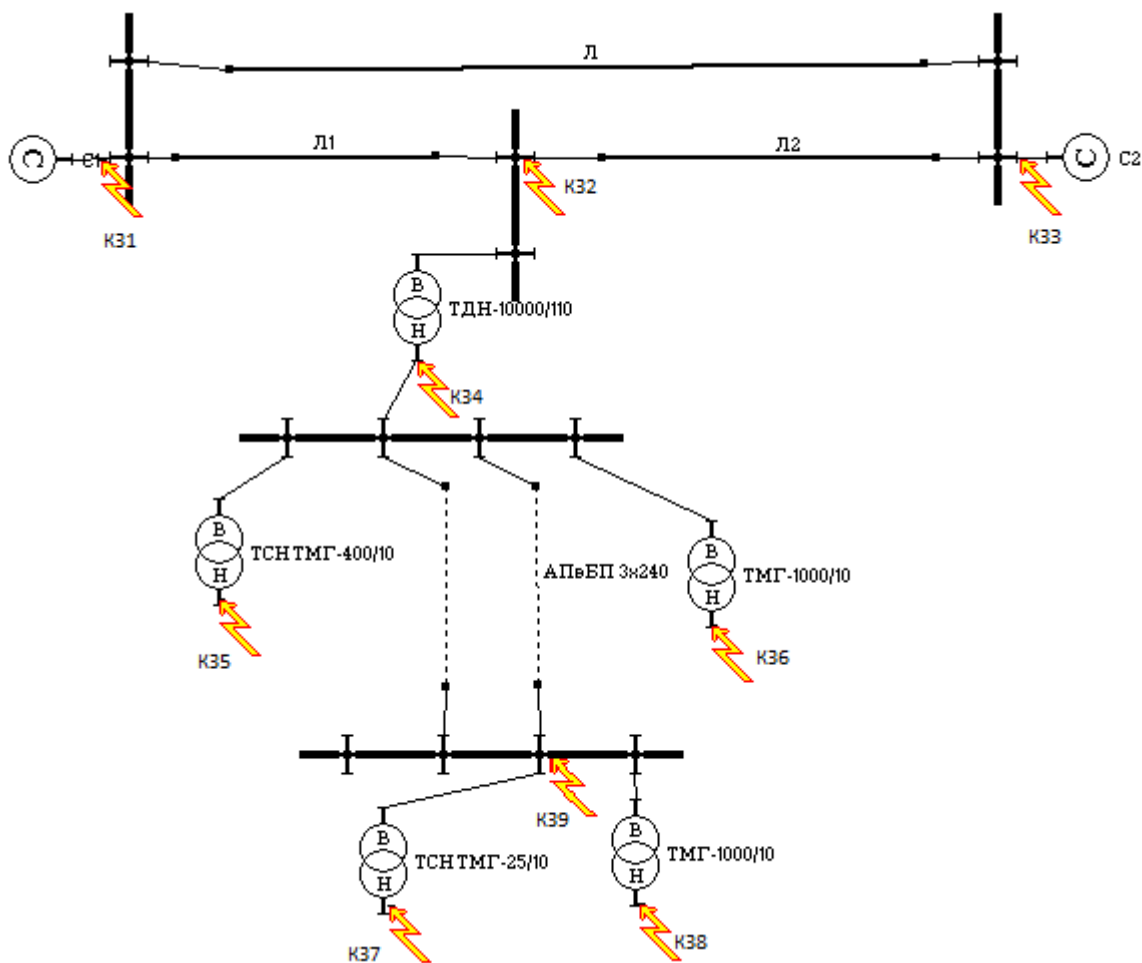


Рисунок 6.1 – Расчетная схема для максимального режима

Данные расчета ТКЗ сведем в таблицу 6.1.

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Таблица 6.1 – Данные расчета ТКЗ в максимальном режиме

Место КЗ		КЗ-1	КЗ-2	КЗ-3	КЗ-4	КЗ-5	КЗ-6	КЗ-7	КЗ-8	КЗ-9
I _{п.0} , кА	ВН	8,467	4,231	7,142	0,608	0,526	1,126	0,335	0,956	5,066
	НН	-	-	-	5,335	13,804	27,447	9,33	25,634	-

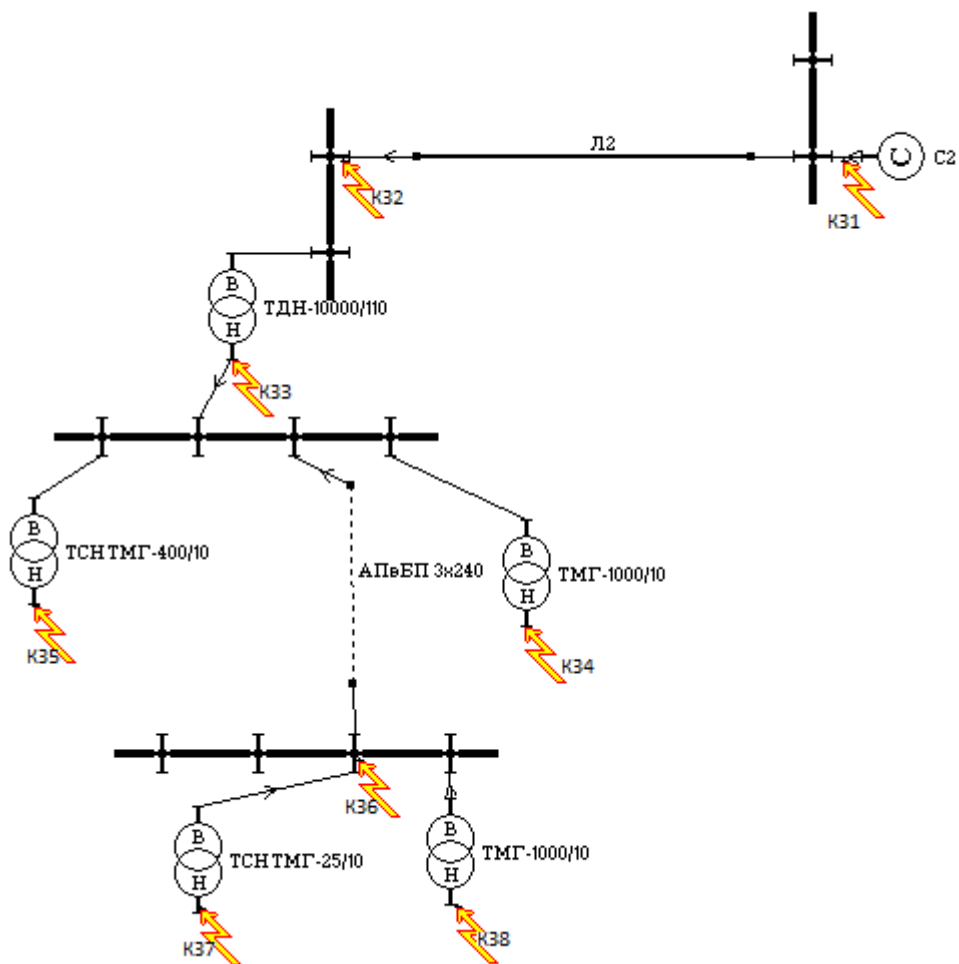


Рисунок 6.2 – Расчетная схема для минимального режима

Данные расчета ТКЗ сведем в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Данные расчета ТКЗ в минимальном режиме

Место КЗ		КЗ-1	КЗ-2	КЗ-3	КЗ-4	КЗ-5	КЗ-6	КЗ-7	КЗ-8
I _{п.0} , кА	ВН	4,016	1,712	0,283	0,735	0,376	3,133	0,254	0,719
	НН	-	-	3,437	18,83	9,873	-	6,676	18,43

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ

7.1 Нормативные требования и указания по выбору выключателей

В данной работе необходимо выбрать выключатели, обеспечивающие следующие требования, которые указаны в [3, п. 2.3.3.2] :

– выключателю не должен требоваться капитальный ремонт за весь срок службы;

– срок службы не менее 30 лет, с гарантийным сроком эксплуатации – не менее 36 месяцев с момента ввода в эксплуатацию.

В сетях 110 кВ и выше в качестве коммутационной аппаратуры следует применять:

– элегазовые выключатели колонковые и баковые взрывобезопасные (наличие клапанов сброса давления обязательно), преимущественно с пружинными приводами;

– разъединители 110 кВ и выше пантографного, полупантографного и горизонтально-поворотного типа, оснащённые электродвигательными приводами, в том числе и для заземляющих ножей.

– вакуумные выключатели в закрытых распределительных устройствах 6-35 кВ.

Вышеперечисленные пункты подтверждает [4, п. 4.12 и 4.14]

Следуя указаниям по выбору выключателей переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ, стандарт организации ОАО ФСК ЕЭС [19], необходимо рассчитать:

1. Максимальный рабочий ток:

– на стороне ВН, ВВ КРУ ПС по $1,4 S_{\text{ном.т}}$;

– СВ КРУ ПС $\frac{1}{2}$ суммарной нагрузки;

– остальные присоединения КРУ ПС;

2. Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ $-I_{\text{к.п.}}^{(3)}$ (по расчету ТКЗ в программе ТОКО для максимального режима).

3. Ударный ток КЗ – $i_{\text{уд}}$ (по расчету ТКЗ в программе ТОКО для максимального режима) или $i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{к.п.}}^{(3)}$, где ударный коэффициент выбирается по приложению 6 [16].

4. Определение апериодической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя.

По ГОСТ апериодическая составляющая ТКЗ в произвольный момент времени определяется по формуле:

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{к.п}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)}, \quad (7.1)$$

где T_A – постоянная времени затухания, по расчету в программе ТоКо или по [16, табл.3];

$t = t_{рз.мин} + t_{о.в.мин}$ – сумма минимального значения времени срабатывания РЗ и минимального времени отключения выключателя.

5. Расчет термического воздействия ТКЗ:

По [17] количественную оценку степени термического воздействия тока КЗ на электрические аппараты рекомендуется производить с помощью интеграла Джоуля:

$$B_K = (I_{к.п}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_A), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (7.2)$$

где $t_{откл} = t_{рз.макс} + t_{о.в}$, с.

где $t_{рз.макс}$, с – максимальное время действия РЗ;

$t_{о.в}$, с – полное время отключения выключателя.

7.2 Выключатели и разъединители на стороне 110 кВ

Выбираем к установке элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ–110 и разъединители РПД–110–1250 на номинальное напряжение 110 кВ производства ООО «Эльмаш», г. Екатеринбург [20], допущенные к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС».

1. Максимальный рабочий ток через выключатель в данном случае равен максимальному рабочему току на стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{раб.макс.вык.вн.пс}} = I_{\text{раб.макс.т.вн}} = \frac{K_{\text{п}} \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вн.пс}}}, \quad (7.3)$$

$$I_{\text{раб.макс.вык.вн.пс}} = I_{\text{раб.макс.т.вн}} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,5 \text{ А};$$

где $K_{\text{п}}$ – коэффициент перегрузки трансформатора, $K_{\text{п}} = 1,4$.

2. Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС – $I_{п.0} = 4,231$ кА (по расчету ТОКО из предыдущего пункта).

3. Ударный ток трехфазного КЗ по [16]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{к.п}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,231 = 10,77 \text{ кА};$$

где $K_{уд} = 1,8$ по рекомендации [16, табл.3]

4. Аперiodическую составляющую тока КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС в момент времени $t-i_{a.t}$:

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot 4,231 \cdot e^{\left(\frac{-0,045}{0,05}\right)} = 2,43 \text{ кА};$$

где $T_a = 0,05$ по [16, табл.3],

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

$$t = t_{P3.МИН} + t_{С.В.} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с},$$

$t_{P3.МИН} = 0,01$ с. – минимальное значение времени срабатывания P3,

$t_{СВ} = 0,035$ с. – собственное время отключения выключателя [20].

5. Тепловое воздействие ТКЗ:

$$B_K = (4,231)^2 \cdot (3,055 + 0,05) = 55,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{откл} = t_{р.з.макс} + t_{о.в} = 3 + 0,055 = 3,055$ с.

$t_{р.з.макс}$ – максимальное время действия P3 (на этапе выбора силового оборудования принимаем 3 с),

$t_{о.в}$ – полное время отключения выключателя.

Таблица 7.1 – Параметры выключателя ВЭБ–110 на стороне ВН ПС

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{раб.макс}$, А	73,5	$I_{ном}$, А	2500
$I_{п.о.}$, кА	4,231	$I_{ном.откл}$, кА	40
$i_{уд}$, кА	10,77	$I_{эл.дин.стойк}$, кА	102
$i_{a.t}$, кА	2,43	$i_{a.доп} = \frac{40\%}{100\%} \cdot \sqrt{2} \cdot 40 =$	22,62 кА
B_K , кА ² · с	55,58	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3 =$	4800 кА ² · с

Таблица 7.2 – Параметры разъединителя РПД–110–1250 на стороне ВН ПС

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{раб.макс}$, А	73,5	$I_{ном}$, А	1250
$I_{п.о.}$, кА	4,231	-	-
$i_{уд}$, кА	10,77	$I_{эл.дин.стойк}$, кА	64
$i_{a.t}$, кА	2,43	-	-
B_K , кА ² · с	55,58	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 25^2 \cdot 3 =$	1875 кА ² · с

7.3. Выключатели и разъединители на стороне 10 кВ

7.3.1 Вводной выключатель секции шин 10 кВ

Выбираем к установке ячейку КРУ «Классика» серии D-12P с вакуумным выключателем серии ВВ/TEL–10/1000 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Таврида Электрик» г. Москва [12].

1. Максимальный рабочий ток через выключатель:

$$I_{\text{раб.макс.выкл.вн.пс}} = \frac{K_{\text{п}} \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН.ПС}}} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,808 \text{ кА}; \quad (7.4)$$

2. Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме – $I_{\text{п.0}}=5,335$ кА (по расчету ТОКО из предыдущего пункта).

3. Ударный ток трехфазного КЗ по [16]:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{к.п}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 5,335 = 13,96 \text{ кА}$$

где $K_{\text{у}}=1,85$ по рекомендации [16, табл.3].

4. Аперiodическую составляющую тока КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС в момент времени $t-i_{\text{a.t}}$:

$$i_{\text{a.t}} = \sqrt{2} \cdot 5,335 \cdot e^{\left(\frac{-0,045}{0,06}\right)} = 3,56 \text{ кА}$$

где $T_{\text{а}}=0,06$ с – для стороны НН ПС по рекомендации [16, табл.3],

$$t=t_{\text{р.з.мин}}+t_{\text{св}}=0,01+0,035=0,045\text{с.}$$

5. Тепловое воздействие ТКЗ:

$$B_{\text{К}} = (5,335)^2 \cdot (3,045 + 0,06) = 88,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

где $t_{\text{откл}}=t_{\text{р.з.макс}}+t_{\text{о.в}}=3+0,045=3,045\text{с.}$

где $t_{\text{р.з.макс}} = 3$ с – максимальное время действия РЗ;

$t_{\text{о.в}} = 0,045$ с – полное время отключения выключателя [12];

$T_{\text{А}} = 0,06$ с – для стороны НН ПС по рекомендации [16, табл.3].

Параметры выключателя ВВ/TEL–10/1000 сведем в таблицу 7.3.

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Таблица 7.3 – Параметры выключателя ВВ/TEL–10/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{\text{раб.макс}}, \text{ А}$	808	$I_{\text{ном}}, \text{ А}$	1000
$I_{\text{п.о.}}, \text{ кА}$	5,335	$I_{\text{о.ном}}, \text{ кА}$	20
$i_{\text{уд}}, \text{ кА}$	13,96	$I_{\text{эл.дин.стойк}}, \text{ кА}$	51
$i_{\text{а.т}}, \text{ кА}$	3,56	$i_{\text{а.доп}} = \frac{40\%}{100\%} \cdot \sqrt{2} \cdot 20 =$	11,3 кА
$\text{Вк}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	88,37	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 20^2 \cdot 3 =$	1200кА ² · с

Таблица 7.4 – Параметры D–12Р

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{\text{раб.макс}}, \text{ А}$	808	$I_{\text{ном}}, \text{ А}$	1000
$I_{\text{п.о.}}, \text{ кА}$	5,335	-	-
$i_{\text{уд}}, \text{ кА}$	13,96	$I_{\text{эл.дин.стойк}}, \text{ кА}$	51
$i_{\text{а.т}}, \text{ кА}$	3,56	-	-
$\text{Вк}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	88,37	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 31,5^2 \cdot 3 =$	2976кА ² · с

7.3.2 Секционный выключатель 10 кВ на подстанции 110/10 кВ

Выбираем к установке ячейку КРУ «Классика» серии D-12Р с вакуумным выключателем серии ВВ/TEL-10/1000 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Таврида Электрик» г. Москва [12], как и для вводного выключателя.

1. Максимальный рабочий ток через секционный выключатель шин НН ПС:

$$I_{\text{раб.макс.вык.нн.пс}} = I_{\text{раб.макс.св.нн}} = \frac{S_{\text{пс}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.нн.пс}}}, \quad (7.5)$$

$$I_{\text{раб.макс.вык.нн.пс}} = I_{\text{раб.макс.св.нн}} = \frac{13,745}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 0,397 \text{ кА.}$$

Таблица 7.5 – Параметры выключателя ВВ/TEL-10/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{\text{раб.макс}}, \text{ A}$	397	$I_{\text{ном}}, \text{ A}$	1000
$I_{\text{п.о.}}, \text{ кА}$	5,335	$I_{\text{о.ном}}, \text{ кА}$	20
$i_{\text{уд}}, \text{ кА}$	13,96	$I_{\text{эл.дин.стойк}}, \text{ кА}$	51
$i_{\text{а.т}}, \text{ кА}$	3,56	$i_{\text{а.доп}} = \frac{40\%}{100\%} \cdot \sqrt{2} \cdot 20 =$	11,3 кА
$\text{Вк}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	88,37	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 20^2 \cdot 3 =$	$1200 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 7.6 – Параметры D–12P

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{\text{раб.макс}}, \text{ A}$	397	$I_{\text{ном}}, \text{ A}$	1000
$I_{\text{п.о.}}, \text{ кА}$	5,335	-	-
$i_{\text{уд}}, \text{ кА}$	13,96	$I_{\text{эл.дин.стойк}}, \text{ кА}$	51
$i_{\text{а.т}}, \text{ кА}$	3,56	-	-
$\text{Вк}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	88,37	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 31,5^2 \cdot 3 =$	$2976 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

7.3.3 Секционный выключатель 10 кВ на подстанции 10/0,4 кВ

1. Максимальный рабочий ток через секционный выключатель ТП:

$$I_{\text{раб.макс.св.ТП}} = \frac{S_{\text{кл}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.нн.пс}}} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 173 \text{ A.} \quad (7.6)$$

Таблица 7.7 – Параметры выключателя ВВ/TEL–10/1000.

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{\text{раб.макс}}, \text{ A}$	173	$I_{\text{ном}}, \text{ A}$	1000
$I_{\text{п.о.}}, \text{ кА}$	5,066	$I_{\text{о.ном}}, \text{ кА}$	20
$i_{\text{уд}}, \text{ кА}$	10,03	$I_{\text{эл.дин.стойк}}, \text{ кА}$	51
$i_{\text{а.т}}, \text{ кА}$	0,079	$i_{\text{а.доп}} = \frac{40\%}{100\%} \cdot \sqrt{2} \cdot 20 =$	11,3 кА
$\text{Вк}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	78,4	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 20^2 \cdot 3 =$	$1200 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 7.8 – Параметры D–12P

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{\text{раб.макс}}, \text{А}$	173	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	1000
$I_{\text{п.о.}}, \text{кА}$	5,066	-	-
$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	10,03	$I_{\text{эл.дин.стойк}}, \text{кА}$	51
$i_{\text{а.т}}, \text{кА}$	0,079	-	-
$B_{\text{к}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	78,4	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 31,5^2 \cdot 3 =$	$2976 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

7.3.4 Выключатель в цепи трансформатора подстанции 10/0.4 кВ

Выбираем к установке ячейку КРУ «Классика» серии D-12P с вакуумным выключателем серии ВВ/TEL-10/1000 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Таврида Электрик» г. Москва [12], как и для вводного выключателя.

1. Максимальный рабочий ток через выключатель трансформатора:

$$I_{\text{раб.макс.вык.нн.пс}} = I_{\text{раб.макс.т.нн}} = \frac{K_{\text{п}} \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.нн.пс}}} \quad (7.7)$$

$$I_{\text{раб.макс.вык.нн.пс}} = I_{\text{раб.макс.т.нн}} = \frac{1,4 \cdot 1}{\sqrt{3} \cdot 10} = 81 \text{ А.}$$

2. Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме на стороне НН (ВН) – $I_{\text{п.0}}=1,126$ кА (по расчету ТОКО из предыдущего пункта).

3. Ударный ток трехфазного КЗ по [16]:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{к.п}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 1,126 = 2,55 \text{ кА};$$

где $K_{\text{у}}=1,6$ по рекомендации [16, табл.3].

4. Аперiodическую составляющую тока КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС в момент времени $t-i_{\text{а.т}}$:

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot 1,126 \cdot e^{\left(\frac{-0,045}{0,02}\right)} = 0,168 \text{ кА};$$

где $T_{\text{а}}=0,02$ [16, табл.3];

$$t=t_{\text{р.з.мин}} + t_{\text{св}}=0,01+0,035=0,045\text{с.}$$

5. Тепловое воздействие ТКЗ:

$$B_{\text{к}} = (1,126)^2 \cdot (3,045 + 0,01) = 3,87,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{\text{откл}}=t_{\text{р.з.макс}}+t_{\text{о.в}}=3+0,045=3,045\text{с};$

						13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			30

$t_{р.з.макс} = 3с$ – максимальное время действия РЗ;

$t_{о.в} = 0,045 с$ – полное время отключения выключателя;

$T_A = 0,02с$ – по рекомендации [16, табл.3].

Таблица 7.9 – Параметры выключателя ВВ/TEL–10/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{раб.макс}, А$	81	$I_{ном}, А$	1000
$I_{п.о.}, кА$	1,126	$I_{о.ном}, кА$	20
$i_{уд}, кА$	57,64	$I_{эл.дин.стойк}, кА$	51
$i_{а.т}, кА$	3,79	$i_{а.доп} = \frac{40\%}{100\%} \cdot \sqrt{2} \cdot 20 =$	11,3 кА
$Вк, кА^2 \cdot с$	3,87	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 20^2 \cdot 3 =$	1200кА ² · с

Таблица 7.10 – Параметры D–12P

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{раб.макс}, А$	81	$I_{ном}, А$	1000
$I_{п.о.}, кА$	1,126	-	-
$i_{уд}, кА$	57,64	$I_{эл.дин.стойк}, кА$	51
$i_{а.т}, кА$	3,79	-	-
$Вк, кА^2 \cdot с$	3,87	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 31,5^2 \cdot 3 =$	2976кА ² · с

7.3.5 Выключатель в цепи асинхронного двигателя

Выбираем к установке ячейку КРУ «Классика» серии D-12P с вакуумным выключателем серии ВВ/TEL-10/1000 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Таврида Электрик» г. Москва [12], как и для вводного выключателя.

1. Максимальный рабочий ток через выключатель двигателя:

$$I_{раб.макс.вык.нн.пс} = I_{раб.макс.ад.нн} = \frac{P_{эд.ном}}{\sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot \eta \cdot U_{ном.нн.пс}}, \quad (7.8)$$

$$I_{раб.макс.вык.нн.пс} = I_{раб.макс.ад.нн} = \frac{0,8}{\sqrt{3} \cdot 0,89 \cdot 0,96 \cdot 10} = 0,054 \text{ кА.}$$

2. Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме на стороне – $I_{п.0}=5,335$ кА (по расчету ТОКО из предыдущего пункта).

3. Ударный ток трехфазного КЗ по [16]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{к.п}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 5,335 = 12,07 \text{ кА}$$

где $K_{уд}=1,6$ по рекомендации [16, табл.3]

4. Аперiodическую составляющую тока КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС в момент времени $t-i_{a,t}$:

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot 5,335 \cdot e^{\left(\frac{-0,045}{0,02}\right)} = 0,79 \text{ кА};$$

где $T_a=0,02$ с – для ветви асинхронного двигателя по рекомендации [16, табл.3].

5. Тепловое воздействие ТКЗ:

$$B_K = (5,335)^2 \cdot (3,045 + 0,02) = 87,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{откл}=t_{р.з.макс}+t_{о.в} = 3+0,045=3,045$ с;

$t_{р.з.макс} = 3$ с. – максимальное время действия РЗ;

$t_{о.в} = 0,045$ с – полное время отключения выключателя [12].

Таблица 7.11 – Параметры выключателя ВВ/TEL–10/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{раб.макс}, \text{ А}$	54	$I_{ном}, \text{ А}$	1000
$I_{п.о.}, \text{ кА}$	5,335	$I_{о.ном}, \text{ кА}$	20
$i_{уд}, \text{ кА}$	12,07	$I_{эл.дин.стойк}, \text{ кА}$	51
$i_{a,t}, \text{ кА}$	0,79	$i_{a.доп} = \frac{40\%}{100\%} \cdot \sqrt{2} \cdot 20 =$	11,3 кА
$B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	87,2	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 20^2 \cdot 3 =$	1200кА ² · с

Таблица 7.12 – Параметры D–12P

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{раб.макс}, \text{ А}$	54	$I_{ном}, \text{ А}$	1000
$I_{п.о.}, \text{ кА}$	5,335	-	-
$i_{уд}, \text{ кА}$	12,07	$I_{эл.дин.стойк}, \text{ кА}$	51
$i_{a,t}, \text{ кА}$	0,79	-	-
$B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	87,2	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 31,5^2 \cdot 3 =$	2976кА ² · с

7.3.6 Выключатель в цепи кабельной линии к подстанции 10/0,4 кВ

Выбираем к установке ячейку КРУ «Классика» серии D-12P с вакуумным выключателем серии ВВ/TEL-10/1000 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Таврида Электрик» г. Москва [12], как и для вводного выключателя.

1. Максимальный рабочий ток через выключатель КЛ к ТП:

$$I_{\text{раб.макс.вык.нн.пс}} = I_{\text{раб.макс.кл.нн}} = \frac{2 \cdot S_{\text{кл}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{В.ном}}}, \quad (7.9)$$

$$I_{\text{раб.макс.вык.нн.пс}} = I_{\text{раб.макс.кл.нн}} = \frac{2 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,346 \text{ кА.}$$

2. Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме на стороне – $I_{\text{п.0}}=5,066$ кА (по расчету ТОКО из предыдущего пункта).

3. Ударный ток трехфазного КЗ по [16]:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{к.п}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 5,066 = 10,03 \text{ кА}$$

где $K_{\text{у}}=1,4$ по рекомендации [16, табл.3].

4. Аперiodическую составляющую тока КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС в момент времени $t-i_{\text{a.t}}$:

$$i_{\text{a.t}} = \sqrt{2} \cdot 5,066 \cdot e^{\left(\frac{-0,045}{0,01}\right)} = 0,079 \text{ кА};$$

где $T_{\text{А}} = 0,01$ с – по рекомендации [16, табл.3];

$$t = t_{\text{р.з.мин}} + t_{\text{св}} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с. [12].}$$

5. Тепловое воздействие ТКЗ:

$$B_{\text{К}} = (5,066)^2 \cdot (3,045 + 0,01) = 78,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з.макс}} + t_{\text{о.в}} = 3 + 0,045 = 3,045$ с;

где $t_{\text{р.з.макс}} = 3$ с – максимальное время действия РЗ;

$t_{\text{о.в}} = 0,045$ с – полное время отключения выключателя;

$T_{\text{А}} = 0,01$ с – по рекомендации [16, табл.3].

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Таблица 7.13 – Параметры выключателя ВВ/TEL–10/1000.

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{\text{раб.макс}}, \text{ А}$	346	$I_{\text{ном}}, \text{ А}$	1000
$I_{\text{п.о.}}, \text{ кА}$	5,066	$I_{\text{о.ном}}, \text{ кА}$	20
$i_{\text{уд}}, \text{ кА}$	10,03	$I_{\text{эл.дин.стойк}}, \text{ кА}$	51
$i_{\text{а.т}}, \text{ кА}$	0,079	$i_{\text{а.доп}} = \frac{40\%}{100\%} \cdot \sqrt{2} \cdot 20 =$	11,3 кА
$\text{Вк}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	78,4	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 20^2 \cdot 3 =$	$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 7.14 – Параметры D–12P

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{\text{раб.макс}}, \text{ А}$	346	$I_{\text{ном}}, \text{ А}$	1000
$I_{\text{п.о.}}, \text{ кА}$	5,066	-	-
$i_{\text{уд}}, \text{ кА}$	10,03	$I_{\text{эл.дин.стойк}}, \text{ кА}$	51
$i_{\text{а.т}}, \text{ кА}$	0,079	-	-
$\text{Вк}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	78,4	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 31,5^2 \cdot 3 =$	$2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

7.3.7 Выключатель в цепи кабельной линии от секции 10 кВ подстанции 10/0,4 кВ

Выбираем к установке ячейку КРУ «Классика» серии D–12P с вакуумным выключателем серии ВВ/TEL-10/1000 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Таврида Электрик» г. Москва [12], как и для вводного выключателя.

