

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования

«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)

Политехнический институт
Факультет «Энергетический»

Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, (должность)

_____/_____/

« ____ » _____ 2018 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., проф.

_____/ И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 2018 г.

РАЗРАБОТКА МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ
И АВТОМАТИКИ ТРАНЗИТНОЙ ПОДСТАНЦИЙ 110/10 КВ
С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБОРУДОВАНИЯ ООО НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2018.265.00.00 ВКР

Руководитель, к.т.н., доцент

_____/ А.Н. Андреев /

« ____ » _____ 2018 г.

Автор работы

студент группы П-472

_____/ В.В. Мисцивский /

« ____ » _____ 2018 г.

Нормоконтролер, к.т.н., доцент

_____/ А.Н. Андреев /

« ____ » _____ 2018 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/
_____ 2018 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента

Мисцивского Владимира Владимировича

(Ф. И.О. полностью)

Группа П-472

1. Тема работы

Разработка микропроцессорной релейной защиты и автоматики транзитной подстанций 110/10 кВ с применением оборудования ООО НТЦ «Механотроника»

утверждена приказом по университету от _____ 2018 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к работе

1. Схема подключения проектируемой подстанции 110/10 кВ.

2. Мощность КЗ на шинах действующей подстанции (1500 (1200) МВА в максимальном режиме, 1300 (1000) МВА в минимальном)

3. Параметры воздушной линии W1(W2, W3) (номинальное напряжение – 110 кВ, длина 40 (50,70) км

4. К шинам низкого напряжения 10 кВ проектируемой подстанции подсоединены 6 кабельные линии длиной 1.2 км каждая питает РУ с одинаковой нагрузкой:

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 КРУ цеха (чертеж формата А1)
5. Защита от дуговых замыканий на базе устройства «ДУГА–БЦ» (плакат 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 _____
(подпись)

Задание принял к исполнению _____
(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Выбор схем соединений проектируемой ПС	1 неделя	
Выбор режимов заземления нейтрали трансформаторов	1 неделя	
Выбор вида оперативного тока на проектируемой ПС и РУ	1 неделя	
Выбор силовых трансформаторов	2 неделя	
Расчет токов короткого замыкания	2 неделя	
Выбор и проверка коммутационной аппаратуры ПС и РУ	3 неделя	
Выбор видов УРЗА для всех объектов проектируемой ПС	3 неделя	
Выбор типоразмера УРЗА для всех объектов проектируемой ПС	4 неделя	
Расчет параметров РЗА всех объектов проектируемой ПС и РУ	4 неделя	
Проверка трансформатора тока на стороне НН на допустимую погрешность	5 неделя	
Защита от дуговых замыканий на базе устройства «ДУГА–МТ»	5 неделя	
Оформление пояснительной записки	5 неделя	
Графическая часть	6 неделя	

Заведующий кафедрой _____ /И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы _____ /А.Н. Андреев/

Студент _____ /В.В. Мисцивский/

АННОТАЦИЯ

Мисцивский В.В. – Разработка микропроцессорной релейной защиты и автоматики транзитной подстанций 110/10 кВ с применением оборудования ООО НТЦ «Механотроника» – Челябинск: ЮУрГУ, П-472, 2018 г., стр. 178, илл. 32, табл. 45. Список литературы – 37 наименований. 5 листов чертежей формата А1.

Цель выпускной квалификационной работы – разработка двухтрансформаторной подстанции. Работа включает в себя анализ полноты и достоверности исходных данных, выбор схем соединений распределительного устройства на сторонах высокого и низкого напряжения, выбор силовых трансформаторов, выбор вида и источника оперативного тока, выбор трансформаторов собственных нужд, режимов работы нейтрали, определение ее параметров, расчет тока короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах работы. Также в работе производится выбор и проверка силовых автоматических выключателей на сторонах высокого и низкого напряжения разрабатываемой подстанции и распределительного пункта.

В общей части разработки осуществляется выбор видов релейной защиты и автоматики, для всех объектов разрабатываемой подстанции и распределительного пункта по нормативным документам. Выбор типоразмера устройств РЗА, по каталогам фирмы–разработчика НТЦ «Механотроника». Выполняется расчет уставок на стороне высокого и низкого напряжения подстанции и распределительного пункта. Проверяются выбранные значения уставок комплектов РЗА.

					<i>13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мисцивский</i>			<i>Разработка микропроцессорной релейной защиты и автоматики транзитной подстанций 110/10 кВ с применением оборудования ООО НТЦ «Механотроника»</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Андреев</i>					<i>6</i>	<i>178</i>
<i>Реценз.</i>						<i>ЮУрГУ</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Андреев</i>				<i>Кафедра ЭССиСЭ</i>		
<i>Утверд.</i>		<i>Кирпичникова</i>						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ВЫБОР СХЕМ СОЕДИНЕНИЙ НА СТОРОНЕ ВН И НН ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС	11
1.1 Главная схема электрических соединений РУ на стороне ВН ПС	11
1.2 Схема РУ на стороне НН ПС	13
1.3 Схема РУ 10 кВ цеха питаемого от секции шин НН ПС	15
2 ВЫБОР РЕЖИМОВ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ ТРАНСФОРМАТОРОВ	16
2.1 Выбор сечения КЛ	17
2.2 Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю	20
3 ВЫБОР ВИДА ОПЕРАТИВНОГО ТОКА НА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ И РУ	21
3.1 Выбор оперативного тока	21
3.2 Выбор источника оперативного тока	21
3.3 Определение мощности собственных нужд	22
3.4 Выбор предохранителей на ТСН	24
4 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	26
4.1 Определение суммарной максимальной нагрузки ПС	26
4.2 Определение мощности основных трансформаторов на ПС	26
4.3 Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ в РУ цеха	27
4.4 Выбор сечения ВЛ	28
5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	31
5.1 Расчетная схема и её параметры	31
5.2 Расчет ТКЗ на ЭВМ в максимальном и минимальном режимах	32
6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ НА ВЫСОКОЙ И НИЗКОЙ СТОРОНАХ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ И КРУ	35

									Лист
									7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

6.1 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС	35
6.2 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне НН ПС	39
6.3 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне НН РУ (цеха)	44
6.4 Проверка КЛ по термической стойкости при КЗ	50
7 ВЫБОР ВИДОВ УРЗА ДЛЯ ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС	52
7.1 Общие требования к РЗА	52
7.2 Выбор элементной базы РЗА и фирмы-производителя устройств	55
7.3 Выбор видов РЗА энергообъектов 10 кВ	56
7.4 Выбор видов РЗА энергообъектов 110 кВ	64
8 ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ УРЗА ДЛЯ ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС, ПО КАТАЛОГАМ ФИРМЫ-РАЗРАБОТЧИКА НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА».	73
8.1 Выбор типоразмера оборудования РЗА 10 кВ	73
8.2 Выбор типоразмера оборудования РЗА 110 кВ	78
9 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ РЗА ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС РУ	86
9.1 Расчет параметров устройств РЗА присоединений 10 кВ	86
9.1.1 Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к ЭД 10 кВ	86
9.1.2 Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к трансформатору 10/0,4 кВ	97
9.1.3 Кабельная линия 10 кВ	109
9.1.4 Секционный выключатель 10 кВ	123
9.1.5 Вводной выключатель 10 кВ	129
9.2 Расчет устройств РЗА присоединений 110 кВ	134
9.2.1 Расчет защит трансформатора 110/10 кВ	135
9.2.2 Воздушная линия 110 кВ	146
10 ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА НА СТОРОНЕ НН ТРАНСФОРМАТОРА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ	161

					<i>13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

11 ЗАЩИТА ОТ ДУГОВЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА БАЗЕ УСТРОЙСТВА «ДУГА–МТ»	165
11.1 Требования к дуговой защите	166
11.2 Состав и назначение устройства «ДУГА–МТ»	167
11.3 Применение устройства «ДУГА-МТ»	170
11.4 Описание работы ЗДЗ секции 6(10) кВ с устройством «ДУГА-МТ»	172
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	175
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	176

					13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

ВВЕДЕНИЕ

Релейная защита является основным видом защит от повреждений и ненормальных режимов работы оборудования. Релейная защита удовлетворяет требованиям, основными из которых являются селективность, чувствительность, быстродействие, надежность.

В связи с развитием электрических систем, характеризующимся в основном ростом единичных мощностей агрегатов и блоков, повышением напряжения и пропускной способности линий электропередачи, а также интенсификацией использования оборудования необходимо решить ряд проблем, обусловленных повышением и усложнением требований к техническому совершенству и надежности функционирования устройств релейной защиты и автоматики.

В настоящее время внедрен комплекс устройств РЗА с широким применением интегральных микросхем, как в измерительных органах, так и в логической части. Применение ИМС сделало возможной реализацию более сложных алгоритмов измерительных и пусковых органов. Более эффективные характеристики срабатывания позволяют повысить отстроенность защит от режимов без требований к срабатыванию при удовлетворительной чувствительности к КЗ с учетом усложнившихся условий резервирования.

Надежность функционирования, удовлетворяющая принятым для релейной защиты требованиям, достигается рядом мер и в том числе применением постоянного функционирования автоматического контроля, охватывающего значительную часть элементов, с сигнализацией возникающих неисправностей. Для снижения трудозатрат на профилактическое обслуживание сложных устройств предусматривает автоматический тестовый контроль.

					<i>13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>10</i>

1 ВЫБОР СХЕМ СОЕДИНЕНИЙ НА СТОРОНЕ ВН И НН ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

1.1 Главная схема электрических соединений РУ на стороне ВН ПС

От схемы распределительных устройств зависят виды и типоразмеры РЗА, соответственно изменение схемы в процессе проектирования ведет к переделке как специальной, так и общей частей проекта.

В дипломном проекте допускается выбирать схемы соединений РУ, руководствуясь требованиями нормативных документов. Для ПС относящихся к ОАО «ФСК ЕЭС» это:

- положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» [3];
- схемы принципиальные электрические РУ подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [7];
- рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ [8].

В соответствии с положением о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» по пункту 2.3.1 [3] для электрические принципиальные РУ ПС должны обеспечивать:

- обоснованную надежность функционирования конкретной ПС и прилегающей сети с учетом резервирования от других центров питания;
- удобство эксплуатации, заключающееся в простоте и наглядности схем, снижающих вероятность ошибочных действий эксплуатационного персонала, минимизации количества коммутаций в первичных и вторичных цепях при изменении режима работы электроустановки;
- техническую гибкость, заключающуюся в возможности быстрой адаптации электроустановки к изменяющимся режимам работы электроустановки, в т.ч., при плановых и аварийно-восстановительных ремонтах, выполнении работ по расширению и/или реконструкции РУ, а также при проведении испытаний элементов РУ.

									Лист
									11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

В соответствии с рекомендациями по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ регламент 3.2 [8] применение типовых схем ПС 35-750 кВ и критериев их использования, для двухтрансформаторных ПС имеющие шесть присоединений, рекомендуется использование схему 8 «Шестиугольник».

В соответствии с пунктом 2.8 [8] схема 8 «Шестиугольник» применяется на напряжении 110...330 кВ для узловых ПС.

Критерии надежности схемы 8 «Шестиугольник»:

- при отказе любого выключателя теряется, как правило, не более одной линии и одного трансформатора, двух линий или двух трансформаторов;
- схема шестиугольника является альтернативой схеме заход-выход при секционировании двухцепной линии с двухсторонним питанием, к которой подключено более трех-четырёх ответвительных подстанций по схеме блока для повышения надежности электроснабжения потребителей и работы устройств релейной защиты. В схеме шестиугольника на две ячейки выключателей больше, чем в схеме заход-выход. Однако схема шестиугольник обеспечивает более равномерное распределение потоков мощности по участкам двухцепной линии, что снижает потери мощности и энергии в электрической сети;

С учетом всего выше сказанного для данной двухтрансформаторной проходной ПС выбираем схему 8 «Шестиугольник» (Рисунок 1.1).

									Лист
									12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

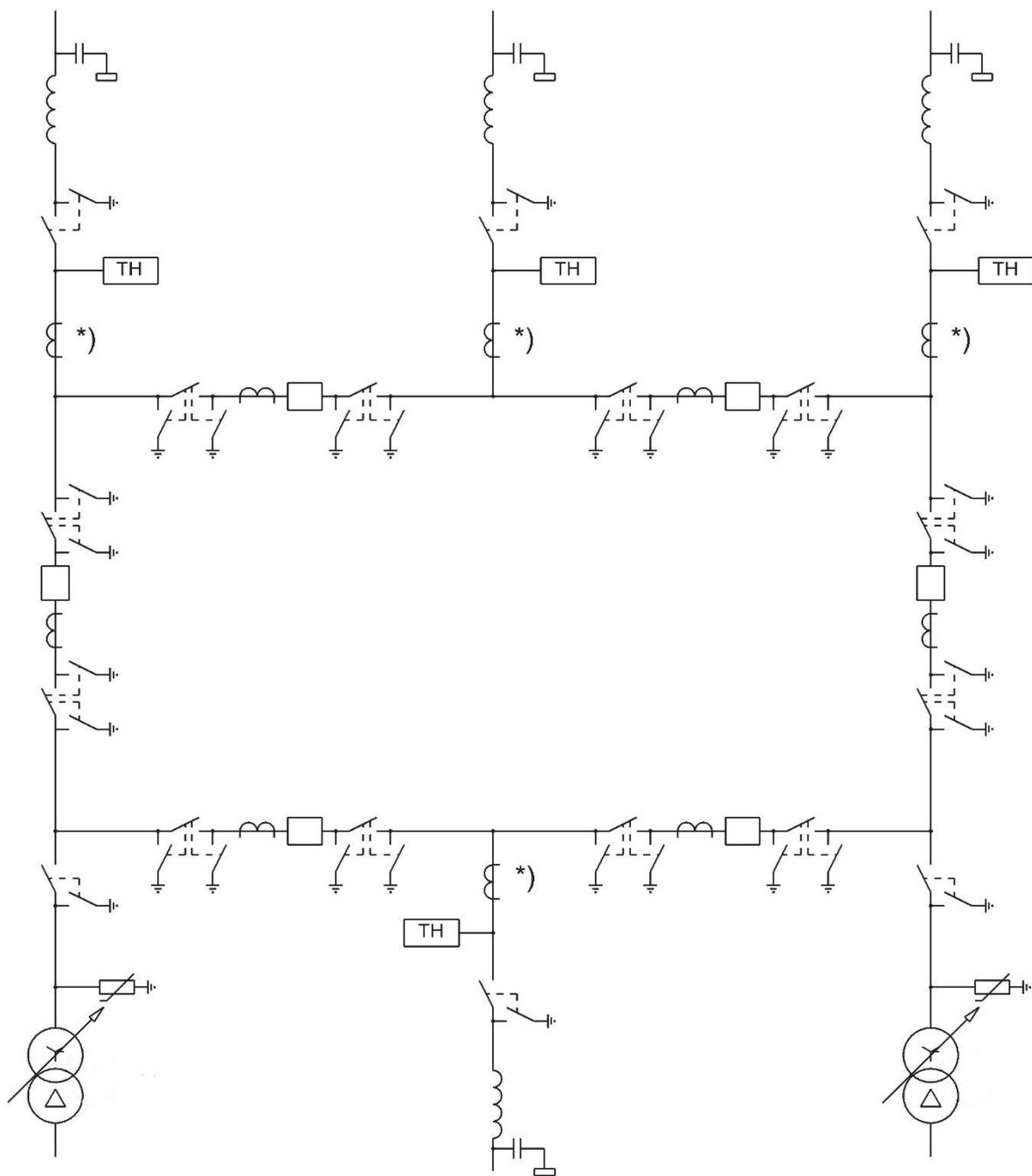


Рисунок 1.1 – Схема 8 «Шестиугольник»

1.2 Схема РУ на стороне НН ПС

По пункту 1.11.3 [7]: «Схема 10(6)–1 (рисунок 1.2) одна секционированная выключателем (или двумя выключателями) система шин применяется при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции (возможно к обеим секциям)».

									Лист
									13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Пункт 1.11.14 [7]: «...на ПС с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд (ТСН) присоединяются к шинам НН 10(6) кВ через предохранители или выключатели».

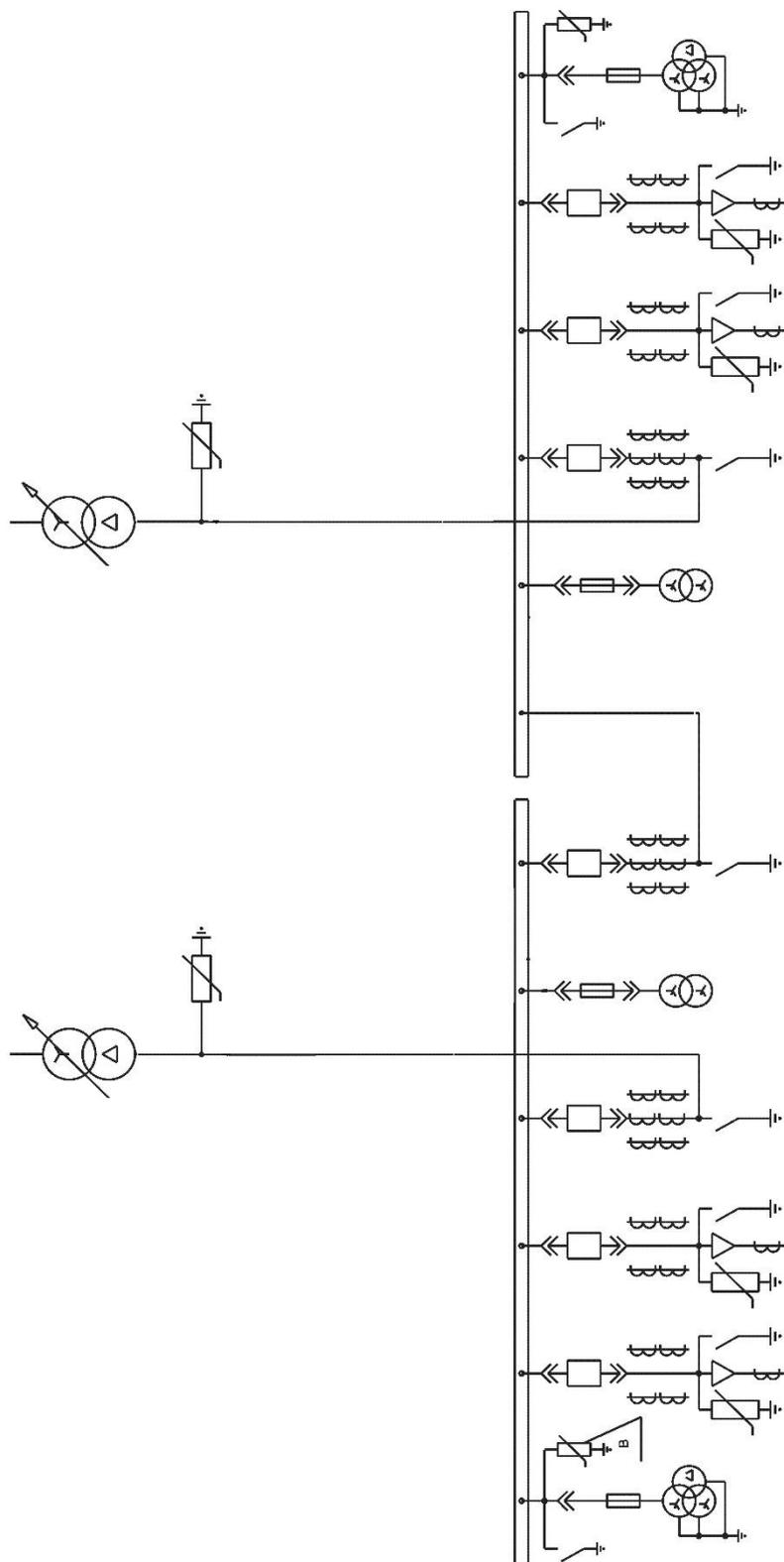


Рисунок 1.2 – Схема 10-2 «Две секционированные выключателем системы шин»

1.3 Схема РУ 10 кВ (цеха) питаемого от секции шин НН ПС

Электроснабжение цехов промышленных предприятий осуществляется в соответствии с требованиями технологического процесса. Задана одиночная несекционированная система шин с одним рабочим и одним резервным вводами (рисунок 1.3).

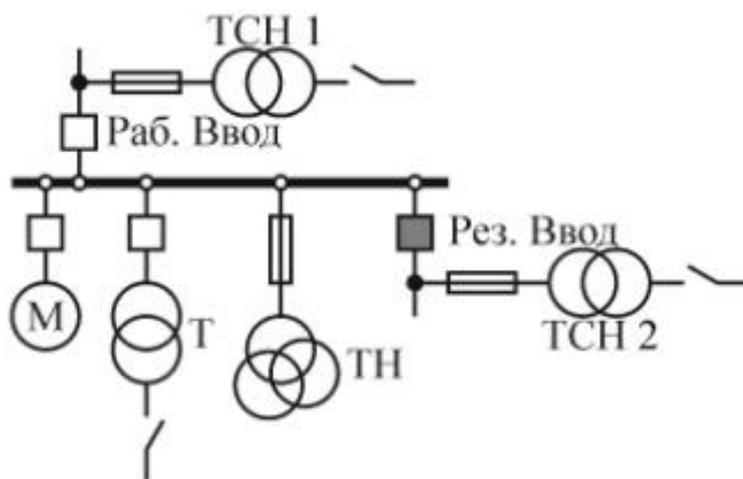


Рисунок 1.3 – Одиночная несекционированная система шин с одним рабочим и одним резервным вводами

2 ВЫБОР РЕЖИМОВ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Режим нейтрали зависит от напряжения сети:

- для сетей с напряжением 110 кВ принят режим эффективно-заземленной нейтрали;
- сети 6-35 кВ выполняются с изолированной нейтралью. По пункту 5.2.1 [1]: «Электрические сети 3-35 кВ должны работать с изолированной или через резистор или дугогасящий реактор нейтралью».

По пункту 1.2.16 [1]: «Работа электрических сетей напряжением 2-35 кВ может предусматриваться как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор».

В соответствии с пунктом 5.11.8 ПТЭ, компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими реакторами должна применяться при емкостных токах, превышающих следующие значения:

Таблица 2.1 – 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 НТП ПС [4]:

- 5.2.1 Электрические сети 3-35 кВ должны работать с изолированной или заземленной через резистор или ДГР нейтралью.
- 5.4.1 Режим заземления нейтрали обмоток 110 кВ трансформаторов выбирается с учетом... допустимых значений токов однофазного КЗ по условиям выбора оборудования...
- 5.4.3 Нейтрали обмоток 110 кВ трансформаторов, которые в процессе эксплуатации могут быть изолированы от земли, должны быть защищены ограничителями перенапряжений (ОПН) типа ОПНН или ОПН-110.

									Лист
									16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Таким образом для заданного варианта НН 10 кВ и ВН 110 кВ примем:

- сеть 10 кВ – с изолированной или компенсированной нейтралью (определится в дальнейшем расчете);
- сеть 110 кВ – с эффективно заземленной нейтралью.

2.1 Выбор сечения КЛ

Для выбора режима нейтрали 10 кВ необходимо посчитать значение суммарного емкостного тока замыкания на землю, который в общем случае определяется сечением КЛ сети и их общей протяженностью. Генерация емкостного тока другими элементами сети 10 кВ пренебрежимо мала.

Сечение КЛ 10 кВ выбирается по пункту 1.3 [1] или по рекомендациям фирм–производителей кабелей:

- по предельно допустимому нагреву с учетом послеаварийных режимов:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{н.макс}}}{K_{\text{п}} \cdot K_{\text{с.н}} \cdot K_{\text{ср}}}, \quad (2.1)$$

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];

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

										Лист
										17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ					

- по экономической плотности тока:

$$q_{э} = \frac{I_H}{J_{э} \cdot N_{ц}}, \quad (2.2)$$

где $q_{э}$ – экономически целесообразное сечение, мм²;

I_H – длительный ток нагрузки нормального режима, А;

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

$N_{ц}$ – количество цепей.

Мощность нагрузки КЛ к цеху:

- 4 трансформаторов 10/0,4 кВ с загрузкой $S = 1250$ кВт;
- 2 асинхронных двигателя АД-4 ($P = 1250$ кВт, $\cos\varphi = 0,85$, $\eta = 0,954$, $k_{п} = 6,6$).

Полная мощность нагрузки РУ:

$$S_H = (N_T \cdot S_T) + \frac{N_D \cdot P_D}{\cos\varphi \cdot \eta}, \quad (2.3)$$

где N_T – количество трансформаторов на РУ;

N_D – количество двигателей на РУ.

Тогда согласно формуле (2.3):

$$S_H = 4 \cdot 1,25 + \frac{2 \cdot 1,25}{0,85 \cdot 0,954} = 8,08 \text{ МВА.}$$

Длительный ток нагрузки нормального режим:

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (2.4)$$

									Лист
									18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

$$I_H = \frac{8,08 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10^4} = 466,5 \text{ А.}$$

Максимальный ток нагрузки послеаварийного режима составит:

$$I_{H.\text{макс}} = I_H = 466,5 \text{ А.}$$

Тогда согласно формуле (2.1):

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{466,5}{1,1 \cdot 1,1} = 424 \text{ А.}$$

Выбираем фирму-производителя кабеля ООО "СЭГ" Кольчугинский завод», которая допущена к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС»

По каталогу фирмы [9] выбираем тип кабеля: ПвБВнг(А)-LS 3х240/95 - 10кВ с допустимым током 500 А в земле.

Выбор сечения по экономической плотности тока:

По таблице 1.3.36 [1] экономическая плотность тока $J_э = 2,5 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$ для кабелей с резиновой или пластмассовой изоляцией с жилами из меди при числе часов использования максимума нагрузки от 3000 до 5000 в год.

Согласно формуле (2.2) экономическая плотность тока:

$$q_э = \frac{466,5}{2,5} = 186,6 \text{ мм}^2.$$

Так как сечение, выбранное по длительному нагреву больше, чем выбранное по экономической плотности тока, окончательно принимаем КЛ к РУ (цеха) – ПвБВнг(А)-LS 3х240/95-10.

					<i>13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

2.2 Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю

На стадии проектирования ориентировочный расчет величины суммарного емкостного тока замыкания на землю может быть выполнен по формуле:

$$I_{\Sigma} = N_{\text{кл}} \cdot N_{\text{ц}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot k_{\text{кл}}, \quad (2.5)$$

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 1,67 А/км.

Тогда по формуле (2.5):

$$I_{\Sigma} = 6 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot 1,67 = 12,024 \text{ А.}$$

Для такой сети (по ПТЭ [2], $I_{\Sigma} < 20 \text{ А}$) компенсация не требуется.

					<i>13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

3 ВЫБОР ВИДА И ИСТОЧНИКА ОПЕРАТИВНОГО ТОКА НА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ И РУ

3.1 Выбор 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».
- «Для ПС 220 кВ и выше и ПС 110 кВ с более чем тремя выключателями в РУ ВН применять две АБ и четыре ЗУ по два на каждую АБ».

С учетом выше сказанного на подстанции 110 кВ питание устройств РЗА и другого оборудования будет осуществляться от СОПТ, а также устанавливаются две аккумуляторные батареи и четыре зарядных устройства по два на каждую АБ.

3.2 Выбор источников оперативного тока

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

В соответствии с пунктом 6.1.1 [4]: «На всех ПС (до 220 кВ включительно) 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 6..35 кВ».

										Лист
										21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ					

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{\text{СН}} = k_c \cdot \frac{P_{\Sigma}}{\cos\varphi}, \quad (3.1)$$

где k_c – коэффициент спроса (принимаем $k_c = 0,8$);

$\cos\varphi$ – принимаем = 0,9 для нагрузки в целом.

Согласно формуле (3.1) определим полную мощность нагрузки НН ПС:

$$S_{\text{СН}} = 0,8 \cdot \frac{419}{0,9} = 372,4 \text{ кВА.}$$

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

По каталогу [12] выбираем ТСН: ТМ(Г)(Ф)-400/10-У1 – трансформатор трехфазный герметичный на 10кВ, мощностью 400 кВА.

3.3.2 Определение мощности СН в цеху

Определим количество ячеек КРУ цеха 10 кВ.

Таблица 3.3 – Количество ячеек КРУ цеха 10 кВ.

Назначение	Количество
Рабочий ввод	1
Резервный ввод	1
ТСН1 и ТСН2	2
ТН	1
Отходящие присоединения	6
Итого	11

Определим суммарную нагрузку собственных нужд цеха (таблица 3.4).

