

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

_____ / И.М. Кирпичникова /

« ___ » _____ 2020 г.

«Проектирование интегрированных устройств релейной защиты и автома-
тики»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ЮУрГУ – 13.03.02.2020.125-076 ПЗ ВКР

Консультант, старший
преподаватель

_____ / А.Н. Садовников /

« ___ » _____ 2020 г.

Руководитель, старший
преподаватель

_____ / А.Н. Садовников /

« ___ » _____ 2020 г.

Автор работы

студент группы ПЗ-572

_____ / А.Н. Аникеев /

« ___ » _____ 2020 г.

Нормоконтролёр, старший
преподаватель

_____ / А.Н. Садовников /

« ___ » _____ 2020 г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»
Направление 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ / И.М. Кирпичникова /

« ___ » _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу бакалавра

Аникеев Андрей Николаевич

Группа ПЗ-572

1. Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование интегрированных устройств релейной защиты и автоматики» утверждена приказом по университету от « ___ » _____ 2020 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы « ___ » _____ 2020 г.

3. Исходные данные к работе

Проектируемая двухтрансформаторная подстанция подключена к существующей сети как показано на рисунке 1.

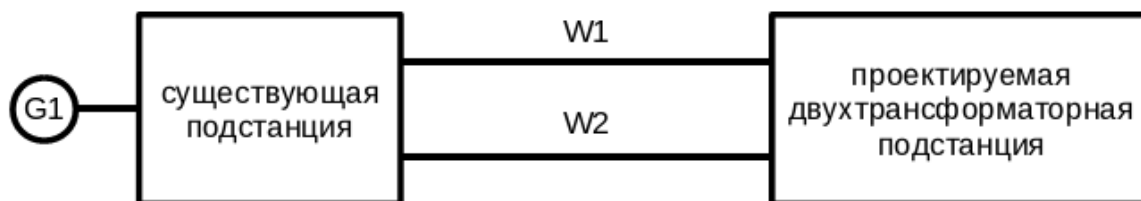


Рисунок 1 – Схема подключения проектируемой подстанции

Параметры системы G1:

Мощность КЗ на шинах существующей подстанции:

В максимальном режиме 1300 МВА;

В минимальном режиме 1100 МВА.

Параметры воздушных линий W1 (W2):

Номинальное напряжение 110 кВ;

Длина 25 км.

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

Трансформатор 10,5/0,4 кВ, несущий постоянную нагрузку:

Количество 4;

Мощность 1 МВА;

Асинхронный двигатель АД4:

Количество 4;

Активная мощность 630 кВт;

$\cos\varphi=0,88$;

КПД 95,7%;

Коэффициент пуска 5,3.

Кабельная линия к РП:

Количество 2;

Длина 1,6 км;

Мощность нагрузки каждой 3 МВА;

Коэффициент самозапуска нагрузки 1,4;

Максимальная выдержка времени на отходящем фидере 2с.

Содержание расчетно-пояснительной записки:

1. Выбор силовых трансформаторов, схем соединения распределительных устройств на высокой и низкой сторонах проектируемой подстанции;
2. Выбор вида и источника оперативного тока на проектируемой подстанции и РП;
3. Расчет токов короткого замыкания;
4. Выбор и проверка силовых автоматических выключателей на высокой и низкой сторонах проектируемой подстанции и РП;
5. Выбор видов релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, РП и ячейки питающей линий (W1 и W2) на существующей подстанции;
6. Выбор типоразмера устройств релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, РП и ячейки питающей линий (W1 и W2) на существующей подстанции по каталогам (фирма-разработчик выбирается по согласованию с руководителем);
7. Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, РП и ячейки питающей линий (W1 и W2) на существующей подстанции;
8. Проверка на допустимую погрешность трансформатора тока на стороне низкого напряжения силового трансформатора проектируемой подстанции.

Перечень графического материала:

1. Схема главная электрических соединений проектируемой подстанции и РП с указанием типов основного силового оборудования;
2. Схема проектируемой подстанции и РП с расстановкой устройств релейной защиты и автоматики;

3. Схема подключения устройства релейной защиты и автоматики питающей линии (W1 и W2) на существующей подстанции;
4. Схема подключения устройства релейной защиты и автоматики силового трансформатора проектируемой подстанции;
5. Схема подключения одного из устройств релейной защиты и автоматики стороны 10 кВ проектируемой подстанции (по согласованию с руководителем).

Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов

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

Дата выдачи задания « ____ » _____ 2020 г.

Руководитель работы

(подпись)

Задание принял к исполнению

(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Дата завершения этапа	Отметка руководителя о выполнении
Выбор схемы соединения электрических соединений		
Выбор режима заземления нейтрали		
Выбор коммутационного оборудования на стороне 10 кВ		
Выбор расчетных схем		
Выбор фирмы-производителя устройств РЗА		
Расчет уставок устройств РЗА		
Проверка измерительного трансформатора		
Оформление пояснительной записки		
Разработка чертежей и презентации		

Заведующий кафедрой _____ / И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы _____ / А.Н. Садовников /

Студент _____ / А.Н. Аникеев /

АННОТАЦИЯ

Аникеев А.Н. – Проектирование интегрированных устройств релейной защиты и автоматики. – Челябинск: ЮУрГУ, ЗФ, П-572, 2020 г., стр. 116, илл. 36, табл. 33. Список литературы – 39 наименований. Чертежей – 5 листов формата А1.

В выпускной квалификационной работе представлен проект релейной защиты тупиковой двухтрансформаторной подстанции 110/10 кВ.

Расчет включает в себя выбор основного электротехнического оборудования подстанции и РП, кабельных линий к РП и от него, воздушных линий, схемы ОРУ 110 кВ, расчет токов короткого замыкания. Произведен выбор защит к установке на электродвигателях, трансформаторах нагрузки НН ПС и РП, кабельной линии, вводных и секционных выключателях, а также на силовом трансформаторе проектируемой ПС 110/10 кВ и воздушной линии существующей подстанции. Выполнены расчеты уставок этих защит и проверка трансформатора тока ввода низкого напряжения проектируемой ПС и схем внешних цепей устройств РЗА.

Выполнены чертежи главной схемы проектируемой подстанции и РП, схемы проектируемой подстанции и РП с расстановкой устройств релейной защиты и автоматики, схема подключения УРЗА силового трансформатора, линии, СВ 10 кВ.

					<i>ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Аникеев</i>			<i>Проектирование интегрированных устройств релейной защиты и автоматики</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>		<i>Садовников</i>					6	116
<i>Н. контр.</i>		<i>Садовников</i>				<i>ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ</i>		
<i>Утв.</i>		<i>Кирпичникова</i>						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1. ГЛАВНАЯ СХЕМА СОЕДИНЕНИЯ ЭЛЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ.....	11
1.1 Схема ВН подстанции.....	11
1.2 Схема РУ НН подстанции.....	12
1.3 Схема РП 10 кВ питаемого от секции шин НН ПС 10 кВ.....	13
2. РЕЖИМ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ.....	14
2.1 Выбор сечения кабельной линии.....	14
2.2 Проверка КЛ по термической стойкости при КЗ.....	15
2.3 Расчет суммарного емкостного тока.....	16
3. ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	17
3.1 Выбор силового трансформатора.....	17
3.2 Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ ПС.....	17
3.3 Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ РП.....	17
4. ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК.....	19
4.1 Выбор ТСН.....	19
4.2 Выбор ТСН РП 10 кВ.....	20
4.3 Выбор предохранителей на ТСН.....	21
5. ВЫБОР РАСЧЕТНЫХ СХЕМ.....	22
5.1 Выбор сечения ВЛ.....	22
5.2 Выбор КЛ для присоединений НН.....	22
5.3 Расчет токов короткого замыкания.....	22
6. ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И ДРУГОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	26
6.1 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС.....	26
6.2 Выбор и проверка силовых выключателей и КРУ на стороне НН ПС.....	27
7. ОБЩАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА СИСТЕМЫ РЗА ЭНЕРГООБЪЕКТА.....	30
7.1 Выбор фирмы-производителя устройств РЗА.....	30
8. ВЫБОР ВИДОВ РЗА.....	31
8.1 Кабельная линия 10 кВ.....	31
8.2 Электродвигатель.....	33
8.3 Трансформатор 10/0,4 кВ.....	33
8.4 Вводной выключатель 10 кВ.....	35
8.5 Секционный выключатель 10 кВ.....	35
8.6 Шины 10 кВ.....	36
8.7 Трансформатор 110/10 кВ.....	36
8.8 ВЛ 110 кВ.....	38
9. ВЫБОР ИСПОЛНЕНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА.....	40
9.1 Кабельная линия.....	40
9.2 Электродвигатель.....	40
9.3 Трансформатор 10/0,4 кВ.....	41
9.4 Вводной выключатель секции шин НН ПС.....	42

					<i>ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

10.7.3 АВР.....	79
10.7.4 УРОВ.....	80
10.8 Вводной выключатель НН ПС 10 кВ.....	81
10.8.1 МТЗ с не зависимой выдержкой времени.....	81
10.8.2 ЛЗШ.....	81
10.8.3 АВР.....	82
10.8.4 УРОВ.....	82
10.9 Ячейка трансформатора напряжения.....	84
10.9.1 Защита минимального напряжения.....	84
10.9.2 УКИ (неселективная сигнализация при ОЗЗ)	85
10.10 Трансформатор 110/10 кВ.....	88
10.10.1 ДЗТ.....	88
10.10.2 МТЗ трансформатора.....	92
10.10.3 Защита от перегрузки трансформатора.....	97
10.10.4 УРОВ трансформатора.....	97
10.11 Воздушная линия 110/10 кВ.....	99
10.11.1 Дистанционная защита линий 110 кВ.....	99
10.11.2 Токовая отсечка.....	102
10.11.3 УРОВ.....	103
11. ПРОВЕРКА ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА.....	105
12. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДИАГНОСТИКИ И ТЕСТИРОВАНИЯ СИСТЕМ РЗА.....	107
12.1 Диагностика систем РЗА.....	107
12.2 Тестирование систем РЗА, включающих как устройства традиционного типа, так и с поддержкой стандарта МЭК 61850.....	109
12.3 Испытания устройств РЗА с поддержкой стандарта МЭК- 61850, работающих совместно с традиционными устройствами РЗА.....	110
12.4 Испытания устройств РЗА с поддержкой стандарта ИЭК- 61850.....	112
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	114
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	115

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в разных областях начинает получать широкое применение микропроцессорная техника, в основе которой находятся микропроцессоры. Это перспективное направление стало применяться и для осуществления релейной защиты, которая реализуется уже не с помощью реле, а в виде программ, закладываемых в память микропроцессорных систем. Развернуты начатые много раньше перспективные работы по созданию и введению в опытную эксплуатацию программных защит с использованием микропроцессорной техники во многих организациях.