1. Максимальный рабочий ток через выключатель КЛ, отходящей от ТП:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{КЛ}} - S_{\text{Т.ТП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{В.НОМ}}}, \quad (7.10)$$

$$I_{\text{раб.макс.}} = \frac{3 - 0,5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,144 \text{ кА.}$$

Таблица 7.15 – Параметры выключателя ВВ/TEL–10/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{\text{раб.макс}}, \text{ А}$	144	$I_{\text{ном}}, \text{ А}$	1000
$I_{\text{п.о.}}, \text{ кА}$	5,066	$I_{\text{о.ном}}, \text{ кА}$	20
$i_{\text{уд}}, \text{ кА}$	10,03	$I_{\text{эл.дин.стойк}}, \text{ кА}$	51
$i_{\text{а.т}}, \text{ кА}$	0,079	$i_{\text{а.доп}} = \frac{40\%}{100\%} \cdot \sqrt{2} \cdot 20 =$	11,3 кА
$\text{Вк}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	78,66	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 20^2 \cdot 3 =$	$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 7.16 – Параметры D–12P

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{\text{раб.макс}}, \text{ А}$	144	$I_{\text{ном}}, \text{ А}$	1000
$I_{\text{п.о.}}, \text{ кА}$	5,066	-	-
$i_{\text{уд}}, \text{ кА}$	10,03	$I_{\text{эл.дин.стойк}}, \text{ кА}$	51
$i_{\text{а.т}}, \text{ кА}$	0,079	-	-
$\text{Вк}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	78,66	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 31,5^2 \cdot 3 =$	$2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

7.4 Проверка кабельной линии на термическую стойкость

Ранее в проекте был выбран кабель АПВБП 3х240/25-10, необходимо проверить его по термической стойкости, если ТКЗ в начале КЛ составляет $I_{\text{к.л}}^{(3)} = 5,335 \text{ кА}$; а продолжительность КЗ $t_{\text{откл}} = 3,045 \text{ с}$.

По каталожным данным [9] фирмы-производителя допустимый ток односекундного КЗ кабеля сечением алюминиевой жилы 240 мм² составляет $I_{\text{доп(1)}} = 22,7 \text{ кА}$.

Так как расчетная продолжительность КЗ отличается от каталожной, по рекомендации фирмы используем поправочный коэффициент:

$$k = \frac{1}{\sqrt{t_{\text{откл}}}} = \frac{1}{\sqrt{3,045}} = 0,573. \quad (6.10)$$

В этом случае допустимый ток составит:

$$I_{\text{доп(3,055)}} = I_{\text{доп(1)}} \cdot k = 22,7 \cdot 0,573 = 13 \text{ кА}.$$

8 ВЫБОР ВИДОВ ЗАЩИТ ОБЪЕКТОВ ПОДСТАНЦИИ 110/10 кВ

8.1 Общие требования к релейной защите и автоматике

В соответствии с [3, п. 2.3.9]:

Надежная работа РЗА обеспечивает: сохранение устойчивой работы энергосистемы, снижение ущерба при повреждении оборудования, снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Надежная работа РЗА определяется: техническими средствами, идеологией построения, системой эксплуатации.

Выполнение перечисленных требований может быть обеспечено только путем внедрения современных устройств РЗА, выполненных на МП элементной базе, интегрированных в АСУ ТП.

Согласно [21, п. 2.2]:

Требования к современным МП устройствам РЗА:

- применение МП устройств РЗА преимущественно российского производства;
- блочно-модульное исполнение устройств РЗА;
- набор элементов свободно-программируемой логики;
- интеграция с АСУ ТП по стандартным протоколам;
- возможность изменения уставок и конфигурации устройства РЗА на дистанции;
- срок службы, гарантируемый изготовителем, должен составлять не менее 20 лет;
- гарантийный срок эксплуатации устройства РЗА должен составлять не менее 3 лет.

По [4, п. 9.1]:

При новом строительстве должны применяться современные устройства РЗА отечественного или иностранного производства, аттестованные или одобренные ОАО «ФСК ЕЭС».

Отключение любого поврежденного элемента сети должно осуществляться с минимально возможным временем для сохранения устойчивости системы и ограничения области и степени повреждений.

В сети 110 кВ и выше должно применяться ближнее резервирование и УРОВ.

Если дальнейшее резервирование не обеспечивается должны предусматриваться меры по усилению ближнего резервирования.

8.2 Выбор элементной базы и фирмы-производителя

Выбор элементной базы устройств РЗА зависит от требований заказчика и надзорных органов, с которыми осуществляется согласование проекта. В данной работе учитываются вышеизложенные требования ОАО «ФСК ЕЭС». В связи с этим, элементная база РЗА — современные микропроцессорные устройства.

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

В качестве поставщика терминалов РЗ для проектируемой подстанции выберем фирму ООО НТЦ «Механотроника», так как данная фирма выпускает весь требуемый ассортимент защит. На сайте фирмы имеется вся необходимая информация: техническая документация, каталоги, схемы подключения, методики расчета уставок.

8.3 Выбор видов защит для энергообъектов 10 кВ

Выбор видов РЗА для объектов главной схемы ПС и ТП осуществляется по [1] и уточняется по нормативным документам организации ОАО «ФСК ЕЭС».

8.3.1 Кабельная линия 10 кВ

В соответствии с [1, п.3.2.91] на кабельных линиях в сетях 10 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства РЗ от многофазных КЗ и однофазных замыканий на землю.

В соответствии с [1, п.3.2.92] защиту от многофазных КЗ следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения. Заранее условимся для двухфазных защит включать трансформаторы тока в фазы А и С.

Так как современные УРЗА сетей 6-35 кВ выполняются трехрелейными, оптимальной будет выполнение РЗ по схеме «Неполная звезда с дополнительным реле в обратном проводе».

Согласно [1, п. 3.2.93] на одиночных КЛ с односторонним питанием от КЗ должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки (ТО) мгновенной, а вторая — в виде МТЗ с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

Так как современные УРЗА сетей 6-35 кВ содержат не менее трех ступеней токовой защиты, то целесообразно выполнить РЗ КЛ 10 кВ трехступенчатой:

1 ступень — ТО;

2 ступень — токовая отсечка с выдержкой времени (ТОВВ);

3 ступень — МТЗ.

Так как в современных УРЗА сетей 6-35 кВ заложена возможность выбора вида МТЗ — с зависимой или независимой выдержкой времени, то для уменьшения времени отключения КЗ в начале линии целесообразно выбрать МТЗ с зависимой выдержкой времени.

В соответствии с пунктом [1, п. 3.2.96] защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) должна быть выполнена в виде:

- селективной защиты, действующей на сигнал;
- селективной защиты, действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности персонала или производства;

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

– устройства контроля изоляции (УКИ).

Выполнение селективной защиты от ОЗЗ с действием на сигнал зависит от режима работы нейтрали сети 10 кВ.

Для сети 10 кВ с изолированной нейтралью применяются токовая или направленная защиты от ОЗЗ, входящие в любое современное УРЗА сетей 6-35 кВ.

Устройство автоматического повторного включения на КЛ 10 кВ в соответствие с [1, п. 3.3.2] не предусматривается.

В соответствие с требованиями [4, п. 9.14.4] на отходящих кабельных линиях 10 кВ предусматривается установка дуговой защиты (отдельная дополнительная защита ячеек КРУ 6-10 кВ, реагирующая на свет или давление дуги КЗ при повреждении в самой ячейке) и УРОВ – устройства резервирования отказа выключателей.

Защиты кабельной линии 10 кВ представим в таблице 7.1.

Таблица 8.1 – Виды РЗА кабельной линии

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
Трехступенчатая токовая защита(двухфазная, трехрелейная):		
1	Токовая отсечка	Без выдержки времени
2	Токовая отсечка с выдержкой времени	Выдержка времени равна ступени селективности
3	Максимальная токовая защита	С зависимой выдержкой времени
Защита от однофазных замыканий на землю:		
4	Направленная защита	С действием на сигнал
5	Защита от дуговых замыканий	Центральное устройство с контролем тока ввода
6	УРОВ	Действует на отключение ВВ и СВ

8.3.2 Электродвигатель 10 кВ

Согласно [1, п. 5.3.48] защита электродвигателя от ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью предусматривается, если суммарный ток ОЗЗ превышает 10 А для ЭД мощностью до 2 МВт. Так как рассчитанный ранее ток ОЗЗ равен 8 А, то данная защита не предусматривается.

По [1, п. 5.3.46] для защиты ЭД мощностью до 5 МВт от КЗ предусматриваем токовую отсечку в исполнении, зависящем от следующих данных:

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Таблица 8.2 – Исполнение токовой отсечки ЭД

Мощность ЭД до 2 МВт	Мощность ЭД 2 МВт и более	
	Есть защита от ОЗЗ	Нет защиты от ОЗЗ
2-х фазная, 3-х релейная (неп. зв. с доп. реле)	2-х фазная, 3-х релейная (неп. зв. с доп. реле)	3-х фазная, 3-х релейная (полная звезда)

Принимаем, что ЭД подвержены перегрузке по технологическим причинам. По [1, п. 5.3.40] предусматриваем защиту ЭД от перегрузки с зависимой от тока выдержкой времени, отстроенной от нормального пуска или самозапуска ЭД с действием на сигнал и автоматическую разгрузку механизма.

При затянутом пуске или блокировке ротора защита от перегрузки действует на отключение ЭД.

При числе ЭД больше чем один на секцию по [1, п. 5.3.52] для облегчения восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска ЭД предусматриваем защиту минимального напряжения (ЗМН), отключающую часть подключенных к секции ЭД, с их автоматическим повторным пуском (АПВ) по окончании самозапуска первой группы ЭД.

В соответствие с [3, п. 9.14.4] в ячейке КРУ линии к ЭД предусматривается ЗДЗ и УРОВ.

Таблица 8.3 – Вид РЗА электродвигателя 10 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	Токовая отсечка	От КЗ, 2-х фазная, 3-х релейная
2	Защита от перегрузки	С зависимой от тока выдержкой времени, на сигнал и автоматическую разгрузку механизма при технологической перегрузке и отключении при затянутом пуске или блокировке ротора
3	ЗМН	Групповая защита на отключение отдельных ЭД
4	АПВ	Автоматический повторный пуск ЭД, отключенного ЗМН
5	ЗДЗ	-
6	УРОВ	-

8.3.3 Трансформатор 10/0,4 кВ

В соответствии с пунктом [1, п. 3.2.51] для трансформатора с обмоткой ВН 10кВ, подсоединенной к сети с изолированной нейтралью и обмоткой НН 0,4 кВ подсоединенной к сети с глухозаземленной нейтралью 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, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Для масляных трансформаторов по [1, п. 3.2.53] от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла предусматриваем газовую защиту, действующую на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений по [1 п. 3.2.54] предусматривается токовая отсечка (ТО) без выдержки времени, устанавливаемая на стороне 10 кВ. При срабатывании ТО должна отключать выключатели с обеих сторон трансформатора.

По пунктам 3.2.59-3.2.61 [1] для защиты от токов, обусловленных внешними междуфазными КЗ предусматривается действующая на отключение максимальная токовая защита, установленная со стороны 10 кВ.

Защита от однофазных КЗ в сети 0,4 кВ по [1 п. 3.2.66] осуществляется применением МТЗ на стороне 10 кВ или специальной защиты нулевой последовательности, по току которой подключается к трансформатору тока (ТТ) в нулевом проводе обмотки 0,4 кВ трансформатора (при недостаточной чувствительности у МТЗ на стороне 10 кВ к однофазным КЗ на стороне 0,4 кВ).

От токов, обусловленных перегрузкой по [1, п. 3.2.69] предусматривается МТЗ, с действием на сигнал.

В соответствии с [1 п. 3.3.26] АПВ на трансформаторе не устанавливается, так как при его отключении РЗ, предусматривается АВР питаемой им секции 0,4 кВ.

В соответствие с требованиями [4, п. 9.14.4] в ячейке КРУ присоединения трансформатора 10/0,4 кВ предусматривается ЗДЗ и УРОВ.

Сведем виды защит и автоматики в таблицу 8.4.

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Таблица 8.4 – Виды РЗА трансформатора 10/0.4 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	Газовая защита	От повреждений внутри бака и понижения уровня масла; две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение
2	Токовая отсечка	2-х фазная, 3-х релейная, от повреждений внутри бака и на выводах ВН
3	МТЗ	2-х фазная, 3-х релейная, от внешних междуфазных и однофазных КЗ с независимой выдержкой времени
4	Защита нулевой последовательности	От о/ф КЗ на стороне 0,4 кВ. По току подключенному к ТТ в нейтрали обмотки 0,4 кВ, на отключение с независимой выдержкой времени
5	Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал
6	ЗДЗ	-
7	УРОВ	-

8.3.4 Вводной выключатель 10 кВ

По [4, п. 9.14.1] на вводных выключателях РУ предусматривается: МТЗ с минимальным пуском по напряжению, защита от дуговых замыканий (ЗДЗ), защиту минимального напряжения (ЗМН), УРОВ.

Таблица 8.5 – Виды РЗА вводного выключателя 10 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	МТЗ с пуском по напряжению	От КЗ. На вводе секций ПС схема – полная звезда, прочих РУ – неполная звезда с доп. реле.
2	ЗМН	От потери питания
3	ЗДЗ	-
4	УРОВ	-

8.3.5 Секционный выключатель 10 кВ

Согласно [4, п. 9.14.2] на секционных выключателях РУ предусматривается: МТЗ, АВР, ЗДЗ, УРОВ.

Таблица 8.6 – Виды РЗА секционного выключателя 10 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	МТЗ	От КЗ. По схеме неп. звезда с доп. реле.
2	АВР	-
3	ЗДЗ	-
4	УРОВ	-

8.3.6 Шины 10 кВ

По [1, п. 3.2.126] специальные устройства РЗ шин 10 кВ понижающих ПС, РУ, ТП, как правило, не предусматриваются.

По [4, п. 9.14.3] на каждой секции шин 10 кВ предусматривается: ЗДЗ, ЛЗШ (логическая защита шин), УКИ.

Согласно [2, п. 2.3.9] возможна установка централизованной защиты вместо отдельной направленной защиты от ОЗЗ для каждого присоединения в сети с изолированной нейтралью.

В соответствии с [41, п. 5.6] к ТН шин НН ПС подключаются устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР) и частотного АПВ (ЧАПВ), входящие в состав системы автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ).

Таблица 8.7 – Виды РЗА секции шин 10 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	ЗДЗ	-
2	ЛЗШ	Ускорение отключения КЗ на шинах
3	УКИ	Неселективная сигнализация ОЗЗ
4	АЧР/ЧАПВ	Отключение части нагрузки при аварийном снижении частоты в энергосистеме
5	Централизованная сигнализация ОЗЗ	Подключается к ТТНП всех присоединений секции или шин

8.4 Выбор видов защит энергообъектов 110 кВ

8.4.1 Силовой двухобмоточный трансформатор ТДН –10000/110

Для трансформаторов 110/0,4 кВ пункту [1, п. 3.2.51] должны быть предусмотрены защиты от:

- междуфазные КЗ в обмотках и на выводах;
- однофазные КЗ в обмотке и на выводах 110 кВ;
- витковых замыканий (ВЗ) в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижением уровня масла (для масляных трансформаторов).

Для масляных трансформаторов по пункту [1, п.3.2.53] от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла предусматривается газовая защита, действующая 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 или реле давления. Для защиты избирателей РПН, размещаемых в отдельном баке, предусматривается отдельное газовое реле.

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

В соответствии с [1, п.3.2.54] для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более должна быть предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени.

Согласно [1, п.3.2.58] в зону действия дифференциальной защиты должны входить соединения трансформатора со сборными шинами.

В качестве защиты от токов внешнего м/ф КЗ предусматривается МТЗ с пуском по напряжению [1, п. 3.2.59].

Согласно [1, п. 3.2.69] для защиты от перегрузки предусматривается МТЗ с действием на сигнал.

Так как на ПС установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ по [1, п. 3.3.26] на трансформаторах АПВ не устанавливается.

В соответствии с [1, п. 3.3.61] трансформаторы с РПН оснащаются системой автоматического регулирования коэффициента трансформации.

Для резервирования отказа выключателей на стороне 110 кВ ПС предусматриваем установку УРОВ [1, п. 3.2.18].

По требованиям [4, п. 9.7] на трансформаторе 110 кВ предусматривается:

- Один комплект дифференциальной токовой защиты;
- газовая защита;
- защита устройства РПН с использованием струйных реле;
- резервные защиты на сторонах ВН и НН;
- автоматика регулирования РПН;
- защита от перегрузки.

Газовое и струйное реле согласно [4, п. 9.7.2] должны действовать через устройство дифференциальной защиты и через устройство резервной защиты стороны ВН.

Резервная защита на стороне ВН трансформатора выполняется в виде ступенчатой токовой защиты от м/ф КЗ с пуском по напряжению.

На каждом выключателе 110 кВ и выше предусматривается УРОВ [4, п.9.11.1] с пуском от защит присоединений.

УРОВ 110 кВ и выше реализуется двухступенчатым действием:

- 1 ступень — действием без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя;
- 2 ступень — действие с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений с запретом АПВ.

По [4, п. 9.10] должно предусматриваться АПВ ошиновки 110 кВ трансформаторов.

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Таблица 8.8 – Виды РЗА трансформатора 110 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	Дифференциальная защита трансформатора	От повреждений внутри бака и на выводах, частичной защиты от витковых замыканий
2	Газовая защита	От повреждений внутри бака и понижения уровня масла; две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение
3	Защита устройства РПН	Струйное реле или реле давления
4	Резервная защита ВН	МТЗ с пуском по напряжению 3х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
5	Резервная защита НН	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
6	Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал. Устанавливается на стороне ВН
7	Автоматика регулирования РПН	Автоматический регулятор коэффициента трансформации силового трансформатора
8	Автоматика управления выключателем ВН	Каждого из выключателей
9	УРОВ	Каждого из выключателей

8.4.2 Воздушная линия 110 кВ.

Выберем виды РЗА 110 кВ для варианта подключения воздушной линии, показанного на рис.8.1

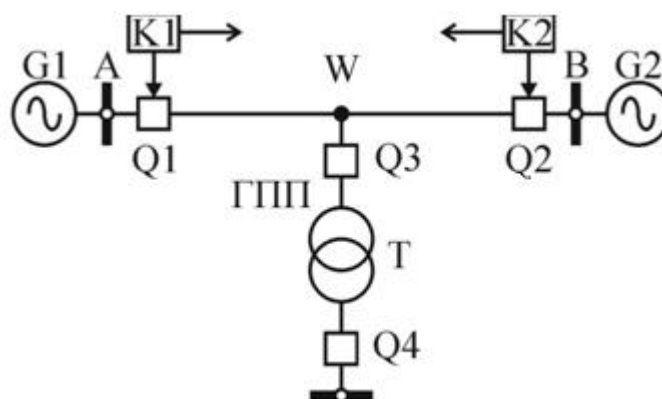


Рис.8.1 – Линия с двухсторонним питанием с ответвительной ГПП.

В соответствии с [1, п. 3.2.106] для линий в сетях 110 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных КЗ и от однофазных КЗ.

Примем, что в рассматриваемой сети 110 кВ возможны качания, поэтому на основании [1, п.3.2.107] защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях.

Согласно [1, п.3.2.108] примем, что по требованиям сохранения устойчивой работы энергосистемы на ВЛ 110 кВ с двусторонним питанием в качестве основной должна быть предусмотрена защита, действующая без замедления при КЗ в любой точке линии, выполненная в виде продольной дифференциальной защиты [1, п.3.2.115].

В соответствии с [1, п.3.2.111] от многофазных замыканий примем трехступенчатую дистанционную защиту, используемую в качестве резервной. В качестве дополнительной будем использовать токовую отсечку.

От однофазных КЗ предусматриваем ступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП), используемую в качестве резервной по [1, п.3.2.116].

Согласно [1, п.3.3.10] предусмотрим наличие АПВ с улавливанием синхронизма.

По [1, п.3.2.18] на выключателях ВЛ предусматриваем УРОВ.

На основании [4, п. 9.9.1] на ВЛ установим две независимые защиты от всех видов повреждения: быстродействующая защита с абсолютной селективностью (основная защита) и комплект ступенчатых защит-КСЗ (резервная защита).

В соответствии с пунктом [4, п. 9.9.2] в качестве основной быстродействующей защиты примем продольную дифференциальную защиту (ДЗЛ). Для связи между полукомплектами основной защиты будем использовать волоконно-оптические линии связи.

Предпочтительно, чтобы КСЗ кроме резервной защиты, также входил в устройство основной защиты: ДЗЛ+КСЗ

В соответствии с [4, п. 9.9.3] комплект ступенчатых состоит из ДЗ и ТНЗНП, с блокировкой отдельных ступеней ДЗ при качаниях.

На основании [4, п. 9.9.5] должна предусматриваться возможность оперативного и автоматического ускорения отдельных ступеней ДЗ и ТНЗНП.

Согласно [4, п. 9.9.7] защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых приводит к ложному отключению, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.

В соответствии с пунктом [4, п. 9.10.4] на ВЛ должно предусматриваться трехфазное АПВ (ТАПВ). На ВЛ с двусторонним питанием с однократным действием. Пуск АПВ осуществляется с контролем наличия\отсутствия напряжения и контролем наличия синхронизма.

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

По [4, п. 9.11.1] на каждом выключателе напряжением 110 кВ и выше должно предусматриваться УРОВ с пуском от защит присоединений, двухступенчатого действия.

Таблица 8.9 – Виды РЗА ВЛ 110 кВ

№	Виды РЗА	Примечание
Основная защита:		
1	Продольная дифференциальная защита (ДЗЛ)	с ВОЛС
2	КСЗ	3 ступени ДЗ от м/ф КЗ, 4 ступени ТНЗНП от о/ф КЗ
Резервная защита:		
3	Дистанционная защита	Три ступени от м/ф КЗ
4	ТНЗНП	4 ступени от о/ф КЗ
5	Автоматика управления выключателем.	–
6	Трехфазное АПВ (ТАПВ)	Однократное, с контролем напряжения и синхронизма
7	УРОВ	–

9.ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ ЗАЩИТ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

Выбор исполнения УРЗА производится по информации, предоставляемой фирмой производителем в каталогах или непосредственно с сайта изготовителя. УРЗА присоединений 6-10 кВ предназначены для встраивания в отсеки защиты КРУ и КСО. УРЗА объектов 110-220 кВ размещаются в шкафах, размещаемых на ОПУ.

Выбираемые исполнения УРЗА должны соответствовать общим нормативным требованиям ОАО «ФСК ЕЭС» и вышеперечисленным требованиям ПУЭ и НТП ПС к видам РЗА.

9.1 Выбор типоразмера терминалов защит на стороне 10 кВ

9.1.1 Исполнение защит кабельных линий 10 кВ

УРЗА должно осуществлять местное и дистанционное управление выключателем ячейки КРУ КЛ. В соответствии с [22] были выбраны устройства НТЦ «Механотроника» БМРЗ – 152 – 2 – П – 0 – КЛ – 01. Устройство реализует все необходимые функции, представленные в таблице 9.1

Расшифровка условного наименования блока:

БМРЗ – условное наименование блока микропроцессорного релейной защиты;

152 – Состав входов аналоговых сигналов в блоке: I_a , I_b , I_c , $3I_0$, U_{ab} , U_{bc} , $3U_0$;

2 – номинальное напряжение постоянного оперативного тока 220 В;

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

П – исполнение пульта – вынесенный пульт;

0 – интерфейс коммуникаций: два RS-485 (синхронизация времени), два Ethernet 10/100 BASE-FX (связь с АСУ);

КЛ – защищаемое присоединение кабельная линия;

01 – номер версии программного обеспечения.

Таблица 9.1 – Виды РЗА кабельной линии 10 кВ

№ п.п	Вид РЗА	БМРЗ – 152 – 2 П – 0 – КЛ – 01
Трехступенчатая токовая защита(двухфазная, трехрелейная):		
1	Токовая отсечка	+
2	Токовая отсечка с выдержкой времени	+
3	Максимальная токовая защита	+
Защита от однофазных замыканий на землю:		
4	Направленная защита	+
5	Защита от дуговых замыканий	+
6	УРОВ	+

9.1.2 Исполнение защит электродвигателя 10 кВ

В соответствии с [22] были выбраны устройства НТЦ «Механотроника» БМРЗ – 152 – 2 – П – ЭД – 01. Устройство реализует все необходимые функции, представленные в таблице 9.2

Расшифровка условного наименования блока приведена в пункте 9.1.1 данной работы.

Таблица 9.2 – Виды РЗА электродвигателя АДД-4

№ п.п	Вид РЗА	БМРЗ – 152 – 2 – П – ЭД – 01
1	Токовая отсечка	+
2	Защита от перегрузки	+
3	ЗМН	+
4	АПВ	+
5	ЗДЗ	+
6	УРОВ	+

9.1.3 Исполнение защит трансформаторов 10/0,4 кВ

Завод-производитель поставляет трансформаторы герметичного исполнения, укомплектованные газовой защитой на электроконтактном мановакуумметре и защитой от перегрева на электроконтактном манометрическом термометре.

Фирма ООО НТЦ «Механотроника» конкретно не предлагает терминал для трансформатора 10/0,4 кВ. В соответствии с [22], с целью экономии средств были

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

выбраны устройства НТЦ «Механотроника» БМРЗ – 152 – 2 – П – КЛ – 01 как и для кабельной линии. Устройство реализует все необходимые функции, представленные в таблице 9.3.

Таблица 9.3– Виды РЗА трансформатора 10/0.4 кВ

№ п.п	Вид РЗА	БМРЗ – 152 – 2 – П – КЛ – 01
1	Газовая защита	Завод-изготовитель поставляет трансформатор с газовой защитой.
2	Токовая отсечка	+
3	МТЗ	+
4	Защита нулевой последовательности	+
5	Защита от перегрузки	+
6	ЗДЗ	+
7	УРОВ	+

9.1.4 Исполнение защит вводных выключателей 10 кВ

Выберем терминал РЗА рабочего ввода НН ГПП производства фирмы ООО «Механотроника». В соответствии с [22] были выбраны устройства НТЦ «Механотроника» БМРЗ – 152 – 2 – П – ВВ – 01 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока 220 В. Устройство реализует все необходимые функции защиты, представленные в таблице 8.5, а так же реализует функцию АВР СВ.

9.1.5 Исполнение защит секционных выключателей 10 кВ

В соответствии с [22] были выбраны устройства НТЦ «Механотроника» БМРЗ – 152 – 2 – П – СВ – 01 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В. Устройство реализует все необходимые функции, представленные в таблице 7.6.

9.1.6 Исполнение защиты от дуговых замыканий

НТЦ «Механотроника» производит комплекс дуговой защиты ДУГА–МТ, которая является совокупностью связанных между собой компонентов:

- волоконно – оптических датчиков дугового замыкания ВОД – Л;
- регистраторов дуговых замыканий ДУГА – О;
- центрального блока ДУГА – БЦ.

Чувствительные элементы, датчики ВОД – Л, размещаются внутри каждого отсека защищаемой ячейки. Количество таких датчиков может быть до четырёх штук. Сигналы со всех датчиков ячейки собираются на одном регистраторе ДУГА – О, который также устанавливается на защищаемую ячейку. Сигналы со всех регистраторов защищаемой секции собираются на центральном блоке ДУГА – БЦ, который обеспечивает приём сигналов пусков защит от устройств РЗиА секции.

Защита ДУГА–МТ может быть организована как с применением центрального блока ДУГА – БЦ, так и без него. Во втором случае приемниками сигналов от регистраторов дуговых замыканий служат устройства релейной защиты присоединений.

Выберем вариант без центрального блока ДУГА – БЦ.

9.1.7 Исполнение защит в ячейке трансформатора напряжения

В соответствии с [22] были выбраны устройства НТЦ «Механотроника» БМРЗ – 152 – 2 – Д – ТН – 01 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В. Устройство реализует все необходимые функции.

Расшифровка условного наименования блока:

БМРЗ – условное наименование блока микропроцессорного релейной защиты;

152 – Состав входов аналоговых сигналов в блоке: $U_A, U_B, U_C, 3U_0$;

2 – номинальное напряжение постоянного оперативного тока 220 В;

Д – исполнение пульта – встроенный пульт;

0 – интерфейс коммуникаций: два RS-485 (синхронизация времени), два Ethernet 10/100 BASE-FX (связь с АСУ);

ТН – защита и автоматика по напряжению 10 кВ;

01 – номер версии программного обеспечения.

9.2 Выбор типов терминалов защит оборудования 110кВ

Терминалы РЗА присоединений 110 кВ размещаются в шкафах, наряду с вспомогательным оборудованием. Шкаф РЗА 110 кВ размещаются на ОПУ.