Таблица 3.4 – Нагрузка СН цеха.

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Мощность, кВт
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	11	11
Потребление ЗРУ	10	1	10
Итого			21

Согласно формуле (3.1) определим полную мощность СН цеха:

$$S_{\text{сн}} = 0,8 \cdot \frac{21}{0,9} = 18,67 \text{ кВА.}$$

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

По каталогу [12] выбираем ТСН: ТМ(Г)-25/10-У1 – трансформатор трехфазный масляный герметичный, напряжения 10 кВ и номинальной мощностью 25 кВА.

3.4. Выбор предохранителей на ТСН

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

Требования к защите силовых трансформаторов и другого оборудования предохранителями изложены в НТП [4]:

- ГОСТ 2213-79 «Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше»;
- ТУ3414-016 «Предохранители плавкие высоковольтные серии ПКТ-ВК, ПКТ и ПКН».

									Лист
									24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

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

По каталогу фирмы [13]: «Таблица подбора предохранителей для трансформаторных подстанций»

- для ТСН 10 кВ с $S_{ном}=400$ кВА рекомендуемый ток предохранителя 50 А;
- для ТСН 10 кВ с $S_{ном}=25$ 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 цеха выбираем ПКТ-101-10-3.2-12.5.

					<i>13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

4 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

4.1 Определение суммарной максимальной нагрузки ПС

Суммарная нагрузка одного цеха была посчитана выше по формуле (2.3) и составляет $S_{н.цх} = 8,08$ МВА. По исходным данным к подстанции подключено шесть цехов.

Рассчитаем суммарную максимальную нагрузку ПС:

$$S_{ПС} = N_{цх} \cdot S_{н.цх}; \quad (4.1)$$
$$S_{ПС} = 6 \cdot 8,08 = 48,48 \text{ МВА.}$$

4.2 Определение мощности основных трансформаторов на ПС

Минимальная мощность трансформатора с учетом коэффициента аварийной перегрузки:

$$S_{Т.ном} \geq \frac{S_{ПС}}{k_{П}}, \quad (4.2)$$

где $k_{П}$ – коэффициент аварийной перегрузки [1] $k_{П} \leq 1,4$, соответственно мощность трансформатора:

$$S_{Т.ном} \geq \frac{48,48}{1,4} = 34,63 \text{ МВА.}$$

В соответствии с пунктом 2.3.3.1 [3]: «трансформаторы 110 кВ и выше должны оснащаться устройством РПН и иметь не менее четырех встроенных трансформаторов тока».

									Лист
									26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

По ГОСТ 17544-85 из ряда номинальных мощностей трансформаторов выберем ближайшее большее – 40 МВА.

Тип силового трансформатора выбираем по каталогу завода-изготовителя трансформатор ОАО «ПК ХК «Электростанция», производитель, чьи трансформаторы допущены к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». Выбираем двухобмоточный трансформатор ТДН-40000/110-У1, и сведем его характеристики в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Технические характеристики трансформатора ТДН-40000/110-У1

Тип		ТДН-40000/110-У1	
Номинальная мощность, кВА		40000	
Номинальное напряжение обмоток, кВ	ВН	115	
	НН	10,5	
Схема и группа соединения обмоток		Y _н /D-11	
Потери, кВт	хх	22	
	кз	170	
Ток холостого хода, %		0,28	
Напряжение КЗ, %		10,5	
РПН		+16%	+9 ступеней
		-16%	-9 ступеней

4.3 Выбор трансформаторов 10/0.4 кВ РУ цеха

Требования к трансформаторам с высшей обмоткой 6-35 кВ изложены в пункте 2.3.3.1 [3]:

- «...должны применяться силовые трансформаторы маслонаполненные герметичные, а также сухие»;
- «...со схемой соединения обмоток Д/У_н или У/З_н».

Согласно заданной мощности ($S_{т.цех} = 1250$ кВА) выберем трансформатор РУ (цеха) мощностью 1250 кВА.

										Лист
										27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ					

С сайта завода-изготовителя трансформаторов ЗАО Группа компаний «Электроцит ТМ – Самара» [12] выбираем двухобмоточный трансформатор ТМ(Г)(Ф)-1250/10/0.4, технические характеристики сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Технические характеристики трансформатора ТМ(Г)(Ф)-1250/10/0.4

Тип		ТМ(Г)(Ф)-1250/10/0.4
Номинальная мощность, кВА		1250
Номинальное напряжение обмоток, кВ	ВН	10
	НН	0,4
Схема и группа соединения обмоток		У/Ун-0
Потери, кВт	хх	1,6
	кз	14,7
Ток холостого хода, %		0,28
Напряжение КЗ, %		5,5

4.4 Выбор сечения ВЛ

Так как проектируемая подстанция проходного типа, то приходящая двухцепная линия (W1) идентична отходящей двухцепной линии (W2), это требуется для того, чтобы переток мощности между энергосистемами был одинаков.

Параметры двухцепной линии (W3) заданы заданием (2хАС-240/32).

Рабочий нормальный ток ВЛ для транзитной подстанции по схеме 8 «Шестиугольник», определяется максимальной транзитной мощностью ($S_{т.макс}$) и максимальной мощностью самой ПС ($S_{пс.макс}$) с учетом количества $N_{пл}$ питающих линий:

$$I_{\text{раб.норм.вл}} = \frac{S_{\text{тр}} + S_{\text{пс}}}{N_{\text{пл}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вл}}}, \quad (4.3)$$

где $S_{\text{тр}}$ – транзитная мощность, по исходным данным 45 МВА;

						Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ	

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

Тогда согласно формуле (4.3) ток ВЛ:

$$I_{\text{раб.норм.вл}} = \frac{45 + 48,5}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 300 \text{ А.}$$

По пункту 1.3.25 [1] экономически целесообразное сечение:

$$S = \frac{I_{\text{раб.норм.вл}}}{J_{\text{эк}}} ; \quad (4.4)$$

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

По ПУЭ [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».

$$S = \frac{300}{1,1} = 270 \text{ мм}^2.$$

Согласно ПУЭ [пункт 1.3.35]: «Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего стандартного сечения. Расчетный ток принимается для нормального режима работы, т. е. увеличение тока в послеаварийных и ремонтных режимах сети не учитывается».

По таблице 3.5 [18] принимаем сталеалюминевый провод марки АС сечением 240/32.

Рабочий максимальный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{РАБ.МАКС.ВЛ}} = \frac{S_{\text{тр}} + S_{\text{пс}}}{(N_{\text{пл}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вл}}} ; \quad (4.5)$$

									Лист
									29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

$$I_{\text{РАБ.МАКС.ВЛ}} = \frac{45 + 48,5}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 490 \text{ А.}$$

По ПУЭ [табл. 1.3.29] по условию нагрева неизолированный провод с сечением 240 мм² выдержит ток 605 А.

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

Окончательно выбираем провод ВЛ АС–240/32.

					13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Достоверные данные расчета ТКЗ чрезвычайно важны при проектировании РЗА, так как по ТКЗ максимального режима рассчитываются параметры некоторых видов защит, а по ТКЗ минимального режима определяются коэффициенты чувствительности, по которым осуществляется проверка нормативных показателей технического совершенства и надежности функционирования.

Расчет ТКЗ для нужд РЗА производится в соответствии с:

- ГОСТ 27514-87, Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1кВ [16];
- РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [17].

5.1 Расчетная схема и её параметры

Исходные данные для расчета токов КЗ представлены на рисунке 5.1.

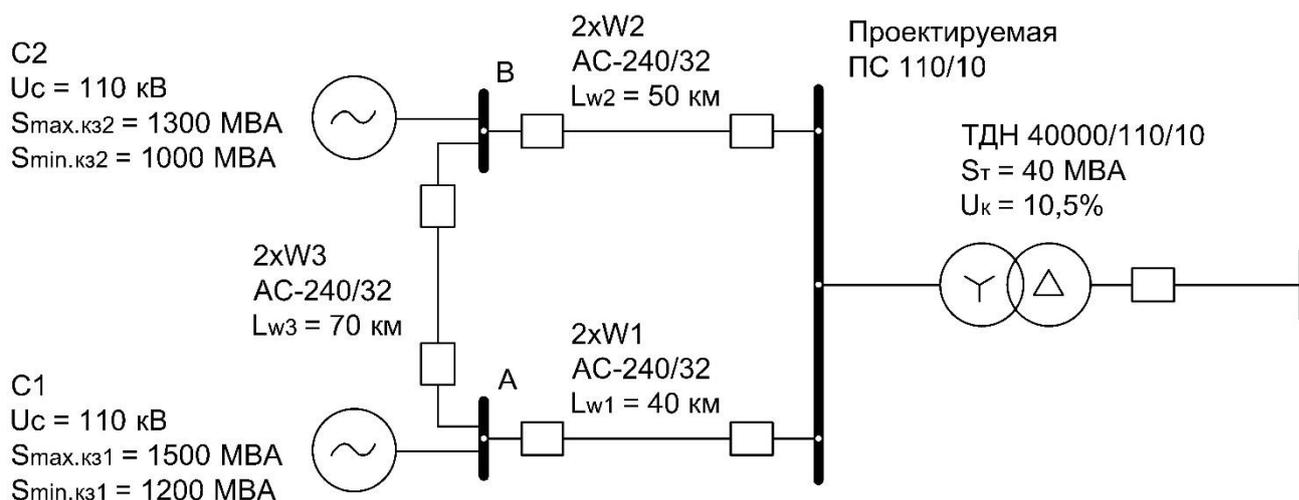


Рисунок 5.1 – Исходные данные для расчета ТКЗ

5.2 Расчет ТКЗ на ЭВМ в максимальном и минимальном режимах

Проектными организациями для автоматизации расчетов ТКЗ используются специализированные программы. В курсовом и дипломном учебном проектировании доступна прикладная программа ТОКО, разработки ЮУрГУ кафедры ЭССиС, ООО «ТОКО».

В максимальном режиме учитываем подпитку места КЗ от обеих систем С1 и С2. Если линии W1 и W2 (рисунок 5.1) выполнены двухцепными то нужно учесть возможность их параллельной работы (если она принципиально возможна). В точках КЗ1-КЗ3 кроме суммарного тока КЗ приводится составляющие от каждой системы. При наличии РПН на главном трансформаторе токи КЗ на шине низкой стороны рассчитывается про крайних положениях отпаек РПН, за итоговые выбирается максимальные значения.

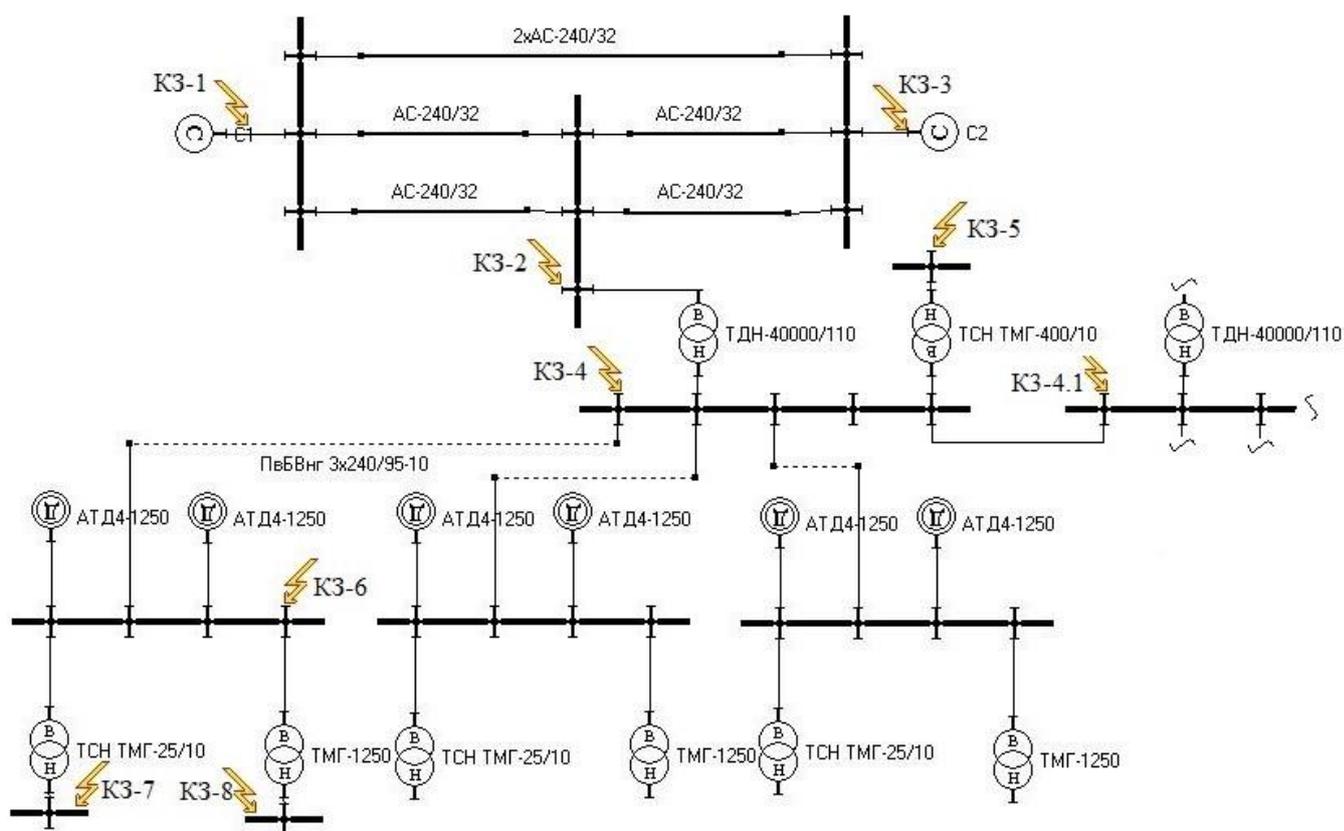


Рисунок 5.2 – Схема замещения максимального режима

Данные расчета ТКЗ максимального режима сведем в таблицу 5.2.

					Лист
					32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ

Таблица 5.2 – Данные расчета ТКЗ в максимальном режиме

Место КЗ		$I_{п.0}$, кА	T_a , с	I_y , кА	K_y
КЗ-1		10,908	-	29,288	2
КЗ-3		10,101	-	26,803	2
КЗ-2		7,134	0,022	16,696	1,655
КЗ-4	ВН	1,516	0,051	43,031	1,833
	НН	16,604	0,051	43,031	1,833
КЗ-4.1		19,802	0,048	51,048	1,823
КЗ-5	ВН	0,517	0,01	25,617	1,402
	НН	12,919	0,01	25,617	1,402
КЗ-6		15,736	0,01	31,34	1,408
КЗ-7	ВН	0,032	0,004	1,265	1,132
	НН	0,79	0,004	1,264	1,132
КЗ-8	ВН	0,677	0,031	41,716	1,742
	НН	16,937	0,031	41,716	1,742

В минимальном режиме (рисунок 5.3) учитывается подпитка места КЗ только от одной системы С2. Также задействована только одна цепь двухцепной линия, для увеличения сопротивления и следовательно для уменьшения ТКЗ. При наличии РПН на главном трансформаторе токи КЗ на шине низкой стороны рассчитывается про крайних положениях отпаяк РПН, за итоговые выбирается минимальное значение значения.

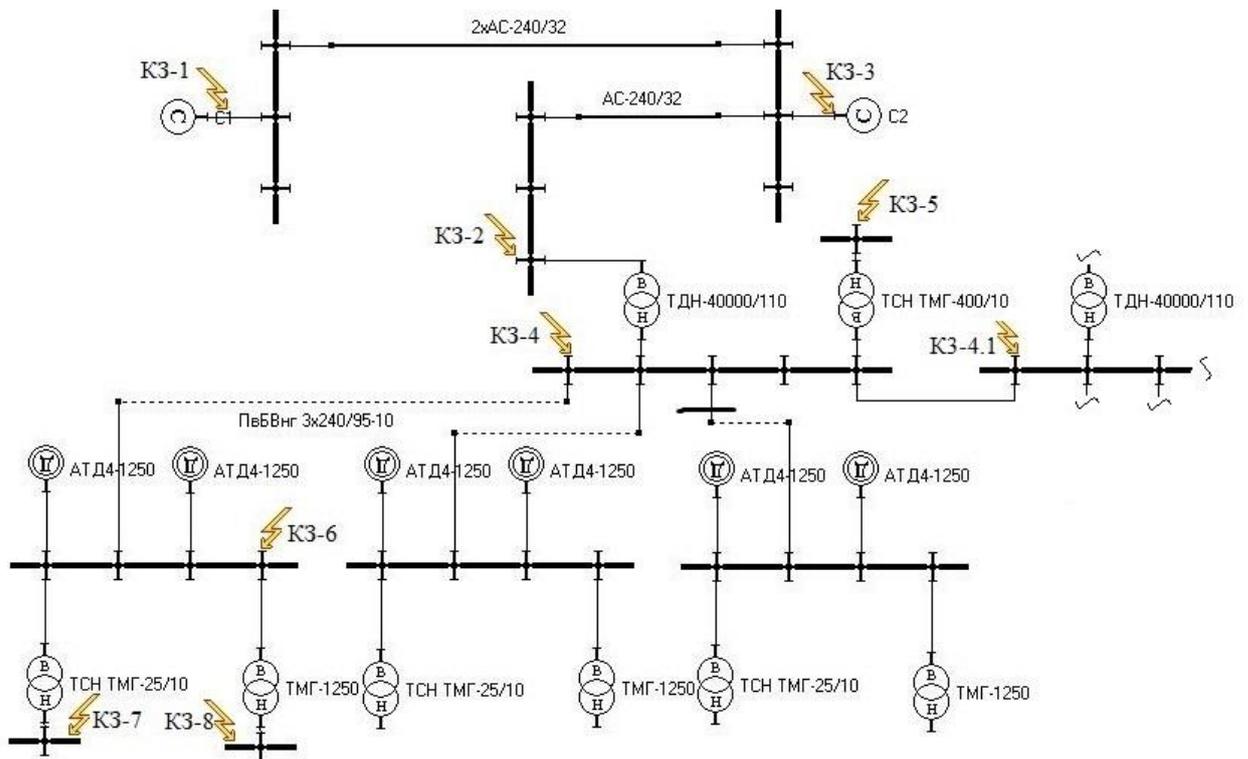


Рисунок 5.3 – Схема замещения минимального режима

Данные расчета ТКЗ минимального режима сведем в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Данные расчета ТКЗ в минимальном режиме

Место КЗ		$I_{п.0}, \text{кА}$	$T_a, \text{с}$	$I_y, \text{кА}$	K_y
КЗ-1		8,41	-	22,612	1,881
КЗ-2		2,242	0,014	4,815	1,519
КЗ-3		7,6	-	19,852	18,47
КЗ-4	ВН	1,041	0,026	27,321	1,694
	НН	11,405	0,026	27,321	1,694
КЗ-4.1		14,605	0,028	35,407	1,714
КЗ-5	ВН	0,503	0,01	24,942	1,401
	НН	12,586	0,01	24,942	1,401
КЗ-6		10,917	0,012	22,435	1,453
КЗ-7	ВН	0,031	0,004	1,243	1,132
	НН	0,777	0,004	1,234	1,132
КЗ-8	ВН	0,662	0,03	40,608	1,735
	НН	16,549	0,03	50,608	1,735

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ

Лист

34

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ НА ВЫСОКОЙ И НИЗКОЙ СТОРОНАХ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ И КРУ

6.1 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС

6.1.1 Нормативные требования:

Согласно ПЕТП (п. 2.3.3.2) [3]:

- В сетях 110 кВ и выше в качестве коммутационной аппаратуры следует применять элегазовые выключатели колонковые и баковые взрывобезопасные;
- На ПС 110 кВ и выше следует применять разъединители пантографного, полупантографного, и горизонтально-поворотного типа

Согласно НТП ПС (п. 4.12) [4]:

- В ОРУ 110-750 кВ следует предусматривать элегазовые выключатели.

НТП ПС (п. 4.23) [4]:

- «В целях улучшения обслуживания и повышения автоматизированности ПС разъединители 110 кВ и выше должны предусматриваться с электродвигательными приводами на главных и заземляющих ножах».
- СТО 56947007-29.130.10.095-2011. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» [40].
- СТО (6.1) Номинальное напряжение выключателя $U_{В.НОМ}$ должно соответствовать номинальному напряжению электрической сети;
- СТО (6.2) Номинальный ток выключателя $I_{В.НОМ}$, А, в соответствии с ГОСТ Р52565 выбирается из ряда: 200; 400; 630; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000; 5000; 6300; 8000; 10000; 12500; 16000; 20000; 25000; 31500.

Номинальный ток выключателя должен быть больше рабочего максимального тока в месте установки: $I_{В.НОМ} > I_{В.РАБ.МАКС}$.

									Лист
									35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Выбираем к установке элегазовые колонковые выключатели типа ВГТ–УЭТМ–110 и разъединители РЭБ–УЭТМ–110 на номинальное напряжение 110 кВ производства ООО «Эльмаш (УЭТМ)», г. Екатеринбург [20].

6.1.2 Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя

Так как подстанция транзитного типа с двухцепными линиями, то максимальный рабочий ток выключателя, будет определяться максимальным рабочим током ВЛ:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = I_{ВЛ.РАБ.МАКС} = \frac{S_{ПС} + S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}}; \quad (6.1)$$

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{48,5 + 45}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,490 \text{ кА.}$$

6.1.3 Определение периодической составляющей ТКЗ:

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя $I_{К.П}^{(3)} = 10,908 \text{ кА}$, рассчитано в программе ТоКо для максимального режима работы (таблица 5.2).

6.1.4 Определение ударного тока трехфазного КЗ:

Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87 [11]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К.П}^{(3)}; \quad (6.2)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К.П}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 10,908 = 27,76 \text{ кА.}$$

где $K_y = 1,8$ по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [17].

Ударный ток трехфазного КЗ по расчету ТоКо: $i_y = 29,288 \text{ кА}$; $K_y = 2$.

6.1.5 Определение апериодической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя:

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

									Лист
									36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{К.П}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)}; \quad (6.3)$$

где $T_A = 0,05$ с — по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [17];

t — сумма минимального значения времени срабатывания РЗ (прим. 0,01 с) и минимального времени отключения выключателя:

$$t = t_{РЗ.МИН} + t_{О.В.МИН} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с.}$$

Тогда согласно формуле (6.3) аperiodическая составляющая ТКЗ:

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot 10,908 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,05}\right)} = 6,931 \text{ кА.}$$

6.1.6 Расчет термического воздействия ТКЗ

По РД-153-340-20527-98 [17]: «...количественную оценку степени термического воздействия тока КЗ на электрические аппараты рекомендуется производить с помощью интеграла Джоуля»:

$$W_K = (I_{К.П}^{(3)})^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_A), \quad (6.4)$$

где $t_{ОТКЛ} = t_{РЗ.МАКС} + t_{О.В} = 1 + 0,055 = 1,055$ с,

где $t_{РЗ.МАКС} = 1$ с — максимальное время действия РЗ;

$t_{О.В} = 0,055$ с — полное время отключения выключателя.

Тогда согласно формуле (6.4) термическое воздействие ТКЗ:

$$W_K = 10,908^2 \cdot (1,055 + 0,05) = 133,21 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Сопоставление расчетных параметров с каталожными приведено в таблице 6.1.

					13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.1 – Сопоставление расчетных и каталожных параметров для выключателя ВГТ–УЭТМ–110

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	490	$I_{НОМ}, А$	2500
$I_{К.П.}^{(3)}, кА$	10,908	$I_{О.НОМ.}, кА$	40
$i_y, кА$	27,76	$i_{дин}, кА$	102
$i_{a.t}, кА$	6,931	$i_{a.доп.} = 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 40 =$	22,6 кА
$B_K, кА^2 \cdot с$	133,21	$B_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 =$	4800 кА ² ·с

Сопоставление расчетных параметров РПД–УЭТМ с каталожными приведено в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Сопоставление расчетных параметров с каталожными разъединителя РПД-УЭТМ

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	490	$I_{НОМ}, А$	2500
$I_{К.П.}^{(3)}, кА$	10,908	-	-
$i_y, кА$	27,76	$i_{дин}, кА$	102
$i_{a.t}, кА$	6,931	-	-
$B_K, кА^2 \cdot с$	133,21	$B_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 =$	4800 кА ² ·с

6.2 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне НН ПС

6.2.1 Нормативные требования

ПЕТП (п. 2.3.3.2) [3]: «В сетях напряжением 6-35 кВ следует применять вакуумные выключатели внутренней установки элегазовые выключатели допускается применять на присоединениях с большими токами при соответствующем обосновании».

ПЕТП (п. 2.3.3.3) [3]: «КРУ 6-35 кВ применяются с воздушной, в том числе комбинированной, изоляцией, при соответствующем обосновании с элегазовой изоляцией. Допускается для электросетевых объектов [РУ, РП] в обоснованных случаях применять КСО, КРУ с элегазовой изоляцией с вакуумными выключателями».

НТП ПС (п. 4.14) [4]: «В РУ 6, 10 кВ должны предусматриваться шкафы КРУ с вакуумными или элегазовыми выключателями».

Указания по выбору выключателей 10 кВ изложены в СТО 56947007-29.130.10.095-2011. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» и аналогичны указаниям по выбору выключателей 110-220 кВ рассмотренным выше.

Дополнительные требования, учитываемые при выборе КРУ (или фирмами-изготовителями, оборудование которых допущено к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС») изложены в СТО 56947007-29.130.20.104-2011. Типовые технические требования к КРУ классов напряжения 6-35 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» [4].

Выбираем к установке КРУ СЭЩ-59 (К-59) с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-П-10 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» - ТМ Самара», г.Самара[12].

									Лист
									39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

6.2.2 Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя

Максимальный рабочий ток через вводной выключатель секции шин НН ПС:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}}; \quad (6.5)$$

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3,232 \text{ кА.}$$

Максимальный рабочий ток через секционный выключатель шин НН ПС:

$$I_{СВ.РАБ.МАКС} = \frac{S_{ПС}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}}; \quad (6.6)$$

$$I_{СВ.РАБ.МАКС} = \frac{48}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 1,385 \text{ кА.}$$

6.2.3 Определение периодической составляющей ТКЗ

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ (таблица 5.2) в месте установки выключателя:

- для вводного выключателя НН ПС $I_{К.П}^{(3)} = 16,604 \text{ кА}$;
- для секционного выключателя ННПС $I_{К.П}^{(3)} = 19,802 \text{ кА}$;

6.2.4 Определение ударного тока трехфазного КЗ в месте установки

Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87 [17] (формула 6.2):

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К.П}^{(3)},$$

где $K_y = 1,85$ по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [17].

Тогда ударный ТКЗ для вводного выключателя:

$$i_{y.В} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 16,604 = 43,43 \text{ кА.}$$

									Лист
									40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Ударный ток трехфазного КЗ по расчету ТоКо: $i_{y.B} = 43,031$ кА; $K_y = 1,823$.

Ударный ТКЗ для секционного выключателя (формула 6.2):

$$i_{y.CB} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 19,802 = 51,8 \text{ кА.}$$

Ударный ток трехфазного КЗ по расчету ТоКо: $i_{y.CB} = 51$ кА; $K_y = 1,823$.

6.2.5 Определение апериодической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя

По ГОСТ апериодическая составляющая ТКЗ в произвольный момент времени определяется по формуле 6.3:

где $T_A = 0,06$ с — по рекомендации ГОСТ 27514-87 для РП (табл. 3) [17];

Тогда апериодический ТКЗ для вводного выключателя (формула 6.3):

$$i_{a.t.B} = \sqrt{2} \cdot 16,604 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,06}\right)} = 12,05 \text{ кА.}$$

Следовательно, для секционного выключателя:

$$i_{a.t.CB} = \sqrt{2} \cdot 19,802 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,06}\right)} = 14,37 \text{ кА.}$$

6.2.6 Расчет термического воздействия ТКЗ

По РД-153-340-20527-98[17]: «...количественную оценку степени термического воздействия тока КЗ на электрические аппараты рекомендуется производить с помощью интеграла Джоуля»:

$$W_K = (I_{K.П}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_A),$$

где $t_{откл} = t_{P3.МАКС} + t_{0.B} = 3 + 0,05 = 3,05$ с;

где $t_{P3.МАКС} = 1$ с — максимальное время действия РЗ;

$t_{0.B} = 0,055$ с — полное время отключения выключателя;

									Лист
									41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

$T_A = 0,06$ с — по рекомендации ГОСТ 27514-87 для РП [17].