Существенное преимущество микропроцессорных устройств защиты – это их многофункциональность. МП-устройства производят измерения основных электрических величин. То есть данные устройства являются достойной заменой не только защитных устройств, но и аналоговых измерительных приборов.

Например, терминал защит линий 110 кВ совмещает функции дистанционной защиты, токовой направленной защиты нулевой последовательности, а также осуществляет измерение основных электрических величин. На ЖК-дисплее данного устройства персонал, обслуживающий данную электроустановку, может контролировать нагрузку данной линии по фазам, напряжение, потребляемую активную и реактивную мощность. При этом управление посредством сенсорных кнопок и дисплея стало более наглядным и удобным.

Сейчас внедрение микропроцессорных устройств стало одним из основных направлений в развитии устройств релейных защит. Этому способствует то, что кроме основной задачи РЗА – ликвидации аварийных режимов, – новые технологии позволяют реализовать ряд дополнительных функций. К ним относятся: регистрация процессов аварийного состояния; опережение отключения синхронных потребителей при нарушениях устойчивости системы; способность к дальнейшему

					<i>ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

1. ГЛАВНАЯ СХЕМА СОЕДИНЕНИЯ ЭЛЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

1.1 Схема ВН подстанции

В соответствии с п. 2.2.1 [2] для ОРУ 110 кВ должны применяться схемы с одним выключателем на присоединение, как правило, без обходных систем шин.

По «Схемы РУ ПС» (п. 1.5.5) — «Схема 4Н — два блока (линия-трансформатор) с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий применяется на напряжении 35-220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций»:

Наиболее предпочтительны ТТ встроенные в оборудование (выключатели), с 4 вторичными обмотками: счетчик, измерения, основная и резервные защиты трансформатора. ТТ также необходимы в нейтралях трансформаторов для подключения токовых защит нулевой последовательности (ТЗНП). ТН антиферрорезонансный с 3 вторичными обмотками (одна из которых для счетчиков). В нейтралях трансформаторов 110 кВ устанавливается ОПН. Схема главных присоединений ПС на стороне ВН изображена на рисунке 1.

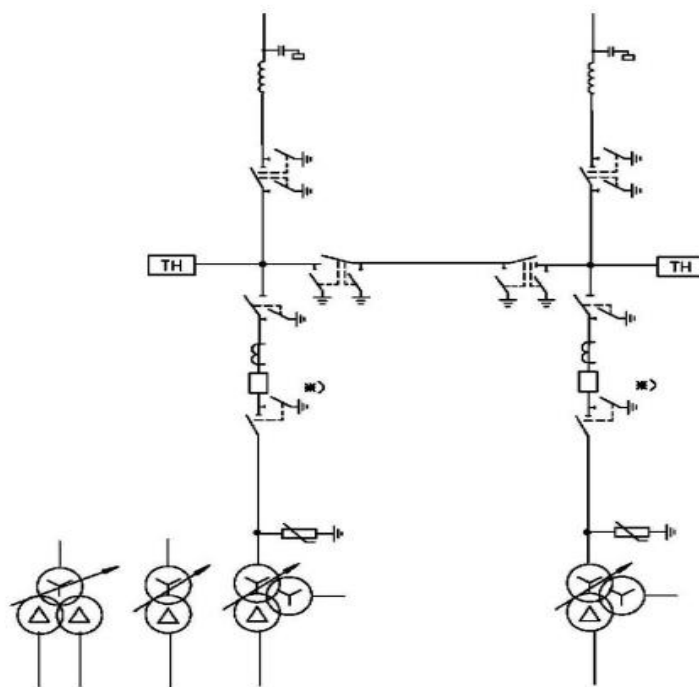


Рисунок 1 – Схема ВН ПС – «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Лист

11

1.2 Схема РУ НН подстанции

Использование на подстанции двух трансформаторов приводит к применению на РУ НН схемы с одной системой шин, с секционным выключателем [1 п.1.11.3].

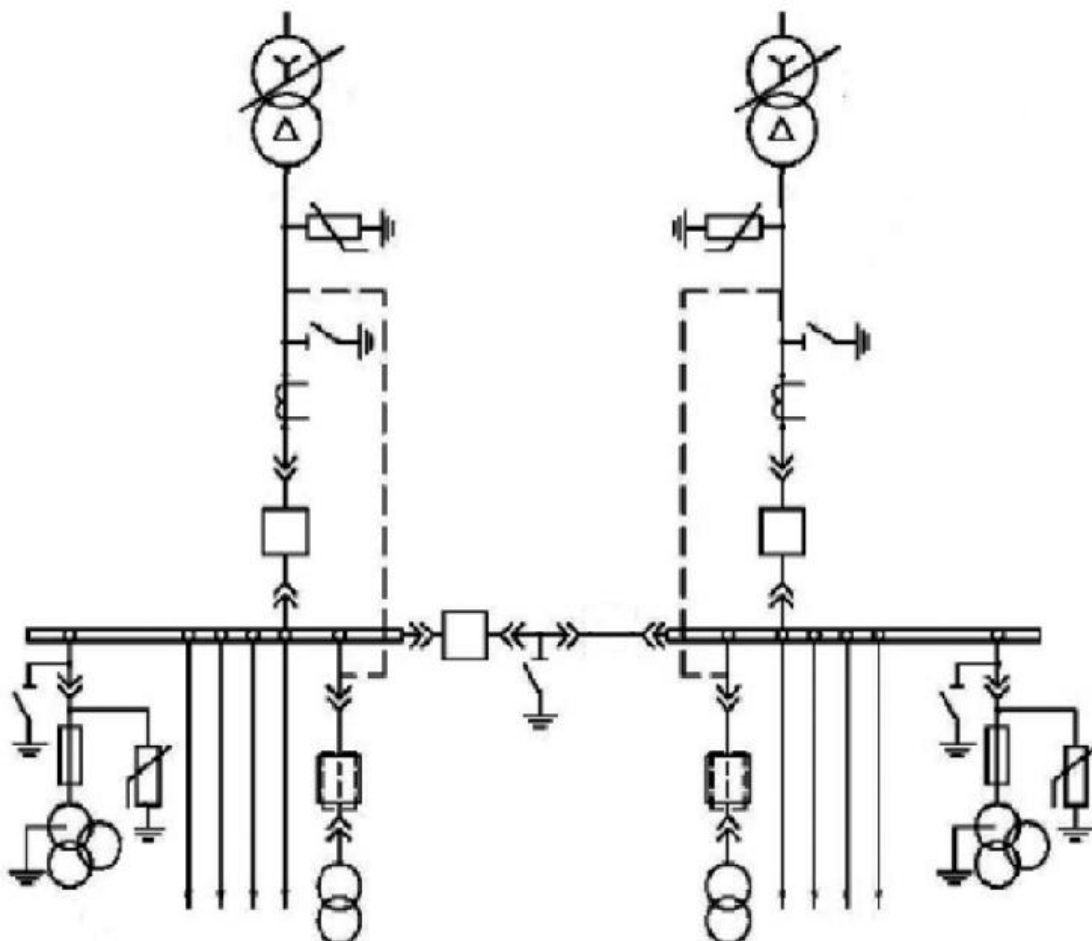


Рисунок 2 – Схема НН ПС

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Лист

12

1.3 Схема РП 10 кВ, питаемого от секции шин НН ПС

РП выполняется по схеме одна, секционированная выключателем, система шин. Нагрузкой РП является один трансформатор и одна кабельная линия на секцию.

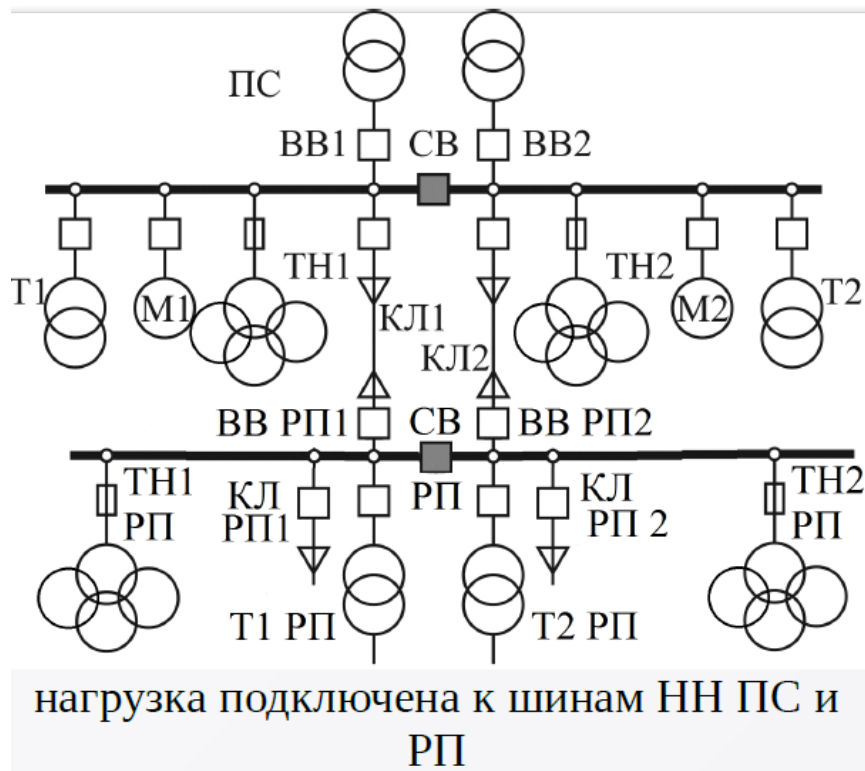


Рисунок 3 – Схема электрическая соединений НН ПС и РП

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Лист

13

2. РЕЖИМ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ

В сетях 110 кВ РФ настолько много силовых трансформаторов, что если заземлить нейтрали всех трансформаторов, ток однофазного КЗ превысит ток трехфазного КЗ, что недопустимо по условиям проверки основного оборудования на токи КЗ. Поэтому в сетях 110 кВ принят режим эффективно-заземленной нейтрали. Часть нейтралей трансформаторов сети 110 кВ разземлены.