9.2.1 Исполнение защит трансформатора ТДН-10000

Таблица 9.3 – Требования к составу РЗА трансформатора 110 кВ:

Комплект РЗА	Состав устройства
1 комплект	Основные защиты трансформатора: ДЗТ
2 комплект	Резервные защиты трансформатора: МТЗ
2 комплект	Автоматика РПН
2 комплект	Автоматика и управление выключателем (АУВ) ВН

Комплект резервных защит может совмещать функции автоматики РПН и АУВ ВН.

На сайте НТЦ «Механотроника» [36] выбираем соответствующее исполнение шкафов РЗА трансформатора:

1)ШЗТ–МТ–051–152 – Шкаф основных защит, содержит 2 МП УРЗА: комплект основных защит трансформатора БМРЗ-ТД, а также комплект резервных защит и АУВ ВН трансформатора – БМРЗ – ТР.

2) ШАРНТ–МТ–054–152 – Шкаф регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой, содержит одно МП УРЗА: комплект автоматики РПН – БМРЗ – ЦРН.

Выбранные шкафы защит содержат устройства, которые выполняют все требуемые функции, представленные в таблице 8.8.

9.2.2 Исполнение защит воздушных линий

На сайте НТЦ «Механотроника»[36] выбираем соответствующее исполнение шкафов РЗА воздушной линии 110 кВ:

1) ШЭ–МТ–052– Шкаф основной защиты линий, содержит МП УРЗА: комплект основной быстродействующей дифференциальной защиты (ДЗЛ).

2) ШРЗЛ–МТ–063–152–шкаф резервных ступенчатых защит линий и автоматики управления выключателем. Ступенчатые защиты линии выполняются на терминале БМРЗ–КСЗ. Функцию автоматики управления выключателем выполняет блок БМРЗ–АУВ.

Таблица 9.4 – Виды защит ВЛ 110 кВ

№	Виды РЗА	Примечание
Основная защита:		
1	Продольная дифференциальная защита (ДЗЛ)	с ВОЛС
2	КСЗ	3 ступени ДЗ от м/ф КЗ, 4 ступени ТНЗНП от о/ф КЗ
Резервная защита:		
3	Дистанционная защита	Три ступени от м/ф КЗ
4	ТНЗНП	4 ступени от о/ф КЗ
5	Автоматика управления выключателем.	–
6	Трехфазное АПВ (ТАПВ)	Однократное, с контролем напряжения и синхронизма
7	УРОВ	–

10 РАСЧЕТ УСТАВОК ЗАЩИТ

10.1 Расчет параметров устройств защит присоединений 10 кВ

10.1.1 Электродвигатель 10 кВ.

Защита электродвигателя (ЭД) выполнена на терминале БМРЗ–152–ЭД-01. Исходные данные для расчета параметров представлены на рисунке 10.1.

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями [1, п. 5.3] и [23];

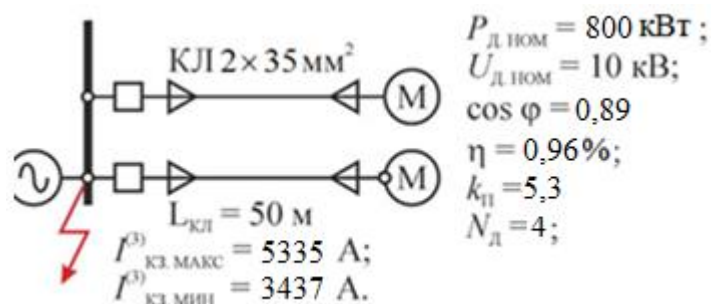


Рисунок 10.1 – К расчету уставок защит двигателя

10.1.1.1 Токовая отсечка электродвигателя

Токовая отсечка предназначена для быстрой ликвидации междуфазных коротких замыканий.

Ток срабатывания ТО отстраивается от пускового тока ЭД:

$$I_{о.д} = k_{анер} \cdot k_{пуск} \cdot I_{ном.дв}; \quad (10.1)$$

где $k_{анер}$ – коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую пускового тока машины, принимают 1,8 [23, п. 2.2];

$k_{пуск}$ – коэффициент пуска, по исходным данным составляет 5,3;

$I_{д.ном}$ – номинальный ток двигателя.

Номинальный ток ЭД определяется по формуле:

$$I_{д.ном} = \frac{P_{д.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{д.ном} \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,89 \cdot 0,96} = 54,06 \text{ А} \quad (10.2)$$

Находим токовую отсечку по формуле (10.2):

$$I_{о.д} = 1,8 \cdot 5,3 \cdot 54,06 = 515,73 \text{ А}.$$

Оценка чувствительности ТО ЭД производится по [1, п. 5.3.47] при двухфазном КЗ на выводах ЭД. Коэффициент чувствительности ТО ЭД:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{о.д}} \cdot k_{от.ч.сх} = \frac{2976,5}{515,73} \cdot 1 = 5,77 \quad (10.3)$$

где $I_{к.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к.мин}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3437 = 2976,5 \text{ А}$ – ток двухфазного КЗ на выводах ЭД в минимальном режиме работы системы;

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

$k_{от.ч.сх}^{(2)} = 1$ – коэффициент относительной чувствительности схемы соединения ТТ по УРЗА ЭД к двухфазным КЗ (для схемы неполная звезда с дополнительным реле в обратном проводе).

Расчетный коэффициент чувствительности больше как нормативного, (по [1] не менее 1,5), так и рекомендованного (не менее 2 по [23, п. 2.2]).

В рассматриваемом УРЗА уставки по току срабатывания задаются в амперах вторичного тока, непосредственно подводящегося к токовым аналоговым входам. Определим вторичный ток срабатывания ТО ЭД:

$$I_{о.д(2)} = \frac{I_{о.д}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{515,73 \cdot 5}{75} \cdot 1 = 34,38 \text{ А}, \quad (10.4)$$

где $n_T = \frac{I_{1.ном.тт}}{I_{2.ном.тт}} = \frac{75}{5}$,

$I_{1.ном.тт} > I_{д.ном}$ – первичный номинальный ток фазного ТТ должен быть больше номинального тока ЭД;

$I_{2.ном.тт} = 5 \text{ А}$ – выбранный вторичный ток фазного ТТ;

$k_{сх}^{(3)} = 1$ – коэффициент схемы неполная звезда с доп. реле в обратном проводе для трехфазного режима работы.

Для ячейки КРУ ЭД выбран ТТ ТОЛ–СЭЩ-10 с номинальным первичным током 75 А по [39].

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ТО ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току токовой отсечки от 1 до 200 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

Таблица 10.1 – уставки первой ступени ТО (ТО-1):

Ступень защиты	Уставка	Значение
ТО-1	Функция	Вкл
	I, А	34,38
	T, с	0,00
	Направленность	Откл
	Пуск по U	Откл
	Блокировка	Откл

10.1.1.2 Защита от однофазных замыканий на землю

Ток срабатывания защиты электродвигателя от ОЗЗ определяется из формулы:

$$I_{з.ОЗЗ.д} = \frac{k_H \cdot k_{бр}}{k_B} \cdot (I_{емк.дв} + I_{емк.КЛ}), \quad (10.5)$$

где k_B – коэффициент возврата, так как защита работает без выдержки времени, принимается равным 1;

k_H – коэффициент надежности, принимается равным 1,2 по [23, п.3.2];

$k_{бр}$ – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока в момент возникновения ОЗЗ, по [23, п.3.2] принимается равным 2,5;

$I_{емк.дв}$ – собственный емкостной ток электродвигателя;

$I_{емк.КЛ}$ – емкостной кабельной линии, соединяющий ЭД с ячейкой КРУ;

Сечение жил КЛ определяем исходя из номинальной мощности ЭД:

$$S_{д. ном} = \frac{P_{д. ном}}{\cos\varphi \cdot \eta} = \frac{0,8}{0,89 \cdot 0,96} = 0,936 \text{ МВА}; \quad (10.6)$$

По каталогу [9] выбираем кабель АПвП 3х35/16–10

Найдем собственный емкостной ток ЭД по формуле:

$$I_{емк.дв} = 0,03 \cdot S_{ном} = 0,03 \cdot 0,936 = 0,028 \text{ А}; \quad (10.7)$$

Емкостной ток кабельной линии:

$$I_{емк.кл} = k_{кл.д} \cdot L_{кл}; \quad (10.8)$$

где $k_{кл.д}$ – удельное значение емкостного тока для КЛ к ЭД, А/км;

По каталогу фирмы-производителя [9] удельное значение емкостного тока составляет 1,13 А/км.

$L_{кл}$ – длина короткой КЛ от ячейки к ЭД, примем 50 м.

По формуле (10.8) емкостной ток КЛ равен:

$$I_{емк.кл} = 1,13 \cdot 0,05 = 0,056 \text{ А}.$$

По формуле (10.5) рассчитаем ток срабатывания защиты ЭД от ОЗЗ:

$$I_{з.ОЗЗ.д} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{1} \cdot (0,028 + 0,056) = 0,252 \text{ А}.$$

Чувствительность защиты от ОЗЗ можно оценить по формуле:

$$k_{ч} = \frac{I_{о\Sigma}}{I_{з.ОЗЗ.д}} = \frac{4}{0,252} = 15,87 > 1,5; \quad (10.9)$$

где $I_{о\Sigma}$ – ток ОЗЗ от сети в месте повреждения.

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям [1].

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Вторичный ток срабатывания защиты от ОЗЗ:

$$I_{3.ОЗЗ.Д(2)} = \frac{I_{3.ОЗЗ.д}}{n_{от}} = \frac{0,252}{25} = 0,01 \text{ А}; \quad (10.10)$$

где $n_{т.о}$ – коэффициент трансформации ТТНП, равен 25/1.

Для установки на ввод КЛ в ячейке КРУ ЭД выбран ТТНП– ТЗЛМ–1 по [43].

Диапазон тока срабатывания ЗОЗЗ 0,01 – 4 А, данная уставка входит в диапазон, поэтому принимаем минимальную уставку.

Таблица 10.2 – Уставки ЗОЗЗ

Степень защиты	Уставка	Значение
ЗОЗЗ	Функция	ВКЛ
	Действие	ЗАЩИТА
	$3U_0$	ОТКЛ
	Ток срабатывания защиты, А	0,01
	Т, с	0
	Направленность	ОТКЛ
	Пуск по U	ОТКЛ
	Блокировка	ОТКЛ

10.1.1.2 Защита от перегрузок

Выполним защиту от технологической перегрузки (ЗП) на первой ступени МТЗ (МТЗ-1) с действием на сигнал, отстроенную от номинального тока ЭД и нормального времени пуска с помощью зависимой выдержки времени. Такой вариант выполнения защиты от перегрузки ЭД полностью соответствует [1, п. 5.3.49].

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{з.п.д} = k_{отс} \cdot I_{д.ном} = 1,05 \cdot 54,06 = 56,76 \text{ А}, \quad (10.11)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,05 при действии защиты на сигнал по [23, п.7.3.3];

Отношение пускового тока к току срабатывания защиты от перегрузки:

$$\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д}} = \frac{K_{п} \cdot I_{д.ном}}{I_{з.п.д}} = \frac{5,3 \cdot 54,06}{56,76} = 5,05; \quad (10.12)$$

При такой кратности тока выдержка времени ЗП должна быть больше времени пуска ЭД:

$$t_{з.п.д} = k_3 \cdot t_{п} = 1,5 \cdot 10 = 15 \text{ с}, \quad (10.13)$$

где k_3 – коэффициент запаса, принимается равным 1,5;

$t_{\text{пуск}}$ – время пуска или самозапуска.

При выборе инверсной характеристики выдержка времени МТЗ–1 определяется формулой по [23]:

$$t_{\text{з.п.д}} = \frac{0,14 \cdot T_{\text{утс}}}{\left(\frac{I_{\text{д.пуск}}}{I_{\text{з.п.д}}}\right)^{0,02} - 1}, \text{ с.} \quad (10.14)$$

Выразим из формулы (10.14) $T_{\text{утс}}$, рассчитаем уставку МТЗ–1 по времени:

$$T_{\text{утс}} = \frac{t_{\text{з.п.д}} \cdot \left(\left(\frac{I_{\text{д.пуск}}}{I_{\text{з.п.д}}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} = \frac{15 \cdot (5,05^{0,02} - 1)}{0,14} = 3,53 \text{ с.} \quad (10.15)$$

Серийные двигатели общего назначения отечественного производства изготавливают в соответствии с требованиями ГОСТ 183-74, согласно которым трехфазные двигатели переменного тока мощностью не менее 0,55 кВт с косвенным охлаждением обмоток статора должны выдерживать ток, равный 1,5 номинального тока, в течение 2 мин (120 с). Определим выдержку времени защиты от перегрузки при 1,5 перегрузке:

$$t_{\text{з.п.д}} = \frac{0,14 \cdot 3,53}{(1,5)^{0,02} - 1} = 60,7 \text{ с.}$$

Определим вторичный ток срабатывания ЗП ЭД (МТЗ–1):

$$I_{\text{з.п.д}(2)} = \frac{I_{\text{з.п.д}}}{n_T} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{56,76 \cdot 5}{75} \cdot 1 = 3,78 \text{ А.} \quad (10.16)$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗП ЭД (МТЗ–1) входит в допустимый диапазон уставок по току третьей ступени МТЗ (МТЗ–1) от 1 до 200 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

Таблица 10.2 – Уставка первой ступени МТЗ (МТЗ–1)

Ступень защиты	Уставка	Значение
МТЗ - 1	Функция	Вкл
	I, А	3,78
	T, с	3,53
	Характеристика	Инверсная
	Направленность	Откл
	Пуск по U	Откл
	Блокировка	Откл

10.1.1.3 Защита от блокировки ротора (ЗБР) и затянутого пуска (ЗЗП)

Защита срабатывает с выдержкой времени при превышении действующими значениями фазных токов уставки пускового тока «ЗБР РТ». В защите предусмотрены две выдержки времени: одна используется, если зафиксирован пуск двигателя (ЗЗП Т), другая – если превышение уставки по току произошло при работающем двигателе (ЗБР Т).

Пуск двигателя определяется не по факту получения команды на включение, а по факту возрастания фазных токов от минимальных значений (действующее значение меньше 0,25 А) до значений, превышающих 0,25 А. Если указанное возрастание фазных токов произошло перед пуском защиты, считается, что сработала защита от затянутого пуска. В противном случае сработала защита от блокировки ротора. Графически условия срабатывания защиты показаны на рисунке 10.2

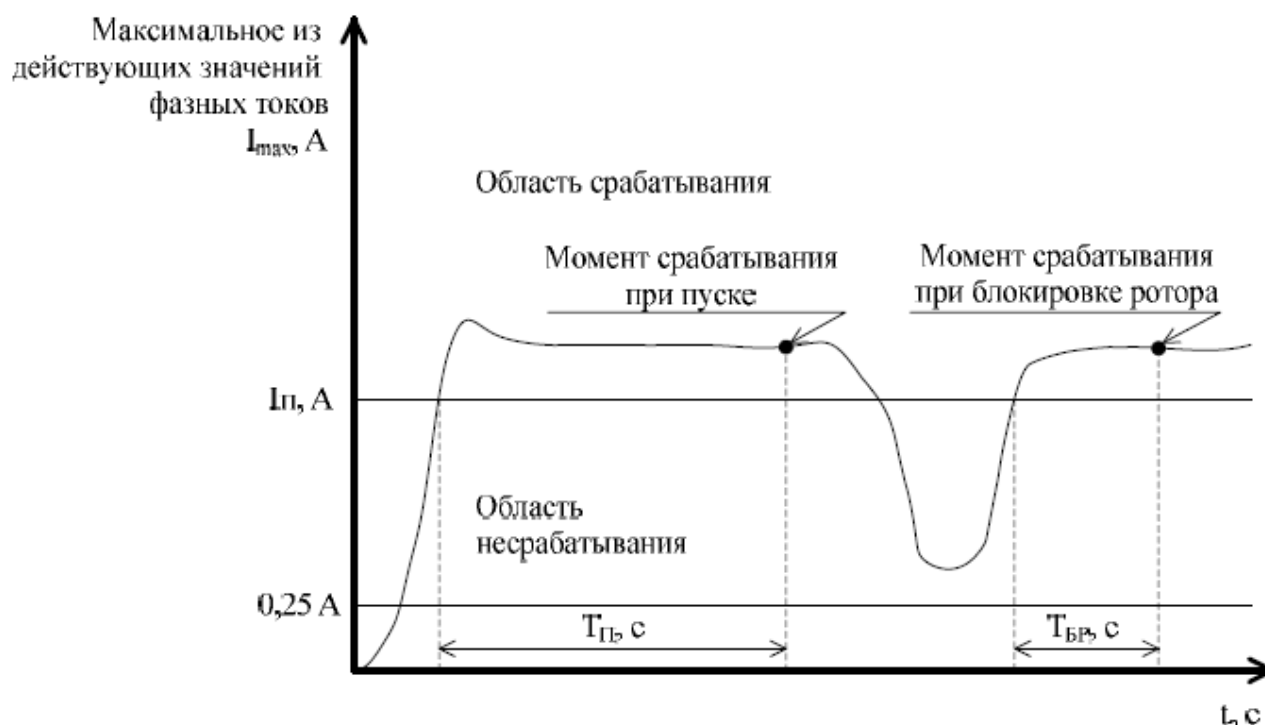


Рисунок 10.2 – Функциональная схема алгоритма ЗБР и ЗЗП

Защиты выполняются с независимыми характеристиками и работают каждая со своей выдержкой времени, но с общей уставкой по току срабатывания. Защиты выполнены с действием на отключение и сигнализацию.

Ток срабатывания защит выбирается меньше пускового тока электродвигателя и определяется по формуле:

$$I_{з.б.р.д} = \frac{k_p}{1,2 \cdot k_b} \cdot I_{д.ном} \quad (10.17)$$

где k_b – коэффициент возврата, по [23] принимается равным 0,95.

k_p – коэффициент пуска, по условию равен 5,3;

$I_{д.ном}$ – номинальный ток ЭД.

Найдем ток срабатывания защит по формуле (9.17):

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

$$I_{з.б.р.д} = \frac{5,3}{1,2 \cdot 0,95} \cdot 54,06 = 251,33 \text{ А};$$

Время срабатывания защиты от затынутого пуска принимают больше времени пуска электродвигателя по [23, п. 7.3.1]:

$$t_{сз.зп} = 1,5 \cdot t_{п} = 1,5 \cdot 10 = 15 \text{ с}, \quad (10.18)$$

Время срабатывания защиты от блокировки ротора рассчитываем по [23, п. 7.3.1]:

$$t_{сз.БР} = 0,4 \cdot t_{п} = 0,4 \cdot 10 = 4 \text{ с}; \quad (10.19)$$

Определим вторичный ток срабатывания ЗЗП и ЗБР:

$$I_{з.б.р.д(2)} = \frac{I_{з.б.р.д}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{251,33 \cdot 5}{75} \cdot 1 = 16,75 \text{ А}.$$

Таблица 9.3 – Уставки защит ЗЗП и ЗБР:

Степень защиты	Уставка	Значение
Защита от затынутого запуска	Функция	Вкл
	I, А	16,75
	t, с	15
	Принцип действия	I&t
	Блокировка	ОТКЛ
Защита от блокировки ротора	Функция	Вкл
	I, А	16,75
	t, с	4
	Блокировка	ОТКЛ

Функциональная схема алгоритма ЗБР и ЗЗП представлена на рисунке 10.3.

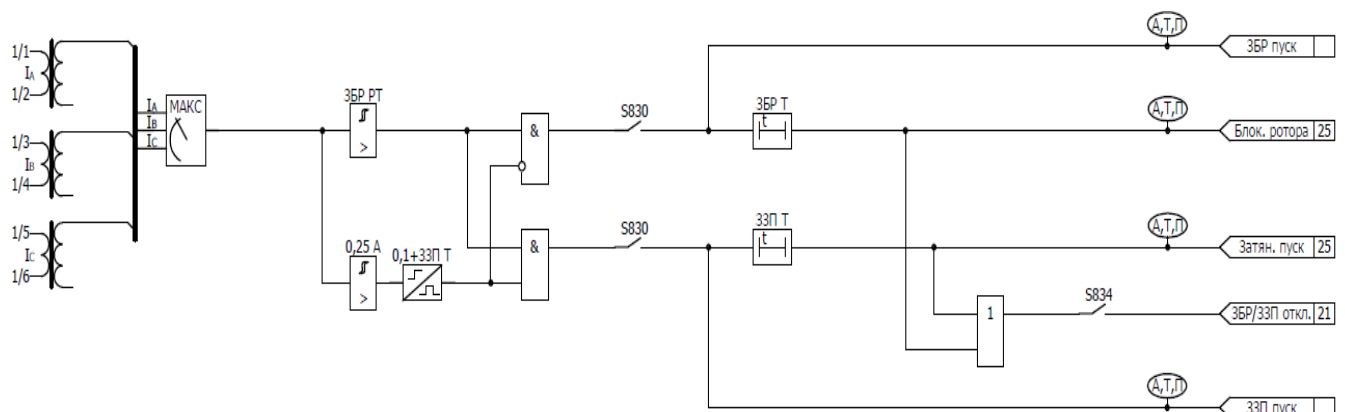


Рисунок 10.3 – Функциональная схема алгоритма ЗБР и ЗЗП.

10.1.1.4 Защита минимального напряжения

Согласно [1, п. 5.3.52] выдержка времени ЗМН должна выбираться в пределах 0,5 – 1,5 с. на ступень больше времени действия быстродействующих защит от междуфазных КЗ (т. е. 0,5 с), а уставка по напряжению должна быть, как правило, не выше 70% номинального напряжения:

$$U_{\text{ЗМН}} = 70 \text{ В};$$

$$t_{\text{ЗМН}} = 0,5 \text{ с.}$$

После срабатывания ЗМН и отключения выключателя ЭД запускается реле времени, контролирующее время перерыва питания. Если до истечения заданного времени $t_{\text{МАКС.ПАУЗЫ}}$ напряжение восстановится и превысит значение $U_{\text{АПВ}}$, будет разрешено срабатывание АПВ. Уставка рекомендованная по [23, п. 4] составляет 90% номинального напряжения:

$$U_{\text{АПВ}} = 90 \text{ В.}$$

Время восстановления напряжения $t_{\text{МАКС.ПАУЗЫ}}$ должно превышать время перерыва питания и время самозапуска оставшихся включенными двигателей.

На данном этапе проектирования примем 3 сек. Время самозапуска примем 15 с.

Время восстановления напряжения:

$$t_{\text{МАКС.ПАУЗЫ}} = t_{\text{Макс.РЗ}} + t_{\text{САМ.ЗАП}} = 3 + 15 = 18 \text{ с.}$$

При выполнении условий для срабатывания АПВ включение выключателя произойдет через время, заданное уставкой времени срабатывания АПВ. Уставка АПВ $t_{\text{АПВ}} = 1 \text{ с}$ [23].

Таблица 10.5 – уставки ЗМН

Ступень защиты	Уставка	Значение
ЗМН	Функция	Вкл
	$U_{\text{ЗМН}}$, В	70
	T, с	0,5
	АПВ	ВКЛ
	$U_{\text{АПВ}}$, В	90
	$T_{\text{АПВ}}$, с	1
	$T_{\text{макс.паузы}}$, с	18
	Блокировка	Откл

10.1.1.5 УРОВ

Функция резервирования при отказе выключателя (УРОВ) предназначена для отключения смежных выключателей электрической сети при отказе выключателя электродвигателя. ПУЭ не требует применения УРОВ для электроустановок 6–10 кВ [1]. Тем не менее при использовании терминалов микропроцессорной релейной защиты применение УРОВ следует рекомендовать, поскольку небольшие затраты на организацию такой схемы позволяют минимизировать повреждения распределительного устройства в случае отказа выключателя электродвигателя.

УРОВ запускается при подаче команды на отключение выключателя контролируемого присоединения от срабатывания токовых защит после выдержки времени $t_{\text{УРОВ}}$, если через выключатель продолжает проходить ток больше уставки $I_{\text{УРОВ}}$.

Рекомендованное ОАО «ФСК ЕЭС» значение тока срабатывания УРОВ 0,05 – 0,1 номинального тока присоединения:

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,09 \cdot I_{\text{д.ном}} = 0,09 \cdot 54,06 = 4,86 \text{ А.} \quad (10.20)$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ}(2)} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_T} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{4,86 \cdot 5}{75} \cdot 1 = 0,32 \text{ А.} \quad (10.21)$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ входит в допустимый диапазон уставок от 0,2 до 20 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

Выдержка времени УРОВ должна выбираться по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя с учетом времени возврата устройства, погрешности внутренних элементов выдержки времени и необходимого запаса, в соответствии с выражением:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{возв.уров}} + t_{\text{погреш.уров}} + t_{\text{зап}}, \quad (10.22)$$

где $t_{\text{откл.в}}$ – время отключения выключателя;

$t_{\text{возв.уров}}$ – время возврата реле тока УРОВ, принимается равным 0,1 по [25, п. 10];

$t_{\text{погреш.уров}}$ – погрешность реле времени УРОВ в сторону ускорения действия принимается равным 0,025 по [25, п. 10];

$t_{\text{зап}}$ – время запаса, принимаемое равным 0,1 с.

Для выключателя ВВ/TEL-10/1000 производства ЗАО «Таврида Электрик» г. Москва по РЭ полное время отключения составляет 45 мс.

Выдержка времени УРОВ по формуле (10.14):

$$t_{\text{УРОВ}} = 0,045 + 0,1 + 0,025 + 0,1 = 0,27 \text{ с.}$$

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Таблица 10.6 – уставки УРОВ

Степень защиты	Уставка	Значение
УРОВ	Функция	Вкл
	I, А	0,32
	T, с	0,27

10.1.2 Трансформатор 10/0,4 кВ

Произведем выбор уставок МП терминала РЗ ЭД БМРЗ–152–КЛ–01. Исходные данные для расчета параметров представлены на рис 9.1.2.1.

При расчете уставок воспользуемся указаниями [27], [28], [26].

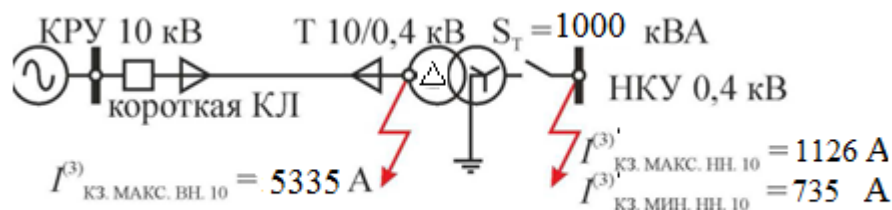


Рисунок 10.4 – Трансформатор 10/0,4 кВ подключенный к КРУ 10 кВ

10.1.2.1 Токовая отсечка

Для выполнения токовой отсечки трансформатора используем 1 степень токовой отсечки (ТО-1). В зону действия ТО войдут выводы обмотки ВН 10 кВ, часть первичных обмоток трансформатора, а также кабель, соединяющий трансформатор с выключателем на стороне ВН 10 кВ.

Ток срабатывания ТО Т – $I_{О.Т}$ выбирается по двум условиям.

1 условие – $I_{О.Т}$ должен быть отстроен от максимального тока КЗ за трансформатором на стороне НН 0,4 кВ:

$$I_{О.Т(1)} = k_{ОТС(1)} \cdot I_{К.МАКС.НН}^{(3)} = 1,15 \cdot 1,126 = 1,295 \text{ кА}; \quad (10.23)$$

где $k_{ОТС(1)} = 1,1-1,15$ коэффициент отстройки. Принят 1,15.

2 условие – $I_{О.Т}$ должен быть отстроен от броска намагничивающего тока при включении трансформатора под напряжение:

$$I_{О.Т(2)} = k_{ОТС(2)} \cdot k_{БНТ} \cdot I_{Т.НОМ.ВН}; \quad (10.24)$$

где $k_{ОТС(2)}$ – коэффициент отстройки. Принят 1,1 по МУ [43],

$k_{БНТ}$ – максимальное значение коэффициента броска намагничивающего тока по методическим указаниям [43] равен 7,05.

Номинальный ток стороны ВН трансформатора:

$$I_{Т.НОМ.ВН} = \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,7 \text{ А}.$$

По формуле (10.24):

$$I_{0.T(2)} = 1,1 \cdot 7,05 \cdot 57,7 = 447,46 \text{ А.}$$

За окончательный ток срабатывания ТО выбирается большее из токов, рассчитанных по 1 и 2 условиям:

$$I_{0.T} = \max\{I_{0.T(1)}; I_{0.T(2)}\} = \max\{1295; 447,46\} = 1295 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность ТО при двухфазном КЗ на стороне ВН трансформатора в минимальном режиме:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К.МИН.ВН}}^{(3)}}{I_{0.T}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ.}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3437}{1295} \cdot 1 = 2,29$$

где $k_{\text{ОТ.Ч.СХ.}}^{(2)} = 1$ – коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда к двухфазным КЗ.

По [1, п.3.2.21.8] нормативное значение коэффициента чувствительности около 2.

Для определения вторичного тока срабатывания защиты выберем ТТ ячейки КРУ.