Тогда:

$$B_{К.В} = 16,604^2 \cdot (3,05 + 0,06) = 857,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{К.СВ} = 19,802^2 \cdot (3,05 + 0,06) = 1219,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

6.2.7 Сопоставление параметров вводного выключателя

Сопоставление расчетных параметров для вводного выключателя ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-50/4000 с каталожными, приведено в таблице 6.2

Таблица 6.3 – Сопоставление расчетных и каталожных параметров для вводного выключателя ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-50/4000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	3232	$I_{НОМ}, А$	4000
$I_{К.П}^{(3)}, кА$	16,604	$I_{О.НОМ}, кА$	50
$i_y, кА$	43,43	$i_{ДИН}, кА$	125
$i_{a.t}, кА$	12.05	$i_{a.доп} = (50\%/100\%) \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ} =$	35 кА
$B_K, кА^2 \cdot с$	857,4	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 50^2 \cdot 3 =$	7500 кА ² ·с

Сопоставление расчетных параметров СЭЦ-59 ХЛ1 с каталожными, приведено в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Сопоставление расчетных и каталожных параметров СЭЦ-59 ХЛ1

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	3232	$I_{НОМ}, А$	4
$I_{К.П}^{(3)}, кА$	16,604	-	-
$i_y, кА$	43,43	$i_{ДИН}, кА$	50
$i_{a.t}, кА$	12.05	-	-
$B_K, кА^2 \cdot с$	857,4	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 50^2 \cdot 3 =$	7500 кА ² ·с

6.2.8 Сопоставление параметров секционного выключателя

Сопоставление расчетных параметров для вводного выключателя ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-50/2000 с каталожными, приведено в таблице 6.3

Таблица 6.3 – Сопоставление расчетных и каталожных параметров для водного выключателя ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-50/2000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	1385	$I_{НОМ}, А$	2000
$I_{К.П.}^{(3)}, кА$	19,802	$I_{О.НОМ.}, кА$	50
$i_y, кА$	51,8	$i_{дин}, кА$	125
$i_{a.t}, кА$	14,37	$i_{a.доп} = (50\%/100\%) \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ} =$	35 кА
$В_K, кА^2 \cdot с$	1219,5	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 50^2 \cdot 3 =$	7500 кА ² ·с

Сопоставление расчетных параметров СЭЦ-59 ХЛ1 с каталожными, приведено в таблице 6.4

Таблица 6.4 – Сопоставление расчетных и каталожных параметров СЭЦ-59 ХЛ1

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	1385	$I_{НОМ}, А$	2000
$I_{К.П.}^{(3)}, кА$	19,802	-	-
$i_y, кА$	51,8	$i_{дин}, кА$	125
$i_{a.t}, кА$	14,37	-	-
$В_K, кА^2 \cdot с$	1219,5	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 50^2 \cdot 3 =$	7500 кА ² ·с

6.3 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне ВН РУ (цеха)

6.3.1 Выключатель трансформатора цеха 10/0.4 кВ

Выбираем к установке КРУ СЭЦ-59 (К-59) с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЦ-10 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» - ТМ Самара», г. Самара [12].

6.3.1.1 Максимальный рабочий ток через выключатель трансформатора (формула 6.5):

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot 1,25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,101 \text{ кА.}$$

6.3.1.2 Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме $I_{К.П}^{(3)} = 15,736 \text{ кА}$ (таблица 5.2).

3.6.1.3 Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87 (формула 6.2): где $K_y = 1.4$ по рекомендации ГОСТ 27514-84 [17, табл.3];

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1.4 \cdot 15,736 = 31,15 \text{ кА.}$$

Ударный ток трехфазного КЗ по расчету ТоКо (таблица 5.2): $i_u = 31,34 \text{ кА}$; $K_y = 1,408$.

6.3.1.4 Определение аperiodической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя (формула 6.3):

где $T_a = 0.01 \text{ с}$ – для цеха по рекомендации ГОСТ 27514-87 [17, табл.3];

$$t = t_{р.з.мин} + t_{св} = 0,01 + 0,03 \text{ (по тех. документам на выключатель)} = 0,04 \text{ с.}$$

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot 15,736 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,01}\right)} = 0,407 \text{ кА.}$$

									Лист
									44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

6.3.1.4 Тепловое воздействие ТКЗ (формула 6.4):

где $t_{откл} = t_{р.з.макс} + t_{о.в} = 3 + 0.05 = 3.05$ с;

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

$t_{о.в} = 0,05$ с – полное время отключения выключателя;

$T_A = 0,01$ с – для цеха по рекомендации ГОСТ 27514-84 [17, табл. 3]

$$W_K = (15,736)^2 \cdot (3.05 + 0,01) = 757,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сопоставление расчетных параметров с каталожными приведено в таблице 6.5 и 6.6.

Таблица 6.5 – Сопоставление расчетных и каталожных параметров для выключателя ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	101	$I_{НОМ}, \text{ А}$	1000
$I_{К.П}^{(3)}, \text{ кА}$	15,736	$I_{о.НОМ.}, \text{ кА}$	20
$i_y, \text{ кА}$	31,15	$i_{дин}, \text{ кА}$	51
$i_{a.t}, \text{ кА}$	0,407	$i_{a.доп.} = 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 20 =$	11,3 кА
$W_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	757,7	$W_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА ² · с

Таблица 6.6 – Параметры СЭЩ-59 ХЛ1

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	101	$I_{НОМ}, \text{ А}$	1000
$I_{К.П}^{(3)}, \text{ кА}$	15,736	-	-
$i_y, \text{ кА}$	31,15	$i_{дин}, \text{ кА}$	51
$i_{a.t}, \text{ кА}$	0,407	-	-
$W_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	757,7	$W_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА ² · с

6.3.2 Выключатель асинхронного двигателя АД4

Выбираем к установке КРУ СЭЩ-59 (К-59) с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-10 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» - ТМ Самара», г. Самара [12].

6.3.2.1 Максимальный рабочий ток через выключатель двигателя:

$$I_{В.РАБ.МАКС.АД} = \frac{S_{АД}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}};$$

$$I_{В.РАБ.МАКС.АД} = \frac{1,54}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,089 \text{ кА.}$$

6.3.2.2 Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме: $I_{К.П}^{(3)} = 15,736 \text{ кА}$ (таблица 5.2).

6.3.2.3 Ударный ток трехфазного КЗ принимается: $i_{уд} = 31,15 \text{ кА}$ (пункт 6.3.1.3).

6.3.2.4 Апериодическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя: $i_{a,t} = 0,407 \text{ кА}$ (пункта 6.3.1.4).

6.3.2.4 Тепловое воздействие ТКЗ принимается: $W_K = 757,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ (пункт 6.3.1.4).

Таблица 6.7 – Сопоставление расчетных и каталожных параметров для выключателя ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	0,089	$I_{НОМ}, \text{ А}$	1000
$I_{К.П}^{(3)}, \text{ кА}$	15,736	$I_{О.НОМ.}, \text{ кА}$	20
$i_{у}, \text{ кА}$	31,15	$i_{ДИН}, \text{ кА}$	51
$i_{a,t}, \text{ кА}$	0,407	$i_{a,доп.} = 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 20 =$	11,1 кА
$W_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	757,7	$W_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА ² · с

Таблица 6.8 – Параметры СЭЩ-59 ХЛ1

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	0,089	$I_{НОМ}, А$	1000
$I_{К.П}^{(3)}, кА$	15,736	-	-
$i_y, кА$	31,15	$i_{дин}, кА$	51
$i_{a.t}, кА$	0,407	-	-
$B_K, кА^2 \cdot с$	757,7	$B_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 $кА^2 \cdot с$

6.3.3 Выключатель КЛ к РУ (цеха)

Выбираем к установке КРУ СЭЩ-59 (К-59) с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-10 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Группа компаний «Электрощит» - ТМ Самара», г. Самара [12].

6.3.3.1 Максимальный рабочий ток через выключатель двигателя:

$$I_{В.РАБ.МАКС.КЛ} = \frac{S_{ц}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}};$$

$$I_{В.РАБ.МАКС.КЛ} = \frac{8,08}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,466 \text{ кА.}$$

6.3.3.2 Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме $I_{К.П}^{(3)} = 19,802 \text{ кА}$ (таблица 5.2).

6.3.3.3 Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87 (формула 6.2):
где $K_y = 1,85$ по рекомендации ГОСТ 27514-84;

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 19,803 = 51 \text{ кА.}$$

Ударный ток трехфазного КЗ по расчету ТоКо: $i_{уд} = 51,048 \text{ кА}$ (таблица 5.2).

									Лист
									47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

6.3.3.4 Определение апериодической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя (формула 6.3):

где $T_A = 0,06$ с – для стороны НН ПС по рекомендации ГОСТ 27514-84 [17, табл. 3];

$$t = t_{p.з.мин} + t_{св} = 0,01 + 0,03 (\text{по тех. документам на выключатель}) = 0,04 \text{ с};$$

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot 19,802 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,06}\right)} = 14,37 \text{ кА.}$$

6.3.3.5 Тепловое воздействие ТКЗ (формула 6.4):

$$W_K = (19,802)^2 \cdot (3,05 + 0,01) = 1199 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Сопоставление расчетных параметров с каталожными, приведено в таблице 6.9 и 6.10.

Таблица 6.9 – Сопоставление расчетных и каталожных параметров для выключателя ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-31,5/1600

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	466	$I_{НОМ}, \text{ А}$	1600
$I_{К.П}^{(3)}, \text{ кА}$	19,809	$I_{О.НОМ.}, \text{ кА}$	31,5
$i_y, \text{ кА}$	51	$i_{дин}, \text{ кА}$	81
$i_{a.t}, \text{ кА}$	14,37	$i_{a.доп.} = 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 31,5 =$	17,81 кА
$W_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	1199	$W_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 =$	2976 кА ² · с

Таблица 6.10 – Параметры СЭЩ-59 ХЛ1

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	466	$I_{НОМ}, А$	1600
$I_{К.П}^{(3)}, кА$	19,809	-	-
$i_y, кА$	51	$i_{дин}, кА$	81
$i_{a.t}, кА$	14,37	-	-
$W_K, кА^2 \cdot с$	1199	$W_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 =$	2976 $кА^2 \cdot с$

6.3.4 Выключатель рабочего и резервного ввода РУ (цеха)

Выбираем к установке КРУ СЭЩ-59 (К-59) с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-10 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» - ТМ Самара», г. Самара [12].

6.3.4.1 Максимальный рабочий ток через выключатель рабочий и резервный выключатель:

$$I_{В.РАБ.МАКС.КЛ} = \frac{S_{ц}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}};$$

$$I_{В.РАБ.МАКС.КЛ} = \frac{8,08}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,466 \text{ кА.}$$

6.3.4.2 Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме $I_{К.П}^{(3)} = 15,736 \text{ кА}$ (таблица 5.2).

6.3.4.3 Ударный ток трехфазного КЗ принимается: $i_{уд} = 31,15 \text{ кА}$ (пункт 6.3.1.3).

6.3.4.4 Аперiodическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя: $i_{a.t} = 0,407 \text{ кА}$ (пункта 6.3.1.4).

6.3.4.5 Тепловое воздействие ТКЗ принимается: $W_K = 757,7 \text{ кА}^2 \cdot с$ (пункт 6.3.1.4).

									Лист
									49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Таблица 6.11 – Сопоставление расчетных и каталожных параметров для выключателя ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-20/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	466	$I_{НОМ}, А$	1000
$I_{К.П.}^{(3)}, кА$	15,736	$I_{О.НОМ.}, кА$	20
$i_{у}, кА$	31,15	$i_{дин}, кА$	51
$i_{a.t}, кА$	0,407	$i_{a.доп.} = 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 20 =$	11,1 кА
$В_{К}, кА^2 \cdot с$	757,7	$В_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА ² · с

Таблица 6.12 – Параметры СЭЦ-59 ХЛ1

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	466	$I_{НОМ}, А$	1000
$I_{К.П.}^{(3)}, кА$	15,736	-	-
$i_{у}, кА$	31,15	$i_{дин}, кА$	51
$i_{a.t}, кА$	0,407	-	-
$В_{К}, кА^2 \cdot с$	757,7	$В_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА ² · с

6.4 Проверка КЛ по термической стойкости при КЗ

Ранее в проекте был выбран кабель ПвБВнг(А)-LS 3x240/95-10, необходимо проверить его по термической стойкости, если ТКЗ в начале КЛ составляет $I_{К.П.}^{(3)} = 19,802$ кА; а продолжительность КЗ $t_{откл} = 3$ с.

По каталожным данным [9] фирмы-производителя, допустимый ток односекундного КЗ кабеля сечением медной жилы 240 мм² составляет $I_{доп(1)} = 34,3$ кА.

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

									Лист
									50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

$$k = \frac{1}{\sqrt{t_{\text{откл}}}};$$

$$k = \frac{1}{\sqrt{3}} = 0,58.$$

В этом случае допустимый ток составит:

$$I_{\text{доп}(3,05)} = I_{\text{доп}(1)} \cdot k = 34,3 \cdot 0,58 = 19,9 \text{ кА.}$$

Выбранный ранее кабель (ПвБВнг(А)-LS 3x240/95-10) по термической стойкости при КЗ проходит.

					<i>13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

7 ВЫБОР ВИДОВ УРЗА ДЛЯ ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

7.1 Общие требования к РЗА

В соответствии с п.2.3.9 ПЕТП [3]:

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.

Техническая политика по обеспечению надежной работы технических средств РЗА направлена на решение следующих задач:

- поддержание в работоспособном состоянии существующих систем РЗА;
- своевременная замена физически устаревших систем РЗА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна на новые, в основном микропроцессорные устройства;
- внедрение систем РЗА, отвечающих современным требованиям:
 - снижение времени отключения ТКЗ за счет повышения быстродействия РЗ;
 - выявление повреждений на ранних стадиях за счет повышения чувствительности и применения новых принципов РЗ;
 - повышение надежности, за счет встроенной непрерывной диагностики;
 - совершенствование характеристик и алгоритмов в современных РЗА;

										Лист
										52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ					

– снижение затрат на эксплуатацию за счет повышения производительности труда, путем применения новых программно-аппаратных средств и дистанционного управления РЗА.

- выполнение расчетов ТКЗ и выбор параметров РЗА в соответствии с требованиями ФСК ЕЭС;
- сокращение времени принятия решений оперативным и диспетчерским персоналом за счет полноты информации и оперативности её представления от устройств РЗА;
- повышение адаптивных свойств РЗА на основе интеллектуальных алгоритмов.

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

Техническая политика в области идеологии построения РЗА направлена на решение следующих задач:

- обеспечение резервирования РЗА. Развитие сетей, ввод в работу новых генерирующих мощностей ухудшают условия дальнего резервирования. В этих условиях необходимо развитие ближнего резервирования;
- обеспечение функции УРОВ, в том числе присоединении 6-35 кВ.

Техническая политика в области эксплуатации РЗА направлена на решение следующих задач:

- внедрение РЗА, позволяющих снижать эксплуатационные затраты;
- переход от периодического тех.обслуживания РЗА к ТО РЗА по состоянию;
- создание автоматизированных систем проверки и оценки состояния РЗА;
- поддержание электромагнитной обстановки, гарантирующей нормальное функционирование МП РЗА.

Микропроцессорные устройства РЗА должны:

- регистрировать аварийные события и процессы в объеме, необходимом для их полноценного анализа;

										Лист
										53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ					

- гарантийный срок эксплуатации устройства РЗА должен составлять не менее 3 лет.

По пункту 9.1 НТП ПС [4]:

- «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 [при котором обеспечивается селективность] для сохранения устойчивости системы и ограничения области и степени повреждений».
- «В сети 110 кВ и выше должно применяться ближнее резервирование и УРОВ».
- «При наличии двух ЭМО выключателей устройства РЗ и УРОВ должны действовать на оба ЭМО».
- «Если дальнейшее резервирование не обеспечивается [по чувствительности] должны предусматриваться меры по усилению ближнего резервирования».
- «Все устройства РЗА должны быть интегрированы в АСУ ТП».

7.2 Выбор элементной базы РЗА и фирмы-производителя устройств

Выбор элементной базы устройств РЗА зависит от требований заказчика и надзорных органов, с которыми осуществляется согласование проекта. В данной ВКР учитываются вышеизложенные требования ОАО «ФСК ЕЭС» [3]. В связи с этим, элементная база РЗА — современные микропроцессорные устройства.

Фирма-производитель микропроцессорной РЗА ООО «НТЦ Механотроника».

											Лист
											55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ						

7.3 Выбор видов РЗА энергообъектов 10 кВ

Выбор видов РЗА для объектов главной схемы ПС или ГПП и РУ цехов (при их наличии) осуществляется по ПУЭ [1] и уточняется по нормативным документам организации ОАО «ФСК ЕЭС».

7.3.1 Кабельная линия 10 кВ

В начале рассмотрим общие требования к РЗА линий 6..10 кВ из ПУЭ.

В соответствии с пунктом 3.2.91 [1]: «на линиях 3..10 кВ должны быть предусмотрены устройства РЗ от многофазных КЗ и от однофазных замыканий на землю».

В соответствии с пунктом 3.2.92 [1]: «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».

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 пункту 3.2.93 ПУЭ [1]: «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 трехступеней токовой защиты, то целесообразно выполнить РЗ КЛ 10 кВ трехступенчатой:

- 1 ступень — ТО;
- 2 ступень — токовая отсечка с выдержкой времени (ТОВВ);
- 3 ступень — МТЗ.

									Лист
									56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

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 3.2.96 [1] защита от 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;
- устройства контроля изоляции (УКИ).

Выполнение селективной защиты от ОЗЗ с действием на сигнал зависит от режима работы нейтрали сети 10 кВ, ранее выбранного при проектировании.

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

Для сети с компенсированной нейтралью ни токовые ни направленные защиты от ОЗЗ принципиально не пригодны, так как емкостной ток в месте повреждения полностью скомпенсирован током ДГР. При таком режиме работы нейтрали для селективной защиты от ОЗЗ действующей на сигнал или на отключение применяются специальные отдельные устройства, определяющие поврежденное присоединение при ОЗЗ.

В настоящее время перспективным направлением селективной защиты от ОЗЗ в сетях с компенсированной нейтралью является использование микропроцессорных централизованных токовых устройств относительного замера. К данному устройству подключаются ТТНП всех присоединений секции или системы шин. Сопоставляя уровни высших гармоник токов нулевой последовательности всех присоединений в начальный момент ОЗЗ устройство выявляет поврежденное присоединение (по наибольшему значению измеренных токов всех присоединений).

									Лист
									57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Устройство автоматического повторного включения (АПВ) на КЛ 10 кВ в соответствии с ПУЭ [п. 3.3.2] не предусматривается.

В соответствии с требованиями [НТП ПС п. 9.14.4]: «на отходящих линиях РУ 6-35кВ 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».

Все устройства защиты для КЛ 10 кВ сведем в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Защиты 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	Централизованная токовая	С действием на сигнал
5	Защита от дуговых замыканий	-
6	УРОВ	-

7.3.2 Электродвигатель 10 кВ

Согласно пункту 5.3.48 [1]: «защита электродвигателя от ОЗЗ в сети с компенсированной нейтралью не предусматривается».

По пункту 5.3.46 [1] для защиты ЭД до 5 МВт от КЗ предусматриваем токовую отсечку в исполнении, зависящем от следующих данных (таблица 7.2).

Таблица 7.2 – Исполнение токовой отсечки ЭД

Мощность ЭД до 2 МВт	Мощность ЭД 2МВт 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 пункту 5.3.40 [1] 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 затынутом пуске или блокировке ротора защита от перегрузки действует на отключение ЭД.

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

В соответствие с требованиями пункта 9.14.4 [3]: «...в ячейке КРУ линии к ЭД предусматривается ЗДЗ и УРОВ».

Все устройства защиты для ЭД сведем в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 – Защиты электродвигателя

№ 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 затынутом пуске или блокировке ротора

Продолжение таблицы 7.3

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
3	ЗМН	Групповая защита на отключение отдельных ЭД
4	АПВ	Автоматический повторный пуск ЭД, отключенного ЗМН
5	ЗДЗ	С контролем тока ввода
6	УРОВ	На отключение рабочего и резервного вводов

7.3.3 Трансформатор ТМ(Г)(Ф)–1250 кВА 10/0,4 кВ

В соответствии с пунктом 3.2.51 [1] для трансформатора с обмоткой ВН 10кВ, подсоединенной к сети с изолированной (компенсированной) 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 пункту 3.2.53 [1]: «...от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа [м/ф КЗ, о/ф КЗ, ВЗ], 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 ПУЭ 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».

									Лист
									60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

По пунктам 3.2.59-3.2.61 [1]: «для защиты от токов, обусловленных внешними м/ф КЗ предусматривается действующая на отключение максимальная токовая защита, установленная со стороны 10 Кв».

Защита от о/ф КЗ в сети 0,4 кВ по ПУЭ [п. 3.2.66]: «...осуществляется применением МТЗ на стороне 10 кВ или специальной защиты нулевой последовательности, по току которой подключается к ТТ в нулевом проводе обмотки 0,4 кВ трансформатора (при недостаточной чувствительности у МТЗ на стороне 10 кВ к о/ф КЗ на стороне 0,4 кВ)».

От токов, обусловленных перегрузкой по ПУЭ [п. 3.2.69] предусматривается МТЗ [защита от перегрузки], с действием на сигнал.

В соответствие с ПУЭ [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 [НТП ПС п. 9.14.4]: «...в ячейке КРУ присоединения трансформатора 10/0,4 кВ предусматривается ЗДЗ и УРОВ».

Все виды РЗА для трансформатора 10/0,4 кВ сведем в таблицу 7.4.

Таблица 7.4 – Защиты 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 м/ф и о/ф 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

Продолжение таблицы 7.4

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
5	Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал
6	ЗДЗ	С контролем тока ввода
7	УРОВ	На отключение рабочего и резервного вводов

7.3.4 Вводной выключатель 10 кВ

По пункту 9.14.1 [4] на вводных выключателях РУ предусматривается:

- МТЗ с минимальным пуском по напряжению;
- ЗДЗ;
- защиту минимального напряжения (ЗМН) [отключает выключатель при исчезновении напряжения на секции больше выдержки времени, если питающая линия была отключена со стороны питания, после работы ЗМН, как правило, работает АВР, восстанавливающее питание потребителей секции];
- УРОВ.

Все виды РЗА для вводного выключателя 10 кВ сведем в таблицу 7.5.

Таблица 7.5 – Защиты 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 – неп. звезда с доп. реле.
2	ЗМН	От потери питания
3	ЗДЗ	На отключение со стороны ВН трансформатора
4	УРОВ	С контролем тока ввода.

7.3.5 Секционный выключатель 10 кВ

Согласно пункту 9.14.2 [4] на секционных выключателях РУ предусматривается:

- МТЗ;
- АВР;
- ЗДЗ;
- УРОВ.

Все виды РЗА для секционного выключателя 10 кВ сведем в таблицу 7.6.

Таблица 7.6 – Защиты секционного выключателя 10 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	МТЗ	От КЗ. По схеме неп. звезда. с доп. реле.
2	АВР	От потери питания
3	ЗДЗ	С контролем тока вводов
4	УРОВ	На отключение ВВ

7.3.6 Шины 10 кВ

По ПУЭ [п. 3.2.126]: «специальные устройства РЗ шин 10 кВ понижающих ПС, РУ, РП, как правило, не предусматриваются».

По ПУЭ [п. 3.2.125]: «допускается не предусматривать специальную защиту шин 10 кВ с генераторами мощностью 12 МВт и менее».

По НТП ПС [п. 9.14.3] на каждой секции шин 6-35 кВ предусматривается:

- ЗДЗ;
- ЛЗШ (логическая защита шин);
- УКИ.

В сети с компенсированной нейтралью, согласно ПЕТП [п. 2.3.9]: «наряду с неселективной сигнализацией ОЗЗ (УКИ) должна устанавливаться централизованная селективная сигнализация ОЗЗ, действующая по принципу относительного замера».

									Лист
									63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Возможна установка централизованной защиты вместо отдельной направленной защиты от ОЗЗ для каждого присоединения и в сети с изолированной нейтралью.

В соответствии с п. 5.6 «Руководящих указаний по противоаварийной автоматике (ПА) энергосистем» [РД 34.35.113] к ТН шин НН ПС подключаются устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР) и частотного АПВ (ЧАПВ), входящие в состав системы автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ).

Все виды РЗА для шин 10 кВ сведем в таблицу 7.7.

Таблица 7.7 – Защиты шин 10 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	ЗДЗ	С контролем тока вводов
2	ЛЗШ	Совместное действие терминалов НН
3	УКИ	Неселективная сигнализация ОЗЗ
4	АЧР/ЧАПВ	На ТН секции
5	Централ. сиг. ОЗЗ	Подкл. к ТТНП всех присоед. секции или шин

7.4 Выбор видов РЗА энергообъектов 110 кВ

7.4.1 Силовой двухобмоточный трансформатор ТДН -40000/110

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

- м/ф КЗ в обмотках и на выводах;
- о/ф 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).

									Лист
									64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Для масляных трансформаторов по пункту 3.2.53 [1] от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа [м/ф КЗ, о/ф КЗ, ВЗ], 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.

В соответствии с пунктом 3.2.54 [1]: «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 пункту 3.2.55 [1]: «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 [ПУЭ п. 3.2.59].

В соответствии с пунктом 3.2.61 [1]: «МТЗ от внешних КЗ устанавливается на трансформаторах с расщепленной обмоткой на всех сторонах (ВН, НН1, НН2)».

Согласно пункту 3.2.69 [1]: «для защиты от перегрузки предусматривается МТЗ [защита от перегрузки] с действием на сигнал».

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

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

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

										Лист
										65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ					

По требованиям НТП ПС [п. 9.7] на трансформаторе 35-220 кВ предусматривается:

- один комплект дифференциальной токовой защиты;
- газовая защита;
- защита устройства РПН с использованием струйных реле;
- резервные защиты на сторонах ВН и НН (при расщепленной обмотке НН1 и НН2);
- автоматика регулирования РПН;
- защита от перегрузки.

Газовое и струйное реле должны действовать [НТП ПС п. 9.7.2] через устройство дифференциальной защиты и через устройство резервной защиты стороны ВН (необходимо оснастить данные реле двумя отключающими контактами).

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 [НТП ПС 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.

Если трансформатор на стороне ВН подключен через два выключателя, для защиты ошиновки 110-220 кВ трансформатора рекомендуется применять отдельную дифференциальную токовую защиту [НТП ПС п. 9.8].

По НТП ПС [п. 9.10]: «...должно предусматриваться АПВ ошиновки 110-220 кВ трансформаторов».

Все виды РЗА для трансформатора 110/10 кВ сведем в таблицу 7.8.

										Лист
										66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ					

7.4.2 Шины 110 кВ

В соответствии с пунктом 3.2.121 [ПУЭ]: «в качестве защиты сборных шин электростанций и ПС 35 кВ и выше следует предусматривать, как правило, дифференциальную токовую защиту без выдержки времени, охватывающую все элементы, которые присоединены к системе или секции шин. Защита должна осуществляться с применением специальных реле тока, отстроенных от переходных и установившихся токов небаланса».

В соответствии с пунктом 3.3.24 [ПУЭ]: «АПВ шин ПС при наличии специальной защиты шин и выключателей, допускающих АПВ должно выполняться автоматической сборкой схемы. Должна обеспечиваться достаточная чувствительность защиты шин на случай неуспешного АПВ».

В соответствии с пунктом 9.8.2 [НТП ПС]: «защита шин ОРУ 110 кВ должна выполняться с использованием одного комплекта дифференциальной токовой защиты».

Все виды РЗА для шин 110 кВ сведем в таблицу 7.9.

Таблица 7.9 – Защиты шин 110 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	ДЗШ	С контролем тока вводов
2	УРОВ	При отсутствии индивидуального УРОВ присоединений

7.4.3 Воздушная линия 110 кВ

Выберем виды РЗА 110 кВ для варианта подключения ВЛ, показанного на рисунке 7.1

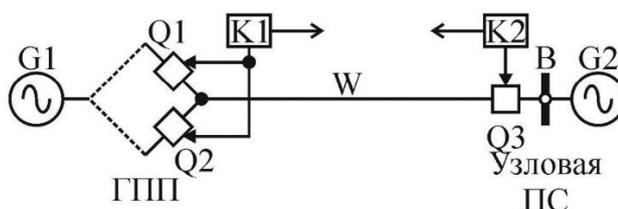


Рисунок 7.1 – Линия с двухсторонним питанием отходящая от ГПП по схеме 8 «Шестиугольник»

В соответствии с пунктом 3.2.106 [1]: «для линий в сетях 110-220 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных КЗ и от однофазных КЗ».