Сети 6...35 кВ выполняются с изолированной нейтралью, причем, в соответствии с пунктом 5.11.8 [2], компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими реакторами должна применяться при емкостных токах, превышающих 20 А в сети напряжением 10 кВ. Работа электрических сетей напряжением 2-35 кВ может предусматриваться как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор. При этом компенсация емкостного тока замыкания на землю применяется при превышении этим током значения 20 А при напряжении 10 кВ [2 п.1.2.16].

Для определения режима заземления нейтрали трансформаторов в сети 10 кВ выберем сечение кабельной линии и рассчитаем значение суммарного емкостного тока замыкания на землю, который определяется сечением кабельных линий и их протяженностью.

2.1 Выбор сечения кабельной линии

Сечение кабельной линии 10 кВ выбирается по следующим параметрам [2 п.1.3]:

1) По предельно допусжаемому нагреву с учетом послеаварийных режимов:

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

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

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

$K_{\text{п}} = 1,1$ – коэффициент перегрузки для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена [2];

$K_{\text{с.н}} = 1$ – коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой прокладке кабельной линии [2];

$K_{\text{ср}} = 1$ – коэффициент, учитывающий температуру среды.

Определим полную мощность нагрузки:

$$S_{\text{н}} = N_{\text{т}} \cdot S_{\text{т}} + \frac{N_{\text{д}} \cdot P_{\text{д}}}{\cos \varphi_{\text{д}} \cdot \eta},$$

где $N_{\text{т}} = 4$ – количество трансформаторов;

$S_{\text{т}}$ – мощность трансформаторов, МВА;

									Лист
									14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР				

N_d – количество двигателей;

P_d – активная мощность двигателей, кВт;

η – КПД двигателей;

$$S_H = 4 \cdot 1 \cdot 10^6 + \frac{4 \cdot 0,63 \cdot 10^3}{0,88 \cdot 0,957} = 6,9 \text{ МВА.}$$

Определим длительный ток нагрузки нормального режима:

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{6,9 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 398,3 \text{ А.}$$

Максимальный ток нагрузки послеаварийного режима составит:

$$I_{H.МАКС} = 398,3 \text{ А.}$$

Тогда:

$$I_{ДОП} \geq \frac{I_{H.МАКС}}{K_{II} \cdot K_{CH} \cdot K_{CP}} = \frac{398,3}{1,1 \cdot 1 \cdot 1} = 362,1 \text{ А.}$$

Выбираем кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ производства ОАО «Электрокабель» Кольчугинский завод [3], одножильный кабель АПВБП 3х240/25-10 с допустимым током 392 А.

2) По экономической плотности тока:

$$q_э = \frac{I_H}{J_э},$$

где $q_э$ – экономически целесообразное сечение, мм²;

$J_э = 1,7$ – экономическая плотность тока, А/мм² [2];

$$q_э = \frac{I_H}{J_э} = \frac{398,3}{1,7} = 234,3 \text{ мм}^2.$$

Так как сечение, выбранное по длительному нагреву, больше выбранного по экономической плотности, окончательно принимаем кабельную линию к распределительному устройству АПВБП 3х240/25-10.

2.2 Проверка КЛ по термической стойкости при КЗ

ТКЗ в начале КЛ (на шинах НН ПС) составляет $I_{II}^{(3)} = 7,464$ кА, а продолжительность КЗ $t_{ОТКЛ} = 3,05$ с.

По каталожным данным фирмы-производителя допустимый ток односекундного короткого замыкания для кабеля сечением жилы 240 мм² составляет 22,7 кА.

Так как расчетная продолжительность КЗ отличается от каталожной, необходимо вычислить поправочный коэффициент:

$$k = \frac{1}{\sqrt{t_{ОТКЛ}}} = \frac{1}{\sqrt{3,05}} = 0,573;$$

В этом случае допустимый ток составит:

$$I_{ДОП(3,05)} = 0,573 \cdot 22,7 = 13 \text{ кА.}$$

Выбранный кабель проходит проверку.

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР				

2.3 Расчет емкостного тока замыкания на землю

Суммарный емкостной ток замыкания на землю определяется по следующей формуле:

$$I_{C\Sigma} = N_{\text{КЛ}} \cdot N_{\text{Ц}} \cdot L_{\text{КЛ}} \cdot k_{\text{КЛ}},$$

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, км;

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

Удельное значение емкостного тока определяется по формуле:

$$k_{\text{КЛ}} = 3 \cdot \omega \cdot C_{\text{оф}} \cdot U_{\text{ф}} \cdot 10^{-6},$$

где $\omega=314$ – угловая частота напряжения, с^{-1} ;

$C_{\text{оф}} = 0,493$ – емкость 1 км кабеля, мкФ [3];

$U_{\text{ф}}$ – фазное напряжение, В;

$$k_{\text{КЛ}} = 3 \cdot 314 \cdot 0,46 \cdot 5770 \cdot 10^{-6} = 2,5 \text{ А/км.}$$

Тогда:

$$I_{C\Sigma} = N_{\text{КЛ}} \cdot N_{\text{Ц}} \cdot L_{\text{КЛ}} \cdot k_{\text{КЛ}} = 2 \cdot 1 \cdot 1,6 \cdot 2,58 = 8,27 \text{ А.}$$

Так как суммарный емкостной ток замыкания на землю не превышает 20 А, то для такой сети компенсация не требуется.

					<i>ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						16
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3. ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.1 Выбор силового трансформатора

Суммарная нагрузка подстанции составит:

$$S_{ПС} = (N_T \cdot S_T) + \frac{N_D \cdot P_D}{\cos \varphi_D \cdot \eta} + (N_{КЛ} \cdot S_{КЛ}) = (4 \cdot 1) + \frac{4 \cdot 0,63}{0,88 \cdot 0,957} + (2 \cdot 3) = 13 \text{ МВА.}$$

Согласно ГОСТ 14209-97 коэффициент аварийной перегрузки $k_{П} \leq 1,4$. Следовательно, мощности основных трансформаторов подстанции не должны быть меньше:

$$S_{Т.НОМ} \geq \frac{S_{ПС}}{k_{П}} = \frac{13}{1,4} = 9,28 \text{ МВА.}$$

Выбираем фирму-изготовителя силового трансформатора – ОАО «Электrozавод», г. Москва. К установке принимаем силовой трансформатор типа ТДН-10000/110/10,5-У1.

Определим максимальный коэффициент аварийной перегрузки:

$$K_{П} = \frac{S_{ПС}}{S_{Т.НОМ}} = \frac{13}{10} = 1,3.$$

3.2 Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ подключенных к шинам НН ПС мощностью 1 МВА.

По каталогу ОАО «ПК ХК «Электrozавод», г. Москва выбираем ТМГ-1000/10-У1 с параметрами:

$$S_{НОМ} = 1000 \text{ кВА;}$$

$$U_{НОМ.ВН} = 10,5 \text{ кВ;}$$

$$U_{НОМ.НН} = 0,4 \text{ кВ;}$$

$$\text{ПБВ} \pm 2 \times 2,5\%;$$

Схема и группа соединения обмоток Д/У_Н-11.

3.3 Выбор трансформаторов РП 10,5/0,4 кВ

Зададим мощность нагрузки КЛ отходящей от РП - $S_{Н.КЛ.РП} = 2,5 \text{ МВА}$, тогда:

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

По каталогу ОАО «ПК ХК «Электrozавод», г. Москва выбираем ТМГ-1250/10-У1 с параметрами:

$$S_{НОМ} = 1250 \text{ кВА;}$$

$$U_{НОМ.ВН} = 10,5 \text{ кВ;}$$

$$U_{НОМ.НН} = 0,4 \text{ кВ;}$$

$$\text{ПБВ} \pm 2 \times 2,5\%;$$

									Лист
									17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР				

Схема и группа соединения обмоток Д/Ун-11.

Исходя из заданной мощности трансформатора, равной 3МВА по каталогу ООО «Электрозавод», г. Москва выбираем ТМГ-1250/10-У1.

					<i>ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>18</i>

4. ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК

На подстанциях 110 кВ и выше, как правило, применяется оперативный постоянный ток напряжением 220 В. Источником напряжения оперативного тока служит аккумуляторная батарея, работающая с зарядно-подзарядным агрегатом в режиме постоянного подзаряда.

На РУ 10 кВ рекомендуется применять переменный оперативный ток. В качестве источников переменного оперативного тока для питания цепей защиты и управления должны использоваться трансформаторы тока и предварительно заряженные конденсаторы [4 п.2.3.5.5].

4.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

На всех подстанциях необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд (ТСН) [5 п.6.1.1]. Мощность каждого ТСН с НН 0,4 кВ должна быть не более 630 кВА [5 п.6.1.2].

Определим количество ячеек КРУ 10 кВ.

Таблица 1 – Количество ячеек КРУ

Назначение	Количество
Вводы 1-2 секции	2
Секционный выключатель	1
Секционный разъединитель	1
ТСН1 и ТСН2	2
ТН 1-2 секции	2
Отходящие присоединения	10
Итого	18

Определим суммарную активную нагрузку.

Таблица 2 – Суммарная нагрузка ТСН

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Кол-во	Мощность, кВт
Охлаждение трансформаторов 110 кВ	5	2	10
Подогрев выключателей 110 кВ	5	2	10
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	18	18
Потребление ОПУ	100	1	100
Потребление ЗРУ	10	1	10
Освещение ОРУ	5	1	5
Маслохозяйство	200	1	200
Подзарядно-зарядный агрегат АБ	25	2	50
		Итого	403

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Лист

19

Определим полную мощность нагрузки СН по формуле:

$$S_{\text{СН}} = k_{\text{С}} \cdot \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi},$$

где $k_{\text{С}} = 0,8$ – коэффициент спроса;

P_{Σ} – суммарная активная нагрузка, кВт;

$$S_{\text{СН}} = 0,8 \cdot \frac{403}{0,9} = 360 \text{ кВА.}$$

Выбираем ТСН фирмы-изготовителя ОАО «Электростанция» г. Москва ТМГ-400/10-У1 [6]. Каталожные данные трансформатора собственных нужд [19] приведены в таблице 5.