Рабочий максимальный ток на стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{Т.РАБ.МАКС}} = \frac{k_{\text{п}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,8 \text{ А.}$$

Для ячейки КРУ выбран ТТ ТОЛ–СЭЩ–10 по [39].

$$I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 100 \text{ А, } I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А,}$$

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{0.T(2)} = \frac{I_{0.T}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ.}}^{(3)} = \frac{1295 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 64,75 \text{ А.}$$

где $k_{\text{СХ.}}^{(3)} = 1$ – коэффициент схемы неполная звезда для трехфазного режима работы.

Допустимый диапазон уставки по току ТО–1 от 1 до 200 А вторичного тока при $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$.

Выдержка времени ТО $T_{\text{ОТ}} = 0 \text{ с}$.

Согласно [1, п. 3.2.54] ТО действует на отключение трансформатора с помощью выключателя ВН в КРУ и автомата НН, действуя на его цифровой расцепитель.

Таблица 10.7 – Уставки ТО трансформатора, выполненной на первой ступени

Ступень защиты	Уставка	Значение
ТО-1	вкл	Ввод в работу ступени ТО-1
$I_{\text{ср. ТО-1}}$	64,75 А вторичных	Ток срабатывания ТО-1
$T_{\text{ср. ТО-1}}$	0,00 с	Время срабатывания ТО-1

10.1.2.2 Максимальная токовая защита

Ток срабатывания МТЗ трансформатора отстраивается от максимального тока нагрузки (с учетом работы АВР секционного автомата 0,4 кВ, тогда трансформатор будет работать с перегрузкой 140% $I_{Т.НОМ.ВН}$) и токов самозапуска ЭД на стороне НН (0,4 кВ):

$$I_{МТЗ.Т} = k_{Н.С} \cdot \frac{k_{Н} \cdot k_{С}}{k_{В}} \cdot I_{Т.РАБ.МАКС} = 1,1 \cdot \frac{1,1 \cdot 2}{0,95} \cdot 80,8 = 205,8 \text{ А.} \quad (10.25)$$

где $k_{Н.С} = 1,1$ – коэффициент надежности согласования с МТЗ цифрового расцепителя автомата ввода трансформатора на стороне НН;

$k_{Н} = 1,1$ – коэффициент надежности;

$k_{С} = 2$ – коэффициент самозапуска нагрузки;

$k_{В} = 0,95$ – коэффициент возврата ПО тока рассматриваемого устройства [27].

Оценим чувствительность МТЗ трансформатора при двухфазном КЗ на выводах 0,4 кВ:

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{К.МИН.НН}^{(3)}}{I_{МТЗ.Т}} \cdot k_{ОТ.Ч.СХ.Д/У-11}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} 735}{205,8} \cdot 0,5 = 1,54;$$

где $k_{ОТ.Ч.СХ.Д/У-11}^{(2)} = 0,5$ – коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда при КЗ за трансформатором Д/У – 11 гр.

Нормативное значение $k_{ч}$ для МТЗ по [1, п. 3.2.31.1] около 1,5.

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ трансформатора:

$$I_{МТЗ.Т(2)} = \frac{I_{МТЗ.Т}}{n_{Т}} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{205,8 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 10,29 \text{ А.}$$

Значение тока срабатывания входит в допустимый диапазон – 1 до 200 А.

Выдержка времени МТЗ трансформатора отстраивается от выдержки времени МТЗ цифрового ресцепителя автомата ввода НН:

$$t_{МТЗ.Т} = t_{МТЗ.АВ.В.НН} + \Delta t \quad (10.26)$$

где Δt – ступень селективности.

Выберем исполнение автоматов НКУ 0,4 кВ и их цифровых расцепителей.

Рабочий максимальный ток ввода НН трансформатора:

$$I_{В.НН.РАБ.МАКС} = \frac{K_{П} \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.НН}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2020,73 \text{ А.}$$

Рабочий максимальный ток секционного автомата НН:

$$I_{СВ.НН.РАБ.МАКС} = \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.НН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,38 \text{ А.}$$

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Максимальное значение периодической составляющей ТКЗ на стороне 0,4 кВ в начальный момент времени: $I_{К.МАКС.НН(0.4)}^{(3)} = 27,447$ кА.

Ударный ток трехфазного КЗ по [16]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{К.МАКС.НН(0.4)}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 27,447 = 62,1 \text{ кА.}$$

где $K_y=1,6$ по рекомендации [16, табл.3].

Выбираем к установке НКУ 0,4кВ «Ассоль» ASSOL – 0,4/2500-УХЛЗ.1 [24] производства ЗАО «Электронмаш» г. Санкт–Петербург допущенные к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС», с автоматическими выключателями Еmax 2.

Термическое воздействие ТКЗ:

$$B_K = (I_{К.МАКС.НН(0.4)}^{(3)})^2 \cdot t_{откл} = 27,447^2 \cdot 1 = 753,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таблица 10.8 – Параметры НКУ «Ассоль»

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{раб.макс}, А$	2020,73	$I_{ном}, А$	2500
-	-	-	-
$i_{уд}, кА$	62,1	$I_{эл.дин.стойк}, кА$	143
-	-	-	-
$B_K, кА^2 \cdot с$	753,34	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 65^2 \cdot 1 =$	$4225кА^2 \cdot с$

Выключатели Еmax2 Е2.2 Nc каталожными данными [25]:

Таблица 10.9 – Параметры Еmax2 Е2.2 N

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{В.НН.РАБ.МАКС}, А$	2020,73	$I_{ном}, А$	2500
$I_{СВ.НН.РАБ.МАКС}, А$	1443,38	$I_{ном}, А$	1600
$i_{уд}, кА$	62,1	$I_{эл.дин.стойк}, кА$	145
$B_K, кА^2 \cdot с$	753,34	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 66^2 \cdot 1 =$	$4356кА^2 \cdot с$

Выбираем расцепитель ЕkipDip LSIG.

Степень селективности между автоматическими выключателями Еmax2 принимаем равной 0,1 с. На рисунке 9.5 представлены выдержки времени МТЗ на автоматических выключателях НКУ.

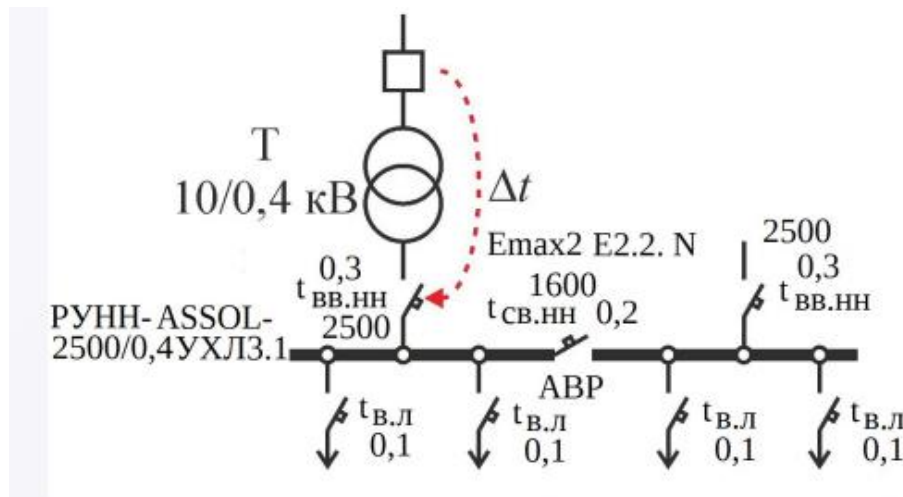


Рисунок 10.5 – к пояснению селективности работы НКУ «Ассоль» 0,4 кВ.

Определим степень селективности между МТЗ стороны ВН трансформатора и МТЗ расцепителя автоматического выключателя ввода НН трансформатора:

$$\Delta t = t_{\text{откл.ав.в.нн}} + t_{\text{погр.мтз.ав.в.нн}} + t_{\text{погр.мтз.т}} + t_{\text{возв.мтз.т}} + t_{\text{зап}} = 0,04 + 0,03 + 0,012 + 0,06 + 0,1 = 0,242 \text{ с.}$$

где $t_{\text{откл.ав.в.нн}} = 0,04 \text{ с}$ – время отключения автомата ввода НН трансформатора, по каталогу[25];

$t_{\text{погр.мтз.ав.в.нн}} = 10\% \cdot 0,3 = 0,03 \text{ с}$ – погрешность выдержки времени МТЗ расцепителя автомата ввода НН трансформатора, 10% от уставки, по каталогу [25];

$t_{\text{погр.мтз.т}} = 2\% \cdot 0,6 = 0,012 \text{ с}$ – погрешность выдержки времени МТЗ трансформатора при уставках свыше 0,5 с;

$t_{\text{возв.мтз.т}} = 0,06$ – время возврата МТЗ трансформатора [43];

$t_{\text{зап}} = 0,1$ – время запаса.

Выдержка времени МТЗ трансформатора:

$$t_{\text{МТЗ.т}} = t_{\text{МТЗ.ав.в.нн}} + \Delta t = 0,3 + 0,242 = 0,542 \text{ с.}$$

Примем выдержку времени МТЗ равной 0,55 с.

Таблица 10.10 – Уставки МТЗ трансформатора, на ступени МТЗ-1.

Степень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-1	вкл	Ввод в работу ступени МТЗ-1
Иср. МТЗ-1	10,29 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ-1
Тср. МТЗ-1	0,55 с	Время срабатывания МТЗ-1

10.1.2.3 Защита от перегрузки

Целесообразно выполнить защиту от технологической перегрузки (ЗП), действующую на сигнал, на второй ступени МТЗ-2. Ток срабатывания ЗП трансформатора:

$$I_{ЗП.Т} = \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{Т.НОМ.ВН} = \frac{1,05}{0,96} \cdot 57,7 = 63,1 \text{ А,}$$

где $k_{ОТС} = 1,05$ – коэффициент отстройки;

$k_B = 0,96$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t_{ЗП.Т} = 9 \text{ с}$ – по методическим указаниям НТЦ «Механотроника»[27].

Вторичное значение тока срабатывания ЗП трансформатора:

$$I_{ЗП.Т(2)} = \frac{I_{ЗП.Т}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{63,1 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 3,155 \text{ А.}$$

Значение тока срабатывания входит в допустимый диапазон от 0,25 до 200 А.

Таблица 10.11 – Уставки ЗП трансформатора

Ступень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-2	независимая	Ввод в работу ступени МТЗ-2
МТЗ-2 на откл	Откл	МТЗ-2 действует на сигнал
$I_{ср. МТЗ-2}$	3,16 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ-2
$T_{ср. МТЗ-2}$	9,00 с	Время срабатывания МТЗ-2

10.1.2.4 Расчет тока однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ.

Воспользуемся методикой расчета тока однофазного КЗ стороне 0,4 кВ трансформатора, изложенной в [26].

Для трансформатора 10/0,4 кВ со схемой соединения Δ/Y_0 – величина сопротивления нулевой последовательности равна сопротивлению прямой, поэтому ток однофазного КЗ равен току трехфазного КЗ. Причем из-за токораспределения по обмоткам трансформатора фазные токи на стороне 10 кВ, где установлена МТЗ трансформатора, будут меньше расчетного тока трехфазного КЗ в $\sqrt{3}$:

$$I_{К.МИН.НН}^{(1)} = \frac{I_{К.МИН.НН}^{(3)}}{\sqrt{3}} = \frac{735}{\sqrt{3}} = 424,35 \text{ А.} \quad (10.27)$$

Оценим чувствительность МТЗ на стороне ВН трансформатора:

$$k_{ч} = \frac{I_{К.МИН.НН}^{(1)}}{I_{МТЗ.Т}} = \frac{424,35}{205,8} = 2,06.$$

В данном случае чувствительность МТЗ на стороне ВН трансформатора достаточна и специальная защита ТЗНП от однофазного КЗ на стороне 0,4 трансформатора может не выполняться.

10.1.2.5 УРОВ

УРОВ запускается при подаче команды на отключение выключателя контролируемого присоединения от срабатывания токовых защит после выдержки времени $t_{\text{УРОВ}}$, если через выключатель продолжает проходить ток больше уставки $I_{\text{УРОВ}}$.

Уставки УРОВ вычисляются по методикам, изложенным в [43]. Принимаем уставку УРОВ по току равную 4% от номинального входного тока 5 А. Ток срабатывания УРОВ:

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,04 \cdot 5 = 0,2 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ не входит в допустимый диапазон уставок от 0,25 до 5 А. Поэтому принимаем минимальное значение уставки 0,25 А.

Согласно [43] выдержка времени УРОВ рассчитывается следующим образом:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{зап}}, \quad (10.28)$$

где $t_{\text{откл.в}}$ – время отключения выключателя, равное 0,45 с по [12];

$t_{\text{зап}}$ – рекомендуемый [43] запас по времени, с учетом времени возврата реле тока и погрешности реле времени УРОВ, принимаемое равным 0,2 с.

По формуле (9.28) найдем выдержку времени УРОВ:

$$t_{\text{УРОВ}} = 0,045 + 0,2 = 0,245 \text{ с.}$$

Таблица 10.12 – уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
$I_{\text{ср}}$	3,16 А вторичных	Ток срабатывания ЗП
МТЗ-2	откл	УРОВ не действует при работе МТЗ-2
ВН.откл.	вкл	УРОВ действует по команде внешнего откл.
Ввод УРОВ	Вкл	Функция УРОВ задействована

10.1.3 Трансформатор 10 кВ на подстанции 10/0,4 кВ

Для расчета токов короткого замыкания ТП в программе Токо, необходимо выбрать сечение КЛ, отходящей от ТП с нагрузкой 2,5 МВА. Аналогично 2.1 проведем все необходимые расчеты.

Длительный ток нагрузки нормального режима по формуле (2.3):

$$I_H = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 144 \text{ А.}$$

Максимальный ток нагрузки послеаварийного режима составит:

$$I_{H.\text{макс}} = 2 \cdot 144 = 288 \text{ А.}$$

По формуле (2.1) найдем

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{288}{1,1 \cdot 0,93 \cdot 1} = 281,5 \text{ А.}$$

По каталогу фирмы [9] выбираем тип кабеля:

АПВБП 3х150/25-10 с допустимым током 300 А.

Выбор сечения по экономической плотности тока, аналогично 2.1:

$$q_{\text{э}} = \frac{144}{1,7} = 85 \text{ мм}^2.$$

Так как сечение выбранное по длительному нагреву больше выбранного по экономической плотности, окончательно выбираем КЛ, отходящей от ТП – АПВБП 3х150/25–10.

10.1.3.1 Токовая отсечка

Аналогично 10.1.2 рассчитаем уставки защит для трансформатора ТП 10/0,4 кВ.

Ток срабатывания ТО Т – $I_{O.T}$ находим по формуле (9.23):

$$I_{O.T(1)} = k_{\text{отс}(1)} \cdot I_{K.\text{макс.нн}}^{(3)} = 1,15 \cdot 0,956 = 1,1 \text{ кА;}$$

где $k_{\text{отс}(1)} = 1,1-1,15$ коэффициент отстройки. Принят 1,15.

По второму условию $I_{O.T}$ должен быть отстроен от броска намагничивающего тока при включении трансформатора под напряжение. Рассчитаем по формуле (10.24):

$$I_{O.T(2)} = 1,1 \cdot 7,05 \cdot 57,7 = 447,46 \text{ А.}$$

За окончательный ток срабатывания ТО выбирается большее из токов, рассчитанных по 1 и 2 условиям:

$$I_{O.T} = \max\{I_{O.T(1)}; I_{O.T(2)}\} = \max\{1100; 447,46\} = 1100 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность ТО при двухфазном КЗ на стороне ВН трансформатора в минимальном режиме:

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К.МИН.ВН}}^{(3)}}{I_{0.Т}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ.}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3133}{1100} \cdot 1 = 2,46.$$

где $k_{\text{ОТ.Ч.СХ.}}^{(2)} = 1$ – коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда к двухфазным КЗ.

По [1, п.3.2.21.8] нормативное значение коэффициента чувствительности около 2.

Для определения вторичного тока срабатывания защиты выберем ТТ ячейки КРУ.

Рабочий максимальный ток на стороне ВН Т:

$$I_{\text{Т.РАБ.МАКС}} = \frac{k_{\text{п}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,8 \text{ А.}$$

Для ячейки КРУ выбран ТТ ТОЛ–СЭЩ–10 по [39].

$$I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 100 \text{ А}, I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А},$$

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{0.Т(2)} = \frac{I_{0.Т}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{СХ.}}^{(3)} = \frac{1100 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 55 \text{ А.}$$

Здесь $k_{\text{СХ.}}^{(3)} = 1$ – коэффициент схемы неполная звезда для трехфазного режима работы.

Допустимый диапазон уставки по току ТО-1 от 1 до 200 А вторичного тока при $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$.

Выдержка времени ТО Т $t_{\text{ОТ}} = 0 \text{ с}$.

Таблица 10.13 – Уставки ТО трансформатора, выполненной на первой ступени ТО-1.

Ступень защиты	Уставка	Значение
ТО-1	вкл	Ввод в работу ступени ТО-1
$I_{\text{ср. ТО-1}}$	55 А вторичных	Ток срабатывания ТО-1
$T_{\text{ср. ТО-1}}$	0,00 с	Время срабатывания ТО-1

10.1.3.2 Максимальная токовая защита

Ток срабатывания МТЗ рассчитаем по формуле (10.25) аналогично п. (10.1.2.2)

$$I_{\text{МТЗ.Т}} = k_{\text{Н.С}} \cdot \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{С}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т.РАБ.МАКС}} = 1,1 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 80,8 = 154,37 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность МТЗ трансформатора при двухфазном КЗ на выводах 0,4 кВ:

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{К.МИН.НН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.Т}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ.Д/У-11}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} 719}{154,37} \cdot 0,5 = 2,01;$$

где $k_{\text{ОТ.Ч.СХ.Д/У-11}}^{(2)} = 0,5$ – коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда при КЗ за трансформатором Д/У – 11 гр.

Нормативное значение $k_{\text{ч}}$ для МТЗ по [1, п. 3.2.31.1] около 1,5.

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ трансформатора:

$$I_{\text{МТЗ.Т(2)}} = \frac{I_{\text{МТЗ.Т}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{154,37 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 7,72 \text{ А.}$$

Значение тока срабатывания входит в допустимый диапазон – 1 до 200 А.

Выдержка времени МТЗ трансформатора отстраивается от выдержки времени МТЗ цифрового ресцепителя автомата ввода НН:

$$t_{\text{МТЗ.Т}} = t_{\text{МТЗ.АВ.В.НН}} + \Delta t \quad (10.28')$$

где Δt – ступень селективности.

Выберем исполнение автоматов НКУ 0,4 кВ и их цифровых расцепителей.

Так как номинальная мощность трансформатора 10/0,4 кВ в ТП равна номинальной мощности трансформатора 10/0,4 кВ на ГПП, то рабочий максимальный ток ввода НН трансформатора одинаков:

$$I_{\text{В.НН.РАБ.МАКС}} = 2020,73 \text{ А.}$$

Рабочий максимальный ток секционного автомата НН:

$$I_{\text{СВ.НН.РАБ.МАКС}} = 1443,38 \text{ А.}$$

Максимальное значение периодической составляющей ТКЗ на стороне 0,4 кВ в начальный момент времени: $I_{\text{К.МАКС.НН(0.4)}}^{(3)} = 25,634 \text{ кА.}$

Ударный ток трехфазного КЗ по [16]:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{К.МАКС.НН(0.4)}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 25,634 = 58 \text{ кА.}$$

где $K_{\text{уд}} = 1,6$ по рекомендации [16, табл.3].

Аналогично НКУ трансформатора 10/0,4 кВ на ГПП выбираем к установке НКУ 0,4 кВ «Ассоль» ASSOL – 0,4/2500-УХЛ3.1 [24] производства ЗАО «Электронмаш», с автоматическими выключателями Еmax 2.

Термическое воздействие ТКЗ:

$$B_{\text{К}} = (I_{\text{К.МАКС.НН(0.4)}}^{(3)})^2 \cdot t_{\text{ОТКЛ}} = 25,634^2 \cdot 1 = 657,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Таблица 10.14 – Параметры НКУ «Ассоль»

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{\text{раб. макс}}, \text{А}$	2020,73	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	2500
-	-	-	-
$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	58	$I_{\text{эл. дин. стойк}}, \text{кА}$	143
-	-	-	-
$\text{Вк}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	657,1	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 65^2 \cdot 1 =$	$4225 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатели Еmax2 Е2.2 Nc каталожными данными [25]:

Таблица 10.15 – Параметры Еmax2 Е2.2 N

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{\text{в. нн. раб. макс}}, \text{А}$	2020,73	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	2500
$I_{\text{св. нн. раб. макс}}, \text{А}$	1443,38	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	1600
$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	58	$I_{\text{эл. дин. стойк}}, \text{кА}$	145
$\text{Вк}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	657,1	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 66^2 \cdot 1 =$	$4356 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбираем расцепитель ЕkipDip LSIG.

Степень селективности между автоматическими выключателями Еmax2 принимаем равной 0,1 с. На рисунке 9.5 представлены выдержки времени МТЗ на автоматических выключателях НКУ.

Выдержка времени МТЗ трансформатора аналогична выдержке времени в пункте (9.1.2):

$$t_{\text{МТЗ.Т}} = t_{\text{МТЗ.ав.в.нн}} + \Delta t = 0,3 + 0,242 = 0,542 \text{ с.}$$

Так как дискретность уставок данного УРЗА равна 0,01 с, то примем выдержку времени МТЗ равной 0,55 с.

Таблица 10.16– Уставки МТЗ трансформатора, выполнены на ступени МТЗ-1

Степень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-1	вкл	Ввод в работу ступени МТЗ-1
Иср. МТЗ-1	7,72 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ-1
Тср. МТЗ-1	0,55 с	Время срабатывания МТЗ-1

10.1.3.3 Защита от перегрузки

Уставки защиты от перегрузки аналогичны уставкам ЗП трансформатора 10/0,4 кВ на ГПП.

Таблица 10.17 – Уставки ЗП трансформатора

Степень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-2	независимая	Ввод в работу ступени МТЗ-2 и выбор типа выдержки времени
МТЗ-2 на откл	Откл	МТЗ-2 действует на сигнал
$I_{\text{ср. МТЗ-2}}$	3,16 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ-2
$T_{\text{ср. МТЗ-2}}$	9,00 с	Время срабатывания МТЗ-2

10.1.3.4 Расчет тока однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ.

По формуле (9.27):

$$I_{\text{К.МИН.НН}}^{(1)} = \frac{I_{\text{К.МИН.НН}}^{(3)}}{\sqrt{3}} = \frac{719}{\sqrt{3}} = 415,11 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность МТЗ на стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{К.МИН.НН}}^{(1)} = \frac{I_{\text{К.МИН.НН}}^{(1)}}{I_{\text{МТЗ.Т}}} = \frac{415,11}{154,37} = 2,69 \text{ А.}$$

В данном случае чувствительность МТЗ на стороне ВН трансформатора достаточна и специальная защита ТЗНП от о/ф КЗ на стороне 0,4 трансформатора может не выполняться.

10.1.3.5 УРОВ

Уставки УРОВ аналогичны уставкам Т 10/0,4 кВ на ГПП.

Таблица 10.18 – уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
$I_{\text{ср}}$	3,16 А вторичных	Ток срабатывания ЗП
МТЗ-2	откл	УРОВ не действует при работе МТЗ-2
Вн.откл.	вкл	УРОВ действует по команде внешнего откл.
Ввод УРОВ	Вкл	Функция УРОВ задействована

10.1.4 Кабельная линия 10 кВ

Произведем выбор уставок МП РЗА терминала КЛ питающей ТП.

Типоисполнение устройства РЗА БРМЗ–152–КЛ–01. Схема сети и некоторые исходные данные для расчета представлены на рисунке 9.6

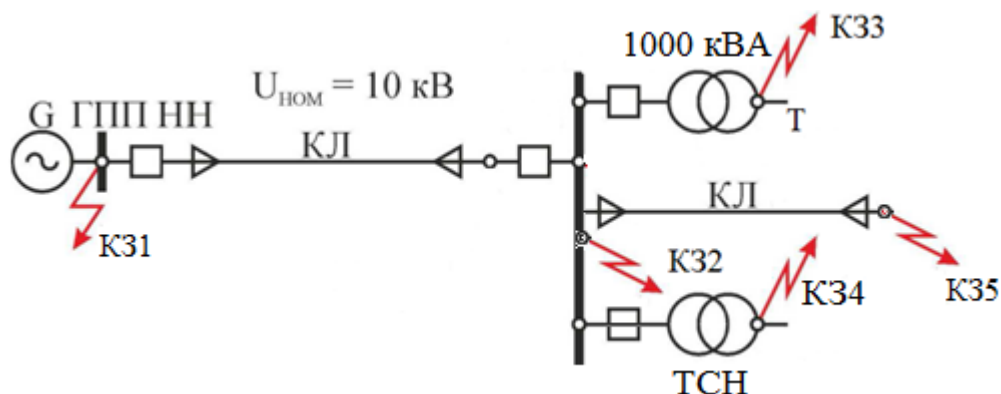


Рисунок 10.6 – к расчету уставок защит ТП 10/0,4 кВ

Значение ТКЗ в точках, указанных на рисунке 10.6, рассчитанных с помощью программы ТоКо, представлены в таблице 10.19.

Таблица 10.19 – токи короткого замыкания

Режим работы энергосистемы	Значение трехфазного ТКЗ в точках К31...К35, приведенное к стороне 10 кВ, А				
	К31	К32	К33	К34	К35
Максимальный режим	5335	5066	956	355	4672
Минимальный режим	3437	3133	719	254	2914

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями [27] и [29].

10.1.4.1 Токовая отсечка

Ток срабатывания токовой отсечки КЛ выбирается по двум условиям. По первому условию ток срабатывания отстраивается от максимального тока трехфазного КЗ в конце линии:

$$I_{\text{ТО.КЛ}(1)} \geq k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)} \quad (10.29)$$

где $k_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности для ТО без выдержки времени, можно принять 1,15 по [29];

$I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в конце защищаемого объекта в максимальном режиме работы системы.

$$I_{\text{ТО.КЛ}(1)} \geq 1,15 \cdot 5,066 = 5,83 \text{ кА};$$

Так как ток срабатывания токовой отсечки больше максимального ТКЗ в начале линии, то она бесполезна и не используется.

Рассмотрим выбор тока срабатывания ТО по второму условию:

$$I_{\text{ТО.КЛ}(2)} \geq k_{\text{БНТ}} \cdot \sum I_{\text{Т.НОМ}} + k_y \cdot I_{\text{Д.ПУСК}}, \quad (10.30)$$

где $k_{\text{БНТ}}$ – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов, зависящий от собственного времени срабатывания измерительного органа тока УРЗА. По рекомендации [29] $k_{\text{БНТ}} = 5$;

$\sum I_{\text{Т.НОМ}}$ – сумма номинальных токов всех трансформаторов ТП;

$k_y = 1,8$ – коэффициент, учитывающий ударное значение пускового тока ЭД, который подключен через КЛ, отходящую от ТП по [29];

$I_{\text{Д.ПУСК}}$ – пусковой ток ЭД.

Максимальный рабочий ток КЛ, отходящей от секции шин ТП из пункта (6.3.6):

$$I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = 0,144 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{ТО.КЛ}(2)} \geq 5 \cdot 2 \cdot 57,7 + 1,8 \cdot 144 = 836,2 \text{ А.}$$

10.1.4.2 Токовая отсечка с выдержкой времени

Рассматриваемое УРЗА содержит 2 ступени ТО. ТОВВ можно реализовать на 2 ступени токовой отсечки.

Ток срабатывания ТОВВ отстраивается от максимального тока срабатывания мгновенных ТО предыдущих элементов, т.е трансформатора 10/0,4 кВ и КЛ, отходящей от ТП:

Рассчитаем ТО КЛ, отходящей от ТП по формуле (9.29):

$$I_{\text{ТО.КЛ}(ТП)} \geq 1,15 \cdot 4,672 = 5,37 \text{ кА.}$$

Так как ток срабатывания токовой отсечки КЛ больше максимального ТКЗ в начале линии, то она нецелесообразна.

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ}(1)} \geq k_H \cdot \max\{-; I_{\text{ТО.Т}}\} = 1,1 \cdot \max\{-; 1100\} = 1,210 \text{ кА} \quad (10.31)$$

где k_H – коэффициент надежности согласования равный 1,1 [29].

По второму условию ток срабатывания ТОВВ отстраивается от максимально-допустимого пускового тока.

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ}(2)} = I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} \cdot k_{\text{П}}. \quad (10.32)$$

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ}(2)} = 0,346 \cdot 1,4 = 0,484 \text{ кА.}$$

где $k_{\text{П}}$ – коэффициент пуска равен 1,4 по исходным данным;

$I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}}$ – рабочий максимальный ток КЛ был посчитан в п. 6.3.5.