В соответствии с пунктом 3.2.107 [1]: «...защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях, если в сети возможны качания или асинхронный ход, при которых вероятны излишние срабатывания защиты».

В соответствии с пунктом 3.2.108 [1]: «для сетей 110-220 кВ необходимость применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке линии определяется с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы».

В соответствии с пунктом 3.2.111 [ПУЭ]: «на одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон, должна быть применена ДЗ (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве резервной».

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ТНЗНП.

В соответствии с пунктом 3.2.115 [1]: «в качестве основных защит одиночных линий с двусторонним питанием следует предусматривать высокочастотные и продольные дифференциальные защиты».

Для контроля исправность вспомогательных проводов защиты должны быть предусмотрены специальные устройства.

В соответствии с пунктом 3.2.116 [1]: «при выполнении основной защиты по 3.2.115 в качестве резервных следует применять»:

- «от многофазных КЗ, как правило, ДЗ, преимущественно трехступенчатые»;
- «от замыканий на землю ступенчатые ТНЗНП».

В соответствии с пунктом 3.3.2 [1]: «...должно предусматривается АПВ ВЛ напряжением выше 1 кВ».

									Лист
									69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

В соответствии с пунктом 3.3.10 [1]: «на одиночных ВЛ с двусторонним питанием применяются следующие виды АПВ»:

- «быстродействующее АПВ (БАПВ) при наличии быстродействующих защит и выключателей»;
- «несинхронное АПВ (НАПВ) при его допустимости»;
- «АПВ с улавливанием синхронизма (АПВ УС)».

В соответствии с пунктом 9.9.1 [4]: «на ВЛ с двухсторонним питанием должны устанавливаться две независимые защиты от всех видов повреждения: быстродействующая защита с абсолютной селективностью и комплект ступенчатых защит (резервная защита)».

В соответствии с пунктом 9.9.2 [4] в качестве основной быстродействующей защиты необходимо применять один из следующих вариантов (в порядке убывающей предпочтительности):

- продольную дифференциальную защиту (ДЗЛ);
- дифференциально-фазную защиту (ДФЗ);
- защиту с высокочастотной блокировкой (направленная высокочастотная фильтровая защита);
- комплект ступенчатых защит с передачей блокирующих или разрешающих сигналов (ВЧ-блокировка).

В соответствии с пунктом 9.9.3 [4]: «установка второй быстродействующей защиты предусматривается на особо ответственных линиях напряжением 110-220 кВ, например сильно загруженные ВЛ от шин электростанций до шин мощных узловых ПС, КЛ 110-220 кВ, ВЛ в местах массовой застройки».

Вторую быстродействующую защиту разрешается выполнять в виде ВЧ-блокировки.

Для обеспечения связи между полуккомплектами быстродействующих защит должны использоваться (в порядке убывающей предпочтительности):

- волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) для линий длиной до 40 км (без использования усилителей сигнала);
- высокочастотные каналы связи (ВЧКС) по проводам ЛЭП;
- кабельные линии связи (КЛС) для линий длиной до 10 км.

										Лист
										70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ					

В соответствии с пунктом 9.9.4 [3]: «комплект ступенчатых защит должен содержать ДЗ и ТНЗП. Отдельные (по выбору) ступени дистанционной защиты должны блокироваться при качаниях».

В соответствии с пунктом 9.9.5 [3]: «должна предусматриваться возможность оперативного и автоматического ускорения ступенчатых защит и выбора ускоряемых ступеней».

В соответствии с пунктом 9.9.7 [3]: «защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых приводит к ложному отключению, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения».

В соответствии с пунктом 9.10 [3]: «на ВЛ должно предусматриваться трехфазное АПВ (ТАПВ). На ВЛ с двусторонним питанием с однократным действием».

В соответствии с пунктом 9.11 [3]: «на каждом выключателе напряжением выше 110 кВ должно предусматриваться УРОВ с пуском от защит присоединений. УРОВ должно быть реализовано ступенчатым действием»:

- 1 ступень – действие без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя (УРОВ на себя);
- 2 ступень – действие с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений с запретом АПВ.

В соответствии с пунктом 1 [6]: «на ЛЭП 110 (220) кВ с двусторонним питанием устанавливаются следующие комплекты РЗА»:

- 1 комплект – основная быстродействующая защита, комплект резервных ступенчатых защит и дополнительная отсечка;
- 2 комплект – комплект – комплект резервных ступенчатых защит и дополнительная отсечка;
- 3 комплект – АУВ, АПВ, УРОВ.

При одном выключателе на линию допускается совмещать третий комплект со вторым в одном терменале. На линии с двумя выключателями на каждом выключателе устанавливаются по третьему комплекту.

Виды РЗА линии 110 кВ представлены в таблице 5.9

									Лист
									71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Таблица 5.9 – Принятые к установке виды РЗА ВЛ 110 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	ТО	С контролем тока вводов. Дополнительная защита
2	ДЗЛ+КСЗ	Основная защита
3	ДЗ	Две ступени, от междуфазных КЗ. Резервная защита
4	ТНЗНП	Три ступени, от однофазных КЗ
5	УРОВ	Для каждого выключателя
6	АУВ	Для каждого выключателя
7	АПВУС	Однократное АПВ, с улавливанием синхронизма

8 ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ УРЗА ДЛЯ ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС, ПО КАТАЛОГАМ ФИРМЫ-РАЗРАБОТЧИКА НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА»

Выбор исполнения УРЗА производится по информации, предоставляемой фирмами производителями в каталогах или непосредственно с сайтов изготовителей. 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.

8.1 Выбор типоразмера оборудования РЗА 10 кВ

8.1.1 Выбор типоразмера УРЗА кабельных линий 10 кВ к цеху

УРЗА должно осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ КЛ. В соответствии с [22] были выбраны устройства НТЦ «Механотроника» БМРЗ–152–КЛ–01.

Устройство реализует следующие функции:

- токовая отсечка (ТО);
- максимально токовая защита (МТЗ);
- ускорение МТЗ (УМТЗ);
- логическая защита шин (ЛЗШ);
- дуговая защита (ДГЗ);
- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ);
- защита от обрыва фазы и несимметричной нагрузки (ЗОФ);
- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- автоматическое повторное включение (АПВ);

									Лист
									73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

- автоматическая частотная разгрузка (АЧР) и автоматическое повторное включение по частоте (ЧАПВ).

Для данного терминала доступно множество видов типоразмеров, работающие на переменном токе либо на постоянном, от 110 или 220 В, имеющие разный состав коммуникационных интерфейсов, имеющие выносные или встроенные пульты управления и тд. Для терминала кабельного ввода выбираем типоразмер БМРЗ-152-2-Д-ЭД-01 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока – 220 В.

8.1.3 Выбор типоразмера УРЗА трансформаторов 10/0,4 кВ

Устройства РЗА должны осуществлять местное/дистанционное управление выключателями ячейки КРУ короткой КЛ к трансформатору. Примем, что завод – производитель поставляет трансформаторы герметичного исполнения, укомплектованные газовой защитой на электроконтактном мановакуумметре и защитой от перегрева на электроконтактном манометрическом термометре. В соответствии с [22], с целью экономии средств были выбраны устройства НТЦ «Механотроника» типоразмера БМРЗ-152-4-Д-КЛ-01 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока – 220 В.

Устройство реализует следующие функции:

- токовая отсечка (ТО);
- максимально токовая защита (МТЗ);
- ускорение МТЗ (УМТЗ);
- логическая защита шин (ЛЗШ);
- дуговая защита (ДГЗ);
- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ);
- защита от обрыва фазы и несимметричной нагрузки (ЗОФ);
- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- автоматическое повторное включение (АПВ);

										Лист
										75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ					

- автоматическая частотная разгрузка (АЧР) и автоматическое повторное включение по частоте (ЧАПВ);
- автоматическое повторное включение по напряжению (АПВН).

8.1.4 Выбор типоразмера УРЗА вводных выключателей 10 кВ

УРЗА должно осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ ВВ.В соответствии с [22] были выбраны устройства НТЦ «Механотроника» типоразмера БМРЗ-152-2-Д-ВВ-01 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока – 220 В.

Устройство реализует следующие функции:

- токовая отсечка (ТО);
- максимально токовая защита (МТЗ);
- ускорение МТЗ (УМТЗ);
- логическая защита шин (ЛЗШ);
- дуговая защита (ДГЗ);
- защита от потери питания (ЗПП);
- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ);
- защита от обрыва фазы и несимметричной нагрузки (ЗОФ);
- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- автоматическое повторное включение (АПВ);
- автоматическое включение резерва (АВР);
- автоматическое восстановление схемы нормального режима (ВНР).

8.1.5 Выбор типоразмера УРЗА секционных выключателей

УРЗА должно осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ СВ.В соответствии с [22] были выбраны устройства НТЦ «Механотроника» типоразмера БМРЗ-152-2-Д-СВ-01 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока – 220 В.

					<i>13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ</i>	Лист
						76
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Устройство реализует следующие функции:

- токовая отсечка (ТО);
- максимально токовая защита (МТЗ);
- ускорение МТЗ (УМТЗ);
- логическая защита шин (ЛЗШ);
- дуговая защита (ДгЗ);
- защита от обрыва фазы и несимметричной нагрузки (ЗОФ);
- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- автоматическое повторное включение (АПВ).

8.1.6 Выбор типоразмера ЗДЗ

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 РЗА секции.

Защита ДУГА–МТ может быть организован 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. Использование центрального блока ДУГА–БЦ упрощает организацию вторичных цепей, делает систему независимой и более надежной, повышает функциональность.

Выберем более надежный вариант с центральным блоком ДУГА–БЦ.

									Лист
									77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

8.1.7 Выбор типоразмера УРЗА в ячейках ТН

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

Устройство реализует следующие функции:

- защита минимального напряжения (ЗМН);
- защита от повышения напряжения (ЗПН);
- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ);
- защита от повышения / понижения частоты (ЗППЧ);
- вольтметровая блокировка (ВМБ);
- автоматическая частотная разгрузка (АЧР) с ЧАПВ.

8.2 Выбор типоразмера оборудования РЗА 110 кВ

Терминалы РЗА присоединений 110–220 кВ размещаются в шкафах, наряду с вспомогательным оборудованием (ключи управления и выбора режимов РЗА, устройства бесперебойного питания, испытательные блоки, и т.д.). Шкаф РЗА 110–220 кВ размещаются на ОПУ.

Рассмотрим выбор типоразмеров терминалов и шкафов РЗА отдельных видов присоединений 110 кВ от фирмы-изготовителя ООО НТЦ «Механотроника».

8.2.1 Выбор типоразмера УРЗА трансформатора 110/10 кВ

Выберем шкаф РЗА для двухобмоточных трансформаторов с двумя выключателями на стороне ВН от ООО НТЦ «Механотроника» [36].

Шкаф РЗА для трансформатора ШЭ-МТ-022. Предназначен для выполнения функций основной и резервной защит, автоматики двухобмоточного или трехобмоточного трансформатора с высшим напряжением 110-220 кВ, управления выключателем стороны ВН трансформатора, регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой.

									Лист
									78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Согласно требованиям ОАО «ФСК ЕЭС» [6], рассмотрим присутствуют ли требуемые функции РЗА в шкафу ШЭ–МТ–022 (таблица 8.1).

Таблица 8.1 – Требуемые функции основных защит и присутствие их в шкафу ШЭ–МТ–022

№ п/п	Требуемые функции	Их присутствие в шкафу
1	Дифференциальная защита (ДЗ)	Присутствует
2	Осциллографирование	Присутствует
3	Регистрация событий	Присутствует
4	Логика отключения выключателей и пуска УРОВ	Присутствует
5	Свободно – программируемая логика	Присутствует
6	Отображение на ИЧМ измеренных и вычисленных электрических величин для функции РЗА	Присутствует
7	Логика запрета АПВ выключателей	Присутствует
8	МТЗ с контролем напряжения НН	Присутствует
9	Логика отключения от газовой защиты	Присутствует
10	Контроль вторичных цепей напряжения	Присутствует
11	Логика отключения от газовой защиты РПН	Присутствует
12	Логика запрета АПВ выключателей	Присутствует

Так как наши УРЗА питается от постоянного оперативного тока напряжением 220 В, то принимаем следующие типоразмеры терминалов:

- БМПЗ–ТД–10–01;
- БМПЗ–ТР–10–01;
- БМПЗ–156–2–Д–ЦРН–01.

В качестве реле газовой защиты трансформатора и струйной защиты отсека РПН выбираем современные реле отечественного производителя РГР-80 и РСТ-25.

8.2.2 Выбор типоразмера УРЗА на выключатель 110 кВ

Для АУВ каждого из двух выключателей ВН выбираем шкаф ШЭ–МТ–061. Шкаф выполнен на терминала БМРЗ–ЛТ–01.

Терминал реализует следующие функции:

- оперативное управление выключателем;
- включение / отключение выключателя;
- АПВ;
- контроль наличия и синхронности напряжения;
- контроль давления элегаза;
- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- диагностика цепей выключателя;
- защита электромагнитов управления выключателем.

Согласно требованиям ОАО «ФСК ЕЭС» [6], рассмотрим присутствуют ли требуемые функции РЗА в шкафу ШЭ–МТ–061 (таблица 8.2).

Таблица 8.2 – Требуемые функции основных защит и присутствие их в шкафу ШЭ–МТ–061

№ п/п	Требуемые функции	Их присутствие в шкафу
1	Автоматическое повторное включение (АПВ)	Присутствует
2	Осциллографирование	Присутствует
3	Регистрация событий	Присутствует
4	Автоматика управления выключателем	Присутствует
5	Свободно – программируемая логика	Присутствует

Согласно требованиям ОАО «ФСК ЕЭС» [6], шкаф ШЭ-МТ-042 обладает всеми требуемыми функциями для защиты ошиновки.

Принимаем терминал типоразмера БМРЗ-ДЗШ-00-02 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока – 220 В.

Расстановка шкафов и терминалов РЗА трансформатора при двух выключателях на стороне ВН представлена на рисунке 8.1.

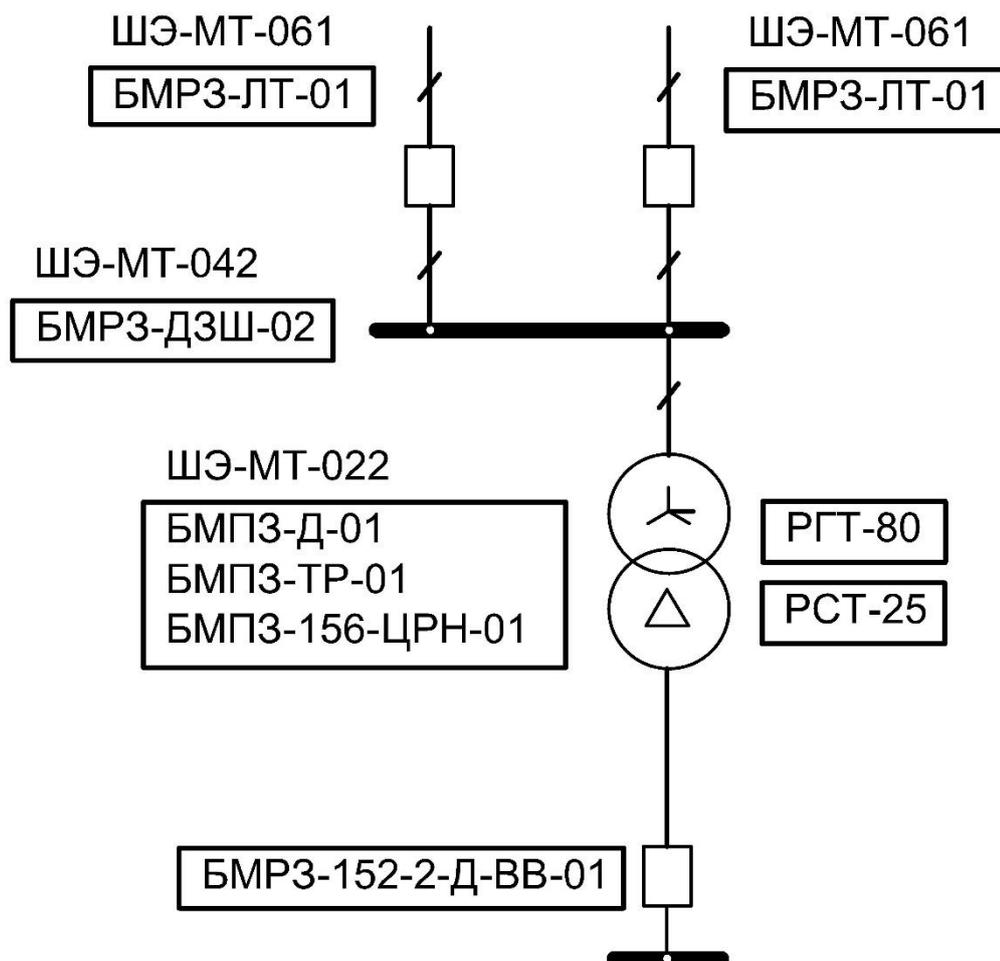


Рисунок 8.1 – Расстановка шкафов и терминалов РЗА трансформатора при двух выключателях на стороне ВН

8.2.4 Выбор типоразмера УРЗА ВЛ 110 кВ

Рассмотрим выбор типоразмера УРЗА для ВЛ с двухсторонним питанием 110 кВ подсоединенная к РУ двумя выключателями (рис. 1.1) от ООО НТЦ «Механотроника».

									Лист
									83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

В соответствии с требованиями ОАО «ФСК ЕЭС» [6] в состав защит терминала основной защиты кроме собственно ДФЗ, должен входить и комплект резервных защит линии: ДЗ и ТЗНП.

В качестве основной защиты ВЛ с двумя выключателями выбираем шкаф типа ШЭ–МТ–053.

Состав шкафа:

- комплект дифференциально-фазной защиты линии 110–220 кВ (полукомплект);
- монтажная единица для установки приемника-передатчика сигналов по ВЧ каналу или ВОЛС, АВАНТР Р400 и тп..

Комплект выполнен на базе МП блока типа БМРЗ–ДФЗ.

Комплект реализует следующие функции:

- дифференциально-фазная защита (ДФЗ);
- резервная защита трансформаторов (РТЗ) отпаечных ПС;
- устройство контроля цепей напряжения (КЦН);
- взаимодействие с приемопередатчиком;
- устройство резервирования при отказе выключателей (УРОВ);
- формирование команды на АПВ;
- отключение выключателя.

В качестве резервной защиты ВЛ выбираем шкаф типа ШЭ–МТ–055.

Комплект выполнен на базе МП блока типа БМРЗ–ЛТ–01.

Комплект реализует следующие функции:

- устройство контроля цепей напряжения (КЦН);
- устройство блокировки защит при качаниях в энергосистеме;
- дистанционная защита (ДЗ) от м/ф замыканий (ДЗМФ);
- дистанционная защита от замыканий на землю (ДЗЗ);
- токовая отсечка (ТО);
- максимально токовая защита (МТЗ);
- токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП);

									Лист
									84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

9 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ РЗА ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС, РУ

9.1 Расчет параметров устройств РЗА присоединений 10 кВ

9.1.1 Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к ЭД 10 кВ.

Произведем выбор уставок МП терминала РЗА БМРЗ-152-2-Д-ЭД-01.

Исходные данные для расчета параметров представлены на рисунке 9.1.

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- электродвигатели и их коммутационные аппараты [1, глава 5.3];
- терминалы релейной защиты синхронных и асинхронных электродвигателей 6–10 кВ. Расчет уставок. Методические указания [23];

$$U_{\text{д.ном}} = 10 \text{ кВ};$$

$$P_{\text{д.ном}} = 1250 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi = 0,85;$$

$$\eta = 95,4\%;$$

$$k_{\text{п}} = 6,6;$$

$$N_{\text{д}} = 12;$$

$$t_{\text{пуск}} = 10 \text{ с.}$$

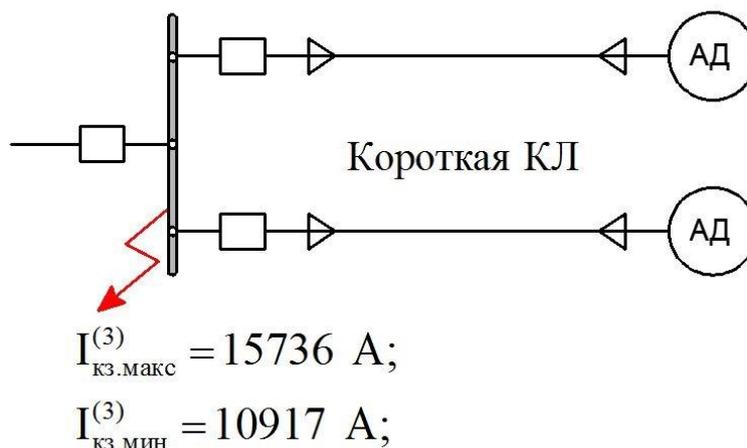


Рисунок 9.1 – Данные к расчету уставок РЗА ЭД

9.1.1.1 Токовая отсечка ЭД

Ток срабатывания ТО отстраивается от пускового тока ЭД:

$$I_{\text{о.д}} = k_{\text{апер}} \cdot k_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{ном.дв}} \quad (9.1)$$

где $k_{\text{апер}}$ – коэффициент, учитывающий аperiodическую составляющую пускового тока машины, принимают 1.8 [23];

$k_{\text{пуск}}$ – коэффициент пуска, по исходным данным составляет 6,6;

					Лист
					86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ

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

Номинальный ток ЭД определяется по формуле:

$$I_{д.ном} = \frac{P_{д.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{д.ном} \cdot \cos\varphi \cdot \eta}; \quad (9.2)$$
$$I_{д.ном} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,85 \cdot 0,954} = 89 \text{ А.}$$

Согласно формуле (9.1) найдем токовую отсечку:

$$I_{о,д} = 1,8 \cdot 6,6 \cdot 89 = 1057,3 \text{ А.}$$

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

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{о,д}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} \quad (9.3)$$

где $I_{к.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к.мин}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10917 = 9454 \text{ А}$ – ток двухфазного КЗ на выводах ЭД в минимальном режиме работы системы;

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

Тогда согласно формуле (9.3) коэффициент чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{9454}{1057,3} \cdot 1 = 8,94;$$

Коэффициент чувствительности по [1] должен быть не менее 1,5, следовательно, нормативная чувствительности ТО ЭД обеспечена.

									Лист
									87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{o.d(2)} = \frac{I_{o.d}}{n_T} \cdot k_{cx}^{(3)}, \quad (9.4)$$

где n_T – коэффициент трансформации;

$k_{cx}^{(3)}$ – коэффициент схемы, для схемы соединения неполная звезда с дополнительным реле коэффициент схемы для трехфазного режима составляет 1.

Коэффициент трансформации равен отношению номинальных первичного и вторичного токов ТТ:

$$n_T = \frac{I_{1.ном}}{I_{2.ном}};$$

Стандартное значение номинального вторичного тока примем 5 А, первичный номинальный ток выбирается по каталогу на ТТ, удовлетворяющим условию:

$$I_{1.ном} \geq I_{раб.макс.д.} = I_{д.ном} = 89 \text{ А.}$$

Для ячейки КРУ ЭД выбран ТТ–ТОЛ–СЭЩ–10 фирмы ЗАО «Электроцит ТМ – Самара» [12] $n_T = \frac{100}{5}$.

Согласно формуле (9.4) определим вторичный ток срабатывания ТО ЭД:

$$I_{o.d(2)} \frac{1057,3}{20} \cdot 1 = 52,86 \text{ А.}$$

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

									Лист
									88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Таблица 9.1 - Уставки первой ступени ТО (ТО–1)

Ступень защиты	Уставка	Значение
ТО-1	Функция	Вкл
	I, А	52,86
	T, с	0.00
	Направленность	Откл
	Пуск по U	Откл
	Блокировка	Откл

9.1.1.2 Защита от перегрузок

Выполним защиту от технологической перегрузки на третьей ненаправленной ступени МТЗ (МТЗ–3) 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 пункту 5.3.49 [1].

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{з.п.д} = k_{отс} \cdot I_{д.ном}, \quad (9.5)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,05 при действии защиты на сигнал.

Тогда ток срабатывания защиты от перегрузки (формула 9.5):

$$I_{з.п.д} = 1,05 \cdot 89 = 93,45 \text{ А.}$$

Отношение пускового тока к току срабатывания защиты от перегрузки:

$$\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д}} = \frac{K_{п} \cdot I_{д.ном}}{I_{з.п.д}}; \quad (9.6)$$

$$\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д}} = \frac{6,6 \cdot 89}{93,45} = 6,3$$

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

$$t_{з.п.д} = k_з \cdot t_п, \quad (9.7)$$

где $k_з$ – коэффициент запаса, принимается равным 1,5;

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

Тогда получаем выдержку времени (формула 9.7):

$$t_{з.п.д} = 1,5 \cdot 10 = 15 \text{ с.}$$

При выборе инверсной характеристики (МЭК 60255-151) выдержка времени МТЗ–3 определяется формулой:

$$t_{з.п.д} = \frac{0,14 \cdot T_{уст}}{\left(\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д}}\right)^{0,02} - 1}, \text{ с.} \quad (9.8)$$

Выразим из формулы $T_{уст}$, рассчитаем уставку МТЗ–3 по времени:

$$T_{уст} = \frac{t_{з.п.д} \cdot \left(\left(\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14}; \quad (9.9)$$

$$T_{уст} = \frac{15 \cdot (6,3^{0,02} - 1)}{0,14} = 4,02 \text{ с.}$$

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).

						Лист
					13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ	90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определим выдержку времени защиты от перегрузки при 1,5 перегрузке:

$$t_{з.п.д} = \frac{0,14 \cdot 4,02}{(1,5)^{0,02} - 1} = 69,2 \text{ с.}$$

Определим вторичный ток срабатывания ЗП ЭД (МТЗ-3):

$$I_{з.п.д(2)} = \frac{I_{з.п.д}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)}$$

$$I_{з.п.д(2)} = \frac{93,45}{20} \cdot 1 = 4,67 \text{ А}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗП ЭД (МТЗ-3) входит в допустимый диапазон уставок по току третьей ступени МТЗ (МТЗ-3) от 0,25 до 200 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

Таблица 9.2 - уставки третьей ступени МТЗ (МТЗ-3):

Ступень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-3	Функция	Вкл
	I, А	4,57
	T, с	4,02
	Характеристика	Инверсная
	Направленность	Откл
	Пуск по U	Откл
	Блокировка	Откл

9.1.1.3 Защита от затянутого пуска

Затянувшийся пуск ЭД при механических неполадках или пониженном напряжении может привести к чрезмерному перегреву двигателя. МП УРЗА ЭД способны выявить режим запуска. Защита от затянутого пуска рассматриваемого УРЗА ЭД работает только в режиме запуска.

Простейший из двух возможных принципов действия защиты по току и времени, (фактически – максимальная токовая защита). Рассмотрим выбор оптимальных уставок по току и времени защиты.

Уставка по времени защиты от затянутого пуска $t_{п}$ должна быть отстроена от максимального времени пуска (самозапуска) электродвигателя с учетом увеличения времени пуска на 10 % из-за возможного снижения напряжения.

Примем $t_{з.з.п.д} = 15$ с.

Уставку по току защиты от затянутого пуска и блокировки ротора выбирают меньше пускового тока электродвигателя, но больше максимально допустимого тока перегрузки двигателя.