4.2 Выбор ТСН РП 10 кВ

Таблица 3 Количество ячеек РП 10 кВ

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

Таблица 4 - Определение суммарной активной нагрузки РП 10кВ

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт.	Мощность, кВт
Подогрев ячеек КРУ 10	1	12	12
Потребление ЗРУ	10	1	10
Итого			22

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{\text{СН}} = \frac{k_{\text{С}} P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = \frac{0,8 \cdot 22}{0,9} = 19,55 \text{ кВА};$$

По каталогу [10] выбираем ТСН:

ТМ(Г)-25/10-11

$S_{\text{Н}} = 25 \text{ кВА};$

$U_{\text{ВН.НОМ}} = 10 \text{ кВ};$

$U_{\text{НН.НОМ}} = 0,4 \text{ кВ};$

Схема и группа соединения обмоток Д/Ун-11

$P_{\text{кз}} = 630 \text{ Вт};$

$u_{\text{к}} = 4,5\%;$

Регулирование напряжение осуществляется переключателем без возбуждения (ПБВ) на стороне высокого напряжения в пределах $\pm 2 \times 2,5\%$ от номинального напряжения.

Таблица 5 – Каталожные данные трансформаторов СН 10/0,4 кВ

Тип	$U_{ТСН.ном}$, кВ	$S_{ТСН.ном}$, кВА	$P_{ХХ}$, кВт	P_K , кВт	$и_k$, %
ТМГ 400/10	10/0,4	400	0,72	5,5	4,5
ТМГ 25/10	10/0,4	25	0,13	0,63	4,5

4.3 Выбор предохранителей на ТСН

На ПС с постоянным оперативным током ТСН должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ 10 кВ [5 п.6.1.5].

Для ТСН 10 кВ с номинальной мощностью 400 кВА по каталогу фирмы ОАО «НВА» рекомендуемый номинальный ток предохранителя составляет 50 А. Выбираем предохранитель ПКТ-103-10-50-20 У1 [7].

На ПС с переменным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители на участке между вводами НН основного трансформатора и его выключателем [5 п.6.1.5].

Для ТСН 10 кВ с номинальной мощностью 25 кВА по каталогу фирмы ОАО «НВА» рекомендуемый номинальный ток предохранителя составляет 3,2 А. Выбираем предохранитель ПКТ-103-10-3,2-12,5 У1 [7].

5. ВЫБОР РАСЧЕТНЫХ СХЕМ

5.1 Выбор сечения воздушной линии

Рабочий максимальный ток для воздушных линий (ВЛ) определяется максимальной мощностью:

$$I_{РАБ.МАКС.ВЛ} = \frac{K_{П} \cdot S_{Т.МАКС}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 73,5 \text{ А.}$$

Определим сечение ВЛ по допустимому длительному току, превышающему значение рабочего максимального тока. Для проводов марок АС при допустимом длительном токе 84 А номинальное сечение составляет 10 мм² [2 п.1.3]. Однако для напряжения 110 кВ по условиям короны и радиопомех сечение фазы должно быть не менее 70 мм² [8 п.3.1.1].

Исходя из условий принимаем провод ВЛ марки АС 70/11, и допустимом длительном токе 265 А.

5.2 Выбор КЛ для присоединений НН

Выбор осуществляется:

- с учетом 40% перегрузки для трансформатора 10/0,4 кВ:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 1,0}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,081 \text{ кА;}$$

- по номинальной мощности для электродвигателя 10 кВ:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{S_{ЭД.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{0,63}{0,89 \cdot 0,96 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 0,042 \text{ кА;}$$

По каталогу [8] выбираем кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ производства ОАО «Электрокабель» Кольчугинский завод» АПВВ 3×50/16-10 с диаметром 51,1 мм и емкостью 0,229 мкФ/км.

По каталогу [8] допустимый ток нагрузки $I_{ДОП}=175$ А для кабеля с номинальным сечением жилы 50 мм².

5.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчеты токов короткого замыкания (ТКЗ) для проверки основного оборудования, определения и проверки параметров РЗА проводим в программе ТоКо. Составим таблицы с основными параметрами для максимального режима работы.

									Лист
									22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР				

Таблица 6 – Параметры оборудования

С1	Мощность КЗ на шинах существующих ПС: В максимальном режиме 1300 МВА В минимальном режиме 1100 МВА
ВЛ 110 кВ	Провод марки АС 70/11; L=25 км.
Параметры ПС	
Силовой трансформатор	ТДН –10000/110 S _H =10000 кВА; U _{ВН} =115 кВ; U _{НН} =10,5кВ; P _{кз} =58кВт; u _к =10,5%; УН/Д-11
КЛ 10 кВ	АПВБП 3×240/25-10; L=1,6 км Удельные параметры: R _{уд} =0,122 Ом/км; X _{уд} =0,104 Ом/км; C _{уд} =380·10 ⁻⁹ Ф/км.
ТСН	ТМГ-400/10-11 S _H =400 кВА; U _{ВН.НОМ} =10 кВ; U _{НН.НОМ} =0,4 кВ; P _{кз} =5400 Вт; u _к =4,5%; Д/УН-11
Двигатель	АТД4 P _{НОМ} =630 кВт; U _{НОМ} =10,5 кВ; cosφ=0,88; η=95,7%; k _П =5,3
Параметры РП	
Трансформатор РП 10/0,4	ТМГ-1250/10-11 S _{НОМ} =1250 кВА; U _{ВН} =10 кВ; U _{НН} =0,4 кВ; P _{кз} =7900 Вт; u _к =5,5%, Д/УН –11
ТСН РП	ТМГ-25/10-11 S _H =25 кВА; U _{ВН.НОМ} =10 кВ; U _{НН.НОМ} =0,4 кВ; P _{кз} =750 Вт; u _к =5,0%; Д/УН-11.

ТКЗ рассчитывается в двух режимах:

Максимальный режим (для проверки выбранного оборудования и расчета некоторых параметров РЗА):

- Максимальная мощность КЗ из задания;
- Учитывается подпитка места КЗ от двух частей системы;
- ВЛ работают в параллель;
- Включены все цепи КЛ;
- Трансформаторы с РПН работают на такой отпайке, при которой обеспечивается максимальное значение ТКЗ;
- Осуществляется подпитка КЗ двигателем через включенный секционный выключатель НН.

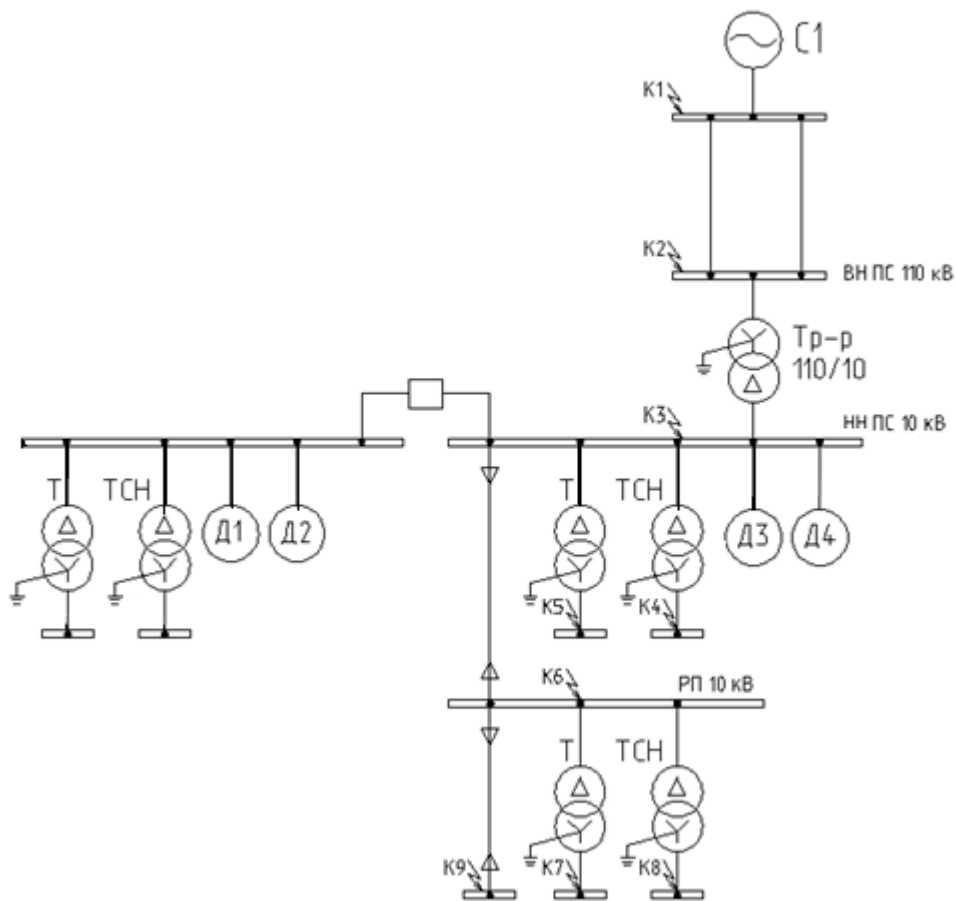


Рисунок 4 – Расчетная схема максимального режима
Минимальный режим (для проверки чувствительности)

- Минимальная мощность из задания;
- Учитывается подпитка места КЗ от одной из частей системы, если схема с двумя питающими ПС (причем от той из частей, при которой ТКЗ меньше);
- Даже, если ВЛ выполнены двухцепными, учитывается работа только одной цепи;
- Трансформаторы с РПН работают на такой отпайке, при которой обеспечивается минимальное значение ТКЗ;
- Секционный выключатель отключен, подпитка точки КЗ вторым двигателем не осуществляется.