Оценим чувствительность ТОВВ при двухфазном КЗ в минимальном режиме работы на шинах ТП:

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{К2.МИН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К2.МИН}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,133 = 2,713 \text{ кА.}$$

$$k_{\text{Ч.ТОВВ.КЛ}} = \frac{I_{\text{К2.МИН}}^{(2)}}{I_{\text{ТОВВ.КЛ}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{2713}{1210} \cdot 1 = 2,2.$$

где $k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = 1$ – коэффициент чувствительность схемы соединения ТТ и ИО тока неполная звезда с дополнительным реле в обратном проводе к двухфазным КЗ.

Коэффициент чувствительности больше нормативного, т.е. рассматриваемом случае ТОВВ является основной защитой КЛ от всех видов КЗ во всех режимах и при повреждении в любой точке.

Рабочий максимальный ток КЛ был посчитан в п. 6.3.5:

$$I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = 346 \text{ А}$$

Выбираем ТТ ТОЛ–СЭЩ 10 с $I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 400 \text{ А}$, $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$, $n_{\text{T}} = 400/5$.

Вторичный ток срабатывания ТОВВ:

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ.(2)}} = \frac{I_{\text{ТОВВ.КЛ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{1210 \cdot 5}{400} = 15,13 \text{ А.}$$

Доступный диапазон задания уставки по току ТО-2: $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} =$ от 1 до 200 А вторичного тока.

Выдержка времени ТОВВ по 1 условию отстраивается от времени действия ТО трансформатора 10/0,4 кВ в ТП. Так как в терминалах серии БМРЗ-152-КЛ-01 возможна установка выдержки времени равной нулю, то время действия ТО трансформатора определяется временем срабатывания ИО не превышающем 0,04, следовательно:

$$t_{\text{ТОВВ.КЛ(1)}} = t_{\text{ИО}} + \Delta t_{(1)}; \quad (10.33)$$

Кроме того, по 2 условию должна быть обеспечена селективность при КЗ на шинах ТП и срабатывание ЛЗШ, т.е:

$$t_{\text{ТОВВ.КЛ(2)}} = t_{\text{ЛЗШ}} + \Delta t = t_{\text{ЛЗШ}} + \Delta t_{(2)}; \quad (10.34)$$

где $t_{\text{ЛЗШ}}$ – выдержка времени ЛЗШ вводного выключателя составляет 0,1 [31].

Определяющим является второе условие.

Определим значение ступени селективности для 2 условия:

$$\Delta t_{(2)} = t_{\text{ОТК.ВВ}} + 2 \cdot t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т.}} + t_{\text{ЗАП}}; \quad (10.35)$$

где $t_{\text{ОТК.ВВ}} = 0,045 \text{ с}$ – полное время отключения выключателя;

$t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} = 0,02 \text{ с}$ – погрешность органа времени;

$t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т.}} = 0,045 \text{ с}$ – время возврата ИО тока ТОВВ;

$t_{\text{ЗАП}} = 0,1 \text{ с}$ – время запаса.

$$\Delta t_{(2)} = 0,045 + 2 \cdot 0,02 + 0,045 + 0,1 = 0,23 \text{ с.}$$

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Время срабатывания ТОВВ:

$$t_{\text{ТОВВ.кл}} = 0,1 + 0,23 = 0,33\text{с.}$$

Таблица 10.20 – Уставки ТОВВ

Уставка	Значение	Описание
Раб. ТО-2	предусмотрена	Ввод в работу ступени ТО-2
Иср ТО -2	15,13 А вторичных	Ток срабатывания ТО-2
Тср ТО-2	0,33 с	Время срабатывания ТО-2

10.1.4.3 МТЗ

Выполним МТЗ на первой ступени МТЗ-1.

Так как ТОВВ по расчету является основной защитой КЛ, то в данном случае МТЗ выполняет функцию дальнего резервирования. В связи с этим, целесообразно выдержку времени сделать независимой.

Ток срабатывания МТЗ выбирается по двум условиям. По первому условию ток срабатывания МТЗ выбирается по формуле:

$$I_{\text{МТЗ.кл}(1)} = \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}}, \quad (10.36)$$

где $k_{\text{Н}}=1,1$ – коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифровых реле[29];

$k_{\text{В}} = 0,96$ – коэффициент возврата ИО по току [27];

$k_{\text{СЗ}}$ - коэффициент самозапуска нагрузки.

Коэффициент самозапуска для КЛ к ТП может быть определен как:

$$k_{\text{СЗ}} = \frac{S_{\text{СЗ}}}{S_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{КЛ(ТП)}} + N_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т.ТП}}}{S_{\text{КЛ(ГПП)}}, \quad (10.37)$$

$$k_{\text{СЗ}} = \frac{S_{\text{СЗ}}}{S_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}}} = \frac{1,4 \cdot 1 \cdot 2500 + 1 \cdot 500}{3000} = 1,33.$$

$$I_{\text{МТЗ.кл}(1)} = \frac{1,1 \cdot 1,33}{0,96} \cdot 346,4 = 527,9 \text{ А.}$$

Так как ТП подключено через вводной выключатель, требуется согласование тока срабатывания МТЗ КЛ с током срабатывания МТЗ ВВ:

$$I_{\text{МТЗ.кл}(2)} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.ВВ}} = 1,1 \cdot 527,9 = 580,69 \text{ А}; \quad (10.38)$$

где $k_{\text{НС}} = 1,1$ – коэффициент надежности согласования;

$I_{\text{МТЗ.ВВ}}$ – ток срабатывания МТЗ ВВ, так как нагрузка одинакова, то ток срабатывания МТЗ ВВ такой же как у КЛ выбранной по первому условию.

Оценим чувствительность МТЗ КЛ.

Коэффициент чувствительности в ОЗД при двухфазном КЗ в минимальном режиме на шинах ТП:

$$k_{\text{ч.МТЗ.КЛ.ОЗД}} = \frac{I_{\text{К2.МИН}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3133}{580,69} \cdot 1 = 4,67.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного, пуск по напряжению не требуется.

Коэффициент чувствительности в ЗР при двухфазном КЗ в минимальном режиме за трансформатором 10/0,4 кВ, подключенном ТП:

$$k_{\text{ч.МТЗ.КЛ.ЗР}} = \frac{I_{\text{К2.МИН}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх.д}}^{(2)} = \frac{622,6}{580,69} \cdot 1 = 1,07;$$

Хотя МТЗ КЛ не обеспечивает чувствительности в ЗР за трансформаторами 10/0,4 кВ улучшить коэффициент чувствительности практически невозможно.

Для обеспечения селективности с предыдущими защитами выдержка времени МТЗ КЛ должна быть согласована с МТЗ ВВ ТП и предохранителем на стороне 10 кВ ТСН ТП. Время срабатывания предохранителя $t_{\text{ПКТ}} < 0,01$ с, поэтому в дальнейшем наличие предохранителя в зоне действия МТЗ КЛ не учитывается, отстройка по времени производится от МТЗ ВВ ТП.

Выдержка времени МТЗ ВВ:

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = t_{\text{СВ}} + \Delta t; \quad (10.39)$$

$$t_{\text{СВ}} = \max\{t_{\text{КЛ ТП}}; t_{\text{МТЗ Т10/0,4}}\} + \Delta t; \quad (10.40)$$

где $t_{\text{КЛ ТП}}$ – максимальная выдержка времени на отходящем фидере, по условию равна 2 с;

$t_{\text{МТЗ Т10/0,4}}$ – выдержка времени трансформатора ТП, рассчитана ранее 0,55 с;

Δt – степень селективности для выключателей была определена выше и составляет 0,23 с.

$$t_{\text{СВ}} = \max\{2; 0,55\} + 0,23 = 2,23 \text{ с};$$

В этом случае выдержка времени МТЗ ВВ ТП:

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = 2,23 + 0,23 = 2,46 \text{ с};$$

Расчетная выдержка времени МТЗ КЛ с независимой характеристикой выдержки времени при КЗ в точке К2:

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = t_{\text{МТЗ.ВВ}} + \Delta t = 2,46 + 0,23 = 2,69 \text{ с};$$

Рассчитаем выдержки времени МТЗ с зависимой характеристикой.

Кратность МТЗ КЛ при КЗ в точке К2:

$$K_{\text{МТЗ.КЛ.К2}} = \frac{I_{\text{К2.МАКС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} = \frac{5066}{580,69} = 8,72; \quad (10.41)$$

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

БМРЗ–152–КЛ–01 оснащено набором типовых обратнозависимых кривых стандарта МЭК 60255-151:

- инверсная;
- сильно инверсная;
- длительно инверсная;
- чрезвычайно инверсная.

Основной задачей МТЗ КЛ с зависимой выдержкой времени является уменьшение времени отключения при КЗ на КЛ, наибольший эффект уменьшения времени срабатывания с нарастанием величины тока обеспечивает чрезвычайно инверсная характеристика.

Аналитические зависимости характеристик дано в технических описаниях терминалов.[27]

По [27, 4.1.2.6] время срабатывания УРЗА БМРЗ-152-КЛ-01 настроенного на чрезвычайно инверсную характеристику определяются формулой:

$$t_{BC} = \frac{K \cdot 80}{(K_{MT3.KL})^2 - 1} c, \quad (10.42)$$

где K – временной коэффициент, т.е. уставка по времени.

Определим уставку, обеспечивающую расчетную выдержку времени $t_{MT3.KL}$ при кратности $K_{MT3.KL.K2}$:

$$k_{РАСЧ} = \frac{t_{MT3.KL}}{80} ((K_{MT3.KL.K2})^2 - 1) = \frac{2,69}{80} ((8,72)^2 - 1) = 2,523 c; \quad (10.43)$$

Дискретность изменения уставки для МТЗ в данном УРЗА составляет 0,01 с.

Выбираем уставку $K_{уст}=2,53$.

Из-за округления фактическое время срабатывания МТЗ составит:

$$t_{MT3.KL.K2} = \frac{2,53 \cdot 80}{(8,72)^2 - 1} = 2,70 c.$$

Временной коэффициент входит в допустимый диапазон от 0 до 60 с.

Определим выдержку времени УРЗА при КЗ в начале КЛ:

$$K_{MT3.KL.K1} = \frac{I_{K2.МАКС}^{(3)}}{I_{MT3.KL}} = \frac{5335}{580,69} = 9,18;$$
$$t_{MT3.KL.K1} = \frac{k \cdot 80}{(K_{MT3.KL})^2 - 1} = \frac{2,53 \cdot 80}{((9,18)^2 - 1)} = 2,43 c.$$

Для наглядности рассчитаем прочие типы временных характеристик УРЗА.

Результаты расчета представим в таблице 10.15.

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Таблица 10.15 – Время срабатывания МТЗ КЛ при различных времятоковых характеристиках.

Вид характеристики	$K_{расч}, c$	$K_{уст}, c$	$t_{МТЗ.КЛ.К2}, c$	$t_{МТЗ.КЛ.К1}, c$
Инверсная	0,851	0,86	2,72	2,65
Сильно инверсная	1,538	1,54	2,69	2,54
Длительно инверсная	0,173	0,18	2,79	2,64
Чрезвычайно инверсная	2,523	2,53	2,70	2,43

Из расчетов видно, что быстрее всего МТЗ срабатывает при чрезвычайно инверсной времятоковой характеристике, ей отдаем предпочтение.

Для построения плавной обратозависимой кривой МТЗ КЛ посчитаны промежуточные значения выдержек времени (таблица 9.16).

Таблица 10.15` – Выдержка времени МТЗ в зависимости от тока

Ток, А	5335	5066	5000	4500	4000
Выдержка времени, с	2,43	2,70	2,78	3,44	4,40

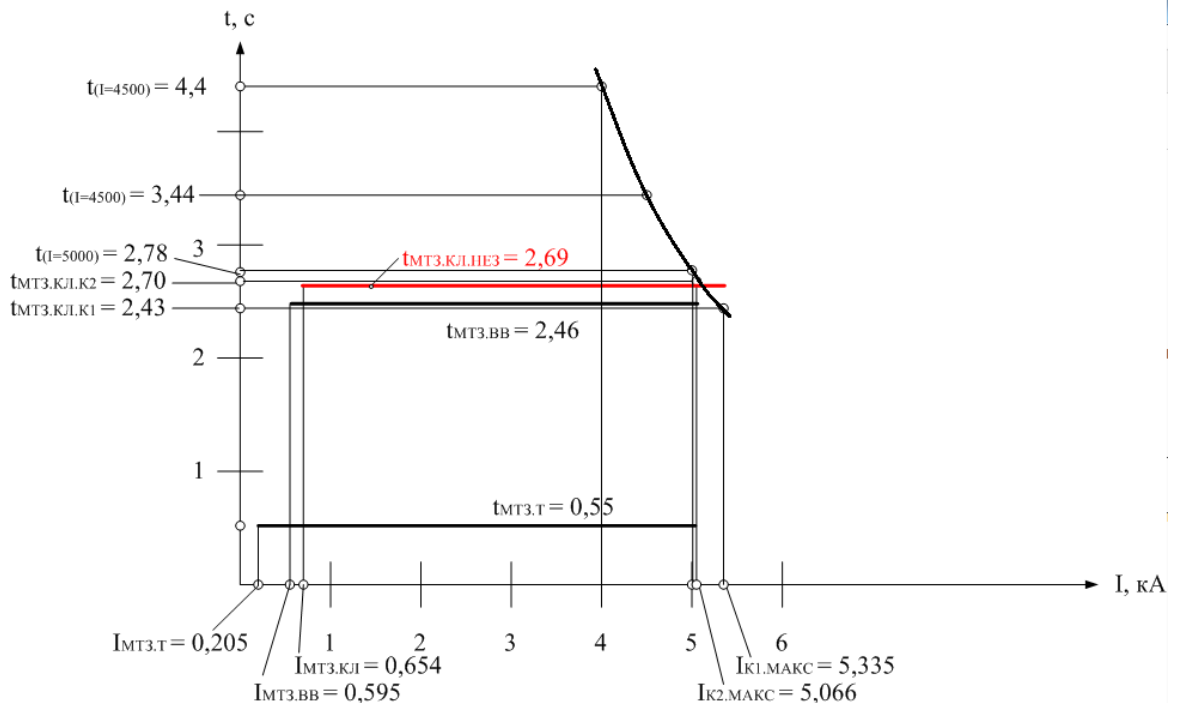


Рисунок 10.7 – Карта селективности для МТЗ КЛ.

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ.ВТ}} = \frac{I_{\text{МТЗ.КЛ}}}{n_{\text{T}}} k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{580,69}{400} \cdot 5 = 7,25 \text{ А.}$$

Таблица 10.16 – Уставки МТЗ

Уставка	Значение	Описание
Ток срабатывания МТЗ-1	7,25 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ-1
Время срабатывания МТЗ-1	2,53	Время срабатывания МТЗ-1
Пуск по напряжению МТЗ-1	отключено	Пуск по напряжению МТЗ-2 предусмотрен
Ускорение МТЗ-1	Предусмотрено, вводится ключом S106	Ускорение МТЗ-1 не предусмотрено
Характеристика	Чрезвычайно инверсная	МТЗ-1 с ЧИ характеристикой

Ускорение МТЗ предназначено для ускорения действия первой ступени МТЗ при включении выключателя и коротком замыкании в защищаемой зоне. УМТЗ может быть введено в действие программным ключом S106.

Чтобы избежать ложного срабатывания вследствие протекания больших переходных токов при включении и по условию отстройки от разновременности включения фаз выключателя рекомендуется для ускоряемой ступени устанавливать временную задержку:

$$t_{\text{СР.УСК}} = t_{\text{В.РАЗН}} + t_3 = 0,0017 + 0,1 = 0,1 \text{ с.}$$

где $t_{\text{В.РАЗН}}$ – время разновременности включения фаз выключателя, по данным [43], не более 1,7 мс;

$$t_3 = 0,1 \text{ с время запаса.}$$

Время ввода ускорения принимается 1 с.

Таблица 10.17 Уставки блока ускорения МТЗ КЛ

Уставка	Значение	Описание
Ускорение	Работа	Ускорение МТЗ-1
$T_{\text{СР.УСК}}, \text{ с}$	0,1	Время срабатывания ускорения МТЗ-1
$T_{\text{ВВОДА}}, \text{ с}$	1,0	Время ввода ускорения

10.1.4.4 Защита от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ)

Защита выполнена двухступенчатой в соответствии с алгоритмом, представленным на рисунке 9.1.4.4:

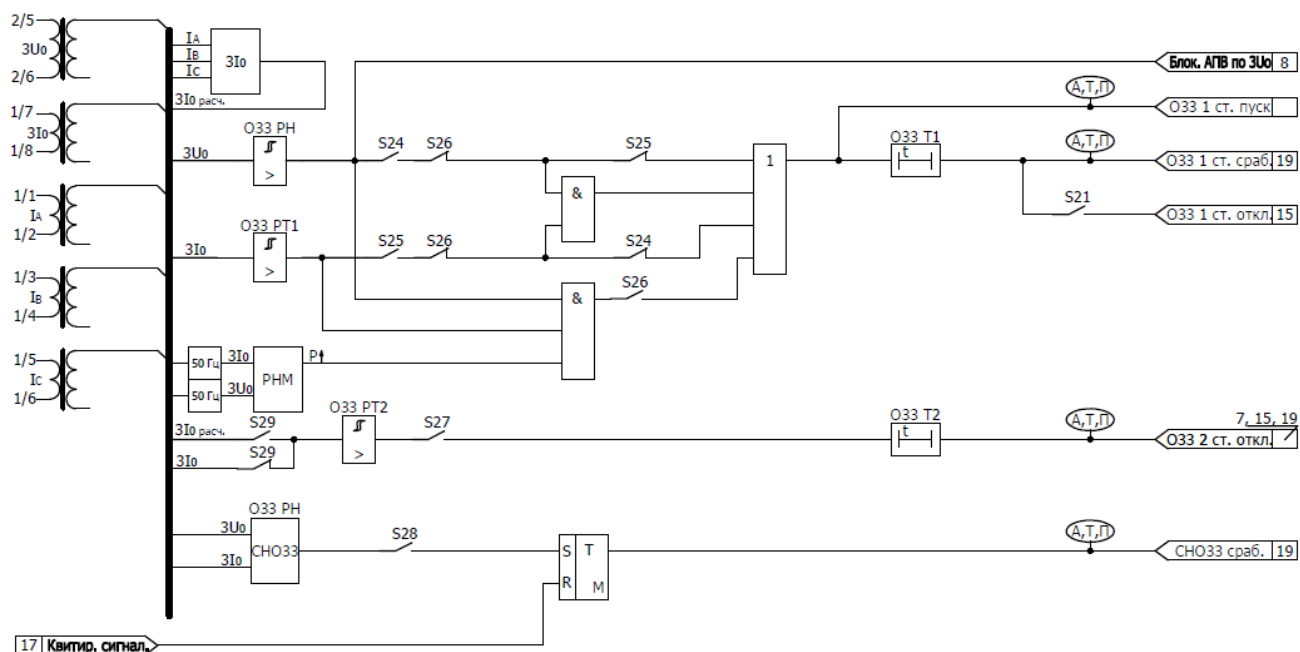


Рисунок 10.7 – Функциональная схема алгоритма защиты от ОЗЗ

Первая ступень выполнена с контролем напряжения и тока нулевой последовательности. С помощью программных ключей можно изменить логику работы защиты.

Защита от ОЗЗ по принципу действия не требует отстройки от собственного емкостного тока КЛ. Поэтому первичный ток срабатывания защиты определяется из условия обеспечения требуемой чувствительности:

$$I_{\text{ЗОЗЗ.КЛ}} = \frac{I_{\Sigma} - I_{\text{С.КЛ}}}{k_{\text{ч.НОРМ}}}; \quad (10.44)$$

где I_{Σ} – суммарный емкостной ток, равен 8 А,

$I_{\text{С.КЛ}} = 2,33 \cdot 1,6 = 3,73$ А – собственный емкостной ток КЛ,

$k_{\text{ч.НОРМ}}$ – нормативный коэффициент чувствительности, равен 2.

$$I_{\text{ЗОЗЗ.КЛ}} = \frac{8 - 3,73}{2} = 2,14 \text{ А.}$$

Для установки на ввод цепи КЛ в ячейке КРУ выбран ТТНП – ТЗЛМ–1 по [42] Номинальный ток входа для нулевой последовательности составляет $I_{30} = 1$ А.

Вторичный ток срабатывания ЗОЗЗ:

$$I_{\text{ЗОЗЗ.КЛ}} = \frac{I_{\text{ЗОЗЗ.КЛ}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{2,14}{25} = 0,086 \text{ А;}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗОЗЗ входит в допустимый диапазон уставок по току от 0,01 А до 4 А.

Время срабатывания ЗОЗЗ по [43] задается в пределах 10–20 с. Примем время срабатывания равным 15 с.

Таблица 10.1.4.4 – Уставки ЗОЗЗ

Уставка	Значение	Описание
Работа по U и I	предусмотрена	Функция УРОВ задействована
Реж. ЗОЗЗ	на сигнал	ЗОЗЗ действует на сигнал (программный ключ S21)
I_{CP}	0,08 А	Ток срабатывания ЗОЗЗ
t_{CP}	15 с	Время срабатывания ЗОЗЗ

10.1.4.5 УРОВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС». Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{УРОВ} = 0,05 \cdot I_{РАБ.МАКС.КЛ} = 0,05 \cdot 346 = 17,3 \text{ А}; \quad (10.45)$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{УРОВ(2)} = \frac{I_{УРОВ}}{n_T} = \frac{17,3}{400} \cdot 5 = 0,22 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ меньше минимального значения из диапазона уставок от 0,25 до 5 А. Следовательно, по рекомендации ОАО «ФСК ЕЭС» принимается:

$$I_{УРОВ(2)ФАКТ} = 0,25 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ по МУ ОАО «ФСК ЕЭС»:

$$t_{УРОВ} = t_{ОТКЛ.В} + t_{ВОЗВ.УРОВ} + t_{ПОГРЕШ.УРОВ} + t_{ЗАП} = 0,045 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,22 \text{ с.}$$

где $t_{ОТКЛ.В}$ – полное время отключения выключателя по [12];

$t_{ВОЗВ.УРОВ}$ – время возврата реле тока УРОВ, равное 0,05 с;

$t_{ПОГРЕШ.УРОВ}$ – погрешность реле времени УРОВ 0,025 с;

$t_{ЗАП}$ – время запаса, принимаемое равным 0,1 с.

Таблица 10.18 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
УРОВ	Работа	Функция УРОВ задействована
Контроль РПВ	не предусмотрен	УРОВ не контролирует положение выключателя по блок-контактам
ВО на УРОВ	не предусмотрено	Внешнее отключение не задействовано в схеме
Контроль тока УРОВ	не предусмотрено	Контроль по току при действии УРОВ на себя не предусмотрен
УРОВ	предусмотрено	При действии внешнего УРОВ и отказе своего выключателя будет подана команда на отключение смежных
$I_{ср}$ УРОВ	0,25 А вторичных	Ток срабатывания УРОВ
$T_{ср}$ УРОВ	0,22 с	Время срабатывания УРОВ

10.1.5 Секционный выключатель на шинах 10 кВ

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями [29] и [30].

10.1.5.1 МТЗ

В рассматриваем УРЗА МТЗ можно реализовать на первой ступени МТЗ -1.

Ток срабатывания МТЗ СВ выбирается по двум условиям.

Отстройка от суммарного максимального тока:

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(1)} \geq \frac{k_H \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_B} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.СВ}} = \frac{1,1 \cdot 1,144}{0,95} \cdot 397 = 525,88 \text{ А} \quad (10.46)$$

где $k_H = 1,1$ – коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифровых реле [28];

$k_B = 0,95$ – коэффициент возврата ИО по току по [30];

$k_{\text{СЗ}}$ - коэффициент самозапуска нагрузки секции:

$$k_{\text{СЗ}} = \frac{2 \cdot S_T + \frac{2 \cdot P_{\text{ЭД}}}{\cos \varphi \cdot \eta} + S_{\text{КЛТП}} \cdot k_{\text{СЗ(КЛТП)}}}{2 \cdot S_T + \frac{2 \cdot P_{\text{ЭД}}}{\cos \varphi \cdot \eta} + S_{\text{КЛТП}}} = \frac{2 \cdot 1 + \frac{2 \cdot 0,8}{0,89 \cdot 0,96} + 3 \cdot 1,33}{2 \cdot 1 + \frac{2 \cdot 0,8}{0,89 \cdot 0,96} + 3} = 1,144;$$

Согласование с током срабатывания МТЗ КЛ к ТП:

						13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			82

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(2)} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.КЛ}} = 1,1 \cdot 580,69 = 638,76 \text{ А} \quad (10.47)$$

где $k_{\text{Н}} = 1,1$ – коэффициент надежности согласования [28];

Определяющим является второе условие.

Оценим чувствительность МТЗ секционного выключателя.

Коэффициент чувствительность в ОЗД при двухфазном КЗ в минимальном режиме на шинах НН ПС:

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} \cdot k_{\text{от.ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3437}{638,76} \cdot 1 = 4,66. \quad (10.48)$$

Коэффициент чувствительность больше нормативного (1,5), поэтому пуск по напряжению не требуется.

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования при двухфазном КЗ в минимальном режиме в конце КЛ, на шинах ТП:

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.ЗР}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.РУ.ТП}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} \cdot k_{\text{от.ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3133}{638,76} \cdot 1 = 4,25. \quad (10.49)$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного, надежное резервирование обеспечено.

В ячейке КРУ СВ выбран ТТ ТОЛ-СЭЩ 10 с $I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 400 \text{ А}$, $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$, $n_{\text{Т}} = 400/5$.

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(2)} = \frac{I_{\text{МТЗ.СВ}}}{n_{\text{Т}}} = \frac{638,76 \cdot 5}{400} = 7,98 \text{ А}.$$

Доступный диапазон задания уставки по току МТЗ-1: $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} =$ от 1 до 200 А вторичного тока.

Выдержка времени МТЗ СВ отстраивается от выдержек времени МТЗ отходящих присоединений секций. В данном случае от времени срабатывания МТЗ КЛ к ТП при трехфазном КЗ в максимальном режиме в начале КЛ.

Так как выдержка времени МТЗ КЛ зависимая, МТЗ СВ также выполняется с зависимой выдержкой времени с чрезвычайно инверсной характеристикой выдержки времени:

Кратность МТЗ СВ при трехфазном КЗ на шинах НН подстанции:

$$K_{\text{МТЗ.СВ.НН ПС}} = \frac{I_{\text{КЗ.МАКС.НН.ПС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} = \frac{5335}{638,76} = 8,35.$$

Кратность МТЗ КЛ при трехфазном КЗ на шинах НН подстанции:

$$K_{\text{МТЗ.КЛ.НН ПС}} = \frac{I_{\text{КЗ.МАКС.НН.ПС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} = \frac{5335}{580,69} = 9,18.$$

						13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			83

По формуле (10.32) в п. 10.1.3.3 была найдена выдержка времени МТЗ КЛ при трехфазном КЗ в начале КЛ:

$$t_{\text{МТЗ.КЛ.К1}} = \frac{k \cdot 80}{(K_{\text{МТЗ.КЛ}})^2 - 1} = \frac{2,53 \cdot 80}{((9,18)^2 - 1)} = 2,43 \text{ с.}$$

Определим степень селективности между МТЗ СВ и МТЗ КЛ:

$$\Delta t_{\text{МТЗ КЛ КЗ НН ПС}} = t_{\text{ОТК.ВВ}} + 2 \cdot t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т.}} + t_{\text{ЗАП}}$$

$$\Delta t_{\text{МТЗ КЛ КЗ НН ПС}} = 0,045 + 2 \cdot 0,02 + 0,045 + 0,1 = 0,23$$

Время срабатывания МТЗ СВ :

$$t_{\text{МТЗ.СВ}} = 2,43 + 0,23 = 2,66 \text{ с.}$$

Уставка по времени СВ:

Определим уставку по времени МТЗ СВ, обеспечивающую расчетную выдержку времени $t_{\text{МТЗ.СВ}}$ при кратности $K_{\text{МТЗ.КЛ.К1}}$:

$$k_{\text{МТЗ.СВ}} = \frac{t_{\text{МТЗ.СВ}}}{80} ((K_{\text{МТЗ.СВ.НН ПС}})^2 - 1) = \frac{2,66}{80} ((8,35)^2 - 1) = 2,285 \text{ с;}$$

Итоговая уставка по времени $k_{\text{МТЗ.СВ}} = 2,29$.