Исходя из этого целесообразно принять ток срабатывания защиты:

$$I_{з.з.п.д} = 3 \cdot I_{д.ном}; \quad (9.10)$$
$$I_{з.з.п.д} = 3 \cdot 89 = 267 \text{ А.}$$

Определим вторичный ток срабатывания ЗЗП ЭД:

$$I_{з.п.д(2)} = \frac{I_{з.п.д}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)}; \quad (9.11)$$
$$I_{з.п.д(2)} = \frac{267}{20} \cdot 1 = 13,35 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗЗП ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току от 0,25 до 200 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

									Лист
									92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Таблица 9.3 – Уставки защит от затынутого пуска

Степень защиты	Уставка	Значение
Защита от затынутого запуска	Функция	Вкл
	I, А	13,35
	T, с	15
	Принцип действия	I&t
	Блокировка	ОТКЛ

9.1.1.4 Защита от блокировки ротора

При внезапной блокировке ротора ЭД возникает тяжелая перегрузка, когда ток ЭД сопоставим с пусковым. Для надежного обнаружения факта блокировки ротора ток срабатывания защиты выбирается по условию обеспечения коэффициента чувствительности равного 2 в режиме протекания пускового тока:

$$I_{з.б.р.д} = \frac{K_{п}}{2} \cdot I_{д.ном}; \quad (9.12)$$

$$I_{з.б.р.д} = \frac{6,6}{2} \cdot 89 = 293,7 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты принимается меньше допустимого времени протекания пускового тока по условию нагрева. Примем $t_{з.б.р.д} = 15 \text{ с.}$

Определим вторичный ток срабатывания ЗБР ЭД (формула 9.11):

$$I_{з.б.р.д(2)} = \frac{293,7}{20} \cdot 1 = 14,68 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗБР ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току от 0,25 до 200 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

Таблица 9.4 – Уставки защит от блокировки ротора

Степень защиты	Уставка	Значение
Защита от блокировки ротора	Функция	Вкл
	I, А	14,68
	T, с	15
	Блокировка	ОТКЛ

9.1.1.5 Защита минимального напряжения

Согласно пункту 5.3.52 [1] выдержка времени ЗМН должна выбираться в пределах 0,5 - 1,5 с - на ступень больше времени действия быстродействующих [т.е. ТО] защит от м/ф 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 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 можно принять 3 сек, если ЭД присоединены к шинам РУ цеха.

Время самозапуска можно принять 15 с. ТО.

					<i>13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ</i>	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Время восстановления напряжения:

$$t_{\text{МАКС.ПАУЗЫ}} = t_{\text{Макс.РЗ}} + t_{\text{САМ.ЗАП}};$$

$$t_{\text{МАКС.ПАУЗЫ}} = 3 + 15 = 18 \text{ с.}$$

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

Таблица 9.5 – Уставки ЗМН

Степень 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

9.1.1.6 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 ОАО «ФСК ЕЭС», приведенным в методических указаниях по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования.

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

Номинальный ток присоединения:

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,09 \cdot I_{\text{д.ном}}; \quad (9.13)$$

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,09 \cdot 89 = 8,01 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания (формула 9.11):

$$I_{\text{УРОВ}(2)} = \frac{8,01}{20} \cdot 1 = 0,4 \text{ А.}$$

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 [МУ ОАО «ФСК ЕЭС»] 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:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{возв.уров}} + t_{\text{погреш.уров}} + t_{\text{зап}}, \quad (9.14)$$

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

$t_{\text{возв.уров}}$ – время возврата реле тока УРОВ;

$t_{\text{погреш.уров}}$ – погрешность реле времени УРОВ в сторону ускорения действия;

$t_{\text{зап}}$ – время запаса, принимаемое равным 0.1 с.

Время возврата ПО тока рассматриваемого УРЗА по РЭ составляет не более 50 мс.

Основная погрешность срабатывания по времени для реле времени с независимой характеристикой срабатывания с выдержкой времени менее 1 с. по данным РЭ на рассматриваемое УРЗА составляет ± 25 мс.

									Лист
									96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Для выключателя ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000 производства ЗАО «Группа компаний «Электрощит»-ТМ Самара» [12] по РЭ полное время отключения составляет не более 50 мс.

Тогда согласно формуле (9.14) время выдержки УРОВ:

$$t_{\text{УРОВ}} = 0,05 + 0,05 + 0,004 + 0,1 = 0,204 \text{ с.}$$

Таблица 9.6 – Уставки УРОВ

Степень защиты	Уставка	Значение
УРОВ	Функция	Вкл
	I, А	0.4
	T, с	0.204

9.1.2 Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к трансформатору 10/0,4 кВ

Произведем выбор уставок МП терминала РЗА БМРЗ–152–4–Д–КЛ–01.

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ–152–4–Д–КЛ–01 [27];
- Шабад М.А. Защита трансформаторов 10 кВ [28];
- Небрат И.Л., Полесицкая Т.П. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты: учебное пособие [26].

Исходные данные для расчета параметров представлены на рисунке 9.2.

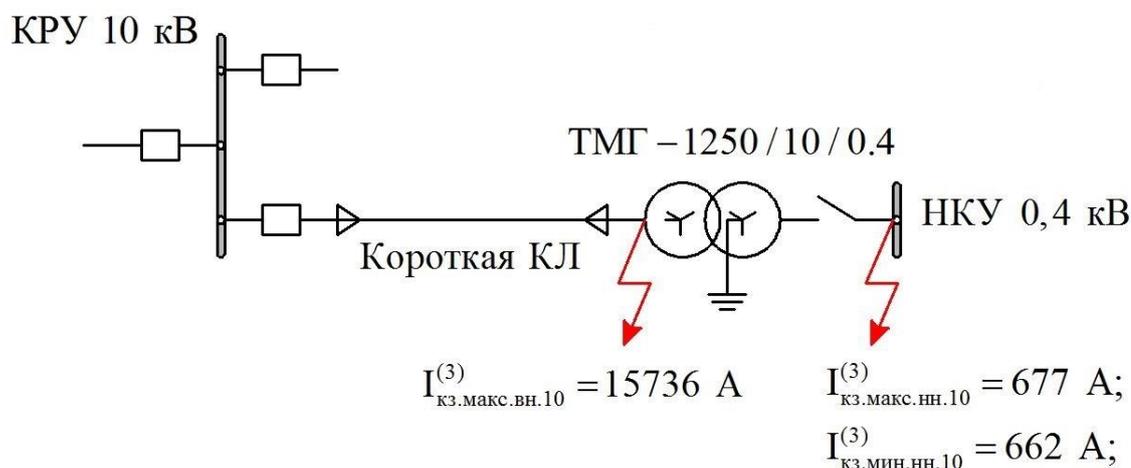


Рисунок 9.2 - Трансформатор 10/0,4 кВ подключенный к КРУ 10 кВ

9.1.2.1 Токовая отсечка

Для выполнения ТО трансформатора целесообразно использовать 1 ступень ТО (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 трансформатора – $I_{О.Т}$ выбирается по двум условиям.

- 1 условие – $I_{О.Т}$ должен быть отстроен от максимального тока КЗ за трансформатора на стороне НН (0.4 кВ):

$$I_{О.Т(1)} = k_{ОТС(1)} \cdot I_{К.МАКС.НН}^{(3)} \quad (9.15)$$

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

Тогда получаем (формула 9.15):

$$I_{О.Т(1)} = 0,667 \cdot 1,15 = 0,767 \text{ кА.}$$

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

$$I_{О.Т(2)} = k_{ОТС(2)} \cdot k_{БНТ} \cdot I_{Т.НОМ.ВН} \quad (9.16)$$

Номинальный ток стороны ВН трансформатора:

$$I_{Т.НОМ.ВН} = \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}};$$
$$I_{Т.НОМ.ВН} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 68,73 \text{ А.}$$

Тогда ток намагничивания (формула 9.16):

$$I_{О.Т(2)} = k_{ОТС(2)} \cdot k_{БНТ} \cdot I_{Т.НОМ.ВН} = 1,15 \cdot 7,05 \cdot 68,73 = 557 \text{ А.}$$

									Лист
									98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

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

$$I_{0.T} = \max\{I_{0.T(1)}; I_{0.T(2)}\};$$
$$I_{0.T} = \max\{767; 557\} = 767A.$$

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

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

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

Тогда:

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10917}{767} \cdot 1 = 12,32.$$

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

Для определения вторичного тока срабатывания защиты выберем ТТ КРУ.

Рабочий максимальный ток на стороне ВН Т:

$$I_{Т.МАКС.ВН} = \frac{k_{п} \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}};$$
$$I_{Т.МАКС.ВН} = \frac{1,4 \cdot 1250}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 96,2 A.$$

Для ячейки КРУ ЭД выбран ТТ–ТОЛ–СЭЩ–10 фирмы ЗАО «Электроцит ТМ – Самара» [12].

									Лист
									99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

$$I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 100 \text{ А};$$

$$I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А};$$

$$n_{\text{T}} = \frac{I_{1.\text{НОМ.ТТ}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ}}} = 20.$$

Тогда вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{0.\text{T}(2)} = \frac{767}{20} \cdot 1 = 38,35 \text{ А}.$$

Допустимый диапазон уставки по току МТЗ–1 от 0,25 до 175 А вторичного тока при $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$.

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

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

Таблица 9.7 – Уставки ТО трансформатора

Степень защиты	Уставка	Значение
ТО–1	Функция	Вкл
	$I_{\text{ср}}$, А	38,35
	$T_{\text{ср}}$, с	0

9.1.2.2 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 $140\% I_{\text{T.НОМ.ВН}}$) и токов самозапуска ЭД на стороне НН (0,4 кВ):

$$I_{\text{МТЗ.Т}} = k_{\text{Н.С}} \cdot \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{С}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{T.РАБ.МАКС}}, \quad (9.17)$$

где $k_{Н,С} = 1.1$ – коэффициент надежности согласования с МТЗ цифрового расцепителя автомата ввода трансформатора на стороне НН;

$k_H = 1.1$ – коэффициент надежности;

$k_C = 1.5$ – коэффициент самозапуска нагрузки;

$k_B = 0,96$ – коэффициент возврата ПО тока рассматриваемого устройства.

Тогда ток срабатывания МТЗ (формула 9.17):

$$I_{МТЗ.Т} = 1,1 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,96} \cdot 92,6 = 175 \text{ А.}$$

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

$$k_{ч} = \frac{I_{К.МИН.НН}^{(3)}}{I_{МТЗ.Т}} \cdot k_{ОТ.Ч.СХ.Д/У-11}^{(2)}$$

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.

Тогда коэффициент чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{662}{175} \cdot 0,5 = 1,9.$$

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

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ трансформатора:

$$I_{МТЗ.Т(2)} = \frac{I_{МТЗ.Т}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)}$$
$$I_{МТЗ.Т(2)} = \frac{175}{20} \cdot 1 = 8,75 \text{ А.}$$

									Лист
									101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

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

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

$$t_{\text{МТЗ.Т}} = t_{\text{МТЗ.АВ.В.НН}} + \Delta t, \quad (9.18)$$

где Δt – ступень селективности.

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

Рабочий максимальный ток ввода НН трансформатора:

$$I_{\text{В.НН.РАБ.МАКС}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}};$$
$$I_{\text{В.НН.РАБ.МАКС}} = \frac{1,4 \cdot 1250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2526 \text{ А.}$$

Рабочий максимальный ток секционного автомата НН:

$$I_{\text{СВ.НН.РАБ.МАКС}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}};$$
$$I_{\text{СВ.НН.РАБ.МАКС}} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1804 \text{ А.}$$

Максимальное значение периодической составляющей ТКЗ на стороне 0,4 кВ в начальный момент времени (таблица 5.2): $I_{\text{К.МАКС.НН(0.4)}}^{(3)} = 16,93 \text{ кА.}$

Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{К.МАКС.НН(0.4)}}^{(3)},$$

где $K_{\text{уд}}=1,6$ по рекомендации ГОСТ 27514-84 [17].

									Лист
									102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Тогда ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1.6 \cdot 16,93 = 38,3 \text{ кА.}$$

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

Термическое воздействие ТКЗ:

$$W_K = (I_{К.МАКС.НН(0.4)}^{(3)})^2 \cdot t_{ОТКЛ};$$

$$W_K = 16,93^2 \cdot 1 = 286,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таблица 9.8 – Параметры НКУ «Ассоль»

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{РАБ.МАКС}, \text{ А}$	2526	$I_{НОМ}, \text{ А}$	3200
$i_y, \text{ кА}$	38,3	$I_{ЭЛ.ДИН.СТОЙК}, \text{ кА}$	143
$W_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	286,6	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 65^2 \cdot 1 =$	4225 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатели АВВ Еmax 2 Е2.2 N с каталожными данными [25]:

Таблица 9.9 – Параметры АВВ Еmax 2 Е2.2 N

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{В.НН.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	2526	$I_{НОМ}, \text{ А}$	3200
$I_{СВ.НН.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	1804	$I_{НОМ}, \text{ А}$	2500
$i_y, \text{ кА}$	38,3	$I_{ЭЛ.ДИН.СТОЙК}, \text{ кА}$	143
$W_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	286,6	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 65^2 \cdot 1 =$	4225 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбираем расцепитель ЕКІР DIP LSIG.

Степень селективности между автоматическими выключателями Еmax 2 допускается принимать равно 0,1 с. Следовательно можно принять выдержки времени МТХ на автоматических выключателях НКУ:

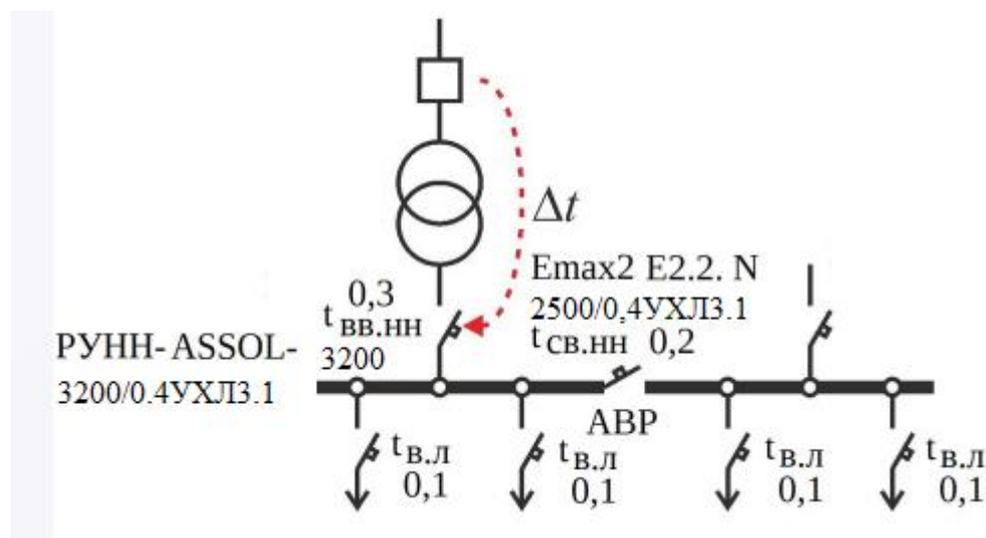


Рисунок 9.3 – НКУ «Ассоль» 0,4 кВ

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

$$\Delta t = t_{\text{откл.ав.в.нн}} + t_{\text{погр.мтз.ав.в.нн}} + t_{\text{погр.мтз.т}} + t_{\text{возв.мтз.т}} + t_{\text{зап}},$$

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

$t_{\text{погр.мтз.ав.в.нн}} = 10\% \cdot 0,3 = 0,03$ с – погрешность выдержки времени МТЗ ресцепителя автомата ввода НН трансформатора, 10% от уставки, но не более 0,04с, по каталогу[25];

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

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

$t_{\text{зап}} = 0,1$ – время запаса по МУ ОАО «ФСК ЕЭС».

Тогда степень селективности:

$$\Delta t = 0,04 + 0,03 + 0,012 + 0,06 + 0,1 = 0,242 \text{ с.}$$

Выдержка времени МТЗ трансформатора:

$$t_{\text{МТЗ.Т}} = t_{\text{МТЗ.АВ.В.НН}} + \Delta t;$$
$$t_{\text{МТЗ.Т}} = 0,3 + 0,242 = 0,542 \text{ с.}$$

Примем выдержку времени МТЗ равной 0,6 с.

Таблица 9.10 – Уставки МТЗ трансформатора

Степень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-1	Функция	Вкл
	I _{ср} , А	8,75
	T _{ср} , с	0,6

9.1.2.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки действующая на сигнал выполнена на ступени МТЗ–2.

Ток срабатывания ЗП трансформатора:

$$I_{\text{ЗП.Т}} = \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т.НОМ.ВН}},$$

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

$k_{\text{В}} = 0,96$ – коэффициент возврата.

Тогда ток срабатывания ЗП:

$$I_{\text{ЗП.Т}} = \frac{1,05}{0,96} \cdot 68,73 = 75,17 \text{ А.}$$

Выдержка времени $t_{зп.т} = 9$ с – по методическим указаниям НТЦ «Механотроника»

Вторичное значение тока срабатывания ЗП трансформатора:

$$I_{зп.т(2)} = \frac{75,17}{20} \cdot 1 = 3,76 \text{ А.}$$

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

Таблица 9.11 – Уставки ЗП трансформатора

Степень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-2	Функция (МТЗ–2 действует на сигнал)	Вкл
	И _{ср} , А	3,76
	Т _{ср} , с	9,00 с

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

Воспользуемся методикой расчета тока о/ф КЗ на 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 о/ф 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 на $\sqrt{3}$:

$$I_{к.мин.нн}^{(1)} = \frac{I_{к.мин.нн}^{(3)}}{\sqrt{3}}; \quad (9.19)$$

$$I_{к.мин.нн}^{(1)} = \frac{662}{\sqrt{3}} = 382,2 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность МТЗ на стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{К.МИН.НН}}^{(1)} = \frac{I_{\text{К.МИН.НН}}^{(1)}}{I_{\text{МТЗ.Т}}};$$
$$I_{\text{К.МИН.НН}}^{(1)} = \frac{382,2}{175} = 2,2.$$

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.

9.1.2.5 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 ОАО «ФСК ЕЭС», приведенным в методических указаниях по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования.

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

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,09 \cdot I_{\text{д.ном}};$$
$$I_{\text{УРОВ}} = 0,09 \cdot 68,73 = 6,2 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ}(2)} = \frac{6,2}{20} \cdot 1 = 0,31 \text{ А.}$$

					<i>13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ входит в допустимый диапазон уставок от 0,25 до 5 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

Выдержка времени УРОВ должна выбираться [МУ ОАО «ФСК ЕЭС»] 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:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (9.20)$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В}}$ – время отключения выключателя;

$t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}}$ – время возврата реле тока УРОВ;

$t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}}$ – погрешность реле времени УРОВ в сторону ускорения действия;

$t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, принимаемое равным 0.1 с.

Время возврата ПО тока рассматриваемого УРЗА по РЭ составляет не более 50 мс.

Основная погрешность срабатывания по времени для реле времени с независимой характеристикой срабатывания с выдержкой времени менее 1 с по данным РЭ на рассматриваемое УРЗА составляет ± 25 мс.

Для выключателя ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000 производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит»-ТМ Самара» по РЭ полное время отключения составляет не более 50 мс.

Тогда выдержка времени УРОВ (формула 9.20):

$$t_{\text{УРОВ}} = 0,05 + 0,05 + 0,004 + 0,1 = 0,204 \text{ с.}$$

Сведем полученные уставки УРОВ в таблицу 9.12.

									Лист
									108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Таблица 9.12 – Уставки УРОВ

Степень защиты	Уставка	Значение
УРОВ	Функция	Вкл
	I, А	0,31
	T, с	0,204
	Действие УРОВ по команде внешнего отключения	Вкл
	МТЗ-2 (УРОВ не действует при работе МТЗ-2)	Откл

9.1.3 Кабельная линия 10 кВ

Произведем выбор уставок МП РЗА терминала КЛ питающей цех.

Типоисполнение устройства РЗА БМРЗ-152-4-Д-КЛ-01. Схема сети и некоторые исходные данные для расчета представлены на рисунке 9.3.

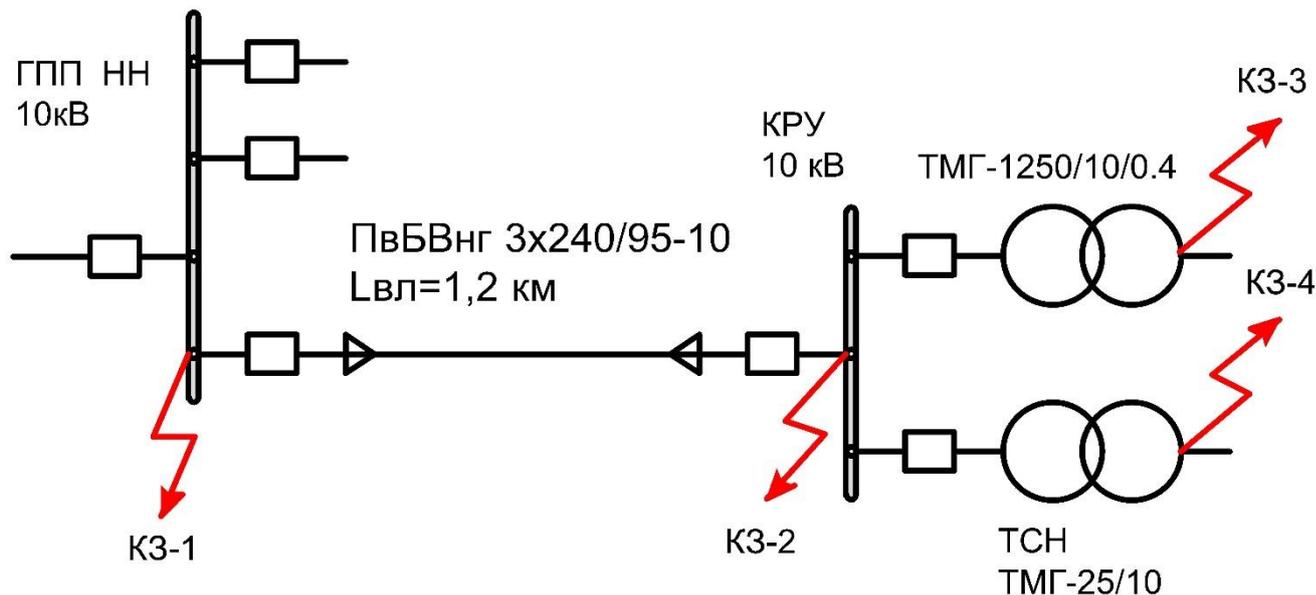


Рисунок 9.3 – Кабельная линия питающая цех

Значение токов КЗ в точках, указанных на рисунке 9.3 представлены в таблице 5.2 и 5.3, для удобства сведем их в отдельную таблицу 9.13.

Таблица 9.13 – Токи КЗ

Режим работы энергосистемы	Значение трехфазного ТКЗ в точках КЗ–КЗ4, приведенное к стороне 10 кВ, А			
	КЗ-1	КЗ-2	КЗ-3	КЗ-4
Максимальный режим	19 802	15 736	677	32
Минимальный режим	14 605	10 917	662	31

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ–152–4–Д–КЛ–01 [27];
- расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [29].

9.1.3.1 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:

$$I_{\text{ТО.КЛ}(1)} \geq k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)} \quad (9.21)$$

где $k_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности для ТО без выдержки времени установленных на ЛЭП и трансформаторах, при использовании цифровых реле, можно принять 1,1–1,15;

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

Тогда ток срабатывания по первому условию (формула 9.21):

$$I_{\text{ТО.КЛ}(1)} \geq 1,15 \cdot 15,736 = 18,09 \text{ кА.}$$

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

- рассмотрим выбор тока срабатывания ТО по второму условию:

$$I_{\text{ТО.КЛ}(2)} \geq k_{\text{БНТ}} \cdot \sum I_{\text{Т.НОМ}} + k_{\text{У}} \cdot \sum I_{\text{Д.ПУСК}}, \quad (9.22)$$

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 РУ цеха;

$k_{\text{У}} = 1.3 - 1.8$ - коэффициент, учитывающий ударное значение пускового тока ЭД;

$\sum I_{\text{Д.ПУСК}}$ - сумма пусковых токов тех ЭД цеха, которые участвуют в самозапуске. В рассматриваемом случае ЭД запускаются по очереди.

Тогда ток ТО по второму условию (формула 9.22):

$$I_{\text{ТО.КЛ}(2)} \geq 5 \cdot 4 \cdot 68,7 + 1,8 \cdot 587,4 = 2,43 \text{ кА.}$$

9.1.3.2 Токовая отсечка с выдержкой времени

Рассматриваемое УРЗА содержит 2 ступени ТО. ТО ВВ 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 ЭД цеха:

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ}(1)} \geq k_{\text{Н}} \cdot \max\{I_{\text{ТО.Д}}; I_{\text{ТО.Т}}\}, \quad (9.23)$$

где $k_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности согласования равный 1.1 [29].

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ}(1)} \geq 1,1 \cdot \max\{767; 557\} = 0,844 \text{ кА.}$$

									Лист
									111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

По второму условию ток срабатывания ТОВВ отстраивается от максимально-допустимого пускового тока. В рассматриваемом случае ЭД запускается поочередно следовательно:

$$I_{\text{ТОВВ.кЛ}(2)} \geq k_{\text{Н}} \cdot \left(\sum I_{\text{Т.НОМ}} + \sum I_{\text{Д.ПУСК}} + \sum I_{\text{Д.НОМ}} \right), \quad (9.23)$$

где $\sum I_{\text{Д.ПУСК}}$ – суммарный пусковой ток ЭД запускающихся во вторую очередь;

$\sum I_{\text{Д.НОМ}}$ – суммарный номинальный ток ЭД уже запущенных;

$\sum I_{\text{Т.НОМ}}$ – суммарный номинальный ток Т.

Тогда получаем (формула 9.23):

$$I_{\text{ТОВВ.кЛ}(2)} \geq 1 \cdot ((4 \cdot 68,7) + (1 \cdot 587,4) + (2 \cdot 89)) = 1,040 \text{ кА.}$$

Определяющим является второе условие: $I_{\text{ТОВВ.кЛ}} = 1,040 \text{ кА.}$

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

$$I_{\text{К2.МИН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К2.МИН}}^{(3)};$$

$$I_{\text{К2.МИН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,917 = 9,45 \text{ кА};$$

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

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.

Тогда получаем:

$$k_{\text{Ч.ТОВВ.кЛ}} = \frac{9,45}{1,40} \cdot 1 = 9.$$

									Лист
									112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

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

Рабочий максимальный ток КЛ при принятом способе резервирования РУ цеха (от стороннего источника):

$$I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = N_{\text{Т}} \cdot I_{\text{Т.НОМ}} + N_{\text{Д}} \cdot I_{\text{Д.НОМ}};$$

$$I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = 8 \cdot 68,7 + 4 \cdot 89 = 906 \text{ А.}$$

Для ячейки РУ ЭД выбран ТТ–ТОЛ–СЭЩ–10 фирмы ЗАО «Электроцит ТМ – Самара» [12].

$$I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 1000 \text{ А;}$$

$$I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А;}$$

$$n_{\text{Т}} = \frac{I_{1.\text{НОМ.ТТ}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ}}} = 200.$$

Вторичный ток срабатывания ТОВВ:

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ.ВТ}} = \frac{I_{\text{ТОВВ.КЛ}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)};$$

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ.ВТ}} = \frac{1040}{200} = 5,2 \text{ А.}$$

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

Выдержка времени ТО ВВ по 1 условию отстраивается от времени действия ТО ЭД и трансформатора цеха. Так как в терминалах серии БМРЗ–152–4–Д–КЛ–01 возможна установка выдержки времени равно нулю, то время действия ТО ЭД и трансформатора цеха определяется временем срабатывания ИО не превышающем 0,04 с.

									Лист
									113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Тогда выдержка времени ТОВВ:

$$t_{\text{ТОВВ.КЛ}(1)} = t_{\text{ИО}} + \Delta t_{(1)}. \quad (9.24)$$

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

$$t_{\text{ТОВВ.КЛ}(1)} = t_{\text{ЛЗШ}} + \Delta t = t_{\text{ЛЗШ}} + \Delta t_{(2)}, \quad (9.25)$$

где $t_{\text{ЛЗШ}}$ – выдержка времени ЛЗШ вводного выключателя.

Определяющим является второе условие.

Определим значение ступени селективности для 2 условия:

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

где $t_{\text{ОТК.ВВ}} = 0,05\text{с}$ – полное время отключения вводного выключателя цеха;

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

$t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т.}} = 0,04\text{ с}$ - время возврата ИО тока ТОВВ;

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

Тогда получаем:

$$\Delta t_{(2)} = 0,05 + 2 \cdot 0,02 + 0,04 + 0,1 = 0,23\text{ с.}$$

Время срабатывания ТОВВ (усл. 2, формула 9.25):

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

Полученные уставки для ТОВВ сводим в таблицу 9.14.