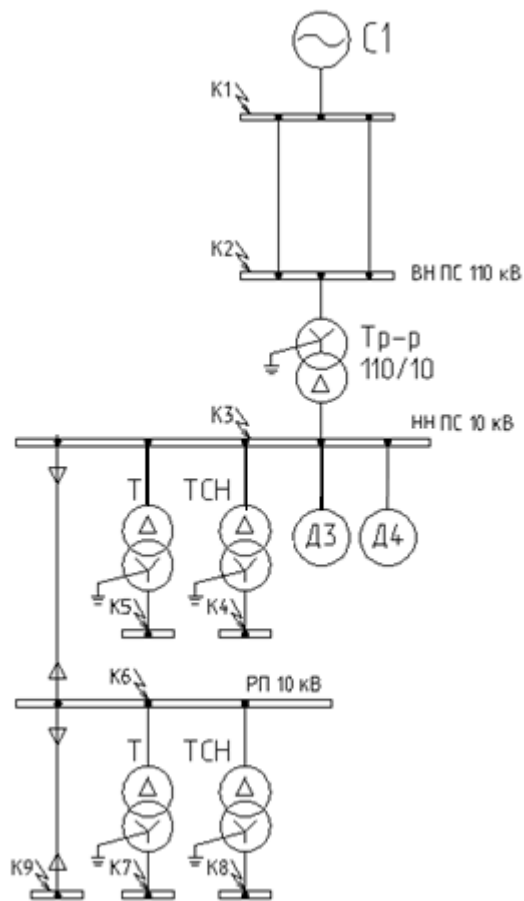


Рисунок 5 – Расчетная схема минимального режима

Таблица 7 – Результаты расчета в программе ТоКо

Максимальный режим		Минимальный режим	
Точка КЗ	$I_{п(0)}$	Точка КЗ	$I_{п(0)}$
К1 (С1)	6,611	К1 (С1)	6,721/5,586
К2 (ВН ПС)	3,985	К2 (ВН ПС)	4,74/3,593
К3 (НН ПС)	10 кВ: 7,464	К3 (НН ПС)	10 кВ: 6,025
К4 (за ТСН НН)	0,4 кВ: 2,914	К4 (за ТСН НН)	0,4 кВ: 3,532
	10 кВ: 0,117		10 кВ: 0,141
К5 (за Т НН)	0,4 кВ: 12,508	К5 (за Т НН)	0,4 кВ: 12,489
	10 кВ: 0,480		10 кВ: 0,568
К6 (РП)	10 кВ: 5,297	К6 (РП)	10 кВ: 4,797
К7 (Т РП)	0,4 кВ: 14,974	К7 (Т РП)	0,4 кВ: 14,718
	10 кВ: 0,575		10 кВ: 0,565
К8 (ТСН РП)	0,4 кВ: 0,385	К8 (ТСН РП)	0,4 кВ: 0,473
	10 кВ: 0,015		10 кВ: 0,019
К9 (за КЛ РП)	10кВ: 3,957	К9 (за КЛ РП)	10кВ: 3,855

6. ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И ДРУГОГО ОБОРУДОВАНИЯ

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

Для тупиковой и ответвительной ПС по номинальной мощности трансформатора с учетом 40% перегрузки.

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{k_{П} \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВЛ}} = \frac{1,4 \cdot 10 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 73,5 \text{ А};$$

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя было посчитано ранее для максимального режима в точке К2: $I_{К.П}^{(3)} = 3,98 \text{ кА}$.

По каталогу выбираем выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-УЭТМ-110 со встроенными трансформаторами тока типа ТВГ-УЭТМ-110 с коэффициентом трансформации 100/5, по каталогу разъединитель РПД-УЭТМ на номинальное напряжение 110 кВ.

Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87:

$$i_y = \sqrt{3} \cdot K_y \cdot I_{К.П.}^{(3)} = 1,8 \cdot 3,98 \cdot \sqrt{2} = 10,17 \text{ кА};$$

где $K_y = 1,8$, согласно таблице 3 в [14].

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени:

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

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{К.П.}^{(3)} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,98 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,05}} = 2,54 \text{ кА};$$

где $T_a = 0,05$, согласно таблице 3 в [14].

Термическое воздействие ТКЗ:

$$B_K = (I_{К.П.}^{(3)})^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_a) = (3,98)^2 \cdot (1,055 + 0,05) = 16,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

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

Сопоставление расчетных параметров с каталожными:

Таблица 8 – ВЭБ-УЭТМ-110

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}$, А	73,5	$I_{НОМ}$, А	2500
$I_{К.П.}^{(3)}$, кА	3,98	$I_{ОТКЛ.НОМ}$, кА	40
i_y , кА	10,17	$I_{ДИН}$, кА	102
$i_{a,\tau}$, кА	2,54	$i_{a,дин} = \frac{40\%}{100} \cdot I_{О.НОМ} = 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 40 =$	22,6 кА
B_K , кА ² ·с	16,94	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3 = 4800$	4800 кА ² ·с

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

Для вводного выключателя секции шин НН ПС по номинальной мощности трансформатора 110 кВ с учетом 40% перегрузки:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,808 \text{ кА};$$

Для секционного выключателя шин НН ПС по суммарной мощности нагрузки ПС:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{S_{ПС}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{13}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 0,375 \text{ кА};$$

Для выключателя к отходящему присоединению трансформатора 10/0,4 кВ с учетом 40% перегрузки:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 1,0}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,081 \text{ кА};$$

Для выключателя к отходящему присоединению электродвигателя 10 кВ по номинальной мощности:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{S_{ЭД.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{0,63}{0,89 \cdot 0,96 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 0,042 \text{ кА};$$

Для выключателя КЛ к РП по удвоенной мощности нагрузки КЛ:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{2 \cdot S_{КЛ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{2 \cdot 3,0}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,346 \text{ кА};$$

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателей, для выключателей, установленных в КРУ 10 кВ ПС (расчетная точка КЗ – шины НН) было посчитано ранее для максимального режима в точке КЗ: $I_{К.П}^{(3)} = 7,464 \text{ кА}$.

Выбираем к установке КРУ МОСЭЛЕКТРОЦИТ серии К-128 с вакуумным выключателем серии ВБ-10 (ФГУП «Контакт»).

Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К.П}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 7,464 = 19,52 \text{ кА};$$

где $K_y = 1,8$, согласно таблице 3 в [14], для присоединения вторичного напряжения ПС.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени:

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

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{К.П}^{(3)} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 7,464 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,06}} = 5,41 \text{ кА};$$

где $T_a = 0,06$, согласно таблице 3 в [14], для присоединения вторичного напряжения ПС.

Термическое воздействие ТКЗ:

$$B_K = (I_{К.П}^{(3)})^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_a) = (7,464)^2 \cdot (3,05 + 0,06) = 173,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

где $t_{ОТКЛ} = t_{РЗ.МАКС} + t_{О.В.} = 3 + 0,05 = 3,05 \text{ с};$

									Лист
									27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Таблица 9 – Вакуумный выключатель ВВ-10 (ФГУП «Контакт»)

Расчет		Каталожные данные	
Параметр, $I_{В.РАБ.МАКС}$	Значение, А	Параметр, $I_{НОМ}$	Значение, А
Вводной выключатель	808	Вводной выключатель	1000
Секционный Выключатель	375	Секционный Выключатель	630
Трансформатор НН	81	Трансформатор НН	630
Двигатель	42	Двигатель	630
Кабельная линия	346	Кабельная линия	630
$I_{К.П.}^{(3)}$, кА	7,464	$I_{ОТКЛ.НОМ}$, кА	20
i_y , кА	19,52	$I_{ДИН}$, кА	51
$i_{а.т.}$, кА	5,41	$i_{а.дин} = \frac{50\%}{100} \cdot I_{О.НОМ} = 0,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 20 =$	14,14 кА
B_k , кА ² ·с	173,26	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА ² ·с

Таблица 10 – КРУ К-128

Расчет		Каталожные данные	
Параметр, $I_{В.РАБ.МАКС}$	Значение, А	Параметр, $I_{НОМ}$	Значение, А
Вводной выключатель	808	Вводной выключатель	1000
Секционный выключатель	375	Секционный выключатель	630
Трансформатор НН	81	Трансформатор НН	630
Двигатель НН	42	Двигатель НН	630
Кабельная линия	346	Кабельная линия	630
$I_{К.П.}^{(3)}$, кА	7,464	–	–
i_y , кА	19,52	$I_{ДИН}$, кА	51
$i_{а.т.}$, кА	5,41	–	–
B_k , кА ² ·с	173,26	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА ² ·с

Для вводного выключателя секции шин РП по удвоенной мощности нагрузки КЛ:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{2 \cdot S_{КЛ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{2 \cdot 3,0}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,346 \text{ кА};$$

Для секционного выключателя РП по мощности нагрузки КЛ:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{S_{КЛ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{3,0}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,173 \text{ кА};$$

Для выключателя КЛ отходящей от секции шин РП по мощности нагрузки КЛ к РП за вычетом мощности трансформатора РП:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{S_{КЛ} - S_{Т.РП}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{3,0 - 2,0}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,058 \text{ кА};$$

Для выключателя к отходящему присоединению трансформатора РП 10/0,4 кВ с учетом 40% перегрузки:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 1250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,101 \text{ кА};$$

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателей, для выключате-

лей, установленных в КРУ 10 кВ РП (точка КЗ – шины РП) было посчитано ранее для максимального режима в точке К6: $I_{к.п.}^{(3)} = 5,297$ кА.

Выбираем к установке КРУ серии К-128 с вакуумным выключателем серии ВВ-10 (ФГУП «Контакт»).

Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к.п.}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 5,297 = 10,48 \text{ кА};$$

где $K_y = 1,4$, согласно таблице 3 в [14], для КЗ за кабельной линией 6-10 кВ.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени:

$$t = t_{рз.мин.} + t_{о.в.мин.} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с};$$

$$i_{a.т} = \sqrt{2} \cdot I_{к.п.}^{(3)} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,297 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,01}} = 0,137 \text{ кА};$$

где $T_a = 0,01$, согласно таблице 3 в [14], для КЗ за кабельной линией 6-10 кВ.