Из-за округления фактическое время срабатывания МТЗ СВ составит:

$$t_{\text{МТЗ.СВ.К1}} = \frac{2,29 \cdot 80}{(8,35)^2 - 1} = 2,66 \text{ с.}$$

На карте селективности изобразим зависимости времени срабатывания МТЗ КЛ и МТЗ СВ:

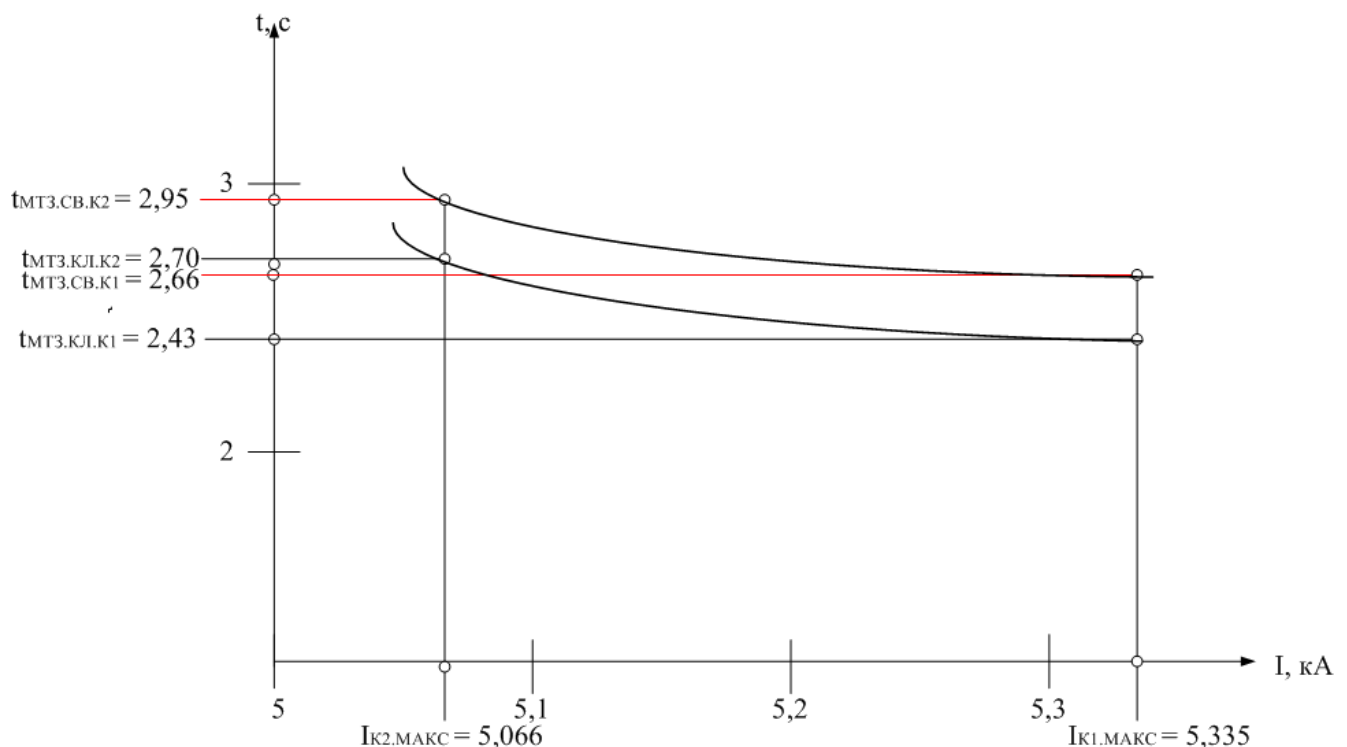


Рисунок 10.8 – Карта селективности для МТЗ КЛ и МТЗ СВ.

Таблица 10.19 – Уставки МТЗ-1

Уставка	Значение	Описание
Работа МТЗ-1	предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-1
Ток срабатывания МТЗ-1	7,98 А	Ток срабатывания МТЗ-1
Уставка по времени зависимой характеристики	2,29 с	Чрезвычайно зависимая характеристика выдержки времени.

10.1.5.2 Логическая защита шин

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

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

$$I_{\text{ЛЗШ}} \leq \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{k_{\text{Ч.Н}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3437}{2 \cdot 1,5} \cdot 1 = 1984,35 \text{ А} \quad (10.50)$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ.СВ(2)}} = \frac{I_{\text{МТЗ.СВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{1984,35}{400} \cdot 5 = 24,8 \text{ А.}$$

Значение ТО ЛЗШ СВ больше тока МТЗ СВ, следовательно ложных срабатываний от максимальных токов нагрузки не будет.

Выбор выдержки времени ТО ЛЗШ:

$$t_{\text{ЛЗШ}} \geq t_{\text{СРАБ.ИО.Т}} + t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т}} + t_{\text{ЗАП}}$$

$$t_{\text{ЛЗШ}} \geq 0,05 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,225 \text{ с;}$$

где $t_{\text{СРАБ.ИО.Т}} = 0,05 \text{ с}$ – время срабатывания измерительного органа тока;

$t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} = 0,05 \text{ с}$ – погрешность органа времени для независимой характеристики;

$t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т}} = 0,025 \text{ с}$ – время возврата ИО;

$t_{\text{ЗАП}} = 0,1 \text{ с}$ – время запаса.

Таблица 10.20 – Уставки МТЗ-2

Уставка	Значение	Описание
Работа МТЗ-2	предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-2
Ток срабатывания МТЗ-2	24,8 А	Ток срабатывания МТЗ-2
Время срабатывания МТЗ-2	0,23 с	Время срабатывания МТЗ-2

10.1.5.3 Автоматическое включение резерва (АВР)

Так как штатной функции АВР у рассматриваемого УРЗА нет, АВР выполняется с помощью программируемой схемы логики.

При снижении междуфазных напряжений одной из секций шин НН ПС ниже уставки ЗМН более выдержки времени $t_{ЗМН}$, УРЗА ТН секции подает команду на отключение вводного выключателя данной секции.

По факту отключения вводного выключателя, УРЗА данного ВВ подает команду на включение СВ, при наличии напряжения на другой секции шин.

АВР СВ может быть выведен из работы оперативной командой а также заблокирован автоматически при действии УРОВ, ЗДЗ, ЛЗШ, МТЗ СВ.

Поясняющая схема и упрощенный пример алгоритма АВР СВ рассматриваемого УРЗА представлены на рисунке 10.9

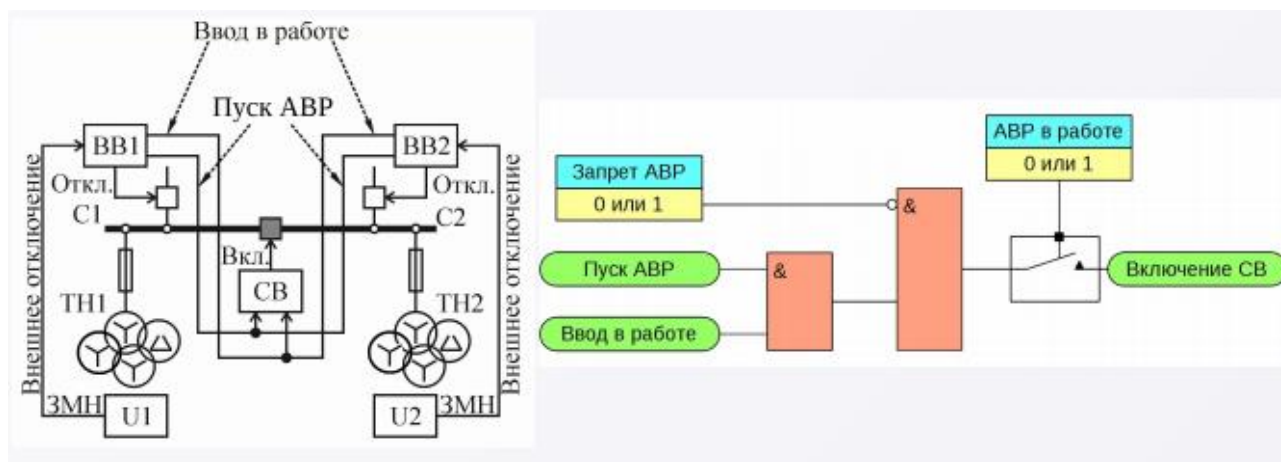


Рисунок 10.9 – Схема АВР и алгоритм работы АВР СВ

10.1.5.4 УРОВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС». Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{РАБ.МАКС.СВ} = 0,05 \cdot 397 = 19,85 \text{ А};$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{УРОВ(2)} = \frac{I_{УРОВ}}{n_T} = \frac{19,85}{400} \cdot 5 = 0,248 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ меньше минимального значения из диапазона уставок от 0,25 до 5 А. Следовательно, по рекомендации ОАО «ФСК ЕЭС» принимается:

$$I_{УРОВ(2)ФАКТ} = 0,25 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ по [43]:

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{возв.уров}} + t_{\text{погреш.уров}} + t_{\text{зап}} = 0,045 + 0,05 + 0,004 + 0,1 = 0,199 \text{ с};$$

где $t_{\text{откл.в}}$ – полное время отключения выключателя;

$t_{\text{возв.уров}}=0,05$ – время возврата реле тока УРОВ;

$t_{\text{погреш.уров}}$ – погрешность реле времени УРОВ;

$t_{\text{зап}}$ – время запаса, принимаемое равным 0,1 с.

Таблица 10.21 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
УРОВ	Работа	Функция УРОВ задействована
$I_{\text{ср}} \text{ УРОВ}$	0,25 А вторичных	Ток срабатывания УРОВ
$T_{\text{ср}} \text{ УРОВ}$	0,2 с	Время срабатывания УРОВ

10.1.6 Секционный выключатель на подстанции 10/0,4 кВ

По формуле 10.35 рассчитаем ток срабатывания МТЗ СВ ТП:

$$I_{\text{МТЗ.СВ(1)}} \geq \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.СВ}} = \frac{1,1 \cdot 1,33}{0,95} \cdot 173 = 266,42 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ КЛ, отходящей от ТП:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ}} = \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ ТП}} = \frac{1,1 \cdot 1,4}{0,95} \cdot 144 = 233,43 \text{ А}$$

Из пункта 6.3.6:

$$I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ ТП}} = 0,144 \text{ кА.}$$

По формуле 9.36:

$$I_{\text{МТЗ.СВ(2)}} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.КЛ}} = 1,1 \cdot 233,43 = 256,77 \text{ А.}$$

Определяющим является первое условие.

Оценим чувствительность МТЗ секционного выключателя по формуле 9.51:

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.03д}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3133}{266,42} \cdot 1 = 10,18. \quad (10.51)$$

Коэффициент чувствительность больше нормативного (1,5), поэтому пуск по напряжению не требуется.

В ячейке КРУ СВ ТП выбран ТТ ТОЛ-СЭЩ 10 с $I_{1,\text{НОМ.ТТ}} = 200 \text{ А}$, $I_{2,\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$, $n_{\text{ТТ}} = 200/5$.

Вторичное значение тока срабатывания:

										Лист
										87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.1413.00 ПЗ

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(2)} = \frac{I_{\text{МТЗ.СВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{266,42 \cdot 5}{200} = 6,66 \text{ А.}$$

Доступный диапазон задания уставки по току МТЗ-1: $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} =$ от 1 до 200 А вторичного тока.

Выдержка времени МТЗ СВ отстраивается от выдержек времени МТЗ отходящих присоединений секций, данном случае от времени срабатывания МТЗ КЛ от ТП. Выдержка времени МТЗ СВ была рассчитана в п. 10.1.5.1:

$$t_{\text{МТЗ СВ ТП}} = 2,23 \text{ с.}$$

Таблица 10.1.6 – Уставки МТЗ-1

Уставка	Значение	Описание
Работа МТЗ-1	предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-1
Ток срабатывания МТЗ-1	6,66 А	Ток срабатывания МТЗ-1
Уставка по времени	2,23 с	Независимая характеристика выдержки времени.

10.1.6.1 Логическая защита шин

Ток срабатывания ТО ЛЗШ выбирается исходя из условия гарантированной чувствительности при токе двухфазного КЗ в минимальном режиме (по формуле 9.39):

$$I_{\text{ЛЗШ}} \leq \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.ТП}}^{(3)}}{k_{\text{Ч.Н}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3133}{1,5} \cdot 1 = 1808,84 \text{ А;}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(2)} = \frac{I_{\text{МТЗ.СВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{1808,84}{200} \cdot 5 = 45,22 \text{ А.}$$

Значение ТО ЛЗШ СВ больше тока МТЗ СВ, следовательно ложных срабатываний от максимальных токов нагрузки не будет.

Выдержка времени ТО ЛЗШ была рассчитана ранее:

$$t_{\text{ЛЗШ}} = 0,225 \text{ с;}$$

Таблица 10.1.6.1 – Уставки МТЗ-2

Уставка	Значение	Описание
Работа МТЗ-2	предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-2
Ток срабатывания МТЗ-2	45,22 А	Ток срабатывания МТЗ-2
Время срабатывания МТЗ-2	0,225 с	Время срабатывания МТЗ-2

10.1.6.2 Автоматическое включение резерва

Реализация АВР полностью расписана в п. 10.1.5.3

10.1.6.3 УРОВ

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.СВ}} = 0,05 \cdot 173 = 8,65 \text{ А};$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ(2)}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{8,65}{200} \cdot 5 = 0,216 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ меньше минимального значения из диапазона уставок от 0,25 до 5 А. Следовательно, по рекомендации [43] принимается:

$$I_{\text{УРОВ(2)ФАКТ}} = 0,25 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ по МУ ОАО «ФСК ЕЭС»:

$$t_{\text{УРОВ}} = 0,199 \text{ с.}$$

Таблица 10.1.6.3 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
УРОВ	Работа	Функция УРОВ задействована
$I_{\text{ср}}$ УРОВ	0,25 А вторичных	Ток срабатывания УРОВ
$T_{\text{ср}}$ УРОВ	0,2 с	Время срабатывания УРОВ

10.1.7 Вводной выключатель 10 кВ

При расчете уставок воспользуемся указаниями [29] и [31].

Так как МТЗ СВ, с которой МТЗ ВВ согласовывается по времени выполнена с зависимой выдержкой времени, то для выполнения МТЗ ВВ выбираем 1 ступень МТЗ рассматриваемого УРЗА. Для выполнения обязательной функции ускорения МТЗ при включении на КЗ используется 2 ступень.

10.1.7.1 Первая ступень МТЗ с зависимой выдержкой времени.

Ток срабатывания МТЗ-1 ВВ отстраивается от тока срабатывания МТЗ СВ:

$$I_{\text{МТЗ-1.ВВ}} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.СВ}} = 1,1 \cdot 638,76 = 702,64 \text{ А.} \quad (10.52)$$

Чувствительность МТЗ-1 ВВ в ОЗД:

$$k_{\text{Ч.МТЗ-1.ВВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ-3.ВВ}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3437}{702,64} \cdot 1 = 4,23.$$

Схема соединения ТТ и ИО тока УРЗА – полная звезда. Коэффициент чувствительность в ОЗД больше нормативного значения 1,5, значит пуск по напряжению не требуется.

Чувствительность МТЗ-1 ВВ в ЗР:

$$k_{\text{ч.МТЗ-1.ВВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.РУ.ТП}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ-3.ВВ}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3133}{702,64} \cdot 1 = 3,86.$$

Для ячейки КРУ ВВ секции шин НН ПС выбран ТТ ТОЛ-СЭЩ 10 с $I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 1000 \text{ А}$, $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$, $n_{\text{T}} = 1000/5$.

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ-1.ВВ(2)}} = \frac{I_{\text{МТЗ-1.ВВ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{702,64 \cdot 5}{1000} \cdot 1 = 3,51 \text{ А}.$$

Выдержка времени МТЗ ВВ отстраивается от выдержек времени МТЗ отходящих присоединений. В данном случае от времени срабатывания МТЗ СВ.

Кратность МТЗ СВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$K_{\text{МТЗ.СВ.НН ПС}} = \frac{I_{\text{КЗ.МАКС.НН.ПС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} = \frac{5335}{638,76} = 8,35$$

Кратность МТЗ ВВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$K_{\text{МТЗ.ВВ.НН ПС}} = \frac{I_{\text{КЗ.МАКС.НН.ПС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.ВВ}}} = \frac{5335}{702,64} = 7,59.$$

Время срабатывания МТЗ СВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$t_{\text{МТЗ.СВ.К1}} = \frac{2,29 \cdot 80}{(8,35)^2 - 1} = 2,66 \text{ с}.$$

Определим степень селективности между МТЗ ВВ и МТЗ СВ:

$$\Delta t_{\text{МТЗ СВ КЗ НН ПС}} = t_{\text{ОТК.ВВ}} + 2 \cdot t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т.}} + t_{\text{ЗАП}}$$

$$\Delta t_{\text{МТЗ СВ КЗ НН ПС}} = 0,045 + 2 \cdot 0,02 + 0,045 + 0,1 = 0,23$$

Расчетное время срабатывания МТЗ ВВ :

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = 2,66 + 0,23 = 2,89 \text{ с}.$$

Уставка по времени МТЗ ВВ:

$$k_{\text{МТЗ.ВВ}} = \frac{t_{\text{МТЗ.ВВ}}}{80} ((K_{\text{МТЗ.ВВ.НН ПС}})^2 - 1) = \frac{2,89}{80} ((7,59)^2 - 1) = 2,05 \text{ с};$$

										Лист
										90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.1413.00 ПЗ

Таблица 10.22 – Уставки МТЗ -1

Уставка	Значение	Описание
МТЗ - 1	Введена	Ступень МТЗ-1 введена в действие
$I_{ср}$ МТЗ -1	3,51 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ - 1
К, с.	2,05 с	Уставка по времени

10.1.7.2 Вторая ступень МТЗ с независимой выдержкой времени.

Ток срабатывания 2 ступени:

$$I_{МТЗ-1.ВВ} = I_{МТЗ-2.ВВ} = 702,64 \text{ А}$$

Выдержка времени 2 ступени равна максимально допустимой:

$$I_{МТЗ-2.ВВ} = t_{УСТ.МАКС} = 180 \text{ с.}$$

Выдержка времени 2 ступени при ускорение равна минимально допустимой:

$$I_{МТЗ-2.УСКОР} = t_{УСТ.УСКОР} = 0,1 \text{ с.}$$

Таблица 10.23 – Уставки МТЗ–2

Уставка	Значение	Описание
МТЗ - 2	Введена	Ступень МТЗ-2 введена в действие
$I_{ср}$ МТЗ -2	3,51 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ -2
Выдержка Т1	Введена	1 ОВ МТЗ-2 задействован
Выдержка Т2	Выведена	2 ОВ МТЗ-2 не задействован
Т1 прямое	180 с	Уставка по времени 1 ОВ МТЗ -2
Ускорение	Введено	Введено ускорение МТЗ-2 при включение выключателя
$T_{уск}$	0,1	Выдержка времени МТЗ-2 при ускорении.

10.1.7.3 ЛЗШ

Расчет тока и времени срабатывания ЛЗШ полностью аналогичны расчетам ЛЗШ для СВ.

Таблица 10.24 – Уставки ЛЗШ

Уставка	Значение	Описание
Работа МТЗ-2	предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-2
Ток срабатывания МТЗ-2	24,8 А	Ток срабатывания МТЗ-2
Время срабатывания МТЗ-2	0,23 с	Время срабатывания МТЗ-2

10.1.7.4 УРОВ

Расчет тока и времени срабатывания УРОВ полностью аналогичны расчетам УРОВ для СВ.

Таблица 10.25 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
УРОВ	Работа	Функция УРОВ задействована
$I_{ср}$ УРОВ	0,25 А вторичных	Ток срабатывания УРОВ
$T_{ср}$ УРОВ	0,2 с	Время срабатывания УРОВ

10.1.8 Вводной выключатель на подстанции 10/0,4 кВ

Ток срабатывания МТЗ-1 ВВ был рассчитан в п.10.1.4.3

$$I_{МТЗ-1.ВВ} = 527,9 \text{ А.}$$

Чувствительность МТЗ-1 ВВ в ОЗД:

$$k_{ч.МТЗ-1.ВВ.ОЗД} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ.МИН.НН.ТП}^{(3)}}{I_{МТЗ-3.ВВ}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3133}{527,9} \cdot 1 = 5,14$$

Схема соединения ТТ и ИО тока УРЗА – полная звезда. Коэффициент чувствительность в ОЗД больше нормативного значения 1,5, значит пуск по напряжению не требуется.

Для ячейки КРУ ВВ секции шин ТП выбран ТТ ТОЛ-СЭЩ 10 с $I_{1.НОМ.ТТ} = 400 \text{ А}$, $I_{2.НОМ.ТТ} = 5 \text{ А}$, $n_T = 400/5$.

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{МТЗ-1.ВВ(2)} = \frac{I_{МТЗ-1.ВВ}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{527,9 \cdot 5}{400} \cdot 1 = 6,6 \text{ А.}$$

Выдержка времени МТЗ ВВ отстраивается от выдержек времени МТЗ отходящих присоединений. В данном случае от времени срабатывания МТЗ СВ.

$$t_{МТЗ ВВ ТП} = 2,23 + 0,23 = 2,46 \text{ с.}$$

										Лист
										92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.1413.00 ПЗ

Таблица 10.1.8– Уставки МТЗ–1

Уставка	Значение	Описание
Работа МТЗ-1	предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-1
Ток срабатывания МТЗ-1	6,6 А	Ток срабатывания МТЗ-1
Время срабатывания МТЗ-1	2,46 с	Время срабатывания МТЗ-1

10.1.8.2 ЛЗШ

Расчет тока и времени срабатывания ЛЗШ полностью аналогичны расчетам ЛЗШ для СВ ТП.

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(2)} = \frac{I_{\text{МТЗ.СВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{1808,84}{400} \cdot 5 = 22,61 \text{ А.}$$

Таблица 10.26 – Уставки МТЗ-2

Уставка	Значение	Описание
Работа МТЗ-2	предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-2
Ток срабатывания МТЗ-2	22,61 А	Ток срабатывания МТЗ-2
Время срабатывания МТЗ-2	0,3 с	Время срабатывания МТЗ-2

10.1.8.3 УРОВ

Расчет тока и времени срабатывания УРОВ полностью аналогичны расчетам УРОВ для СВ ТП.

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ}(2)} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{8,65}{400} \cdot 5 = 0,108 \text{ А.}$$

Таблица 10.27 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
УРОВ	Работа	Функция УРОВ задействована
$I_{\text{ср}}$ УРОВ	0,25 А вторичных	Ток срабатывания УРОВ
$T_{\text{ср}}$ УРОВ	0,2 с	Время срабатывания УРОВ

10.1.9 Ячейка трансформатора напряжения 10 кВ

При расчете уставок воспользуемся указаниями [29] и [32].

10.1.9.1 Пуск по напряжению МТЗ.

Пуск по напряжению предназначен для увеличения чувствительности срабатывания МТЗ, путем её блокирования при отсутствии снижения напряжения.

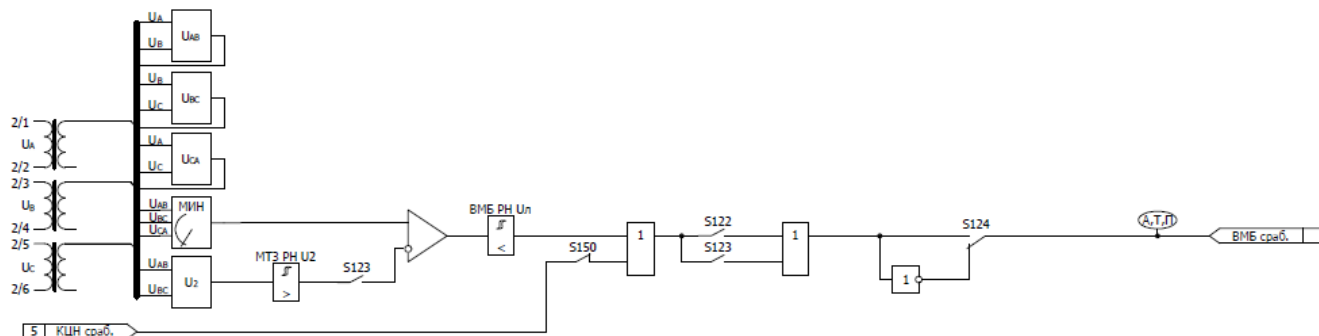


Рисунок 10.10 – Функциональная схема алгоритма вольтметровой блокировки
Напряжение срабатывания реле фильтра обратной последовательности по [11]

$$U_{\text{ВМЕ.}U_2} = 6 \text{ В.}$$

Допустимый диапазон от 5 до 20 В.

Напряжение срабатывания (вторичное) реле линейных напряжений:

$$U_{\text{ВМЕ.}U_L} = \frac{U_{\text{МИН}}}{k_{\text{отс}} \cdot k_B} = \frac{85}{1,2 \cdot 1,07} = 66 \text{ В,} \quad (10.53)$$

где $U_{\text{МИН}} = 85 \text{ В}$ – минимальное напряжение на шинах НН ПС в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ;

$k_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$k_B = 1,07$ – коэффициент возврата [32].

Допустимый диапазон от 20 до 80 В.

Оценка чувствительности пускового органа напряжения производится при трехфазном КЗ в минимальном режиме работы в конце КЛ к ТП.

По каталогу изготовителя кабеля [9]:

– $R_{\text{уд.кЛ}} = 0,125 \text{ Ом/км}$;

– $X_{\text{уд.кЛ}} = 0,08 \text{ Ом/км}$;

Полное удельное сопротивление кабеля:

$$Z_{\text{уд.кЛ}} = \sqrt{R_{\text{уд.кЛ}}^2 + X_{\text{уд.кЛ}}^2} = \sqrt{0.125^2 + 0.08^2} = 0.148 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}. \quad (10.54)$$

Сопротивление КЛ в минимальном режиме:

$$Z_{\text{КЛ.МИН.РЕЖ}} = \frac{Z_{\text{уд.КЛ}} \cdot L_{\text{КЛ}}}{N_{\text{Ц}}} = \frac{0,148 \cdot 1,6}{1} = 0,237 \text{ Ом.} \quad (10.55)$$

Остаточное линейное напряжение на шинах НН ПС при трехфазном КЗ в минимальном режиме работы в конце КЛ:

$$U_{\text{Л.ОСТ}} = \sqrt{3} \cdot Z_{\text{КЛ.МИН.РЕЖ}} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.КЛ}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 0,237 \cdot 3,133 = 1,286 \text{ кВ.}$$

Вторичное напряжение при этом составит $U_{\text{Л.ОСТ}(2)} = 12,86 \text{ В}$, так как коэффициент трансформации измерительного ТН составляет $n_{\text{Н}} = 10/100$.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{ВМБ.УЛ}}}{U_{\text{Л.ОСТ}(2)}} = \frac{66}{12,86} = 5,132.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного по [1, пункту 3.2.21.1].

10.1.9.2 Неселективная сигнализация от однофазных замыканий на землю.

УКИ в рассматриваемом УРЗА выполнено двухступенчатым. Алгоритм представлен на рисунке 9.11

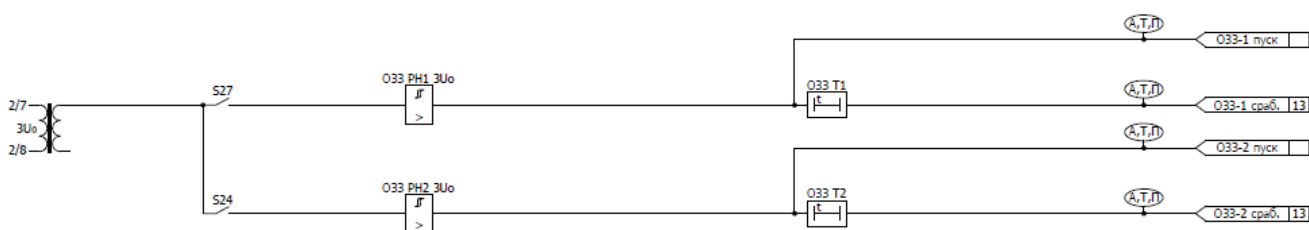


Рисунок 10.11 – Функциональная схема алгоритма защиты от однофазных замыканий на землю.

Напряжение срабатывания реле 1 ступени УКИ принимаем по рекомендации [33]:

$$U_{\text{O33 RH1 } 3U_0} = 15 \text{ В (вторичное), допустимый диапазон } 5 - 99 \text{ В.}$$

Время срабатывания 1 ступени УКИ принимаем по рекомендации [33]:

$$t_{\text{O33 T1}} = 9 \text{ с, допустимый диапазон } 0,03 - 99,99 \text{ с.}$$

10.1.9.3 Защита минимального напряжения (ЗМН)

ЗМН выполнена ступенчатой.

Первая ступень ЗМН используется для отключения ВВ секции шин 10 кВ при исчезновении напряжения, одновременно запуская схему АВР СВ.

Напряжение срабатывания, рекомендуемое [29]:

$$U_{\text{ЗМН РН 1}} = 30 \text{ В.}$$

Выдержка времени:

$$t_{\text{ЗМН T1}} = t_{\text{МАКС.РЗ}} + \Delta t,$$

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

где $t_{\text{МАКС.РЗ}}$ – наибольшая выдержка времени защит присоединений ПС, КЗ в зоне действия которых могут вызвать снижение напряжения на секции шин 10 кВ, контролируемого АВР ниже принятого напряжения срабатывания;

Δt – степень селективности.

ПО по напряжению АВР может сработать при трехфазном КЗ в конце отходящих от секции шин НН ПС КЛ.