					<i>13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

Таблица 9.14 – Уставки ТОВВ

Степень защиты	Описание	Значение
ТО–2	Функция	Вкл
	I _{ср} , А	5,2
	T _{ср} , с	0,33

9.1.3.3 МТЗ

Рассматриваемое УРЗА содержит 2 степень МТЗ. Выполним МТЗ на МТЗ–2 – второй ступени МТЗ.

Так как ТО ВВ 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:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ}(1)} = \frac{k_H \cdot k_{C3}}{k_B} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}}, \quad (9.26)$$

где $k_H = 1.1$ – коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифровых реле[29];

$k_B = 0.96$ – коэффициент возврата ИО по току;

k_{C3} – коэффициент самозапуска нагрузки.

Коэффициент самозапуска для КЛ к РУ цеха может быть определен как:

$$k_{C3} = \frac{S_{C3}}{S_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot N_{C3} \cdot S_{\text{Д.НОМ}} + N_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{N_{\text{Д}} \cdot S_{\text{Д.НОМ}} + N_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}, \quad (9.27)$$

где N_{C3} – количество ЭД участвующих в самозапуске.

Тогда коэффициент самозапуска (формула 9.27):

$$k_{сз} = \frac{6,6 \cdot 1 \cdot 1541 + 8 \cdot 1250}{4 \cdot 1541 + 8 \cdot 1250} = 1,25.$$

Следовательно ток срабатывания МТЗ (формула 9.26):

$$I_{\text{МТЗ.КЛ}(1)} = \frac{1,1 \cdot 1,25}{0,96} \cdot 906 = 1298 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{МТЗ.КЛ}(2)} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.ВВ}}, \quad (9.28)$$

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.

Тогда получаем (формула 9.28):

$$I_{\text{МТЗ.КЛ}(2)} \geq 1,1 \cdot 1298 = 1428 \text{ А.}$$

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

$$k_{\text{ч.МТЗ.КЛ.ОЗД}} = \frac{I_{\text{К2.МИН}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)};$$

$$k_{\text{ч.МТЗ.КЛ.ОЗД}} = \frac{9,45}{1,428} \cdot 1 = 6,61.$$

									Лист
									116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

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 к шинам РУ цеха:

$$k_{\text{ч.МТЗ.КЛ.ЗР}} = \frac{I_{\text{К2.МИН}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх.д.у}}^{(2)}$$
$$k_{\text{ч.МТЗ.КЛ.ЗР}} = \frac{0,573}{1,428} \cdot 1 = 0,45.$$

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 МЗ КЛ должна быть согласована с МТЗ ВВ РУ цеха и предохранителем на стороне 10 кВ ТСН цеха. 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 РУ цеха.

Выдержка времени МТЗ ВВ цеха независимая, отстроенная от МТЗ трансформаторов цеха 10/0,4 кВ. Методика расчетов выдержки времени МТЗ трансформаторов 10/0,4 кВ рассмотрена выше. Выдержка времени МТЗ трансформаторов цеха составляет 0,6 с. Степень селективности для выключателей и терминалов РЗА НТЦ «Механотроника» была определена выше и составляет 0,23 с.

В этом случае выдержка времени МТЗ ВВ цеха:

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t;$$
$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = 0.6 + 0.23 = 0.83.$$

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

									Лист
									117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = t_{\text{МТЗ.ВВ}} + \Delta t;$$

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = 0.83 + 0.23 = 1,06.$$

Кратность МТЗ КЛ при КЗ в точке К2:

$$K_{\text{МТЗ.КЛ.К2}} = \frac{I_{\text{К2.МАКС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}};$$

$$K_{\text{МТЗ.КЛ.К2}} = \frac{15,736}{1,428} = 11.$$

Практически любое МП устройство РЗА оснащено набором типовых обратнозависимых кривых стандарта МЭК 60255-3:

- нормально инверсная;
- сильно 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.

Аналитическое представление характеристик дано в технических описаниях терминалов. Для экстремально инверсной характеристики терминала БМРЗ-152-4-Д-КЛ-01.

По данным РЭ при использовании МТЗ с зависимой выдержкой времени погрешность органа времени существенно выше (до 13% при кратности тока от 2 до 5), что увеличивает погрешность.

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = t_{\text{МТЗ.ВВ}} + \Delta t_{\text{уточн}};$$

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = 0.83 + 0.3686 = 1.1986 \text{ с, округлим до } 1,2 \text{ с.}$$

					13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

По РЭ время срабатывания УРЗА БМРЗ-152-4-Д-КЛ-01 настроенного на чрезвычайно инверсную характеристику определяются формулой:

$$t_{BC} = \frac{k \cdot 80}{(K_{MT3.KL})^2 - 1} c, \quad (9.29)$$

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

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

$$k_{PACЧ} = \frac{t_{MT3.KL}}{80} ((K_{MT3.KL.K2})^2 - 1); \quad (9.30)$$

$$k_{PACЧ} = \frac{1,2}{80} ((11)^2 - 1) = 1,8 c.$$

Временной коэффициент входит в допустимый диапазон. Округлим до 1,8 с.

Из-за округления фактическое значение времени срабатывания МТЗ КЛ в конце линии будет (формула 9.29):

$$t_{MT3.KL.K2} = \frac{k \cdot 80}{(K_{MT3.KL})^2 - 1} = \frac{1,8 \cdot 80}{((11)^2 - 1)} = 1,2 c.$$

Определим выдержку времени УРЗА при КЗ в начале КЛ:

$$K_{MT3.KL.K1} = \frac{I_{K1.MAKC}^{(3)}}{I_{MT3.KL}};$$

$$K_{MT3.KL.K1} = \frac{19,802}{1,428} = 13,86;$$

$$t_{MT3.KL.K1} = \frac{k \cdot 80}{(K_{MT3.KL1})^2 - 1};$$

$$t_{MT3.KL.K1} = \frac{1,8 \cdot 80}{((13,86)^2 - 1)} = 0,76 c.$$

									Лист
									119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Для построения плавной обратзависимой кривой МТЗ КЛ посчитаны промежуточные значения выдержек времени (таблица 9.15).

Таблица 9.15 – Промежуточные значения выдержек времени

Ток, кА	19,8	16	13	10	7	4
Выдержка времени, с	0,76	1,16	1,76	2,99	6,26	21

Как видно (таблица 9.15) при уменьшении тока, расчетная чрезвычайно инверсная выдержка времени резко возрастает.

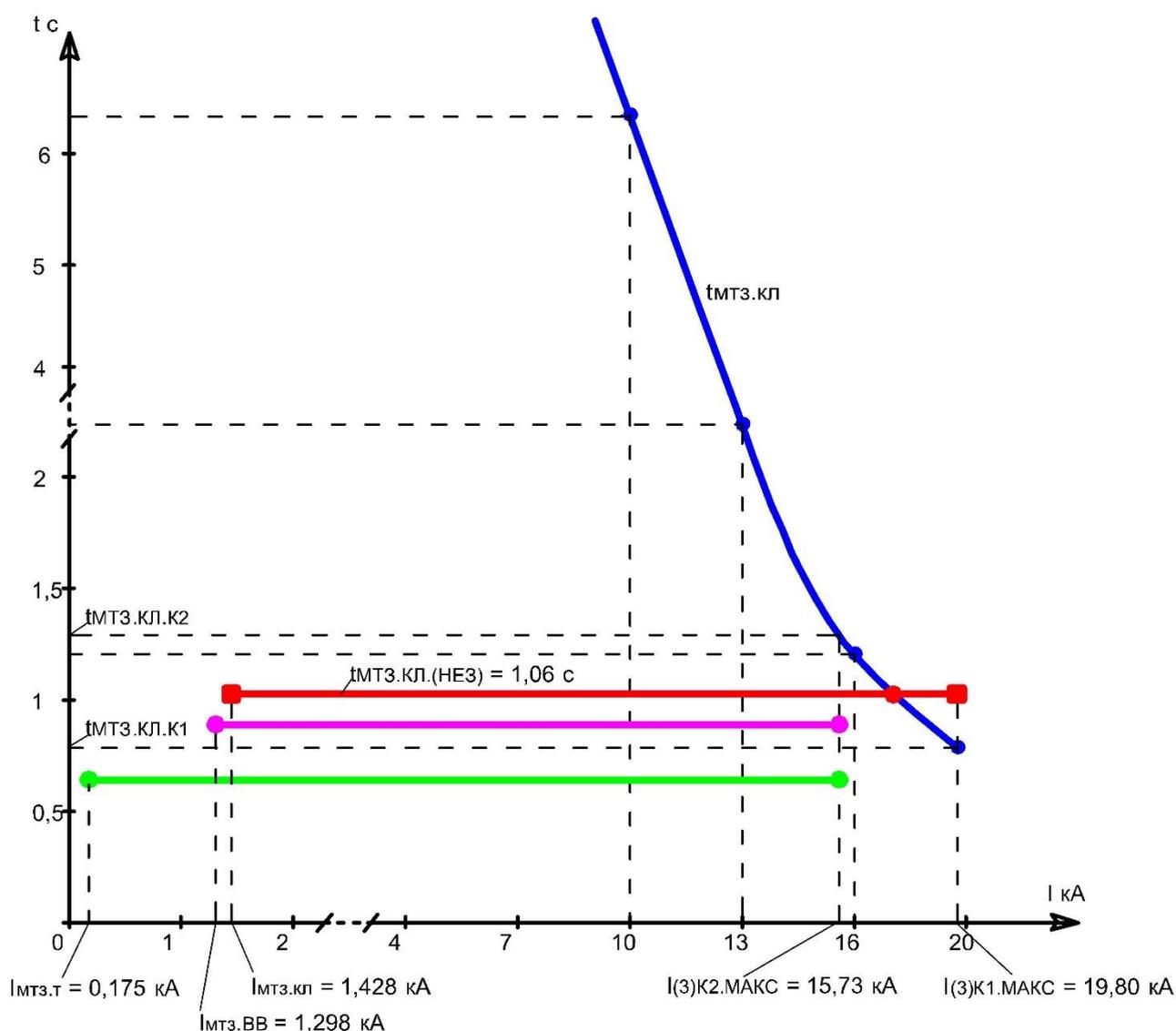


Рисунок 9.4 - Карта селективности для МТЗ КЛ

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ.ВТ}} = \frac{I_{\text{МТЗ.КЛ}}}{n_{\text{T}}} k_{\text{СХ}}^{(3)};$$

$$I_{\text{МТЗ.КЛ.ВТ}} = \frac{1428}{200} \cdot 1 = 7,14 \text{ А.}$$

Таблица 9.16 – Уставки МТЗ

Степень защиты	Описание	Значение
МТЗ–2	Функция	Вкл
	И _{ср} , А	7,14
	Т _{ср} , с	0,76
	Пуск по напряжению МТЗ–2	Не предусмотрено
	Ускорение МТЗ–2	Не предусмотрено
	Характеристика МТЗ–2 инверсная	МТЗ–2 Чрезвычайно инверсная

9.1.3.4 УРОВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС».

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}};$$

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot 906 = 45,3 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ(2)}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}};$$

$$I_{\text{УРОВ(2)}} = \frac{45,3}{200} = 0,23 \text{ А.}$$

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»:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}},$$

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.

Тогда получаем:

$$t_{\text{УРОВ}} = 0,05 + 0,05 + 0,004 + 0,1 = 0,204 \text{ с.}$$

Ставки УРОВ сведены в таблицу 9.17.

Таблица 9.17 – Уставки УРОВ

Ступень защиты	Описание	Значение
УРОВ	Функция	Вкл
	$I_{\text{ср}}$, А	0,25
	$T_{\text{ср}}$, с	0,204
	Контроль РПВ	Не предусмотрено
	ВО на УРОВ	Не предусмотрено
	Контроль по току при действии УРОВ на себя	Не предусмотрено

										Лист
										122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ					

Продолжение таблицы 9.17

Степень защиты	Описание	Значение
	Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	Предусмотрено
	Действие внешнего отключения на УРОВ	Предусмотрено

9.1.4 Секционный выключатель 10 кВ

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ–152–2–Д–СВ–01 [30];
- расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [29].

9.1.4.1 МТЗ

В рассматриваем УРЗА МТЗ можно реализовать на первой ступени МТЗ–1.

Ток срабатывания МТЗ СВ выбирается по двум условиям:

- первое условие – отстройка от суммарного максимального тока 1 или 2 секции (какой больше), в данном случае нагрузка цехов одинакова:

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(1)} \geq \frac{k_H \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_B} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.СВ}}, \quad (9.31)$$

где $k_H = 1.1$ – коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифровых реле;

$k_B = 0,95$ – коэффициент возврата ИО по току;

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

Тогда получаем (формула 9.31):

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(1)} \geq \frac{1.1 \cdot 1,25}{0,95} \cdot 1385 = 2004 \text{ А.}$$

- второе условие – согласование с током срабатывания МТЗ отходящих присоединений:

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(2)} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.КЛ}}. \quad (9.32)$$

						Лист
					13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ	123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тогда ток согласования МТЗ (формула 9.32):

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(2)} \geq 1,1 \cdot 1428 = 1571 \text{ А.}$$

Определяющим является первое условие.

Оценим чувствительность МТЗ секционного выключателя.

Коэффициент чувствительность в ОЗД при двухфазном КЗ в минимальном режиме на шинах НН ПС:

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} \cdot k_{\text{от.ч.СХ}}^{(2)}; \quad (9.33)$$

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14605}{2004} \cdot 1 = 6,31.$$

Коэффициент чувствительность больше нормативного, поэтому пуск по напряжению не требуется.

Коэффициент чувствительность в зоне резерва при двухфазном КЗ в минимальном режиме в конце КЛ, на шинах цеха:

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.ЗР}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.РУ.ЦЕХА}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} \cdot k_{\text{от.ч.СХ}}^{(2)}; \quad (9.33)$$

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.ЗР}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10917}{2004} \cdot 1 = 4,72.$$

Коэффициент чувствительность больше нормативного, надежное резервирование обеспечено.

Для ячейки РУ СВ выбран ТТ–ТОЛ–СЭЩ–10 фирмы ЗАО «Электрощит ТМ – Самара» [12].

									Лист
									124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Параметры ТТ–ТОЛ–СЭЩ–10:

$$I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 2000 \text{ А};$$

$$I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А};$$

$$n_{\text{T}} = \frac{I_{1.\text{НОМ.ТТ}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ}}} = 400.$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(1)} = \frac{I_{\text{МТЗ.СВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{2004}{400} = 5,01 \text{ А}.$$

Вторичный ток уставки по току входит в допустимый диапазон ($I_{2.\text{НОМ.ТТ}} =$ от 1 до 200 А) терминала.

Выдержка времени МТЗ СВ отстраивается от выдержек времени МТЗ отходящих присоединений секций. В данном случае от времени срабатывания МТЗ КЛ к цеху при трехфазном КЗ в максимальном режиме в начале КЛ.

Так как выдержка времени МТЗ КЛ независимая, МТЗ СВ также выполняется с независимой выдержкой времени и отстраивается от МТЗ КЛ на ступень селективности.

$$t_{\text{МТЗ.СВ}} = t_{\text{МТЗ.КЛ}} + \Delta t. \quad (9.34)$$

Определим ступень селективности между МТЗ СВ и МТЗ КЛ:

$$\Delta t = t_{\text{ОТК.ВВ}} + 2 \cdot t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т.}} + t_{\text{ЗАП}},$$

где $t_{\text{ОТК.ВВ}} = 0,05\text{с}$ – полное время отключения выключателя КЛ.

Тогда получаем:

$$\Delta t = 0,05 + 2 \cdot 0,02 + 0,04 + 0,1 = 0,23 \text{ с}.$$

									Лист
									125
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Тогда согласно формуле (9.34) выдержка времени МТЗ СВ:

$$t_{\text{МТЗ.СВ}} = 0,76 + 0,23 = 0,99 \text{ с.}$$

Таблица 9.18 – Уставки МТЗ–1

Степень защиты	Описание	Значение
МТЗ–1	Функция	Вкл
	I _{ср} , А	5,01
	T _{ср} , с	0,99

9.1.4.2 Логическая защита шин (ЛЗШ)

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:

$$I_{\text{ЛЗШ}} \leq \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{k_{\text{Ч.Н}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)}; \quad (9.35)$$

$$I_{\text{ЛЗШ}} \leq \frac{\sqrt{3} \cdot 14605}{1.5} \cdot 1 = 8432 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{ЛЗШ(2)}} = \frac{I_{\text{ЛЗШ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{8432}{400} = 21 \text{ А.}$$

Значение ТО ЛЗШ СВ больше тока МТЗ СВ, следовательно ложных срабатываний от максимальных токов нагрузки не будет.

									Лист
									126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Выбор выдержки времени ТО ЛЗШ:

$$t_{\text{ЛЗШ}} \geq t_{\text{СРАБ.ИО.Т}} + t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т.}} + t_{\text{ЗАП}},$$

где $t_{\text{СРАБ.ИО.Т}} = 0,05$ с – время срабатывания измерительного органа тока;

$t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} = 0,05$ с – погрешность органа времени для независимой характеристики;

$t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т.}} = 0,025$ с – время возврата ИО;

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

Тогда получаем:

$$t_{\text{ЛЗШ}} \geq 0,05 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,225 \text{ с.}$$

Таблица 9.19 – Уставки ЛЗШ

Степень защиты	Описание	Значение
ЛЗШ	Функция	Вкл
	$I_{\text{ср}}, \text{ А}$	21
	$T_{\text{ср}}, \text{ с}$	0,25

9.1.4.3 АВР

В рассматриваемом терминале функция АВР предусмотрена, поэтому достаточное ее просто задействовать.

9.1.4.4 УРОВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС».

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = 0,05 \cdot 906 = 45,3 \text{ А.}$$

									Лист
									127
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ}(2)} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_T} = \frac{45,3}{400} = 0,12 \text{ А.}$$

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:

$$I_{\text{УРОВ}(1)\text{ФАКТ}} = 0,25 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ по МУ ОАО «ФСК ЕЭС»:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}},$$

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.

Тогда получаем:

$$t_{\text{УРОВ}} = 0,05 + 0,05 + 0,004 + 0,1 = 0,204 \text{ с.}$$

Таблица 9.20 – Уставки УРОВ

Степень защиты	Описание	Значение
УРОВ	Функция	Вкл
	$I_{\text{ср}}$, А	0,25
	$T_{\text{ср}}$, с	0,204

9.1.5 Вводной выключатель 10 кВ

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-152-Д-ВВ-01 [31];
- расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей[29].

Так как МТЗ СВ выполнена с независимой выдержкой времени, то и МТЗ ВВ выполняется с независимой выдержкой времени. Тогда МТЗ ВВ будет иметь две ступени:

- 1 ступень – ступень максимального тока;
- 2 ступень – ступень с ускорением при включении на КЗ.

9.1.5.1 Первая ступень МТЗ с независимой выдержкой времени

Ток срабатывания МТЗ ВВ выбирается по двум условиям:

- первое условие – отстройка от суммарного максимального тока 1 и 2 секции шин (формула 9.31):

$$I_{\text{МТЗ-1.ВВ}} \geq \frac{1.1 \cdot 1,25}{0,95} \cdot 3232 = 4679 \text{ А.}$$

- второе условие – согласование с током срабатывания МТЗ отходящих присоединений (МТЗ СВ) (формула 9.32):

$$I_{\text{МТЗ-1.ВВ}} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.СВ}}; \quad (9.36)$$

$$I_{\text{МТЗ-1.ВВ}} \geq 1,1 \cdot 2004 = 2204 \text{ А.}$$

Определяющим является первое условие.

Чувствительность МТЗ–1 ВВ в ОЗД:

$$k_{\text{Ч.МТЗ-1.ВВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ-3.ВВ(1)}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)}; \quad (9.37)$$

$$k_{\text{Ч.МТЗ-1.ВВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14605}{4678} \cdot 1 = 2,7.$$

									Лист
									129
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Схема соединения ТТ и ИО тока УРЗА – полная звезда. Коэффициент чувствительность в ОЗД больше нормативного значения, значит пуск по напряжению не требуется.

Чувствительность МТЗ-1 ВВ в ЗР:

$$k_{\text{ч.МТЗ-1.ВВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.РУ.ЦЕХА}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ-3.ВВ(1)}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} \quad (9.38)$$

Тогда согласно формуле (9.38) чувствительность МТЗ-1 ВВ в ЗР:

$$k_{\text{ч.МТЗ-1.ВВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10917}{4678} \cdot 1 = 2,2.$$

Для ячейки РУ ВВ секции шин НН ПС выбран ТТ ТОЛ-СЭЩ-10 фирмы ЗАО «Электроцит ТМ – Самара» [12].

Параметры ТТ-ТОЛ-10-М-4:

$$I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 4000 \text{ А};$$

$$I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А};$$

$$n_{\text{Т}} = \frac{I_{1.\text{НОМ.ТТ}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ}}} = 800.$$

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ-1.ВВ(2)}} = \frac{I_{\text{МТЗ-1.ВВ(1)}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)};$$

$$I_{\text{МТЗ-1.ВВ(2)}} = \frac{4678}{800} \cdot 1 = 5,84 \text{ А}.$$

									Лист
									130
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Выдержка времени МТЗ ВВ отстраивается от выдержек времени МТЗ отходящих присоединений. В данном случае от времени срабатывания МТЗ СВ.

Так как выдержка времени МТЗ СВ независимая, МТЗ ВВ также выполняется с независимой выдержкой времени и отстраивается от МТЗ СВ на ступень селективности.

$$t_{\text{МТЗ-1.ВВ}} = t_{\text{МТЗ.СВ}} + \Delta t.$$

Определим ступень селективности между МТЗ ВВ и МТЗ СВ:

$$\Delta t = t_{\text{ОТК.ВВ}} + 2 \cdot t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т.}} + t_{\text{ЗАП}},$$

$$\Delta t = 0,05 + 2 \cdot 0,02 + 0,04 + 0,1 = 0,23 \text{ с.}$$

Тогда выдержка времени МТЗ-1 ВВ:

$$t_{\text{МТЗ-1.ВВ}} = 0,99 + 0,23 = 1,22 \text{ с.}$$

Таблица 9.21 – Уставки МТЗ-1

Ступень защиты	Описание	Значение
МТЗ-1	Функция	Вкл
	I _{ср} , А	5,84
	T _{ср} , с	1,22

9.1.5.2 Вторая ступень МТЗ с независимой выдержкой времени

Ток срабатывания 2 ступени:

$$I_{\text{МТЗ-1.ВВ}} = I_{\text{МТЗ-2.ВВ}};$$

$$I_{\text{МТЗ-2.ВВ}} = 4678 \text{ А.}$$

Выдержка времени 2 ступени равна максимально допустимой:

$$I_{\text{MT3-2.BB}} = t_{\text{УСТ.МАКС}} = 180 \text{ с.}$$

Выдержка времени 2 ступени при ускорение равна минимально допустимой:

$$I_{\text{MT3-2.УСКОР}} = t_{\text{УСТ.УСКОР}} = 0,1 \text{ с.}$$

Таблица 9.22 – Уставки МТЗ–2

Ступень защиты	Описание	Значение
МТЗ–2	Функция	Вкл
	T1, с (прямое)	180
	Ускорение (при включение выключателя)	Вкл
	T2, с	0,1

9.1.5.3 Логическая защита шин (ЛЗШ)

Ток срабатывания ТО ЛЗШ выбирается исходя из условия гарантированной чувствительности при токе двухфазного КЗ в минимальном режиме (формула 9.35):

$$I_{\text{ЛЗШ}} \leq \frac{\sqrt{3} \cdot 14605}{1.5} \cdot 1 = 8432 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{MT3.CB(2)}} = \frac{I_{\text{MT3.CB}}}{n_T} = \frac{2994,7}{800} = 3,74 \text{ А.}$$

Выбор выдержки времени ТО ЛЗШ:

$$t_{\text{ЛЗШ}} \geq t_{\text{СРАБ.ИО.Т}} + t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т.}} + t_{\text{ЗАП.}}$$

Тогда выдержка времени ЛЗШ:

$$t_{\text{ЛЗШ}} \geq 0,05 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,225 \text{ с.}$$

Таблица 9.23 – Уставки ЛЗШ

Степень защиты	Описание	Значение
ЛЗШ	Функция	Вкл
	Tcp, с	0,255
	Icp, А	3,74

9.1.5.4 УРОВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС».

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = 0,05 \cdot 1385 = 45,3 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{уров(2)}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{T}}} = \frac{45,3}{800} = 0,06 \text{ А.}$$

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:

$$I_{\text{уров(2)ФАКТ}} = 0,25 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ по МУ ОАО «ФСК ЕЭС»:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}}$$

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.

Тогда получаем:

$$t_{\text{УРОВ}} = 0,05 + 0,05 + 0,004 + 0,1 = 0,204 \text{ с}$$

Таблица 9.24 – Уставки УРОВ

Степень защиты	Описание	Значение
УРОВ	Функция	Вкл
	$T_{\text{ср}}$, с	0,204
	$I_{\text{ср}}$, А	0,25

9.2 Расчет устройств РЗА присоединений 110 кВ

На стороне 110–220 кВ ПС могут применяться токовые защиты от междуфазных КЗ: мгновенная ТО и МТЗ. Расчет параметров токовых защит 110–220 кВ аналогичен расчету токовых защит присоединений 6–35 кВ, рассмотренных в предыдущей главе.

В качестве основной защиты от КЗ силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более используется дифференциальная токовая защита (ДЗТ) с торможением. В качестве резервных защит транзитных линий 110–220 кВ применяются трехступенчатая дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных КЗ.

									Лист
									134
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

И четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП) от однофазных КЗ.

На шинах или ошиновке трансформаторов 110–220 кВ устанавливается дифференциальная защита шин (ДЗШ).

Обычно на ВЛ и шинах 110–220 кВ устанавливаются АПВ линий и шин соответственно. На каждом выключателе 110 кВ и выше устанавливается УРОВ.

9.2.1 Расчет защит трансформатора 110/10 кВ

Расчет будет проводиться по методике расчёта уставок из руководства по эксплуатации на блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ–ТД–01 [34], входящий в состав шкафа ШЭ–МТ–022.

9.2.1.1 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:

$$I_{\text{вх.расч}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} ; \quad (9.39)$$

- со стороны ВН:

$$I_{\text{вх.расч.ВН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ А.}$$

- со стороны НН:

$$I_{\text{вх.расч.НН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2200 \text{ А.}$$

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ стороны ВН выбирается по номинальной мощности трансформатора с учётом 40% перегрузки вне зависимости от схемы соединения ОРУ ВН ПС.

									Лист
									135
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Первичны ток ВВ с учетом 40% перегрузки:

$$I_{1.\text{НОМ.ТТ.ВН}} \geq \frac{k_{\text{П}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т.ВН}}};$$
$$I_{1.\text{НОМ.ТТ.ВН}} \geq \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{ А.}$$

Вторичный номинальный ток ТТ стороны ВН выбирается по номинальному току аналоговых входов УРЗА, принято 5 А. С сайты фирмы [35] выбираем ТТ ТРГ–УЭТМ–110–300/5.

Коэффициент трансформации:

$$K_{1.\text{ВН}} = \frac{300}{5}.$$

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ стороны НН выбирается по номинальной мощности трансформатора с учётом 40% перегрузки:

$$I_{1.\text{НОМ.ТТ.НН}} \geq \frac{k_{\text{П}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т.НН}}};$$
$$I_{1.\text{НОМ.ТТ.НН}} \geq \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3079 \text{ А.}$$

С сайты фирмы [12] «ЗАО Группа компаний Электроцит ТМ – Самара» выбираем ТТ ТОЛ–10–М–4–4000/5.

Коэффициент трансформации:

$$K_{1.\text{НН}} = \frac{4000}{5}.$$

									Лист
									136
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Вторичный ток для стороны ВН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.ВН(2)}} = \frac{I_{\text{ВХ.РАСЧ.ВН}}}{K_{1.\text{ВН}}};$$
$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.ВН(2)}} = \frac{281}{60} = 4,68 \text{ А.}$$

Вторичный ток для стороны НН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.НН(2)}} = \frac{I_{\text{ВХ.РАСЧ.НН}}}{K_{1.\text{НН}}};$$
$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.НН(2)}} = \frac{3079}{800} = 3,84 \text{ А.}$$

Номинальный ток ПТН выбирается как ближайший по значению из руководства по эксплуатации [35].