Термическое воздействие ТКЗ:

$$B_k = (I_{к.п.}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл.} + T_a) = (5,297)^2 \cdot (3,05 + 0,01) = 85,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

где $t_{откл.} = t_{рз.макс.} + t_{о.в.} = 3 + 0,05 = 3,05$ с;

Сопоставление расчетных параметров с каталожными [14]:

Таблица 11 – Вакуумный выключатель ВВ-10 (ФГУП «Контакт»)

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{в.раб.макс}$	А	$I_{ном}$	
Вводной выключатель РП	346	Вводной выключатель РП	630
Секционный выключатель РП	173	Секционный выключатель РП	630
Кабельная линия РП	58	Кабельная линия РП	630
Трансформатор РП	101	Трансформатор РП	630
$I_{к.п.}^{(3)}$, кА	5,297	$I_{откл.ном}$, кА	20
i_y , кА	10,48	$I_{дин}$, кА	51
$i_{a.т}$, кА	0,137	$i_{a.дин} = \frac{50\%}{100} \cdot I_{о.ном} = 0,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 20 =$	14,14 кА
B_k , кА ² ·с	85,85	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА ² ·с

Таблица 12 – КРУ К-128

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{в.раб.макс}$	А	$I_{ном}$	
Вводной выключатель РП	346	Вводной выключатель РП	630
Секционный выключатель РП	173	Секционный выключатель РП	630
Кабельная линия РП	58	Кабельная линия РП	630
Трансформатор РП	101	Трансформатор РП	630
$I_{к.п.}^{(3)}$, кА	5,297	–	–
i_y , кА	10,48	$I_{дин}$, кА	51
$i_{a.т}$, кА	0,137	–	–
B_k , кА ² ·с	85,85	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА ² ·с

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

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Лист

29

7. ОБЩАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

7.1 Выбор фирмы-производителя устройств РЗА

Релейная защита и автоматика НН ПС выполнена на микропроцессорных устройствах серии БЭМП РУ производства ЗАО «Чебоксарский электроаппаратный завод», предназначенных для выполнения всех необходимых функций РЗА, управления, сигнализации различных присоединений комплектных распределительных устройств напряжением 10 кВ.

					<i>ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						<i>30</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

8. ВЫБОР ВИДОВ РЗА

8.1 Кабельная линия 10 кВ.

Для КЛ в сетях 10 кВ должны быть предусмотрены устройства РЗ (УРЗ) от многофазных замыкания (КЗ) и от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) [ПУЭ п. 3.2.91].

Защиту от КЗ следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю (ДЗЗ) только одного места повреждения.

Так как современные УРЗА сетей 6-35 кВ выполняются двухрелейными, оптимальной будет выполнение РЗ по схеме «Неполная звезда с дополнительным реле в обратном проводе» (двухфазная, трехрелейная схема соединения пусковых органов (ПО) тока и измерительных ТТ) [ПУЭ п. 3.2.29].

Для 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 выдержкой времени или зависимой характеристикой выдержкой времени [ПУЭ п.3.2.93.].

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

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

Так как в современных УРЗА сетей 6-35 кВ заложена возможность выбора

вида МТЗ – с зависимой или независимой выдержкой времени, то для уменьшения времени отключения КЗ в начале линии целесообразно выбрать МТЗ с зависимой выдержкой времени.

Защита от ОЗЗ по ПУЭ п.3.2.96. может быть выполнена в виде:

-селективной защиты (устанавливаемое присоединение) с действием на сигнал;

-селективной защиты с действием на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности;

-устройства контроля изоляции (УКИ) [неселективной защиты, действующей на сигнал], при этом отыскание поврежденного присоединения осуществляется специальными устройствами или поочередным отключением присоединений.

УКИ в силу своей дешевизны применяются независимо от других способов.

					<i>ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>31</i>

При отсутствии ОЗЗ (нормальный режим или КЗ) напряжение на вторичных обмотках ТН, соединенный в «разомкнутый треугольник») равно 0, при ОЗЗ – $3U_{\phi}$.

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

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

ПО токовой защиты от ОЗЗ подключается к кабельному трансформатору тока нулевой последовательности (ТТНП). Селективность защиты обеспечивается при достаточно большом числе присоединений секции. Так как мало присоединений, то селективность не будет обеспечиваться, поэтому токовую защиту применить нельзя.

Направленная защита от ОЗЗ определяет направление емкостного тока ОЗЗ. Селективность обеспечивается при любом числе присоединений. УРЗА с возможностью контроля изоляции напряжения значительно (1,5-2) раза дороже число токовых.

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 6-35 кВ предусматривается установка дуговой защиты (отдельная дополнительная защита ячеек КРУ 6-10 кВ, реагирующая на свет или давление дуги КЗ при повреждении в самой ячейке) и УРОВ – устройства резервирования отказа выключателя.

При срабатывании РЗ линии и подаче команды на отключение выключателя линии, УРОВ запускается и при выявлении отказа выключателя линии подает команду на отключение смежных выключателей – вводного и секционного (если тот включен).

В результате анализа нормативных требований ПУЭ и НТП ПС предварительно, на данном этапе проектирования намечаем к установке на КЛ 10 кВ следующие виды РЗА (для сети с изолированной нейтралью):

Таблица 13 – Принятые виды РЗА

№ п.п.	Вид РЗА	Примечание
Трехступенчатая токовая защита (двухфазная, трехрелейная):		
1	Токовая отсечка	Без выдержки времени
2	ТО с выдержкой времени	Выдержка времени равна ступени селективности
3	МТЗ	С зависимой выдержкой времени
Защита от ОЗЗ		
4	Направленная защита от ОЗЗ	С действием на сигнал
5	Защита от дуговых замыканий	-
6	УРОВ	-

8.2 Электродвигатель

По ПУЭ [п.5.3.48.] защита электродвигателей от ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью предусматривается, если суммарный ток ОЗЗ превышает 10 А для ЭД мощностью до 2 МВт. Несмотря на это указание, защиту от ОЗЗ следует выполнить.

Для защиты ЭД до 5 МВт по ПУЭ [п.5.3.46.] предусматривается токовая отсечка в исполнении, зависящем от мощности ЭД, для ЭД до 2 МВт – 2-х фазная, 3-х релейная (неполная звезда с дополнительным реле).

Принимаем, что ЭД подвержены перегрузке по технологическим причинам. По ПУЭ [п.5.3.40.] предусматриваем защиту ЭД от перегрузки с зависимой 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.

В соответствии с требованиями [НТП ПС п.9.14.4.] в ячейке КРУ линии к ЭД предусматривается ЗДЗ и УРОВ.

Таблица 14 – Принятые виды РЗА

№ п.п.	Вид РЗА	Примечание
1	Токовая отсечка	От КЗ, 2-х фазная, 3-х релейная
2	Токовая защита от ОЗЗ	ПО подключен к ТННП
3	Защита от перегрузки	С зависимой от тока выдержкой времени, на сигнал и автоматическую разгрузку механизма при технологической перегрузке и отключение при затынутом пуске или блокировке ротора
4	ЗДЗ	-
5	УРОВ	-

8.3 Трансформатор 10/0,4 кВ

Для трансформаторов 10/0,4 кВ по ПУЭ [п.3.2.51.] должны быть предусмотрены защиты от:

- м/ф КЗ в обмотках и на выводах;
- о/ф КЗ в обмотке и на выводах 0,4 кВ;
- витковые замыкания в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижением уровня масла (для масляных трансформаторов).

Для масляных трансформаторов [по ПУЭ п.3.2.53.] 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.

Если масляный трансформатор заводом-изготовителем оснащен реле давления (от повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа) и реле уровня в расширителе трансформатора (от понижения уровня масла), то газовая защита может не устанавливаться.

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.

Для защит от токов, обусловленных внешними м/ф/ КЗ [по ПУЭ пп.3.2.59.-3.2.61] предусматривается действующая на отключение максимальная токовая защита (МТЗ), установленная со стороны 10 кВ.

Защита от о/ф КЗ в сети 0,4 кВ по ПУЭ [п.3.2.66.] осуществляется применение МТЗ на стороне 10 кВ или специальной защиты нулевой последовательности, ПО 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 с действием на сигнал.

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

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

					<i>ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

Таблица 15 – Принятые виды РЗА

№ 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
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 по току подключен к ТТ в нейтрали обмотки 0,4 кВ, на отключение с независимой выдержкой времени
5	Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой с независимой выдержкой времени с действием на сигнал
6	ЗДЗ	-
7	УРОВ	-

8.4 Вводной выключатель 10 кВ

По НТП ПС [п.9.14.1.] на вводных выключателях РУ предусматривается:

- МТЗ с минимальным пуском по напряжению;
- ЗДЗ;
- защиту минимального напряжения (ЗМН);
- УРОВ.

Таблица 16 – Принятые виды РЗА

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

8.5 Секционный выключатель 10 кВ

По НТП ПС [п.9.14.2.] на секционных выключателях РУ предусматривается:

- МТЗ;
- АВР;
- ЗДЗ;
- УРОВ.

Таблица 17 – Принятые виды РЗА

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

8.6 Шины 10 кВ

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

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

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

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

Таблица 18 – Принятые виды РЗА

№п.п.	Вид РЗА	Примечание
1	ЗДЗ	-
2	ЛЗШ (не является устройством РЗА, реализуется совместной работой УРЗА отходящих присоединений, ВВ и СВ)	Ускорение отключения КЗ на шинах
3	УКИ	Неселективная сигнализация ОЗЗ
4	АЧР/ЧАПВ (подключается к ТН секций шин НН ПС, на РП отсутствует)	Отключение части нагрузки при аварийном снижении частоты в энергосистеме /автоматическое подключение ранее отключенной нагрузки при восстановлении частоты

8.7 Трансформатор 110/10 кВ

Для трансформаторов 110/10 кВ [по ПУЭ п.3.2.51.] должны быть предусмотрены защиты от:

- м/ф КЗ в обмотках и на выводах;
- о/ф КЗ в обмотке и на выводах 110 кВ;
- витковые замыкания (ВЗ) в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижением уровня масла (для масляных трансформаторов).

Для масляных трансформаторов [по ПУЭ п.3.2.53.] 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 «Типовыми техническими требованиями к трансформаторам, автотрансформаторам (распределительным, силовым) классов напряжения 110-750 кВ, Стандартом организации ОАО «ФСК ЕЭС», СТО 56947007-29.180.091-2011», трансформаторы с РПН 110-220 кВ, устанавливаемые на ПС, относящихся к ОАО «ФСК ЕЭС», должны быть оборудованы газовым реле основного бака трансформатора и струйным защитным реле отдельного бака РПН заводом-изготовителем.

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

По ПУЭ [п.3.2.55] 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]

МТЗ от внешних КЗ [ПУЭ п.3.2.61] устанавливается на двухобмоточных понижающих трансформаторах на стороне ВН, на трансформаторах с расщепленной обмоткой на всех сторонах (ВН, НН1, НН2).

Для защиты от перегрузки [ПУЭ п.3.2.69] предусматривается МТЗ (защита от перегрузки) с действием на сигнал.