Определим степень селективности между ОВ 1 ступени ЗМН и МТЗ трансформатора:

$$\Delta t = t_{\text{ОТКЛ.В.Т}} + 2 \cdot t_{\text{ПОГР.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВР.ИО.Т}} + t_{\text{ЗАП}}$$

$$\Delta t = 0,045 + 2 \cdot (0,012 + 0,016) + 0,045 + 0,1 = 0,246 \text{ с.}$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В.Т}} = 0,045 \text{ с.}$ – полное время отключения выключателя;

$t_{\text{ПОГР.ОВ}} = 0,012 \text{ с}$ – погрешность МТЗ Т;

$t_{\text{ПОГРЕ.ОВ.ЗМН}} = 0,016 \text{ с}$ – погрешность МТЗ ЗМН;

$t_{\text{ВОЗВР.ИО.Т}} = 0,045 \text{ с}$ – время возврата ИО напряжения;

$t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, принимаемое равным 0,1 с.

Выдержка времени:

$$t_{\text{ЗМН Т1}} = 2,89 + 0,246 = 3,136 \text{ с.}$$

Вторая ступень используется для отключения части ЭД секции с целью облегчения самозапуска оставшихся включенными ЭД. По рекомендациям [1] напряжение срабатывания выбирается равным 70В. Выдержка времени 0,5 с.

10.2 Расчет уставок устройств защит присоединений 110 кВ

10.2.1 Расчет защит трансформатора 110/10 кВ

Расчет защит для ТДН – 10000/110-У1 будет проводиться по методике расчёта уставок из руководства по эксплуатации на блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ТД [34, приложение Д], входящий в состав шкафа ШЗТ-МТ–052.

10.2.1.1 Выбор начального значения дифференциального тока срабатывания и коэффициентов торможения

Для выбора номинального тока ПТН (преобразователь тока в напряжение) на стороне ВН и НН необходимо определить входной расчетный ток $I_{\text{ВХ.РАСЧ}}$ по выражению:

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} \quad (10.56)$$

Со стороны ВН:

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.ВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,204 \text{ А.}$$

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

Со стороны НН:

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.НН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 524,864 \text{ А.}$$

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ стороны ВН выбирается по номинальной мощности трансформатора с учётом 40% перегрузки вне зависимости от схемы НЕ 110 кВ:

$$I_{1.\text{НОМ.ТТ.ВН}} \geq \frac{k_{\text{П}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т.ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 70,286 \text{ А}$$

Вторичный номинальный ток ТТ стороны ВН выбирается по номинальному току аналоговых входов УРЗА, принято 5 А. С сайты фирмы [35] ТТ ТВГ–110–200/5, следовательно:

$$K_{1.\text{ВН}} = \frac{200}{5}.$$

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ стороны НН выбирается по номинальной мощности трансформатора с учётом 40% перегрузки.

$$I_{1.\text{НОМ.ТТ.НН}} \geq \frac{k_{\text{П}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т.НН}}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 734,8 \text{ А}$$

С сайты фирмы [39] «ЗАО Группа компаний Электроцит ТМ – Самара» выбираем встроенный ТОЛ–СЭЦ 10 – 1000/5.

Следовательно:

$$K_{1.\text{НН}} = \frac{1000}{5}.$$

Вторичный ток для стороны ВН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.ВН(2)}} = \frac{I_{\text{ВХ.РАСЧ.ВН}}}{K_{1.\text{ВН}}} = \frac{50,204}{200} \cdot 5 = 1,255 \text{ А.}$$

Вторичный ток для стороны НН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.НН(2)}} = \frac{I_{\text{ВХ.РАСЧ.НН}}}{K_{1.\text{НН}}} = \frac{524,864}{1000} \cdot 5 = 2,62 \text{ А.}$$

Вторичные обмотки ТТ соединяются в звезду, вне зависимости от схем обмоток силового трансформатора.

Выбирается номинальный ток ПТН, ближайший больший к входному расчетному току из приложения Е руководства по эксплуатации [34].

Номинальный ток ПТН $I_{\text{НОМ.ВН}}=2,5 \text{ А}$;

Номинальный ток ПТН $I_{\text{НОМ.НН}}=5 \text{ А}$.

Относительное значение начального дифференциального тока срабатывания определяется по выражению:

$$I_{\text{ДЗТ.НАЧ}} = 0,5 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot (\varepsilon + U_{\text{РЕГ}} + F_{\text{РЕГ}}), \quad (10.57)$$

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,3;

ε - относительная погрешность трансформатора тока в установившемся режиме, равная 0,1;

$U_{рег} = 0,05$ при автоматическом выравнивании токов цепей циркуляции с учетом

реального коэффициента трансформации по текущему положению РПН;

$F_{выр}$ - относительно значение погрешности выравнивания токов плеч, равное 0,03.

$$I_{дзт.нач.г} = 0,5 \cdot 1,3 \cdot (0,1 + 0,05 + 0,03) = 0,117.$$

Так как расчетная уставка по току получилась меньше 0,2 о.е., рекомендуется принять минимально допустимое значение 0,2 о.е., при этом чувствительность защиты будет обеспечена при одновременной достаточной отстройке от внешних коротких замыканий и бросков токов намагничивания $I_{дзт.нач}=0,2$.

Расчет коэффициента торможения $K_{торм.2}$ на втором участке проводится исходя из отстройки от тока небаланса. Расчет относительного значения тока небаланса $I_{нб.расч}$ выполняется по выражению:

$$I_{нб.расч} = K_{пер} \cdot \varepsilon + U_{рег} + F_{выр}, \quad (10.58)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий возрастание погрешности трансформаторов тока в переходном режиме.

В данном выражении $K_{пер}$ это расчетная величина, зависящая от погрешности трансформаторов тока в переходном режиме, а именно влияет предельная кратность K_{10} . Для этого оценим коэффициент K_{10} для сторон ВН и НН по выражению:

$$K_{10.отн} = \frac{I_{1.ном.та} \cdot K_{10}}{I_{ном.тр}}, \quad (10.59)$$

Для стороны ВН:

$$K_{10.отн} = \frac{200 \cdot 20}{70,286} = 59,9.$$

Для стороны НН:

$$K_{10.отн} = \frac{1000 \cdot 20}{734,8} = 27,21.$$

Так как выполняется условие для обеих сторон, что $K_{10отн} > 20$, то принимается $K_{пер}=2,0$

Определяем ток небаланса:

$$I_{нб.расч} = 2 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,03 = 0,28.$$

Коэффициент торможения определяется по следующему выражению:

$$K_{торм.2} = 1,5 \cdot K_{отс} \cdot I_{нб.расч} - I_{дзт.нач}. \quad (10.60)$$

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

Коэффициент 1,5 в выражении учитывает положение второй точки излома характеристики торможения при значении тормозного тока, равного $1,5 I_{ном}$.

Для уставки:

$$K_{ТОРМ2.} = 1,5 \cdot 1,3 \cdot 0,28 - 0,2 = 0,35.$$

Коэффициент торможения $K_{ТОРМ.3}$ на третьем участке выбирается с учётом того, что при больших кратностях токов внешних КЗ наблюдается значительное искажение формы кривой токов небаланса. Методика точно расчета с учётом всех влияющих факторов сложна. Руководство по расчету уставок рекомендует для трансформаторов мощностью 25 МВА и менее принять $K_{ТОРМ.3}$ равным 0,7 [34].

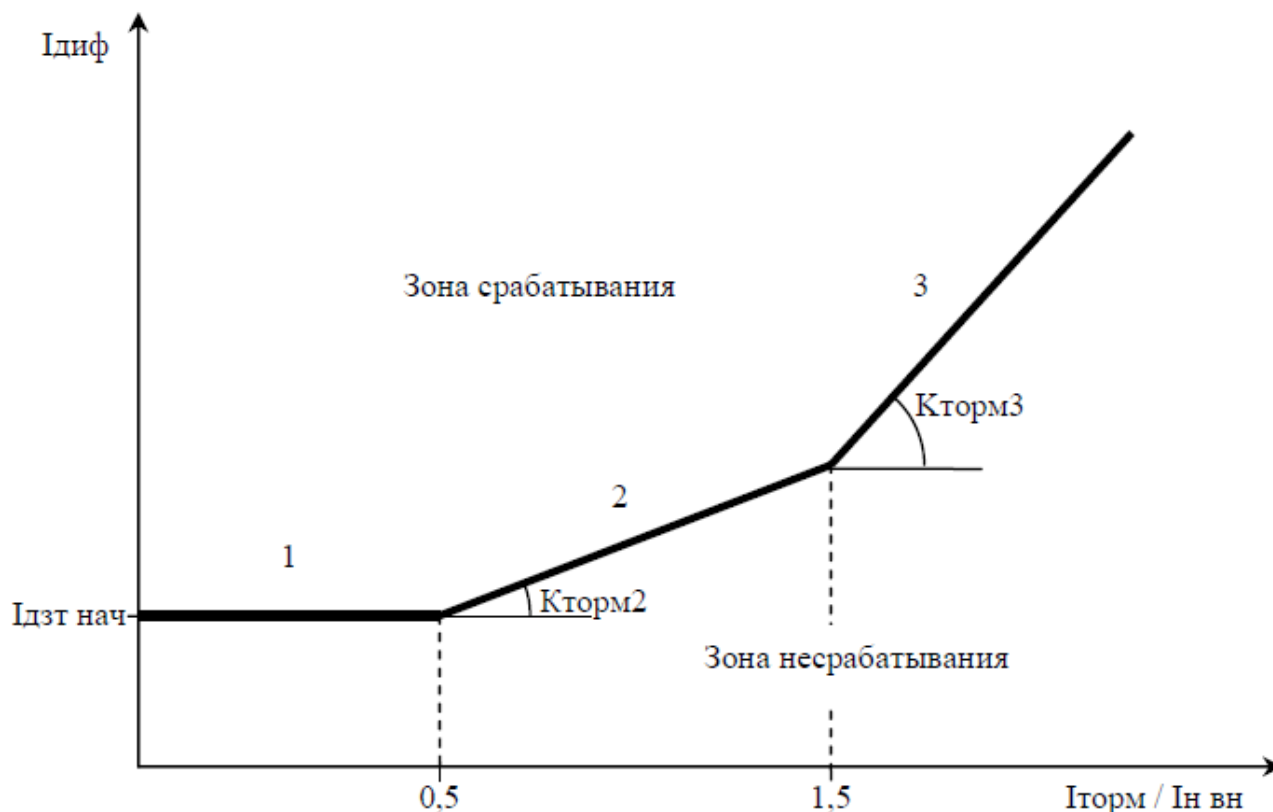


Рисунок 9.12 – Тормозная характеристика.

10.2.1.2 Выбор уставки информационного параметра блокировки

Основным режимом, определяющим значение коэффициента информационного параметра блокировки $K_{инб}$, является режим отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора при его включении на холостой ход. Для защит трансформаторов распределительных сетей рекомендуется значение $K_{инб} = 0,38$.

10.2.1.3 Проверка чувствительности

Коэффициент чувствительности $K_ч$ определяется соотношением:

$$K_ч = \frac{I_{д.min}}{I_{дзт.нач}}, \quad (10.61)$$

где $I_{д.мин}$ – минимальное относительное значение дифференциального тока при КЗ за трансформатором расчетного вида.

Поскольку $I_{дзт.нач}$ меньше 0,5 (о.е.) и тормозная характеристика имеет горизонтальный участок до тока торможения, равного 0,5 (о.е.), то для дифференциальных защит понижающих двухобмоточных трансформаторов всегда получается $K_{ч} > 2$ с большим запасом и проводить проверку чувствительности не обязательно.

10.2.1.4 Расчет дифференциальной токовой отсечки

По условию отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора при его включении на холостой ход рекомендуется принять уставку отсечки на уровне 6 I_n .

$$I_{отс.ср1} = 6 \text{ о. е.} \quad (10.62)$$

По условию отстройки от тока небаланса при внешнем КЗ уставку выбрать по выражению:

$$I_{отс.ср} = K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot \frac{I_{кз.внеш.макс}}{I_{ном.вн.т}}; \quad (10.63)$$

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

$K_{нб}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ;

$I_{кз.внеш.макс}$ – относительное значение максимального тока внешнего КЗ.

Коэффициент $K_{нб}$ зависит от значений параметра $K_{10отн}$, остаточных индукций трансформаторов тока и ряда других факторов. При установке со всех сторон защищаемого трансформатора первичных трансформаторов тока со вторичным номинальным током, равным 5 А, принять коэффициент $K_{нб}$ равным 0,7.

$$I_{отс.ср2} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{608}{50,204} = 10,17.$$

Выбираем наибольшее из двух значений $I_{отс.ср}$.

10.2.1.5 Расчет максимальной токовой защиты с пуском по напряжению

Все оставшиеся защиты трансформатора 110/10 выполнены в терминале БМРЗ–ТР.

Максимальный рабочий ток через силовой трансформатор (несёт всю нагрузку ПС):

$$I_{раб.макс} = \frac{S_{ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} = \frac{13745}{\sqrt{3} \cdot 110} = 72,14 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{раб.макс} = \frac{1,05}{0,98} \cdot 72,14 = 77,29 \text{ А.}$$

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

Ток срабатывания МТЗ (вторичный):

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{n_T} \cdot k_{CX} = \frac{77,29 \cdot 5}{200} \cdot 1 = 1,93 \text{ А.}$$

Время срабатывания МТЗ, с учётом времени срабатывания вводного выключателя на секции:

$$t_{MT3.TP} = t_{MT3-1.BB} + \Delta t.$$

Определим степень селективности между МТЗ ТР и МТЗ ВВ:

$$\Delta t = t_{OTK.BB} + 2 \cdot t_{ПОГРЕШ.OB} + t_{ВОЗВ.ИО.Т.} + t_{ЗАП.}$$

$$\Delta t = 0,055 + 2 \cdot 0,035 + 0,044 + 0,1 = 0,269 \text{ с.}$$

$$t_{MT3.TP} = 2,89 + 0,269 = 3,159 \text{ с.}$$

Выберем напряжение срабатывания:

$$U_{CP.2} = 0,7 \cdot U_{ном.втор} = 0,7 \cdot 100 = 70 \text{ В.}$$

Таблица 10.28 – Уставки МТЗ –1

Степень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-1	вкл	Ввод в работу ступени МТЗ-1
U_{cp} , В	70	Пусковой орган по напряжению
$t_{MT3.TP}$, с	0,55	Время срабатывания МТЗ-1
I_{CP} , А	1,93	Ток срабатывания МТЗ-1

10.2.1.6 Расчет защиты от перегрузки

$$I_{C3.ПЕР} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАКС} = \frac{1,05}{0,98} \cdot 70,286 = 75,3 \text{ А.}$$

Определим вторичный ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{C3.ПЕР(2)} = \frac{I_{C3.ПЕР}}{n_T} \cdot k_{CX} = \frac{75,3 \cdot 5}{200} \cdot 1 = 1,88 \text{ А.}$$

По условию отстройки режимов кратковременных перегрузок [43] рекомендует принимать выдержку времени защиты от перегрузки из диапазона 9...10 с. Окончательно принимаем $t_{П.Т}=10$ с.

10.2.1.7 УРОВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС». Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{РАБ.МАКС.ТР} = 0,05 \cdot 70,286 = 3,51 \text{ А;}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

									Лист
									101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2017.1413.00 ПЗ

$$I_{\text{УРОВ}(2)} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_T} = \frac{3,51}{200} \cdot 5 = 0,088 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ меньше минимального значения из диапазона уставок от 0,25 до 5 А при номинальном токе ТТ и исполнение фазных аналоговых входов тока на 5 А. Следовательно, по рекомендации ОАО «ФСК ЕЭС» принимается:

$$I_{\text{УРОВ}(2)\text{ФАКТ}} = 0,25 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ по МУ ОАО «ФСК ЕЭС»:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,055 + 0,05 + 0,004 + 0,1 = 0,209 \text{ с}$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В}}$ – полное время отключения выключателя;

$t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}}$ – время возврата реле тока УРОВ;

$t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}}$ – погрешность реле времени УРОВ;

$t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, принимаемое равным 0,1 с.

Таблица 10.28 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
УРОВ	Работа	Функция УРОВ задействована
$I_{\text{ср}} \text{ УРОВ}$	0,25 А вторичных	Ток срабатывания УРОВ
$T_{\text{ср}} \text{ УРОВ}$	0,21 с	Время срабатывания УРОВ

10.2.2 Дистанционная защита воздушной линии 110 кВ

Дистанционными называют направленные защиты с относительной селективностью, выполняемые с использованием реле минимального сопротивления.

Дистанционная защита от междуфазных замыканий предназначена для защиты воздушных линий (ВЛ) от междуфазных коротких замыканий.

Защита выполнена в трехрелейном исполнении с контролем полного сопротивления контуров АВ, ВС, СА. Защита не срабатывает ложно при качаниях в энергосистеме и при неисправностях во вторичных цепях напряжения.

Расчет параметров производится по руководящим указаниям [37] и [38]. Уставки настраиваются по технической документации фирмы-разработчика на МП терминал ДЗ RE KSZ 10.

Рассчитаем параметры дистанционной защиты, установленной на ВЛ у шин подстанции А (Рисунок 10.13).

В соответствии с [38, табл.8.2] рассчитаем сопротивление срабатывания первой ступени ДЗ из условия отстройки от коротких замыканий на шинах противоположного конца линии:

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Z_{C.3.11}^I \leq 0,85 \cdot \left(Z_1 + \frac{Z_2}{k_{T2}} \right). \quad (10.64)$$

где Z_1 – сопротивление отдельного участка защищаемой линии;

k_{T2} – коэффициент токораспределения.

Данные для определения коэффициентов токораспределения и сопротивления участков линий показаны на рисунке 9.13.

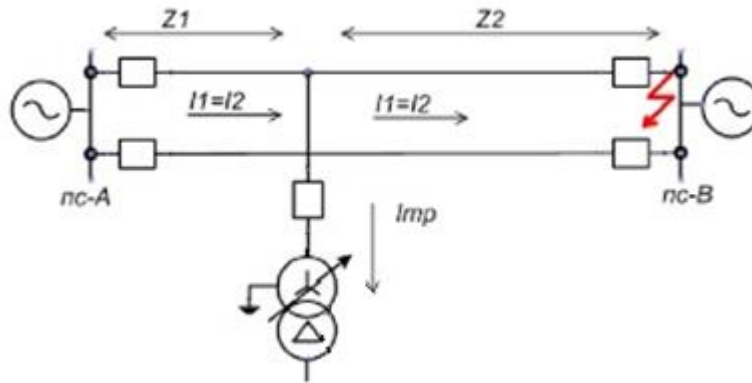


Рисунок 10.13 – Схема для коэффициентов токораспределения и сопротивления участков линий.

Определим активное сопротивление участков R_1 и R_2 :

$$R_1 = r_0 \cdot L_{W1} = 0,204 \cdot 40 = 8,16 \text{ Ом}. \quad (10.65)$$

$$R_2 = r_0 \cdot L_{W2} = 0,204 \cdot 50 = 10,2 \text{ Ом}. \quad (10.66)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии, для АС–150/24 равно 0,204 Ом/км [18];

L_{W1}, L_{W2} – длины линий соответственно, км.

Аналогично рассчитаем индуктивное сопротивление участка X_1 и X_2 , подставив значения в (9.50) и (9.51):

$$X_1 = x_0 \cdot L_{W1} = 0,420 \cdot 40 = 16,8 \text{ Ом}.$$

$$X_2 = x_0 \cdot L_{W2} = 0,420 \cdot 50 = 21 \text{ Ом}.$$

где $x_0=0,420$ Ом/км – удельное индуктивное сопротивление линии, для АС–150/24 напряжением 110 кВ [18].

Полное сопротивление участков:

$$Z_1 = R_1 + jX_1 = 8,16 + j16,8 = 18,68 \cdot e^{j64,1^\circ} \quad (10.67)$$

$$Z_2 = R_2 + jX_2 = 10,2 + j21 = 23,35 \cdot e^{j64,1^\circ} \quad (10.68)$$

Коэффициент токораспределения равен:

$$k_{T2} = \frac{I_1}{I_2} = 1. \quad (10.69)$$

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

Подставим числовые значения в (9.49):

$$Z_{с.з.11}^I \leq 0,85 \cdot \left(z_1 + \frac{z_2}{k_{Т2}} \right) = 0,85 \cdot \left(8,16 + j16,8 + \frac{10,2 + j21}{1} \right) = 15,61 + j32,13 \\ = 35,72 \cdot e^{j64,1^\circ} \text{ Ом.}$$

Второе условие расчетное выражение для отстройки от КЗ на шинах низшего напряжения подстанции на ответвлениях:

$$Z_{с.з.12}^I \leq 0,85 \cdot \left(z_1 + \frac{z_{Тр}}{k_{Тр}} \right), \quad (10.70)$$

где $z_{Тр}$ – минимальное эквивалентное сопротивление параллельно работающих трансформаторов;

$k_{Т.тр}$ – коэффициент токораспределения трансформатора.

Минимальное полное сопротивление параллельно работающих трансформаторов равно:

$$z_{Тр} = \frac{u_{k\%}}{100} \cdot \frac{(U_{НОМ.ВН}^2)}{S_{Т.НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{10} = 138,86 \text{ Ом.} \quad (10.71)$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$r_{Тр} = \frac{P_k \cdot U_{НОМ.ВН}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,058 \cdot 115^2}{10^2} = 7,67 \text{ Ом.} \quad (10.72)$$

где P_k – потери короткого замыкания, Вт.[18]

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_{Тр} = \sqrt{(z_{Тр}^2 - r_{Тр}^2)} = \sqrt{(138,86^2 - 7,67^2)} = 138,648 \text{ Ом.} \quad (10.73)$$

Угол φ трансформатора равен:

$$\varphi = \arctg \frac{x_{Тр}}{r_{Тр}} = \arctg \frac{138,648}{7,67} = 86,83^\circ. \quad (10.74)$$

Коэффициент токораспределения трансформатора равен:

$$k_{Т.Тр} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{0,338}{0,608} = 0,556. \quad (10.75)$$

Значения токов взяты из программы ТОКО.

Подставим числовые значения в формулу (10.70) :

$$Z_{с.з.12}^I \leq 0,85 \cdot \left(z_1 + \frac{z_{Тр}}{k_{Т.тр}} \right) = 0,85 \cdot \left(8,16 + j16,8 + \frac{7,67 + j138,648}{0,556} \right) \\ = 18,66 + j226,24 = 227,01 \cdot e^{j85,28^\circ} \text{ Ом.}$$

Выберем минимальное сопротивление из двух условий:

$$Z_{с.з.1}^I = \min\{z_{с.з.11}^I; z_{с.з.12}^I\} = \{35,72; 227,01\} = 35,72 \text{ Ом.}$$

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

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

Для ТН НАМИ–110 коэффициент трансформации:

$$\mu_{\text{Н}} = \frac{U_{1\text{НОМ}}}{U_{2\text{НОМ}}} = \frac{110000}{100}.$$

Рабочий максимальный ток определим исходя из максимальной мощности линии, которая дана в задании:

$$I_{\text{макс.раб.вл}} = \frac{S_{\text{макс.вл}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{70000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 367,4 \text{ А.} \quad (10.76)$$

Коэффициент трансформации ТТ ВЭБ–110Б:

$$\mu_{\text{Т}} = \frac{I_{1\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}} = \frac{400}{5};$$

Вторичное значение сопротивление срабатывания 1 ступени ДЗ:

$$Z_{\text{с.з.втор1}} = Z_{\text{с.з.1}} \frac{\mu_{\text{Т}}}{\mu_{\text{Н}}} = 35,7 \cdot \frac{400 \cdot 100}{5 \cdot 110000} = 2,6 \text{ Ом.} \quad (10.77)$$

Оценим чувствительность первой ступени к повреждениям в конце линии через максимально возможное переходное сопротивление дуги:

$$r_{\text{д.макс}} = \frac{\Delta U_{\text{д}}}{I_{\text{К.МИН}}^{(2)}} = \frac{12,5}{1,482} = 8,43 \text{ Ом;} \quad (10.78)$$

где $\Delta U_{\text{д}}$ – падение напряжения на дуге;

$I_{\text{К.МИН}}^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ в конце линии в минимальном режиме работы

$$I_{\text{К.МИН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К.МИН}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,712 = 1,482 \text{ кА.}$$

Падение напряжения на дуге определяется по формуле:

$$\Delta U_{\text{д}} = 2,5l = 2,5 \cdot 5 = 12,5 \text{ кВ;}$$

Здесь l – длина дуги, с учетом её раздувания за время действия РЗ. Так как первая ступень ДЗ – быстродействующая, длина дуги не превышает междуфазного расстояния, согласно [18] для 110 кВ – 5 м; 2,5 – переводной коэффициент кВ/м, по МУ ФСК.

Точка на комплексной плоскости сопротивлений при двухфазном КЗ через дугу в конце линии в минимальном режиме расположена внутри области срабатывания первой ступени. Чувствительность ДЗ при данном виде повреждений обеспечена.

								13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
									105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

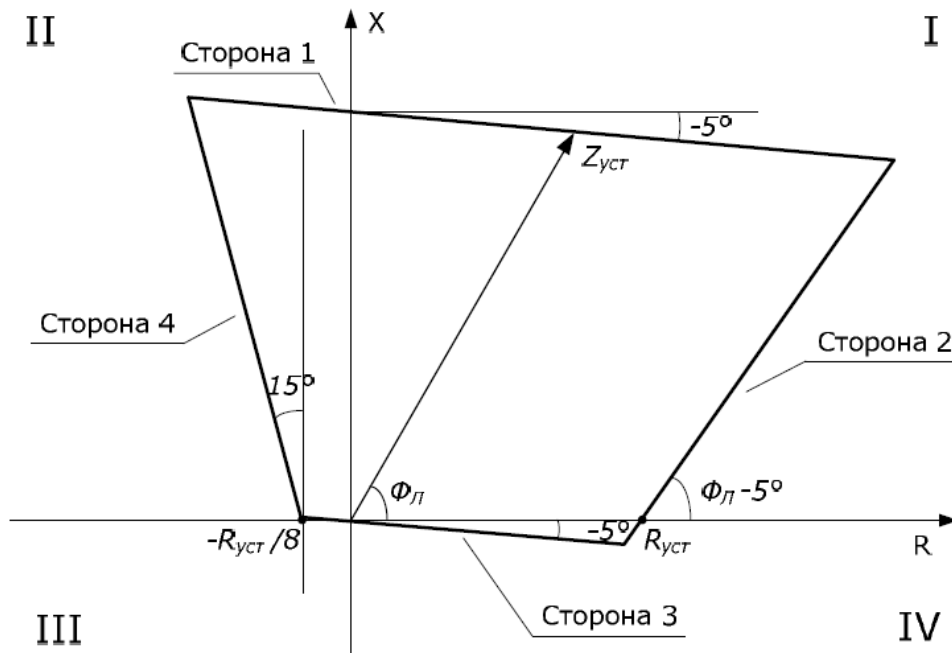


Рисунок 10.14 – Четырехугольная характеристика ДЗ для I степени.

Вторая степень ДЗ предназначена для:

- резервирования первой степени защиты;
- защиты участка линии, оставшегося незащищённым первой степенью ДЗ.

Как правило, это от 10 до 15% от длины линии. В зону, защищаемую второй степенью ДЗ, входят шины на противоположном конце защищаемой линии.

Определим сопротивление срабатывания 2 степени. Сопротивление срабатывания 2 степени ДЗ выбирается по трем условиям. Данные для определения коэффициентов тока распределения и сопротивления участков линий показаны на рисунке 10.15:

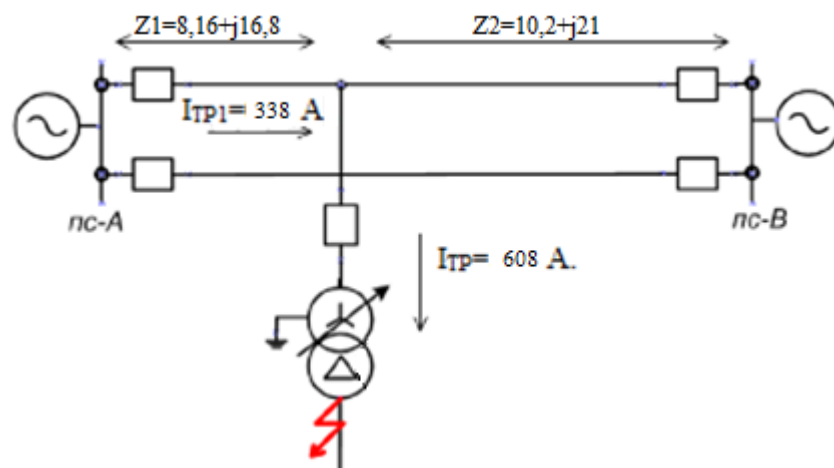


Рисунок 10.15 – Схема для коэффициентов токораспределения и сопротивления участков линий.