- номинальный ток ПТН $I_{\text{НОМ.ВН}}=5 \text{ А}$;
- номинальный ток ПТН $I_{\text{НОМ.НН}}=5 \text{ А}$.

Относительное значение начального дифференциального тока срабатывания определяется по выражению:

$$I_{\text{ДЗТ.НАЧ}} = 0,5 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot (\varepsilon + U_{\text{РЕГ}} + F_{\text{РЕГ}}), \quad (9.40)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,3;

ε – относительная погрешность трансформатора тока в установившемся режиме, равная 0,1;

$U_{\text{рег}} = 0,05$ для чувствительной уставки, и для грубой 0,12;

$F_{\text{выр}}$ – относительно значение погрешности выравнивания токов плеч, равное 0,03.

									Лист
									137
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Для чувствительной уставки (формула 9.40):

$$I_{\text{ДЗТ.НАЧ.Ч}} = 0,5 \cdot 1,3 \cdot (0,1 + 0,05 + 0,03) = 0,117.$$

Для грубой уставки (учитывается полный диапазон регулирования РПН):

$$I_{\text{ДЗТ.НАЧ.Г}} = 0,5 \cdot 1,3 \cdot (0,1 + 0,12 + 0,03) = 0,162.$$

По результатам расчета минимальная возможная уставка $I_{\text{ДЗТ.НАЧ}} = 0,2 \text{ А}$.

Расчет коэффициента торможения ($K_{\text{ТОРМ.2}}$) на втором участке проводится исходя из отстройки от тока небаланса. Расчет относительного значения тока небаланса ($I_{\text{НБ.РАСЧ}}$) выполняется по выражению:

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon + U_{\text{РЕГ}} + F_{\text{ВЫР}}, \quad (9.41)$$

где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий возрастание погрешности трансформаторов тока в переходном режиме.

В данном выражении $K_{\text{пер}}$ 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:

$$K_{10.0\text{ТН}} = \frac{I_{1.НОМ.ТА} \cdot K_{10}}{I_{НОМ.ТР}}, \quad (9.42)$$

- для стороны ВН:

$$K_{10.0\text{ТН}} = \frac{300 \cdot 20}{281} = 21,35.$$

- для стороны НН:

$$K_{10.0\text{ТН}} = \frac{4000 \cdot 20}{3079} = 26.$$

									Лист
									138
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Так как выполняется условие для обеих сторон, что $K_{10отн} > 20$, то принимается $K_{пер} = 2,0$.

Определяем ток небаланса для чувствительной уставки (формула 9.41):

$$I_{НБ.РАСЧ.Ч} = 2 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,03 = 0,28.$$

Определяем ток небаланса для грубой уставки (формула 9.41):

$$I_{НБ.РАСЧ.Г} = 2 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,03 = 0,35.$$

Коэффициент торможения определяется по следующему выражению:

$$K_{ТОРМ.2} = 1,5 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ} - I_{ДЗТ.НАЧ}. \quad (9.43)$$

Коэффициент 1,5 в выражении учитывает положение второй точки излома характеристики торможения при значении тормозного тока, равного $1,5 I_{НОМ}$.

Для чувствительной уставки (формула 9.43):

$$K_{ТОРМ2.Ч} = 1,5 \cdot 1,3 \cdot 0,28 - 0,2 = 0,35.$$

По результатам расчета принято допустимое значение уставки $K_{ТОРМ.2.Ч} = 0,35$.

Для грубой уставки:

$$K_{ТОРМ2.Г} = 1,5 \cdot 1,3 \cdot 0,35 - 0,2 = 0,48.$$

По результатам расчета принято допустимое значение уставки $K_{ТОРМ.2} = 0,48$.

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.

									Лист
									139
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

9.2.1.3 Проверка чувствительности

Коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}}$ определяется соотношением:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{д.мин}}}{I_{\text{дзт.нач}}},$$

где $I_{\text{д.мин}}$ – минимальное относительное значение дифференциального тока при КЗ за трансформатором расчетного вида.

Поскольку $I_{\text{дзт.нач}}$ 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 $K_{\text{ч}} > 2$ с большим запасом и проводить проверку чувствительности не обязательно.

9.2.1.4 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 $6 I_{\text{н}}$:

$$I_{\text{отс.ср1}} = 6 \cdot I_{\text{ном.тр}}; \quad (9.44)$$

$$I_{\text{отс.ср1}} = 6 \cdot 281 = 1686 \text{ А.}$$

По условию отстройки от тока небаланса при внешнем КЗ уставку выбирается по выражению:

$$I_{\text{отс.ср}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{кз.внеш.мах}}, \quad (9.45)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{нб}}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ;

									Лист
									141
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

$I_{\text{кз.внеш.мах}}$ – относительное значение максимального тока внешнего КЗ.

Коэффициент $K_{\text{нб}}$ зависит от значений параметра $K_{10\text{отн}}$, 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, принимается коэффициент $K_{\text{нб}}$ равным 0,7.

Тогда ток отстройки небаланса (формула 9.45):

$$I_{\text{отс.ср}} = 1.2 \cdot 0.7 \cdot 7134 = 5992 \text{ А.}$$

Выбираем наибольшее из двух значений $I_{\text{отс.ср}}$. С учётом коэффициентов трансформации ТТ:

$$I_{\text{отс.ср.втор}} = \frac{5992}{60} = 99,86 \text{ А.}$$

Проверим целесообразность ввода отсечки. Найдём $K_{\text{ч}}$:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.внеш.мин}}}{I_{\text{отс.ср}}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2242}{5992} = 0.32.$$

Дифференциальная токовая отсечка нецелесообразна, её не следует вводить в работу.

9.2.1.5 Расчет максимальной токовой защиты с пуском по напряжению

Все оставшиеся защиты трансформатора 110/10 выполнены в терминале БМРЗ–ТР–01.

Максимальный рабочий ток через силовой трансформатор (несёт всю нагрузку ПС):

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{48480}{\sqrt{3} \cdot 110} = 254,5 \text{ А.}$$

									Лист
									142
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{C3} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{PAБ.МАКС};$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки, по [32] принимаем равным 1,05;

k_B – коэффициент возврата, по [32] равен 0,98;

Тогда получаем:

$$I_{C3} = \frac{1,05}{0,98} \cdot 254,5 = 272,7 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ (вторичный):

$$I_{CP(2)} = \frac{I_{C3}}{n_T} \cdot k_{CX};$$

$$I_{CP(2)} = \frac{272,7}{60} \cdot 1 = 4,54 \text{ А.}$$

Время срабатывания МТЗ, с учётом времени срабатывания вводного выключателя на секции:

$$t_{MT3.TP} = t_{MT3-1.BB} + \Delta t. \quad (9.46)$$

Определим степень селективности между МТЗ TP и МТЗ BB:

$$\Delta t = t_{OTK.BB} + 2 \cdot t_{ПOГРЕШ.OB} + t_{BOЗB.IO.T.} + t_{ЗАП};$$

$$\Delta t = 0,05 + 2 \cdot 0,035 + 0,044 + 0,1 = 0,264 \text{ с.}$$

Тогда время срабатывания МТЗ (формула 9.46):

$$t_{MT3.TP} = 1,22 + 0,264 = 1,48 \text{ с.}$$

									Лист
									143
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Выберем напряжение срабатывания:

$$U_{\text{CP.2}} = 0.5 \cdot U_{\text{НОМ.ВТОР}};$$
$$U_{\text{CP.2}} = 0,5 \cdot 100 = 50 \text{ В.}$$

9.2.1.6 Расчет защиты от перегрузки

Первичный ток срабатывания защиты трансформатора:

$$I_{\text{СЗ.ПЕР}} = \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{РАБ.НОМ}}, \quad (9.47)$$

где $k_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,05 по [32];

$k_{\text{В}}$ – коэффициент возврата по [32] равен 0,98;

$I_{\text{РАБ.НОМ}}$ – первичный номинальный ток высокой стороны трансформатора.

Тогда получаем (формула 9.47):

$$I_{\text{СЗ.ПЕР}} = \frac{1,05}{0,98} \cdot 201 = 215,4 \text{ А.}$$

Определим вторичный ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{СЗ.ПЕР(2)}} = \frac{I_{\text{СЗ.ПЕР}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}};$$
$$I_{\text{СЗ.ПЕР(2)}} = \frac{215,4}{60} \cdot 1 = 3,59 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки ВН укладывается в допустимый диапазон (0,25...200) А.

По условию отстройки режимов кратковременных перегрузок ФСК рекомендует принимать выдержку времени защиты от перегрузки из диапазона 9...10 с. Окончательно принимаем $t_{\text{П.Т}} = 10 \text{ с.}$

									Лист
									144
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

9.2.1.7 УРОВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС».

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{T,НОМ}} = 0,05 \cdot 201 = 10,05 \text{ А};$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{уров(2)}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{T}}} = \frac{10,05}{60} = 0,16 \text{ А.}$$

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:

$$I_{\text{уров(2)ФАКТ}} = 0,25 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ по МУ ОАО «ФСК ЕЭС»:

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{возв.уров}} + t_{\text{погреш.уров}} + t_{\text{зап}};$$

$$t_{\text{уров}} = 0,05 + 0,05 + 0,004 + 0,1 = 0,204 \text{ с.}$$

Таблица 9.25 – Уставки защит

Степень защиты	Описание	Значение
МТЗ	Функция с пуском по напряжению	Вкл
	T _{сп} , с	1,54
	I _{сп} , А	4,54
	U _{сп} , В	50

Продолжение таблицы 9.25

ЗП	Функция	Вкл
	Тср, с	10
	Іср, А	3.59
УРОВ ВН	Функция	Вкл
	Тср, с	0,204
	Іср, А	0,25

9.2.2 Воздушная линия 110 кВ

9.2.2.1 Дистанционная защита ВЛ 110 кВ

Параметры МП терминалов РЗА содержащие ДЗ линий считаются в соответствии с методическими указаниями по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций доступными на сайте «ФСК ЕЭС», но так как на сайте отсутствуют методические указания для фирмы ООО НТЦ «Механотроника», то расчет параметров производится по руководящим указаниям [37]. Уставки настраиваются по технической документации фирмы на МП терминал БМРЗ-ЛТ-01.

Рассчитаем параметры ДЗ установленной на ВЛ у шин ПС А рисунок 9.7.

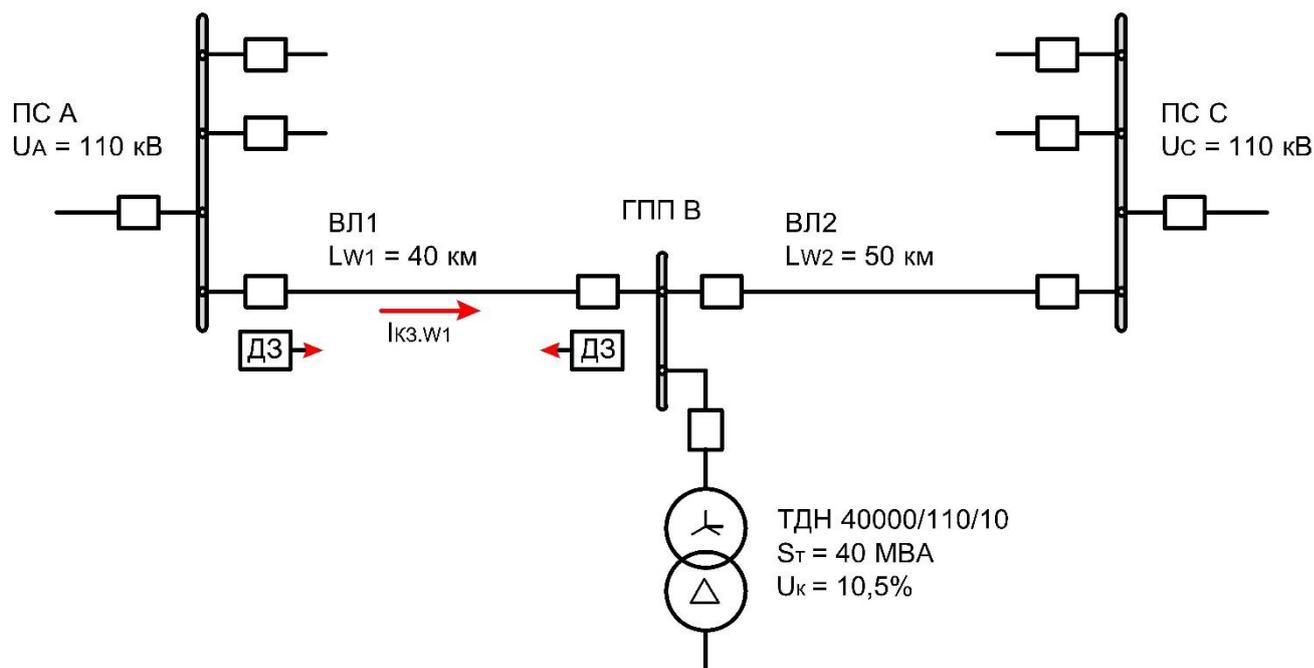


Рисунок 9.7 – Схема для параметрирования ДЗ ВЛ ПС

						Лист
					13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ	146
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчет параметров ДЗ зависит от топологии сети, так для проходной (транзитной) ПС параметры рассчитываются по [37, рис. 35].

Расчетные выражения для определения сопротивлений срабатывания первой и второй ступеней ДЗ линий приводятся в таблицах указаний [37].

Для проходной линии сопротивление срабатывания первой ступени рассчитывается по выражению из [37, табл. 8, строка 2]:

$$Z_{с.з.1} = \frac{Z_{ВЛ}}{1 + \beta + \delta}; \quad (9.49)$$

где β – коэффициент, учитывающий погрешности ТТ и ТН и терминала ДЗ в сторону увеличения защищаемой зоны, по данным [37, слайд 209] принимается 0,05;

δ – коэффициент, учитывающий погрешность, вызванную неточностью расчета первичных электрических величин, по данным [37, слайд 209] принимается 0,1;

$Z_{ВЛ}$ – сопротивление защищаемой линии.

Максимальная нагрузка ВЛ (рисунок 9.7) может быть определена по мощности трансформатора с учетом нормируемого коэффициента перегрузки, т.е 56 МВА.

Погонные параметры ВЛ АС–240/35 [19, табл. 3.8]:

- $r_0 = 0,12$ Ом/км;
- $x_0 = 0,405$ Ом/км/

Сопротивление ВЛ1:

$$R_{ВЛ1} = r_0 \cdot L_{ВЛ1}; \quad (9.50)$$

$$R_{ВЛ1} = 0,244 \cdot 40 = 8,96 \text{ Ом};$$

$$X_{ВЛ1} = x_0 \cdot L_{ВЛ1}; \quad (9.51)$$

$$X_{ВЛ1} = 0,427 \cdot 40 = 16,2 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{ВЛ1} = 8,96 + j16,2 = 18,51 \cdot e^{j61^{\circ}}.$$

Абсолютная величина сопротивления первой ступени ДЗ:

$$Z_{с.з.1} = \frac{Z_{ВЛ1}}{1 + \beta + \delta}; \quad (9.52)$$

$$Z_{с.з.1} = \frac{18,51}{1 + 0,05 + 0,1} = 16,09 \cdot e^{j61^{\circ}} \text{ Ом};$$

Угол максимальной чувствительности 1 ступени ДЗ составляет 61 градус. Определим параметры (в первичных величинах) характеристики 1 ступени ДЗ линии в виде четырехугольника (рисунок 9.8).

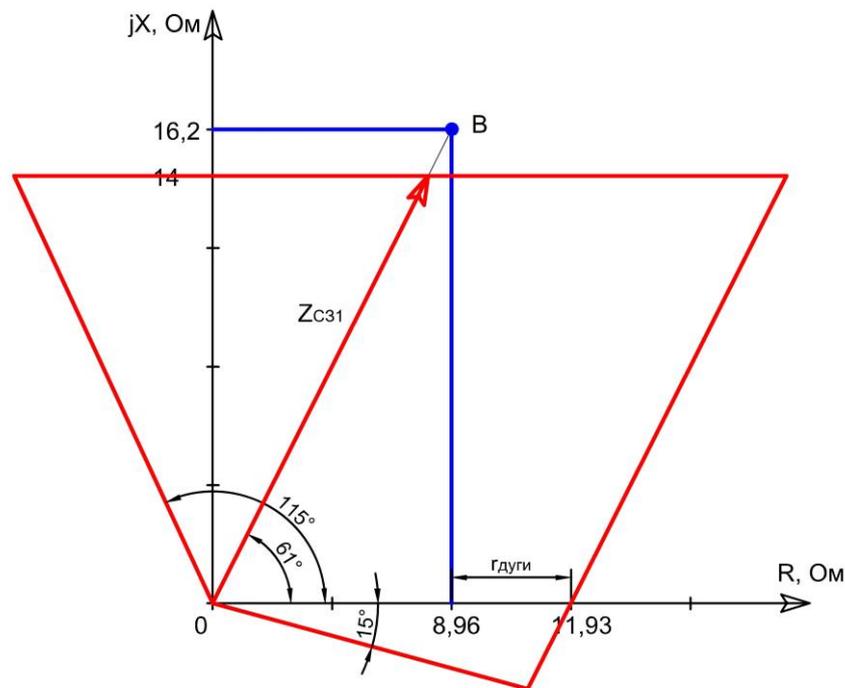


Рисунок 9.8 – Характеристика 1 ступени ДЗ ВЛ

Уставка по оси X 1 ступени:

$$X_{1.СТ} = Z_{1.СТ} \cdot \sin \varphi_{1.СТ}; \quad (9.53)$$

$$X_{1.СТ} = 16,09 \cdot \sin 61 = 14 \text{ Ом};$$

					13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ	Лист 148
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Уставка по оси R характеристики 1 степени определяется из условия действия защиты при КЗ в конце линии (или на стороне ВН ГПП) при двухфазном КЗ в минимальном режиме работы через максимально-возможное сопротивление дуги.

Сопротивление дуги по [37] определяется как:

$$r_{д.макс} = \frac{\Delta U_{д}}{I_{кз.мин.вл}^{(2)}}, \quad (9.54)$$

где $\Delta U_{д}$ -падение напряжения на дуге, кВ.

Возможное падение напряжения на дуге может быть определено по выражению:

$$\Delta U_{д} = 1,05 \cdot l, \quad (9.55)$$

где l – длина дуги с учетом ее раздувания за время действия защиты, м.

Так как 1 степень ДЗ является быстродействующей, то длина дуги не превысит расстояния между фазными проводами, для ВЛ 110 кВ сечением провода 240 мм² междуфазное расстояние при применении железобетонных опор по данным [19] составляет 5,5 м.

Возможное падение напряжения на дуге (формула 9.55):

$$\Delta U_{д} = 1,05 \cdot 5,5 = 5,78 \text{ кВ.}$$

Ток в минимальном режиме работы энергосистемы при двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{кз.мин.вл}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин.вл}^{(3)}, \quad (9.56)$$

где $I_{кз.мин.вл}^{(3)}$ -ток трехфазного КЗ в конце линии 110 кВ посчитан в программе ТОКО.

									Лист
									149
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Тогда получаем (формула 9.56):

$$I_{\text{кз.мин.вл}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,242 = 1,941 \text{ кА.}$$

Сопротивление дуги (формула 9.54):

$$r_{\text{д.макс}} = \frac{5,78}{1,941} = 2,97 \text{ Ом.}$$

Суммарное активное сопротивление ВЛ и дуги:

$$R_{\text{вл1}} + r_{\text{д.макс}} = 8,96 + 2,97 = 11,93 \text{ Ом.}$$

Уставка по оси R 1 ступени:

$$R_{1.\text{ст}} = R_{\text{вл1}} + r_{\text{д.макс}} - \frac{X_{\text{вл1}}}{\text{tg}\varphi_{1.\text{ст}}};$$
$$R_{1.\text{ст}} = 11,93 - \frac{16,2}{\text{tg}61^{\circ}} = 2,95 \text{ Ом.}$$

Угол наклона нижней части характеристики принимаем по рекомендации фирмы (Механотроника) – 15° . Угол наклона левой части характеристики 115° .

Сопротивление срабатывания второй ступени рассчитывается по двум условиям [37].

Согласование с 1 ступенью ДЗ линии ВЛ2 установленной на ГПП В:

$$Z_{\text{С.3.2}}^{\text{П.С.А.ВЛ1}} \leq \frac{Z_{\text{вл1}} + \frac{1-\alpha}{k_{\Gamma}} \cdot Z_{\text{С.3.1}}^{\text{ГПП.В.ВЛ2}}}{1+\beta+\delta}, \quad (9.57)$$

									Лист
									150
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

где α – коэффициент, учитывающий погрешность ТТ и ТН и терминала ДЗ в сторону уменьшения защищаемой зоны, по данным [37] принимается 0,1;

$Z_{C.3.1}^{ГПП.В.ВЛ2}$ – сопротивление срабатывания 1 ступени ДЗ линии ВЛ2 установленной на ГПП В;

k_T – коэффициент токораспределения.

Коэффициент токораспределения k_T равен отношению ТКЗ протекающего по линии ВЛ1 к ТКЗ протекающему по линии ВЛ2 при повреждении на шинах ПС С. Если на ГПП В нет источников мощности, то ТКЗ линий ВЛ1 и ВЛ2 одинаковы и $k_T = 1$.

Сопротивление срабатывания 1 ступени ДЗ ВЛ2 установленной на ГПП В определяется как:

$$Z_{C.3.1}^{ГПП.В.ВЛ2} = \frac{Z_{ВЛ2}}{1 + \beta + \delta}; \quad (9.58)$$

Сопротивление ВЛ2 (формулы 9.50 – 9.53):

$$\begin{aligned} R_{ВЛ2} &= 0,244 \cdot 50 = 11,2 \text{ Ом}; \\ X_{ВЛ2} &= 0,427 \cdot 50 = 21,35 \text{ Ом}; \\ Z_{ВЛ2} &= 11,2 + 21,35j = 24,1 \cdot e^{j62,3} \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Тогда сопротивление 2 ступени ДЗ линии ВЛ1 (формула 9.57):

$$Z_{C.3.2}^{ПС.А.ВЛ1} \leq \frac{18,51 \cdot e^{j61} + \frac{1-0,1}{1} \cdot 24,1 \cdot e^{j62,3}}{1 + 0,05 + 0,1} = 35 \cdot e^{j61,7} \text{ Ом}.$$

Чувствительность 2 ступени ДЗ будет обеспечена, если выполняется условие:

$$\begin{aligned} \frac{Z_{ВЛ2}}{Z_{ВЛ1}} &\geq 0,6 \cdot k_T; \\ 1,3 &\geq 0,6. \end{aligned}$$

					13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		151

В данном расчете нормативное условие выполняется.

По второму условию обеспечивается отстройка от КЗ на шинах НН напряжения ГПП В:

$$Z_{C.3.2}^{П.С.А.ВЛП} = \frac{Z_{ВЛП} + \frac{Z_T}{k_{Т.ТР}}}{1 + \beta + \delta}, \quad (9.59)$$

где $k_{Т.ТР}$ – коэффициент токораспределения при КЗ за трансформатором.

Абсолютная величина сопротивления трансформатора:

$$Z_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{(U_{НОМ.ВН})^2}{S_{НОМ}};$$
$$Z_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 34,71 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_T = \Delta P_K \frac{(U_{НОМ.ВН})^2}{(S_{НОМ})^2};$$
$$R_T = 170000 \frac{115000^2}{4000000^2} = 1,4 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2};$$
$$X_T = \sqrt{34,71^2 - 1,4^2} = 34,68 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление трансформатора:

$$Z_T = 1,4 + j34,68 = 34,7 \cdot e^{j87,7} \text{ Ом.}$$

									Лист
									152
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Коэффициент токораспределения $k_{Т.ТР}$ равен отношению ТКЗ протекающего по линии ВЛ1 к ТКЗ протекающему по стороне ВН трансформатора Т ГПП при повреждении НН ГПП В:

$$k_{Т.ТР} = \frac{I_{КЗ.ВЛ1}}{I_{КЗ.Т}};$$

$$k_{Т.ТР} = \frac{1,031}{1,041} = 0,99.$$

Тогда сопротивление 2 ступени ДЗ по второму условию (формула 9.59):

$$Z_{С.3.2}^{ПС.А.ВЛ1} = \frac{18,51 \cdot e^{j61} + \frac{34,7 \cdot e^{j87,7}}{0,99}}{1 + 0,05 + 0,1} = 45,4 \cdot e^{j78,5} \text{ Ом.}$$

Чувствительность 2 ступени ДЗ будет обеспечена, если выполняется условие:

$$\frac{Z_{Т}}{Z_{ВЛ1}} \geq 0,47 \cdot k_{Т.ТР};$$

$$\frac{34,7 \cdot e^{j87,7}}{18,51 \cdot e^{j61}} \geq 0,47 \cdot 0,99 = 1,87 \geq 0,46.$$

В данном расчете нормативное условие выполняется.

Так как сопротивление трансформатора больше сопротивления линии, то определяющим, является первое условие:

$$Z_{С.3.2}^{ПС.А.ВЛ1} = 35 \cdot e^{j61,7} \text{ Ом.}$$

Характеристика 1 и 2 ступени ДЗ линии ВЛ1 на ПС А приведена на рисунке 9.9.

									Лист
									153
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

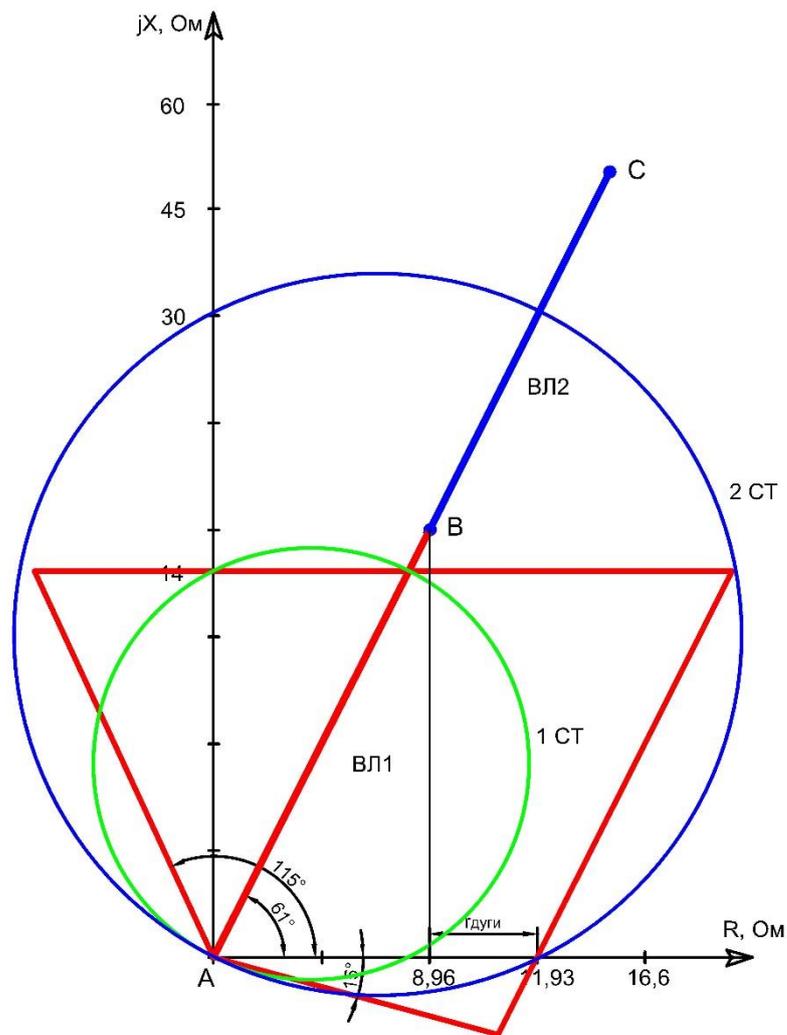


Рисунок 9.9 – Характеристика 1 и 2 ступени ДЗ ВЛ

Сопротивление срабатывания третьей ступени рассчитывается по выражению [37]:

$$Z_{с.з.3} = \frac{Z_{самозап}}{k_H \cdot k_B \cdot \cos(\varphi_{3.ст} - \varphi_{раб})}, \quad (9.60)$$

где $Z_{самозап}$ – минимальное значение первичного сопротивления в месте установки защиты в условиях самозапуска ЭД;

$\varphi_{3.ст}$ – угол максимальной чувствительности 3 ступени ДЗ, совпадает с $\varphi_{1.ст}$;

k_H – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2;

k_B – коэффициент возврата реле, определяемый по технической документации на МП терминалы ДЗ.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ

Лист

154

Минимальное напряжение в месте установки:

$$U_{\text{МИН}} = 0,8 \cdot U_{\text{НОМ.ВН}};$$
$$U_{\text{МИН}} = 0,8 \cdot 115 = 92 \text{ кВ.}$$

Сопротивление самозапуска:

$$Z_{\text{САМОЗАП}} = \frac{U_{\text{МИН}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{САМОЗАП}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС}}}, \quad (9.61)$$

где $k_{\text{САМОЗАП}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока при самозапуске ЭД, ориентировочно может приниматься равным 1,5...2,0;

$I_{\text{РАБ.МАКС}}$ – максимальное значение первичного тока в защищаемой линии.