Так как на ПС установлены 2 силовых трансформатора 110/10 кВ по [ПУЭ п.3.3.26] на трансформаторах АПВ не устанавливается.

Трансформаторы с РПН [ПУЭ п.3.3.61] оснащаются системой автоматического регулирования коэффициента трансформации.

Для резервирования отказа выключателей на стороне 110-220 кВ ПС предусматривается установка УРОВ [ПУЭ п.3.2.18].

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;
- автоматика регулирования РПН;
- защита от перегрузки.

										Лист
										37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

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 2 выключателя, защиты ошиновки 110-220 кВ трансформатора рекомендуется применять отдельную дифференциальную токовую защиту [НТП ПС п.9.8].

Таблица 19 – Принятые виды РЗА

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

8.8 ВЛ 110 кВ

Для ВЛ 110-220 кВ [ПУЭ п.3.2.106] должны быть предусмотрены УРЗ от М/Ф КЗ и о/ф КЗ.

Примем, что в рассматриваемой сети 110-220 кВ возможны качания, следовательно, по ПУЭ [п.3.2.107] УРЗ ВЛ должны быть устройствами, блокирующими действие РЗ при качаниях.

На ВЛ с односторонним питанием [ПУЭ п. 3.2.110] от м/ф КЗ устанавливается ступенчатая дистанционная защита (ДЗ) и токовую отсечку (ТО) в качестве дополнительной защиты.

От о/ф КЗ предусматривается ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП).

По ПУЭ п.3.3.2 на ВЛ свыше 1 кВ применяется АПВ.

По ПУЭ п.3.2.18 на выключателях ВЛ 110-220 кВ предусматривается УРОВ.

Выполнение РЗ ВЛ 110-220 кВ по НТП ПС [п.9.9]

На ВЛ с односторонним питанием [НТП ПС п. 9.9.6] используется два КСЗ, каждый из которых включает:

- ДЗ от м/ф КЗ;
- ТНЗНП от о/ф КЗ.

Должна предусматриваться возможность автоматического или оперативного ускорений отдельных ступеней ДЗ и ТНЗНП [НТП ПС п.9.9.5].

Защиты, имеющие цепи напряжения, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения, если это может привести к ложному отключению [НТП ПС п.9.9.7].

На ВЛ 110-220 кВ должно применяться 3-х фазное АПВ (ТАПВ) с пуском по цепи «несоответствия» и/или от защит [НТП ПС п.9.10.4].

На ВЛ с односторонним питанием пуск АПВ осуществляется без контроля напряжения и синхронизма (простое АПВ).

По НТП ПС [п.9.11.1] на каждом выключателе 110 кВ и выше предусматривается УРОВ с пуском от защит присоединений, двухступенчатого действия.

Таблица 20 – Принятые виды РЗА

№ п.п.	Вид РЗА	Примечание
2 комплекта КСЗ		
1	Дистанционная защита	2 ступени, от м/ф КЗ
2	ТНЗНП	3 ступени, от о/ф КЗ
3	Автоматика управления выключателем	Для каждого выключателя
4	ТАПВ	Двукратное, простое АПВ
5	УРОВ	Для каждого выключателя

9. ВЫБОР ИСПОЛНЕНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА

Выбор исполнения УРЗА производится по информации, предоставляемой фирмами-производителями в каталогах. 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 вышеперечисленными требованиями ПУЭ и НТП ПС к видам РЗА.

Согласно [18] к установке на объектах ПАО «ФСК ЕЭС» допущены микропроцессорные терминалы защит распределительных сетей 6-35 кВ серии БЭ2502 производства НПП «Экра».

9.1. Кабельная линия

Ранее были выбраны следующие виды РЗА для КЛ:

- Трехступенчатая токовая защита (МТЗ с зависимой выдержкой времени);
- Направленная защита от ОЗЗ с действием на сигнал;
- УРОВ.

Выбираем серию БЭ2502А01ХХ по [19]: терминалы защиты, автоматики, управления и сигнализации линии осуществляют функции трехступенчатой МТЗ от междуфазных повреждений, ЗОЗЗ, ЗНР, ЗДЗ, УРОВ, двукратного АПВ выключателя, АУВ, выполнения команд внешних воздействий АЧР с ЧаПВ и ПАА. В зависимости от исполнения терминалы могут выполнять функции ИО направления мощности МТЗ, ИО минимального напряжения пуска МТЗ по напряжению, ЗМН, ИО направления мощности нулевой последовательности, ИО напряжения обратной последовательности, реализуемые при наличии в терминале аналоговых входных цепей напряжения.

Выбранное исполнение:

БЭ2502А0103-27Е2 УХЛЗ.1

Номинальный переменный ток / номинальный ток нулевой последовательности: 5/1 А;

Номинальное напряжение переменного тока 100 В;

Номинальное напряжение оперативного постоянного тока: 220 В;

Количество аналоговых каналов тока/напряжения: 4/4;

Количество дискретных входов/выходных реле: 24/19.

9.2 Электродвигатель

Ранее были выбраны следующие виды РЗА:

- токовая отсечка;
- токовая защита от ОЗЗ в ЭД;
- защита от перегрузки;

					<i>ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						40
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

9.4 Вводной выключатель секции шин НН ПС

Ранее были выбраны следующие виды РЗА:

- МТЗ с пуском по напряжению;
- ЗМН;
- УРОВ.

УРЗА должно также осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ ВВ.

Принимаем БЭ2502А03ХХ по [19]: терминалы защиты, автоматики, управления и сигнализации ввода осуществляют функции трехступенчатой МТЗ от междуфазных повреждений, ЗНР, ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ, АПВ выключателя, АВР, АУВ. В зависимости от исполнения терминалы могут выполнять дополнительно функции ИО направления мощности МТЗ, ИО минимального напряжения пуска МТЗ по напряжению, ИО напряжения обратной последовательности, ЗОЗЗ по напряжению нулевой последовательности $3U_0$, ЗМН, реализуемые при наличии в терминале аналоговых входных цепей напряжения.

Выбранное исполнение:

БЭ2502А0301-2702 УХЛ3.1

Номинальный переменный ток 5 А;

Номинальное напряжение оперативного постоянного тока: 220 В;

Количество аналоговых каналов тока/напряжения: 3/0;

Количество дискретных входов/выходных реле: 24/19.

9.5 Секционный выключатель шин НН ПС

Ранее были выбраны следующие виды защит:

- МТЗ;
- АВР;
- УРОВ.

УРЗА должно также осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ СВ.

Терминалы защиты, автоматики, управления и сигнализации секционного выключателя осуществляют функции трехступенчатой МТЗ от междуфазных повреждений, ЗДЗ, ЗНР, ЛЗШ, УРОВ, АВР, АУВ.

Выбранное исполнение:

БЭ2502А0201-2702 УХЛ3.1

Номинальный переменный ток 5 А;

Номинальное напряжение оперативного постоянного тока: 220 В;

Количество аналоговых каналов тока/напряжения: 3/0;

Количество дискретных входов/выходных реле: 24/19.

					<i>ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

9.6 ЗДЗ КРУ НН ПС

ИЦ «Бреслер» производит устройство защиты от дуговых замыканий «ЗДЗ-01». Основным модулем системы является блок контроля и регистрации «БКР-1» (1 шт. на ячейку КРУ), к которому подключаются оптические датчики типа «ДО-1» (до 4 шт.), устанавливаемые в высоковольтных отсеках КРУ. Устройство защиты ЗДЗ-01 предназначено для определения дуговых замыканий в шкафах комплектных распределительных устройств 6–35 кВ и выдачи сигналов управления в цепи автоматики и релейной защиты. [39]

По нормам НТП ПС ЗДЗ выполняется с контролем тока (разрешающий срабатывание дискретный входной сигнал от токовых защит ввода, секционного выключателя, трансформатора).

При срабатывании БКР-1 формирует до трех выходных сигналов, для селективного отключения выключателя своей ячейки КРУ, вводного и секционного выключателей, выключателя (выключателей) на стороне ВН трансформатора.

9.7 Ячейка ТН секции НН ПС

Терминалы трансформатора напряжения секции осуществляют функции трехступенчатой ЗМН, ЗПН, ЗОЗЗ по напряжению нулевой последовательности 3U₀, ИО напряжения обратной последовательности, контроля исправности ТН, АЧР, АВР:

- ЗМН – для УРЗА ВВ;
- неселективная сигнализация от ОЗЗ (УКИ);
- ПО по минимальному напряжению для МТЗ с пуском по напряжению, если УРЗА присоединений (ВВ, трансформатора) сами не измеряют напряжение
- АЧР/ЧАПВ – на ПС, для отключения части нагрузки при опасном снижении частоты в составе АОСЧ;
- контроль исправности вторичных цепей.

Выбранное исполнение:

БЭ2502А0402-00Е2 УХЛ3.1

Номинальное напряжение переменного тока 100 В;

Номинальное напряжение оперативного постоянного тока: 220 В;

Количество аналоговых каналов тока/напряжения: 0/4;

Количество дискретных входов/выходных реле: 24/19.

9.8 Трансформатор ТМН-10000/110

Ранее были выбраны следующие виды РЗА:

- ДЗТ с торможением;
- газовая защита бака;
- струйная защита устройства РПН;

					<i>ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

10. РАСЧЕТ УСТАВОК УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

При выполнении расчетов уставок УРЗА руководствуются:

1. ПУЭ;
2. Методические указания по расчету уставок УРЗА данной фирмы от ОАО «ФСК ЕЭС»;
3. МУ в руководстве по эксплуатации УРЗА от фирмы-производителя;
4. МУ на УРЗА в отдельном документе на сайте фирмы-производителя;
5. Выпуском РУ (7,13,116,1) по РЗ для данного вида РЗА;
6. МУ в справочной и учебной литературе.

10.1 Электродвигатель 10 кВ (подключенный к НН ПС)

10.1.1 Токовая отсечка от м/ф КЗ.