Первое условие, исходя из отстройки от КЗ на шинах НН подстанции, определим по формуле, которую мы рассчитывали ранее:

$$Z_{с.з.11}^{II} \leq 0,85 \cdot \left(z_1 + \frac{z_{тр}}{k_{т.тр}} \right) = 0,85 \cdot \left(8,16 + j16,8 + \frac{7,67 + j138,648}{0,556} \right) \\ = 18,66 + j226,24 = 227,01 \cdot e^{j85,28^\circ} \text{ Ом.}$$

Второе условие, расчетное выражение для согласования с первой ступенью защиты подстанции Б:

$$Z_{с.з.12}^{II} \leq 0,85 \cdot \left(z_1 + \frac{z_2}{k_2} \right) + 0,78 \cdot (z_3). \quad (10.78)$$

Сопротивление участка W3 равно:

$$Z_3 = Z_1 = R_1 + jX_1 = 8,16 + j16,8 = 18,68 \cdot e^{j64,1^\circ}; \quad (10.79)$$

Рассчитаем сопротивление срабатывания второй ступени по формуле (9.63):

$$Z_{с.з.12}^{II} \leq 0,85 \left(z_1 + \frac{z_2}{k_2} \right) + 0,78 \cdot (z_3) \\ = 0,85 \cdot \left(8,16 + j16,8 + \frac{10,2 + j21}{1} \right) + 0,78 \cdot (8,16 + j16,8) \\ = 21,97 + j45,23 = 50,287 e^{j64,1^\circ}$$

Условие №3: остройка от коротких замыканий на шинах низшего напряжения п/ст В (Рисунок 9.16):

$$Z_{с.з.13}^{II} \leq 0,85 \cdot \left(z_1 + \frac{z_2}{k_2} + \frac{z_{тр.3}}{k_{т.тр.3}} \right); \quad (10.80)$$

где $Z_{тр3}$ – сопротивление трансформатора 3, примем ,что $Z_{тр3} = Z_{тр1}$;

$k_{т.тр3}$ – коэффициент токораспределения для трансформатора 3.

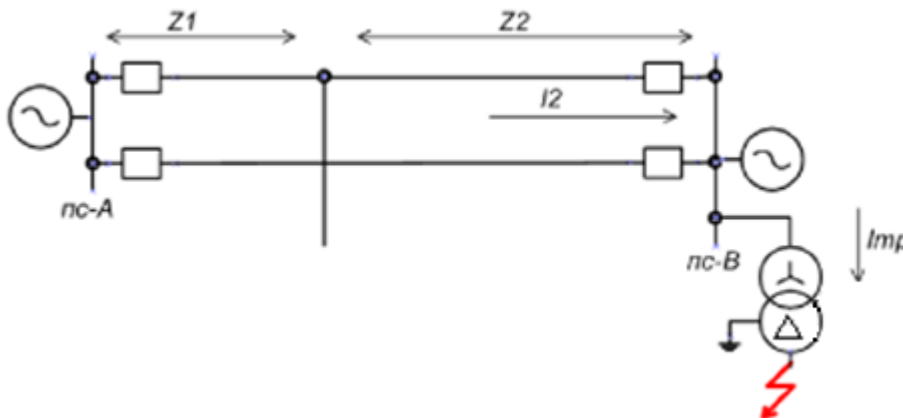


Рисунок 10.16 Схема для определения сопротивления срабатывания 3 ступени.

$$k_{т.тр} = \frac{I_2}{I_{тр}} = \frac{0,105}{0,643} = 0,163. \quad (10.81)$$

Подставим числовые значения в формулу (10.80):

$$Z_{с.з.13}^2 = 0,85 \left(8,16 + j16,8 + \frac{10,2 + j21}{1} + \frac{7,67 + j138,648}{0,163} \right) = 55,6 + j755,14$$

$$= 757,18e^{j85,7^\circ} \text{ Ом.}$$

Выбираем минимальное сопротивление из трех условий:

$$Z_{с.з.1}^{II} = \min\{z_{с.з.11}^{II}; z_{с.з.12}^{II}; z_{с.з.13}^{II}\} = \{227,01; 50,287; 757,18\} = 50,2 \text{ Ом.} \quad (10.82)$$

Вторичное значение сопротивление срабатывания 2 ступени ДЗ:

$$Z_{с.з.втор2} = Z_{с.з.1}^{II} \frac{\mu_T}{\mu_H} = 50,2 \cdot \frac{400 \cdot 100}{5 \cdot 110000} = 3,65 \text{ Ом.} \quad (10.83)$$

Выдержка времени второй ступени ДЗ принимается на ступень больше $\Delta t = 0,269$ с выдержки времени быстродействующей защиты противоположной подстанции и участка, с которым производится согласование [38].

$$t_{II} = 0,269 \text{ с.}$$

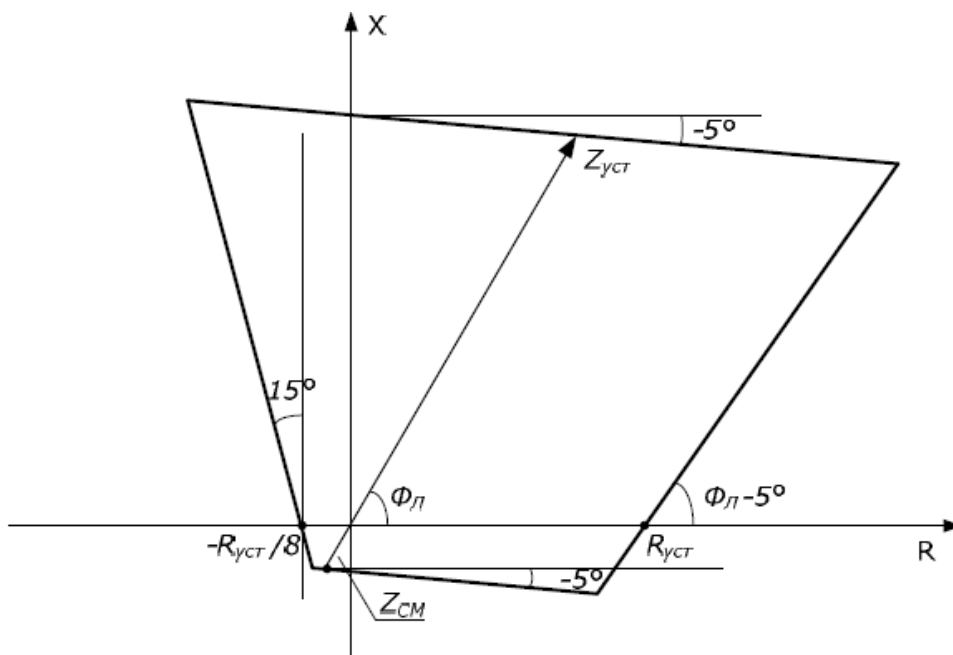


Рисунок 10.15 – Четырехугольная характеристика ДЗ для II ступени.

Третья ступень ДЗ предназначена для резервирования защит присоединений (ЛЭП, трансформаторов), отходящих от шин противоположной подстанции.

Сопротивление срабатывания третьей ступени рассчитывается по формуле:

$$Z_{с.з.1}^3 = \frac{Z_{самоzap}}{k_H \cdot k_B \cdot \cos(\varphi - \varphi_{раб})}, \quad (10.84)$$

Где $Z_{самоzap}$ – минимальное значение первичного сопротивления в месте установки защиты в условиях самозапуска ЭД;

φ – угол полного сопротивления линии;

k_H – коэффициент надежности, принимаемый равный 1,2;

k_B – коэффициент возврата реле, по технической документации на терминал равен 1,03.

$Z_{\text{самозап}}$ – минимальное значение сопротивление в условиях самозапуска [37]:

$$Z_{\text{самозап}} = \frac{U_{\text{мин}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{самозап}} \cdot I_{\text{раб.макс}}}, \quad (10.85)$$

где $U_{\text{мин}}$ – минимальное значение первичного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска ЭД;

$k_{\text{самозап}}$ – коэффициент самозапуска;

$I_{\text{раб.макс}}$ – максимальное значение первичного рабочего тока в защищаемой линии.

Коэффициент самозапуска определим по следующей формуле:

$$k_{\text{сз}} = \frac{(S_{\text{транзит}} - S_{\text{н.п\c}}) + S_{\text{н.п\c}} \cdot k_{\text{сзЛ}}}{S_{\text{транзит}}}; \quad (10.86)$$

где $k_{\text{сзН}}$ – коэффициент самозапуска нагрузки секции, по п.10.1.5.1 $k_{\text{сзН}} = 1,144$;

$S_{\text{н.п\c}}$ – мощность нагрузки секции.

$$k_{\text{сз}} = \frac{(70 - 13,745) + 13,745 \cdot 1,144}{70} = 1,028$$

Минимальное напряжения в месте установки:

$$U_{\text{мин}} = 0,8 \cdot U_{\text{ном}} = 0,8 \cdot 110 = 88 \text{ кВ}. \quad (10.87)$$

Рассчитаем по формуле (10.85):

$$Z_{\text{самозап}} = \frac{U_{\text{мин}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{самозап}} \cdot I_{\text{раб.макс}}} = \frac{88}{\sqrt{3} \cdot 1,028 \cdot 367,4} = 134,5 \text{ Ом}.$$

Так как $\cos\varphi=0,89$ по условию, то в нормальном режиме угол равен $27,12^\circ$. Подставим числовые значения в формулу (10.71):

$$Z_{\text{с.з.1}}^3 = \frac{Z_{\text{самозап}}}{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{в}} \cdot \cos(\varphi_{\text{зст}} - \varphi_{\text{раб}})} = \frac{134,5}{1,2 \cdot 1,03 \cdot \cos(64,1 - 27,12)} = 136,22 \text{ Ом}.$$

Вторичное значение сопротивления срабатывания 3 ступени:

$$Z_{\text{с.з.вторз}} = Z_{\text{с.з.3}} \frac{\mu_{\text{т}}}{\mu_{\text{н}}} = 136,22 \cdot \frac{400 \cdot 100}{5 \cdot 110000} = 9,9 \text{ Ом}. \quad (10.88)$$

Выдержка времени третьей ступени ДЗ:

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

Выдержка времени третьей ступени ДЗ отстраивается от выдержки времени МТЗ силового трансформатора :

$$t_{с.з.3} = \Delta t + t_{МТЗ.Т} ; \quad (10.89)$$

где Δt – степень селективности между терминалами ВН трансформатора и линии, а так же степень селективности отходящей линии, которая дана в задании.



Рисунок 9.16 – Выдержка времени III ступени ДЗ

Степень селективности между терминалами ВН трансформатора и линии равна (п.9.2.1.5):

$$\Delta t = 0,269 \text{ с}; \quad (10.90)$$

Выдержка времени :

$$t_{с.з.3} = t_{МТЗ.Т} + \Delta t = 3,159 + 0,269 = 3,43 \text{ с}. \quad (10.91)$$

11 ПРОВЕРКА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА

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

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

$$Z_{нагр} = Z_{реле} + 2Z_{пров} + Z_{конт} , \quad (11.1)$$

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

$Z_{ПРОВ}$ – сопротивление соединительных проводов;

$Z_{КОНТ}$ – сопротивление переходных контактов равно 0,05 Ом [34].

Сопrotивление МП терминала рассчитывается по потребляемой мощности от ТТ, по данным [34] для терминалов серии БРМЗ–ТД составляет 0,2 ВА для $I_{2\text{НОМ}} = 5$ А. Следовательно, сопротивление реле:

$$Z_{\text{РЕЛЕ}} = \frac{S_{\text{ПОТ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2} = \frac{0,2}{5^2} = 0,008 \text{ Ом} \quad (11.2)$$

Сопrotивление соединительных проводов:

$$Z_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}; \quad (1013)$$

где ρ – удельное сопротивление провода с жилой из меди $\rho = 0,0175$ Ом·мм²/м;

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

q – сечение по условию механической прочности, для меди составляет 2,5 мм².

Сопrotивление соединительного провода для БРМЗ–ТД составит, соответственно:

$$Z_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом.}$$

По формуле 10.1 рассчитаем сопротивление нагрузки:

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

Допустимая кратность тока:

$$k_{10,\text{доп}} = k_{10\text{НОМ}} \cdot \frac{Z_{10,\text{НОМ}}}{Z_{\text{нагр}}}; \quad (11.4)$$

По [24] номинальная предельная кратность обмотки для защиты при номинальном первичном токе составляет 20, а номинальная вторичная нагрузка обмотки для защиты составляет 15 ВА или $(15/25)=0,6$ Ом. Следовательно, допустимая кратность:

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

Расчетная кратность

$$k_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{кз.макс}}^{(3)}}{I_{1,\text{НОМ}}} = \frac{5335}{1000} = 5,33. \quad (11.5)$$

$$k_{10,\text{доп}} \geq k_{\text{расч}}.$$

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

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

12 ВЫБОР СРЕДСТВ ЗАЩИТЫ ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Выбор ОПН в сети 110 кВ.

Выберем основные характеристики ОПН для защиты обмотки 110 кВ трансформатора ТДН-10000 от грозовых перенапряжений, в соответствии с [44].

1. Выбор наибольшего рабочего напряжения $U_{НРО}$:

Так как наша сеть 110 кВ с эффективно заземленной нейтралью и все силовые трансформаторы ТДН-10000 работают с разземленной нейтралью, то наибольшее рабочее напряжение ОПН $U_{НРО}$ принимается на 20% выше наибольшего рабочего (фазного) напряжения сети $U_{НРС}/\sqrt{3}$;

где $U_{НРС} = 127$ кВ – наибольшее (линейное) рабочее напряжение сети 110 кВ.

Тогда, $U_{НРО} = 88$ кВ.

2. Выбор энергоемкости ОПН и тока пропускной способности:

Рекомендуемая для ОПН энергия одного импульса тока пропускной способности (форма 200 мкс), отнесенная к значению $U_{НРО}$, обозначается $W_{уд}$ и составляет для сети 110 кВ $W_{уд} = 1,5-2,5$ кДж/кВ.

ОПН, выбранный по п.1 и п.2, обладает наибольшим рабочим напряжением $U_{НРО}$ и энергоемкостью $W_{уд}$, которые практически однозначно определяют все прочие характеристики ОПН конкретного производителя. В типовых случаях применения ОПН проводить проверку прочих характеристик ОПН на удовлетворение условиям не обязательно.

В соответствии с вышеизложенным, принимаем к установке у выводов 110 кВ трансформатора ТДН-10000 ограничитель перенапряжений типа ОПН-П/ЗЭУ-110/88-10 производства ЗАО «Завод энергозащитных устройств»

Выбор ОПН для защиты нейтрали.

Выберем основные характеристики ОПН для защиты изоляции нейтрали 110 кВ от грозовых перенапряжений.

Разземление нейтрали силового трансформатора приводит к необходимости защиты изоляции нейтрали от воздействующих на нее в процессе эксплуатации

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

грозовых (и коммутационных) перенапряжений, для чего в нейтраль устанавливаются специальные ОПН, обозначаемые ОПНН.

Основные характеристики ОПНН, определенные расчетным путем [45] и проверенные опытом эксплуатации, приведены в таблице 11.1:

Таблица 12.1 – Параметры ОПН для защиты изоляции нейтрали в сети 110 кВ.

1	Наибольшее рабочее напряжение ОПН, не менее, кВ	52
2	Энергоемкость одного импульса тока пропускной способности 2000 мкс, кДж/кВ	2.5–3.0
3	Амплитуда тока пропускной способности 2000 мкс, А	500–600
4	Характеристика "напряжение-время". Допустимая кратность повышения напряжения 50 Гц при времени его воздействия 10 с, не менее (о.е.)	1.25
5	Остающееся напряжение в режиме ограничения грозовых перенапряжений, не более (кВ)	190
6	Номинальный разрядный ток на импульсе 8/20 мкс, кА	10
7	Амплитуда импульса большого тока 4/10 мкс, кА	65-100

В соответствии с табл.11.1, принимаем к установке у вывода нейтрали 110 кВ трансформатора ТДН-10000 ограничитель перенапряжений типа ОПН-У/TEL-110/56/10.

Выбор ОПН в сети 10 кВ.

Выберем основные характеристики ОПН для защиты обмотки 10 кВ трансформатора ТДН-10000 от грозовых перенапряжений.

В сети 10 кВ с изолированной нейтралью необходимо отстроить ОПН от дуговых перенапряжений, в соответствии с [44, п.6.1.1] получаем условие выбора:

$$U_{НРО} \geq 1,05 U_{НРС}$$

Принимаем к установке у вывода 10 кВ трансформатора ТДН-10000 ограничитель перенапряжений типа ОПН-П/ЗЭУ-10/12-10.

13 ПРОВЕРКА ДВИГАТЕЛЕЙ НА САМОЗАПУСК

Неуспешный самозапуск может вызвать аварийный останов агрегатов, и как следствие, привести к большим экономическим ущербам, а также поломке оборудования.

Произведем оценку успешности самозапуска электродвигателя по упрощенной методике, представленной в [46, п. 4.5].

Метод расчета начального напряжения режима самозапуска.

Определим сопротивления цепи питания:

Сопротивление шин принимаем по [46] $x_{III} = 0,04$ Ом.

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_{НН}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{пОВН} \cdot U_{ВН}}, \quad (13.1)$$

где $I_{пОВН}$ – начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ на стороне ВН трансформатора ТДН-10000, [из табл.5,2].

$U_{ВН}$ – номинальное значение напряжения стороны ВН силового трансформатора.

$U_{НН}$ – номинальное значение напряжения стороны НН силового трансформатора;

$$x_c = \frac{11^2}{\sqrt{3} \cdot 4,231 \cdot 115} = 0,143 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора:

$$x_{тр} = \frac{U_k \cdot U_{ном тр}}{\sqrt{3} \cdot I_{пОВН} \cdot U_{ВН}}; \quad (13.2)$$

$$x_{тр} = \frac{10,5 \cdot 11}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot 524,864} = 1,27 \text{ Ом.}$$

Вычислим эквивалентное сопротивление электродвигателей, участвующих в самозапуске:

$$Z_{\partial} = \frac{e^{j\varphi}}{\sum 1/Z_{\partial i}}, \quad (13.3)$$

где $Z_{\partial i}$ – сопротивление i -го электродвигателя, находится по его номинальным параметрам;

$\varphi = 27,13^\circ$ – исходя из коэффициента мощности $\cos \varphi = 0,89$, заданном в исходных данных.

$$Z_{\partial i} = \frac{U_{\partial, ном}}{\sqrt{3} \cdot K_n \cdot I_{д, ном}}, \quad (13.4)$$

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

где $U_{\text{д.ном}} = 10$ кВ – номинальное напряжение электродвигателя, [из исходных данных];

$K_n = 5,3$ – коэффициент пуска, [согласно исходным данным];

$I_{\text{д.ном}} = 54$ А – номинальный ток электродвигателя, [п. 6.3.4].

Найдем по формуле (13.4):

$$Z_{\text{дi}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 5,3 \cdot 54} = 20,17 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление электродвигателя (ЭД) найдем по формуле (13.1):

$$Z_{\text{д}} = \frac{e^{27,13^\circ j}}{4/20,17} = 5,043e^{27,13^\circ j} \text{ Ом.}$$

Для перерыва питания электродвигателя, равного $T_{\text{III}} = 2$ с, суммарное сопротивление электродвигателя:

$$Z_{\text{д}}^{\wedge} = \frac{Z_{\text{д}}}{K_i} = \frac{5,043e^{27,13^\circ j}}{0,77} = 6,55e^{27,13^\circ j} \text{ Ом,}$$

где $K_i = 0,77$ – коэффициент, учитывающий уменьшение кратности пускового тока двигателя при самозапуске по сравнению с его значением для заторможенных двигателей (для перерыва питания в 2 с), согласно [46, рис.4.11].

Начальное напряжение в режиме самозапуска электродвигателя:

$$U_{\text{нач}} = \frac{U_{*c}}{1 + (Z_{\text{BH}}/Z_{\text{д}}^{\wedge})}; \quad (13.5)$$

где U_{*c} – относительное значение напряжения питающей сети.

Рассчитаем сопротивление внешней цепи и напряжение на шинах системы (о.е.):

Z_{BH} – сопротивление внешней цепи питания электродвигателя.

$$Z_{\text{BH}} = x_{\text{тр}} + x_{\text{III}} + x_{\text{с}} = 1,27 + 0,04 + 0,143 = 1,453 \text{ Ом;}$$

$$U_{*c} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{д.ном}}} = \frac{11}{10} = 1,1,$$

где $U_{\text{НН}}$ – напряжение трансформатора при отсутствии нагрузки.

Определим начальное напряжение по формуле (13.5):

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

$$|U_{нач}| = \frac{1,1}{1 + \left(\frac{1,453e^{90^\circ j}}{6,55e^{27,13^\circ j}}\right)} = 0,98;$$

Для успешного самозапуска необходимо, чтобы выполнялось условие:

$$U_{нач} > U_{дон}, \quad (13.6)$$

где $U_{дон} = 0,6 \cdot U_{д.ном} = 6 \cdot 10 = 6$ кВ;

$$U_{нач} = 0,98 \cdot 10 = 9,8 \text{ кВ.}$$

Условие (13.6) выполняется, следовательно самозапуск электродвигателя будет успешным.

В качестве дополнения выполним расчет самозапуска электродвигателя другой методикой, представленной в [47].

Пусковой ток двигателя в заторможенном состоянии:

$$I_{пуск} = K_p \cdot I_{д.ном} = 5,3 \cdot 54 = 286,2 \text{ А.}$$

Начальное напряжение:

$$U_{*нач} = \frac{U_{*с}}{1 + \frac{\sqrt{3} \cdot Z_{ВН} \cdot K_i \cdot I_{пуск}}{U_{д.ном}}} = \frac{1,1}{1 + \frac{\sqrt{3} \cdot 1,453 \cdot 0,77 \cdot 286,2 \cdot 4}{10000}} = 0,9;$$

$$U_{нач2} = 0,9 \cdot 10 = 9,0 \text{ кВ.}$$

Таким образом, по результатам расчета самозапуска ЭД можно сделать вывод, что самозапуск всех четырёх электродвигателей будет успешен.

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выбор силового оборудования и проектирование релейной защиты и автоматики для отпаечной подстанции 110/10 кВ производили согласно действующим нормативным техническим документам. Выбор и расчёт уставок микропроцессорных терминалов РЗА выполнен в соответствии с каталогами и методическими указаниями фирмы–производителя, аттестованной ОАО «ФСК ЕЭС» к применению на объектах электросетевого комплекса. Поэтому релейная защита и автоматика подстанции должны правильно функционировать в течение нормативного срока службы, обеспечивая штатную работу силового оборудования в нормальных режимах и ликвидацию аварийных ситуаций без их развития.

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правило устройства электроустановок. – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2011. – 928с.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М.: Изд-во стандартов, 2011. – 175с.
3. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе- http://www.fsk-ees.ru/about/technical_policy/
4. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. – http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/
5. Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами. – http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/
6. Устройства РЗА присоединений 110-220 кВ. Типовые технические требования. – http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/
7. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 37-750 кВ. Типовые решения. – http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/
8. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/
9. Технические характеристики кабелей на напряжение 6, 10,20,35 кВ. – <http://www.elcable.ru/product/appl/appl.html?id=70>
10. РД 34.20.179 «Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ». – СПО Союзтехэнерго (1988 г.)
11. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110 – 500 кВ: Расчеты.– М.:Энергоатомиздат, 1985, – http://publ.lib.ru/ARCHIVES/R/%27%27Rukovodyaschie_ukazaniya_po_releynoy_zaschite%27%27/_%27%27RURZ%27%27.html
12. ЗАО «Таврида Электрик» г. Москва. Каталог продукции» – <http://www.tavrida.com/ter/solutions/>
13. Предохранители высоковольтные серии ПКТ, ПКН и тогоограничивающие патроны типа ПТ, ПН. – <http://nva-korenevo.ru/download/catalog/catalog-pkt.pdf>
14. ГОСТ 12965-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 кВ. - М.: Изд-во стандартов, 1989, – 38 с.

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

15. Высоковольтные силовые трансформаторы для электросетей 110-750 кВ. – http://www.elektrozavod.ru/sites/default/files/production/catalog_2016.pdf
16. ГОСТ 27514–87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Изд-во стандартов, 1989, – 41 с.
17. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: Изд-во стандартов, 1998, – 131 с.
18. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012 – 376 с.
19. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору. – <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.130.10.095-2011.pdf>
20. Высоковольтное оборудование фирмы ООО «Эльмаш», г. Екатеринбург. Техническая документация на выключатель ВЭБ-110 Краткий каталог оборудования. – http://www.uetm.ru/files/katalog_VEB-110_201.pdf
21. Концепция развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса. – http://www.rosseti.ru/press/news/?ELEMENT_ID=23788
22. Подстанции 6-35 кВ. Комплексные решения. – http://www.mtrele.ru/shop/podstancii_635kv/podstancii_635_kv_kompleksnoe_reshenie/
23. Терминалы релейной защиты синхронных и асинхронных электродвигателей 6-10 кв. Расчет уставок. Методические указания. – <http://www.mtrele.ru/files/documents/sto-046-2011.pdf>
24. Низковольтное комплектное устройство (НКУ) «АССОЛЬ». – <http://www.electronmash.ru/sites/default/files/nku.pdf>
25. Каталог Emax2. Новые низковольтные воздушные автоматические выключатели. – <https://library.e.abb.com/public/f751eb57274642bbacd319ad87cb48d6/Emax%202%202016.pdf>
26. Небрат И.Л., Полесицкая Т.П. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты: учебное пособие. - СПб.: ПЭИПК, 2009. - 48 с. - Ч2.
27. Блок микропроцессорный релейной защиты БРМЗ-152-КЛ-01. – <http://www.mtrele.ru/files/documents/2015/re/6-35/BMRZ-100/BMRZ-152-KL-01.pdf>
28. Шабад М.А. Защита трансформаторов 10 кВ., - М. Энергоатомиздат, 1989. -144 с.: ил. (Биб-ка электромонтера; Вып. 623);
29. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография / М.А. Шабад. СПб.: ПЭИПК, 2003. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 с.ил;

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

30. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-152-Д-СВ-01. – <http://www.mtrele.ru/files/documents/2015/re/6-35/BMRZ-100/BMRZ-152-SV-01.pdf>
31. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-152-Д-ВВ-01. – <http://www.mtrele.ru/files/documents/2015/re/6-35/BMRZ-100/BMRZ-152-VV-01.pdf>
32. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-152-Д-ТН-01. – <http://www.mtrele.ru/files/documents/2015/re/6-35/BMRZ-100/BMRZ-152-TN-01.pdf>
33. Шуин В. А., Гусенков А. В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6 – 10 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс» 104 с.; ил. [Библиотечка электротехника; Вып. 11(35).
34. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ ТД – [http://www.monitor.mtrele.ru/manual_4/%C1%EB%EE%EA_%EC%E8%EA%F0%E%EF%F0%EE%F6%E5%F1%F1%EE%F0%ED%FB%E9_%F0%E5%EB%E5%E9%ED%EE%E9_%E7%E0%F9%E8%F2%FB_%C1%CC%D0%C7-%D2%C4-03\(04\)-20-11_\(%C4%C8%C2%C3_648228_016-03_%D0%DD\).pdf](http://www.monitor.mtrele.ru/manual_4/%C1%EB%EE%EA_%EC%E8%EA%F0%E%EF%F0%EE%F6%E5%F1%F1%EE%F0%ED%FB%E9_%F0%E5%EB%E5%E9%ED%EE%E9_%E7%E0%F9%E8%F2%FB_%C1%CC%D0%C7-%D2%C4-03(04)-20-11_(%C4%C8%C2%C3_648228_016-03_%D0%DD).pdf)
35. Трансформаторы тока ТВ-110 – http://www.cztt.ru/userFiles/RE_2015/RE_TW-110.pdf
36. Шкафы РЗА для подстанций 110-220 кВ. – http://www.mtrele.ru/shop/shkafy_rza/shkafi_dlya_podstanciy_110_kv1/
37. Руководящие указания по релейной защите, вып. 7. Дистанционная защита линий 35–330 кВ. – М.: Изд-во «Энергия», 1966, – 172 с., ил.
38. Линии электропередач 35-220 кВ. Дистанционная защита. Методические указания. – http://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/distanzionnaya_zashita_lep35220kv.pdf
39. ЗАО Группа компаний Электрощит ТМ – Самара. – <http://www.electroshield.ru/>
40. ГОСТ 14209-97.Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.
41. Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем. РД 34.35.113.
42. ОАО Свердловский завод трансформаторов тока. – http://www.cztt.ru/tt_nul.html
43. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». СТО 56947007-29.120.70.99-2011.Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗ подстанционного оборудования. – http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/35.77_sto_56947007-29.120.70.99-2011_new.pdf
44. Дмитриев М.В.Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ.

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

45. Дмитриев М.В. Методика выбора ОПН для защиты оборудования сетей 110 – 750 кВ от грозových и внутренних перенапряжений: Дисс. канд. техн. наук: Санкт-Петербургский государственный политехнический университет, 2006. – 248 с. [Фундаментальная библиотека].
46. Баков Ю.В. Проектирование электрической части электростанций с применением ЭВМ. Москва Энергоатомиздат, 1991.
47. Проверка двигателя в режиме самозапуска. http://life-prog.ru/2_112792_proverka-dvigatelya-v-rezhime-samozapuska.html

					13.03.02.2017.1413.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		121