Тогда получаем сопротивление самозапуска (9.61):

$$Z_{\text{САМОЗАП}} = \frac{92}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 490} = 72 \text{ Ом.}$$

Если в составе нагрузки есть ЭД с $\cos \varphi = 0,8$, то в нормальном режиме угол не может превысить $36,9^\circ$.

Сопротивление срабатывания третьей ступени (формула 9.60):

$$Z_{\text{с.з.з}} = \frac{72}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(61 - 36,9)} = 65,6 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени третьей ступени ДЗ отстраивается от выдержки времени МТЗ трансформатора ГПП:

$$t_{\text{з.СТ.ДЗ}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t;$$
$$t_{\text{з.СТ.ДЗ}} = 1,54 + 0,4 = 1,94 \text{ с.}$$

									Лист
									155
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Степень селективности и выдержка времени МТЗ трансформатора рассчитываются по той же методике, что и для токовых защит сети 10 кВ рассмотренной выше. Характеристики выдержки времени – независимые.

Оценим чувствительность 3 ступени ДЗ, для этого на комплексной координатной плоскости изобразим схему сети (рисунок 9.7) и характеристику 3 ступени рисунок 9.10.

Для представления на комплексной плоскости кабельной линии трансформатора 10 кВ приведем их параметры к стороне 110 кВ.

Коэффициент трансформации:

$$K_T = \frac{U_{\text{CP.ВН}}}{U_{\text{CP.НН}}}; \quad (9.62)$$

$$K_T = \frac{115}{10,5} = 10,95.$$

Погонные параметры линии ПвБВнг 3x240/95-10, по данным [9]:

- $r_0 = 0,077$ Ом/км;
- $x_0 = 0,075$ Ом/км.

Длина КЛ составляет 1,2 км. Приведем активное и индуктивное сопротивление КЛ к стороне ВН:

$$R_{\text{КЛ.110}} = r_0 \cdot L_{\text{КЛ}} \cdot K_T^2; \quad (9.63)$$

$$R_{\text{КЛ.110}} = 0,077 \cdot 1,2 \cdot 10,95^2 = 11 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{КЛ.110}} = x_0 \cdot L_{\text{КЛ}} \cdot K_T^2; \quad (9.64)$$

$$X_{\text{КЛ.110}} = 0,075 \cdot 1,2 \cdot 10,95^2 = 10,79 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление КЛ:

$$Z_{\text{КЛ}} = 11 + j10,79 = 15,4 \cdot e^{j44,5} \text{ Ом}.$$

									Лист
									156
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Полное сопротивление цехового трансформатора:

$$Z_{T2} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{(U_{НОМ.ВН})^2}{S_{НОМ}};$$

$$Z_{T2} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{115^2}{1,25} = 582 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление трансформатора явно выходит за пределы характеристики 3 ступени ДЗ линии 110 кВ, поэтому активное и индуктивное сопротивление трансформатора можно не уточнять.

Расчет уставки, видно, что 3 ступень ДЗ ВЛ охватывает весь трансформатор Т1 110/10 кВ и всю КЛ, отходящую от шин НН ГПП, выполняя функцию дальнего резервирования, так же она охватывает и часть второго (цехового) трансформатора.

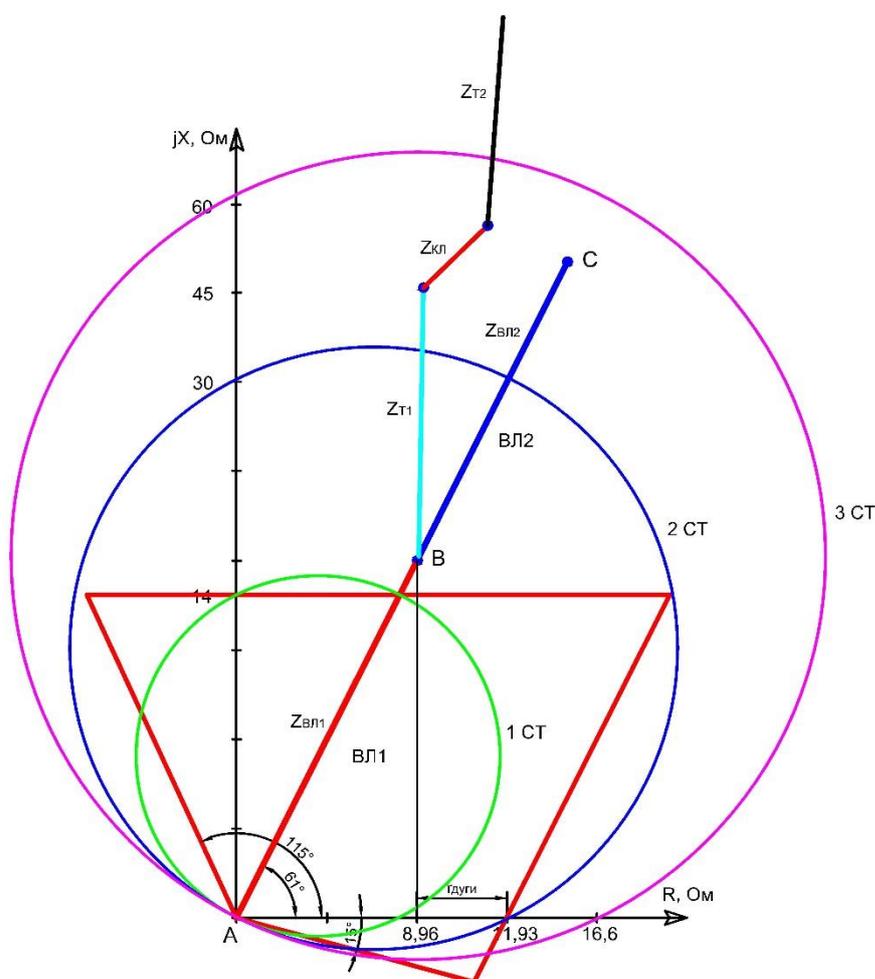


Рисунок 9.10 – Характеристика ступени ДЗ ВЛ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ

Лист

157

9.2.2.2 АПВ ВЛ 110 кВ

На линиях с двухсторонним питанием могут применяться следующие виды АПВ [1]:

- несинхронное АПВ (НАПВ);
- быстродействующие АПВ (БАПВ);
- АПВ с ожиданием синхронизма (АПВОС);
- АПВ с улавливанием синхронизма (АПВУС).

В рассматриваемой сети (рисунок 9.11) согласно ПУЭ [1, пункт 3.3.18]: «На линиях с двусторонним питанием при наличии двух связей, а также при наличии трех связей, если вероятно одновременное длительное отключение двух из этих связей (например, двухцепной линии):

- несинхронное АПВ (в основном для линий 110-220 кВ и при соблюдении условий, указанных в 3.3.12, но для случая отключения всех связей);
- АПВ с проверкой синхронизма (при невозможности выполнения несинхронного АПВ по причинам, указанным в 3.3.12, но для случая отключения всех связей).

Изходя из всего выше сказанного принимаем самый тяжелый режим, когда одна двухцепная линия выведена в ремонт, а на второй линии происходит КЗ. Принимаем АПВ с контролем синхронизма. В наших МП терминалах уже заложена функция АПВ с улавливанием синхронизма (АПВУС). Поэтому достаточно рассчитать выдержку времени АПВ и выбрать измерительные трансформаторы напряжения.

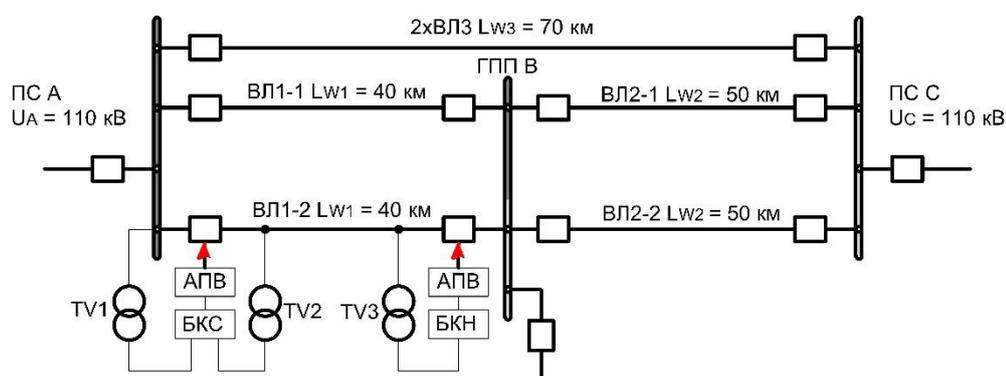


Рисунок 9.11 – Схема сети 110 кВ с размещением терминалов АПВ на линии ВЛ1

									Лист
									158
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

10 ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА НА СТОРОНЕ НН ТРАНСФОРМАТОРА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ стороны НН выбирается по номинальной мощности трансформатора с учётом 40% перегрузки.

Рабочий максимальный ток трансформатора был рассчитан ранее и равен $I_{\text{РАБ.МАКС.Т.НН}} = 3233 \text{ А}$.

Для ячейки РУ ВВ секции шин НН ПС выбран ТТ ТОЛ–10–М–4 фирмы ЗАО «Электроцит ТМ – Самара» [12].

Параметры ТТ ТОЛ–10–М–4:

$$n_T = \frac{40000}{5};$$

$$I_{\text{ЭЛ.ДИН.СТОЙ.}} = 152,5 \text{ кА};$$

$$I_{\text{1.СЕК.ТЕРМ.СТОЙ.}} = 61 \text{ кА}.$$

Ударное значение тока в месте КЗ:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)} \cdot k_{\text{уд}}, \quad (9.66)$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент, по данным приложения 6, [13] при КЗ на присоединении ВН ПС $k_{\text{уд}} = 1,8$.

Тогда согласно формуле (9.66) ударный ток КЗ:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 16,6 \cdot 1,8 = 42,25 \text{ кА}.$$

Условие электродинамической стойкости ТТ выполняется.

Расчетное значение количественной оценки степени термического воздействия тока КЗ:

$$B_{\text{к.расч}} = \left[I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)} \right]^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{откл.в.}}), \quad (9.67)$$

									Лист
									161
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

где $t_{рз}$ – расчетная выдержка времени МТЗ ВВ при КЗ на стороне ВН трансформатора;

$t_{откл.в.}$ – время отключения выключателя.

Расчетная выдержка времени была определена ранее и составила 1,22 с.

По данным [20] полное время отключения ВВ составляет 55 мс.

Тогда расчетное значение B_k (формула 9.67):

$$B_{k,расч} = [16,6]^2 \cdot (1,22 + 0,055) = 352 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

По данным [20] ток термической стойкости при номинальном первичном токе составляет 61, т.е:

$$B_{k,кат} = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 61^2 \cdot 1 = 3721 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (9.68)$$

$$B_{k,кат} = 61^2 \cdot 1 = 3721 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условие термической стойкости ТТ выполняется. Определим расчетные значения сопротивления нагрузки для обмоток ТТ. Так как терминалы РЗА подключены к ТТ по схеме полная звезда, максимальное сопротивление нагрузки составит:

$$Z_{нагр} = Z_{реле} + 2Z_{пров} + Z_{конт}, \quad (9.69)$$

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

$Z_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов;

$Z_{конт}$ – сопротивление переходных контактов.

Сопротивление МП терминала определяется по потребляемой мощности от ТТ, по данным [34] для терминалов серии БРМЗ–ТД составляет 0,2 ВА для $I_{2НОМ} = 5$ А. Следовательно, сопротивление реле:

$$Z_{реле} = \frac{S_{пот}}{I_{2НОМ}^2} = \frac{0,2}{5^2} = 0,008 \text{ Ом.} \quad (9.70)$$

									Лист
									162
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Сопротивление соединительных проводов:

$$Z_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}, \quad (9.71)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода;

$l_{\text{расч}}$ – расчетная длина соединительного провода;

q – сечение по условию механической прочности, для меди составляет 2,5 мм².

Для защит 110 кВ по данным длина соединительного провода не превышает 75-100 м, (выбираем 100 м).

Сопротивление соединительного провода для БРМЗ–ТД составит, соответственно (формула 9.71):

$$Z_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов по данным [34] составит 0,05 Ом.

Следовательно, сопротивление нагрузки (формула 9.69):

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

По данным [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:

$$k_{10,\text{доп}} = k_{10,\text{ном}} \cdot \frac{Z_{10,\text{ном}}}{Z_{\text{нагр}}}; \quad (9.73)$$

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

									Лист
									163
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ				

Расчетная кратность:

$$k_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{кз.макс}}^{(3)}}{I_{1.\text{ном}}}; \quad (9.74)$$

$$k_{\text{расч}} = \frac{16604}{3322} = 4,99;$$

$$k_{10.\text{доп}} \geq k_{\text{расч}}$$

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

					13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		164

11 ЗАЩИТА ОТ ДУГОВЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА БАЗЕ УСТРОЙСТВА «ДУГА–МТ»

Значительную опасность для комплектных распределительных устройств (КРУ) напряжением 6–10 кВ представляют внутренние короткие замыкания (КЗ), сопровождаемые электрической дугой (ЭД). Температура электрической дуги может достигать значений порядка 7000 ... 12000 °С за время менее одного периода промышленной частоты.

Электрическая дуга воздействует на элементы конструкции КРУ, вызывая повреждения различной степени тяжести, а в случае отсутствия адекватных и своевременных мер по её ликвидации неминуемо приводит к их разрушению. Опыты, проведенные в научно-исследовательском центре испытаний высоковольтной аппаратуры (НИЦ ВВА), показывают, что открытая электрическая дуга в изолированных отсеках КРУ приводит к повреждению изоляции (как правило, это проходные изоляторы). Степень ущерба зависит от типа изоляционного материала, величины тока КЗ и времени его протекания.

Зависимости степени повреждения элементов КРУ от времени горения дуги приведены на рисунке 11.1.

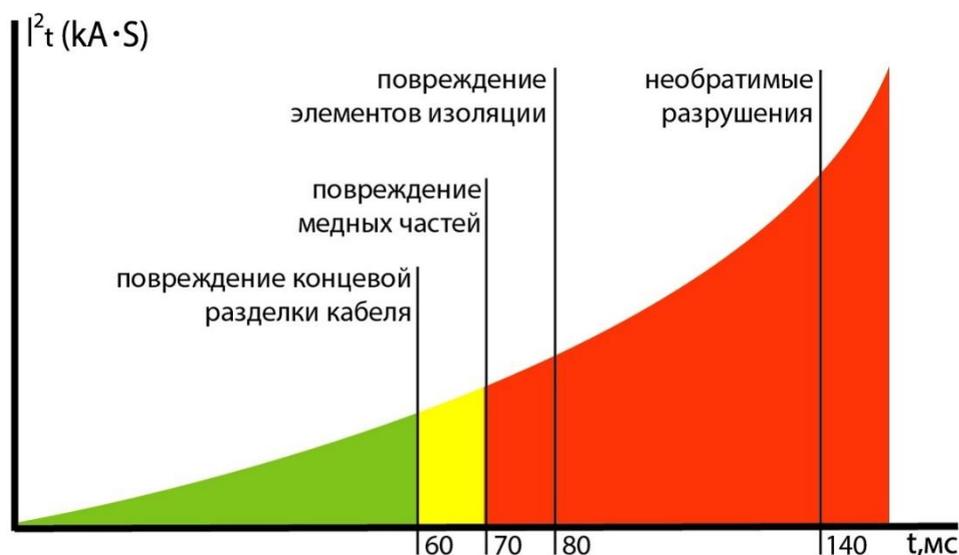


Рисунок 11.1 – Зависимости степени повреждения элементов КРУ от времени горения дуги

11.1 Требования к дуговой защите

Основные требования к дуговым защитам (ДЗ) с ВОД [ПУЭ]:

- быстродействие в интервале 5–20 мс, чтобы дуга не привела к большому ущербу. В то же время, например, клапанные ДЗ срабатывают при определенном избыточном давлении, достигаемом при горении дуги в течение 100–500 мс, что приводит к частичному повреждению оборудования и загрязнению ячейки продуктами горения.
- селективность защиты, особенно при наличии потребителей первой и второй категорий. Сначала отключается выключатель фидерной ячейки, в которой произошло КЗ, и только после этого, при необходимости, вводной и секционный выключатели. Применение упрощенных ДЗ с отключением всей секции может привести к значительному ущербу потребителей.
- возможность отключения нескольких ступеней (уровней) выключателей.
- надежность (живучесть), т.е. при выходе из строя отдельных частей (блоков) устройство должно сохранять работоспособность. Это обеспечивается максимальной децентрализацией, уменьшением или полным исключением общих элементов, участвующих в схеме отключения выключателей (общая шина связи, блоки управления, питания, дискретных входов/ выходов, контроля и др.), т.к. выход из строя хотя бы одного из этих элементов отключает ДЗ всей секции.
- для повышения надежности применение ВОД минимальной длины (1,0–3,0 м), не выходящих за габариты ячейки.
- помехозащищенность. Устройство должно соответствовать требованиям стандартов по электромагнитной совместимости, например, ГОСТ Р 51317.4.30-2008 для электрических сетей или более жесткому стандарту для атомных станций ГОСТ 50746-2000. Также необходимо подтверждение вспышки сигналами МТЗ/ЗМН. Должна быть защита от ложных срабатываний из-за солнечного света, люминесцентных ламп и ламп накаливания.

										Лист
										166
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ					

- удобство монтажа, универсальность элементов устройства. Возможность установки ДЗ на заводе-изготовителе, а не на объекте.
- возможность изменения параметров (МТЗ/ЗМН, УРОВ) в процессе эксплуатации без вызова представителей поставщика устройства. Удобство обслуживания, ремонта.

11.2 Состав и назначение устройства «ДУГА–МТ»

Устройство состоит из следующих объединённых между собой аппаратных компонентов:

- Волоконно-оптических датчиков дугового замыкания (ВОД-Л);
- регистраторов дугового замыкания (ДУГА-О) (рисунок 11.2);
- центрального блока (ДУГА-БЦ) (рисунок 11.1).



Рисунок 11.1 – Центральный блок «ДУГА-БЦ»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ

Лист

167

Таблица 11.1 – Основные технические характеристики центрального блока ДУГА–БЦ

Характеристика	Значение
Устойчивость к внешней среде	– температура эксплуатации от -40°С до +55°С; – влажность до 98%; – степень защиты лицевой панели IP54.
Характеристики по питанию	– диапазон напряжения от 66 В до 264 В; – доп. время прерывания питания до 2,4 с; – время готовности после включения 0,25 с.
Количество аналоговых входов	5
Количество дискретных входов/выходов	22/21
Выполняемые функции	– контроль пуска защит; – анализ положения выключателей; – формирование сигналов селективного отключения.



Рисунок 11.2 – Регистратор дуговых замыканий «ДУГА-О»

Таблица 11.2 – Основные технические характеристики регистратора ДУГА–О

Характеристика	Значение
Устойчивость к внешней среде	– температура эксплуатации от -40°С до +55°С, включая дисплей; – влажность до 98%; – степень защиты лицевой панели IP54.
Характеристики по питанию	– диапазон напряжения от 66 В до 264 В; – доп. время прерывания питания до 2,4 с; – время готовности после включения 0,25 с.
Количество входных сигналов	4
Количество выходных сигналов	5
Выполняемые функции	– передача сигналов датчиков на шинки защиты; – сигнализация срабатывания; – самодиагностика.

Устройство предназначено для:

- ликвидации дугового замыкания и минимизации или исключения разрушений в ячейках и секциях распределительных устройств (РУ);
- защиты обслуживающего персонала от травм и повреждений, вызванных открытой электрической дугой;
- сокращения времени обнаружения места возникновения дугового замыкания;
- снижения затрат, связанных с нарушением электроснабжения.

Функционально-эксплуатационные особенности Устройства:

- распределенно-централизованный принцип построения с формированием селективных воздействий на выключатели РУ;
- селективное действие на выключатели «генерирующих» отходящих присоединений;

										Лист
										169
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ					

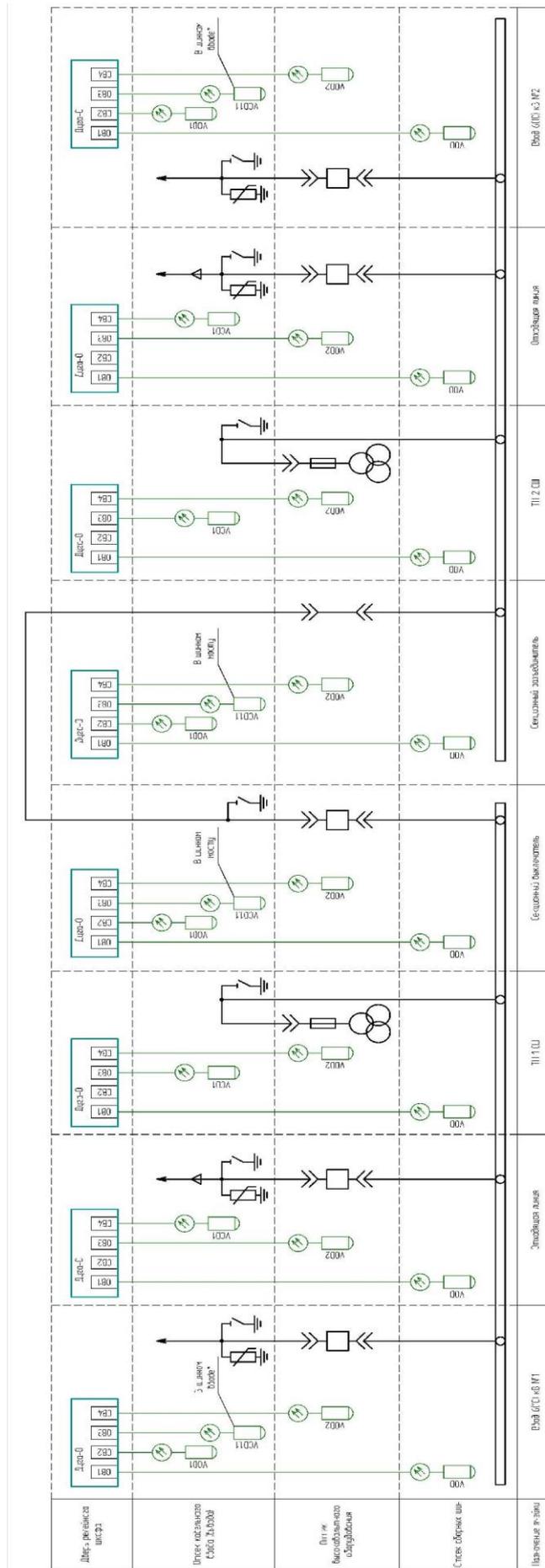


Рисунок 11.3 – Вариант применения дуговой защиты «ДУГА–МТ» на КРУ по схеме 6(10)–1

«Две секции шин и один ввод на секцию»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ

11.4 Описание работы ЗДЗ секции 6(10) кВ с устройством «ДУГА-МТ»

Схемы ЗДЗ секции 6(10) кВ с ячейками КРУ предусматривают:

- Отключение отходящей линии 6(10) кВ при ДЗ в отсеке ввода/вывода с контролем тока КЗ в цепи питающих элементов секции 6(10) кВ.

По усмотрению заказчика при ДЗ в отсеке ввода-вывода ячейки отходящей линии 6(10) кВ возможен режим погашения секции без предварительного отключения линии 6(10) кВ;

- Отключение выключателя ввода 6(10) кВ с контролем тока КЗ в цепи ввода, а также запретом АПВ ввода 6(10) кВ и АВР СВ или ВВ 6(10) кВ:
 - при ДЗ в ячейках отходящих линий 6(10) кВ (отсек высоковольтного оборудования или отсек сборных шин);
 - при ДЗ в ячейках отходящих линий 6(10) кВ (отсек ввода-вывода) по усмотрению заказчика. Выбор режима ликвидации ДЗ в отсеке ввода-вывода ячейки линии задается программным ключом S1 в устройстве «ДУГА-БЦ-150»;
 - при ДЗ в ячейке ввода 6(10) кВ (отсек сборных шин или отсек ввода-вывода);
 - при ДЗ в ячейке ТН (ТСН) на вводе 6(10) кВ (отсек высоковольтного оборудования или ввода-вывода);
 - при ДЗ в ячейке СВ 6(10);
 - при ДЗ в ячейке ТН шин 6(10) кВ;
 - при ДЗ в ячейке СР – только для ввода (вводов) 6(10) кВ секции, на которой установлена ячейка СР 6(10) кВ;
 - при ДЗ в шинном мосту секционной связи между ячейками СР 6(10) кВ и СВ 6(10) кВ (при его наличии) – только для ввода 6(10) кВ секции, на которой установлена ячейка СР 6(10) кВ.
- Отключение СВ 6(10) кВ с контролем по току КЗ в цепи СВ 6(10) кВ:
 - при ДЗ в ячейках отходящих линий 6(10) кВ (отсек высоковольтного оборудования или отсек сборных шин);

										Лист
										172
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ					

- Отключение выключателя на стороне питания секции 6(10) кВ РП (как правило, при небольшом расстоянии до стороны питания – уточняется при конкретном проектировании) с контролем по току на стороне питания либо организация сигнала о срабатывании и передача сигнала по каналам ТМ (для удаленного РП):
 - при ДЗ в ячейке ввода 6(10) кВ (отсек высоковольтного оборудования или ввода-вывода);
 - при ДЗ в ячейке ТН (ТСН) на вводе 6(10) кВ (отсек высоковольтного оборудования или ввода-вывода).

В ячейках КСО при наличии изолированных отсеков дуговая защита выполняется аналогично ячейкам КРУ, при отсутствии изолированных отсеков при любом срабатывании дуговая защита с контролем тока КЗ действует на отключение питающих присоединений секции, при этом нет возможности обеспечить селективное отключение стороны ВН (СН) силового трансформатора или выключателя питающего кабеля для РП.

					<i>13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>174</i>

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработка релейной защиты и автоматики для подстанции была произведена согласно действующим нормативным техническим документам и неоднократно проверенным методикам расчета.

В ВКР для проектируемой транзитной подстанции 110/10 кВ было выбрано:

- схемы для сторон 110 и 10 кВ: «8 Шестиугольник», «Одна секционированная выключателем система шин» соответственно;
- режимы заземления нейтралей трансформаторов: ВН – эффективно-заземленная, НН – изолированная нейтраль;
- сечение кабельной линии: ПвБВнг 3х240/95–10;
- ТСН: ТМГ(Ф)–400/10–У1;
- предохранители: ПКТ-101-3,2-12,5;
- силовые трансформаторы: ТДН–40000/110–У1;
- трансформаторы 10/0,4: ТМГ–1250/10–У1;
- ВЛ: АС–240/32;
- выключатели: ВГТ–УЭТМ–110;
- разъединители: РПД–УЭТМ–110;
- КРУ: СЭЩ–59 с вакуумным выключателем ВВУ–СЭЩ–10;
- виды РЗА для объектов на сторонах 110 и 10 кВ;
- типоразмера УРЗА на сторонах 110 и 10 кВ.

Для УРЗА были рассчитаны их параметры.

На этом основании можно утверждать, что релейная защита и автоматика подстанции будет верно функционировать в течение запланированного срока службы при выполнении требований по монтажу и эксплуатации цепей и оборудования подстанции.

					<i>13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>175</i>

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/>
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 БМРЗ-152-4-Д-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: Моно – графия / М.А. Шабад. СПб.: ПЭИПК, 2003. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 с.: ил;
30. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-152-2-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-ТД-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.mtrele.ru/shop/shkafyi-rza/>
35. Элегазовые трансформаторы тока типа ТРГ-УЭТМ 110 – http://www.uetm.ru/products/146/177/_aview_b16
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.

					13.03.02.2018.265.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		178