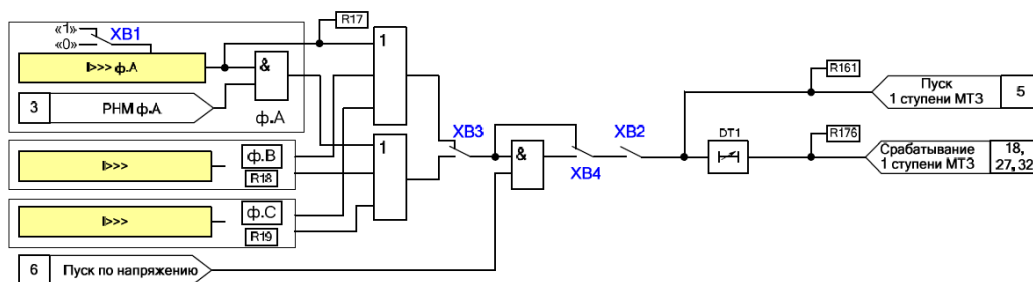


Рисунок 6 – Функциональная схема МТЗ-1

Целесообразно выполнить ступень МТЗ ненаправленной, без пуска по напряжению, без функции блокировки по дискретному входу и отключить опцию удвоения уставки тока срабатывания при запуске электродвигателя (все упрощения – для повышения надежности – чем проще алгоритм, тем меньше вероятность отказа).

Выдержка времени мгновенной ТО задается минимально возможной. Для данного УРЗА диапазон уставок по времени для МТЗ – от 0 до 10,0 с, то есть равна 0.

По ПУЭ ТО отстраивается от пускового тока:

$$I_{0,д} = k_{отс} \cdot k_{п} \cdot I_{ном} = 1,5 \cdot 5,3 \cdot 42 = 333,9 \text{ А};$$

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

$$I_{0,д2} = \frac{I_{0,д}}{n_T} \cdot k_{сх} = \frac{333,9 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 16,7 \text{ А}.$$

Для ячейки КРУ ЭД выбран ТТ - ТЛО-10-2 УЗ с коэффициентом трансформации 100/5 по каталогу.

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ТО ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току ступени МТЗ от $(0,4-40,00)I_N$ при номи-

									Лист
									46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР				

$$I_{C.КЛ} = I_{C.УД} \cdot l \cdot m = 1,25 \cdot 0,05 = 0,0625 \text{ А.}$$

$$I_{3.033.Д} = k_{отс} \cdot k_B \cdot (I_{C.АД} + I_{C.КЛ}) = 1,2 \cdot 3 \cdot (0,022 + 0,0625) = 0,304 \text{ А.}$$

Оценим коэффициент чувствительности токовой защиты от ЭД от ОЗЗ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ОС}}}{I_{3.033.Д}} = \frac{4,135}{0,304} = 13,6.$$

Для установки на ввод КЛ в ячейке КРУ ЭД выбран ТТНП – ТЗЛК-0,66 УЗ, с диаметром отверстия 70 мм для прохода кабеля 70 мм АПвВ 3×50/16-10 с диаметром 51,1 мм.

В сетях с изолированной нейтралью чувствительность земляной защиты не рассчитывается, однако необходимо обеспечить условие для ее срабатывания:

$$I_{C\Sigma} - I_C > I_{3.033.Д}$$

$$I_{C\Sigma} - I_C = 4,135 - 0,005 = 4,13 > I_{3.033.Д} = 0,304$$

Вторичный ток срабатывания составляет:

$$I_{3.033.Д.2} = \frac{I_{3.033.Д}}{n_{\text{О.Т}}} = \frac{0,304 \cdot 1}{25} = 0,012.$$

Допустимый диапазон уставки по току составляет $(0,1-10)I_{\text{ЗНОМ}}$ при номинальном токе нулевой последовательности 1 А.

Выставим минимально возможную уставку 0,1 А вторичного тока, тогда первичный ток срабатывания составит:

$$I_{3.033.Д.ФАКТ} = I_{3.033.Д.2ФАКТ} \cdot n_{\text{О.Т}} = 0,1 \cdot \frac{25}{1} = 2,5 \text{ А.}$$

$$I_{C\Sigma} - I_C = 4,13 > I_{3.033.Д.ФАКТ} = 2,5.$$

Защита работает.

10.1.3 Защита от перегрузки

Целесообразно выполнить 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 выдержкой времени. Такой вариант защиты от перегрузки ЭД полностью соответствует ПУЭ [п.5.3.49].

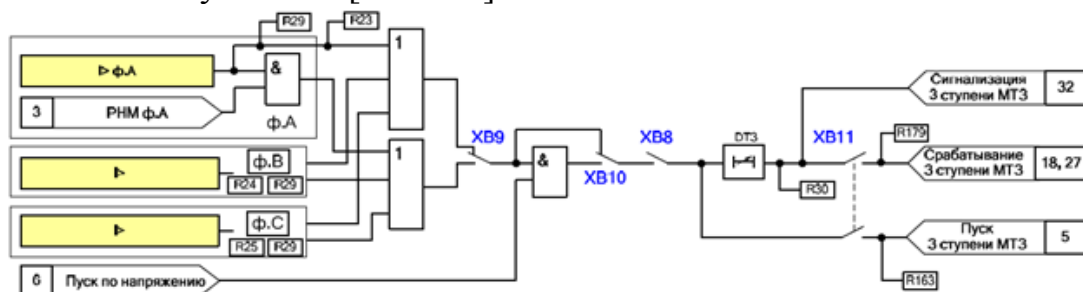


Рисунок 8 – Функциональная схема МТЗ-3

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{3.П.Д} = k_{отс} \cdot I_{д.НОМ} = 1,1 \cdot 42 = 46,2 \text{ А.}$$

Отношение пускового тока к току срабатывания защиты от перегрузки:

									Лист
									48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР				

$$\frac{I_{д.ПУСК}}{I_{з.д.п}} = \frac{k_{п} \cdot I_{д.НОМ}}{I_{з.д.п}} = \frac{5,3 \cdot 42}{46,2} = 4,82.$$

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

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

При выборе нормально инверсной характеристики (МЭК 255-4) выдержка времени МТЗ-3 определяется формулой из РЭ:

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

Выразив из формулы $T_{уст}$, рассчитаем уставку МТЗ-3 по времени:

$$T_{уст} = \frac{t_{з.п.д} \cdot \left(\left(\frac{I_{д.ПУСК}}{I_{з.п.д}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} = \frac{15 \cdot ((4,82)^{0,02} - 1)}{0,14} = 3,42.$$

В данном УРЗА $T_{уст}$ регулируется от 0,1 до 2,0, поэтому принимается максимально возможная уставка 2,0.

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 минут (120 с).

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

$$t_{з.п.д} = \frac{0,14 \cdot 2}{(1,5)^{0,02} - 1} = 34,39 \text{ с.}$$

То есть при полуторной перегрузке защита от перегрузки сработает и подаст сигнал примерно через полминуты, а предельно допустимое время равно двум.

Определим вторичный ток срабатывания МТЗ-3:

$$I_{з.п.д2} = \frac{I_{з.п.д}}{n_{т}} \cdot k_{сх} = \frac{46,2 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 2,31 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗП ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току ступени МТЗ от (0,08–40,00) $I_{н}$ при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

10.1.4 Защита от затянутого пуска и блокировки ротора

По РЭ [22] ЭД переходит в режим «Пуск», если в течение 100 мс после срабатывания ИО «РТ работа электродвигателя» сработает ИО «РТ пуск двигателя».

										Лист
										49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР					

В режим «Работа» электродвигатель переходит или из режима «Пуск», после возврата ИО «РТ пуск двигателя», или из режима «Останов», если в течение 100 мс после срабатывания ИО «РТ работа двигателя» не сработает ИО «РТ пуск двигателя».

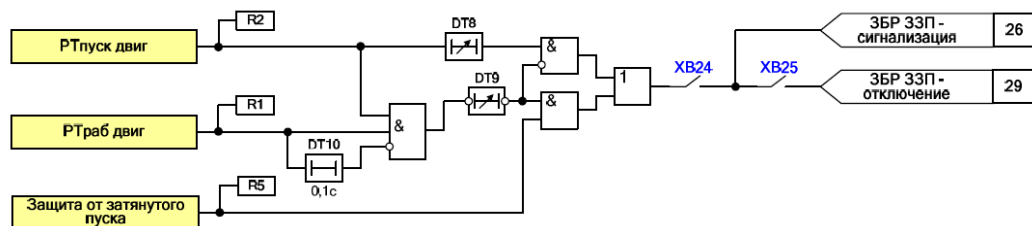


Рисунок 9 – Функциональная схема защиты от блокировки ротора и защиты от затынутого пуска

Уставка ИО «РТ работа двигателя»:

$$I_{\text{РАБ,Д}} = 0,125 \cdot I_{\text{Д,НОМ}} = 0,125 \cdot 42 = 5,25 \text{ А.}$$

Для надежного обнаружения факта блокировки ротора затынутого пуска ток срабатывания защиты выбирается по условию обеспечению коэффициента чувствительности равного 2 в режиме протекания пускового тока:

Уставка ИО «РТ пуск двигателя»:

$$I_{\text{ПУСК,Д}} = \frac{k_{\text{П}}}{2} \cdot I_{\text{Д,НОМ}} = \frac{5,3}{2} \cdot 42 = 111,3 \text{ А.}$$

Защита от затынутого пуска работает в режиме «Пуск» электродвигателя и предназначена для выявления неуспешного пуска электродвигателя вследствие недопустимой нагрузки. Защита срабатывает, если максимальный из фазных токов выше уставки пускового тока в течение времени, заданного уставкой выдержки времени DT9.

Время срабатывания защиты принимается больше нормального времени пуска (принято 10 с) и меньше допустимого времени протекания пускового тока по условию нагрева: примем $t_{3,з.п.д}=15$ с.

Защита от блокировки ротора работает в режиме «Работа» электродвигателя и предназначена для выявления возникновения во время работы недопустимой нагрузки. Защита срабатывает, если максимальный из фазных токов выше уставки пускового тока в течение времени, заданного уставкой выдержки времени DT8.

Время срабатывания защиты принимается меньше допустимого времени протекания пускового тока по условию нагрева. Примем $t_{3,б.р.д}=15$ с.

Определим вторичные токи уставок:

$$I_{\text{РАБ,Д,2}} = \frac{I_{\text{РАБ,Д}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}} = \frac{5,25 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 0,26 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ПУСК,Д,2}} = \frac{I_{\text{ПУСК,Д}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}} = \frac{111,3 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 5,56 \text{ А.}$$

Ввод в работу защиты от блокировки ротора и защиты от затынутого пуска осуществляется программной накладкой XВ24, действие на отключения задается программной накладкой XВ25.

10.1.5 УРОВ

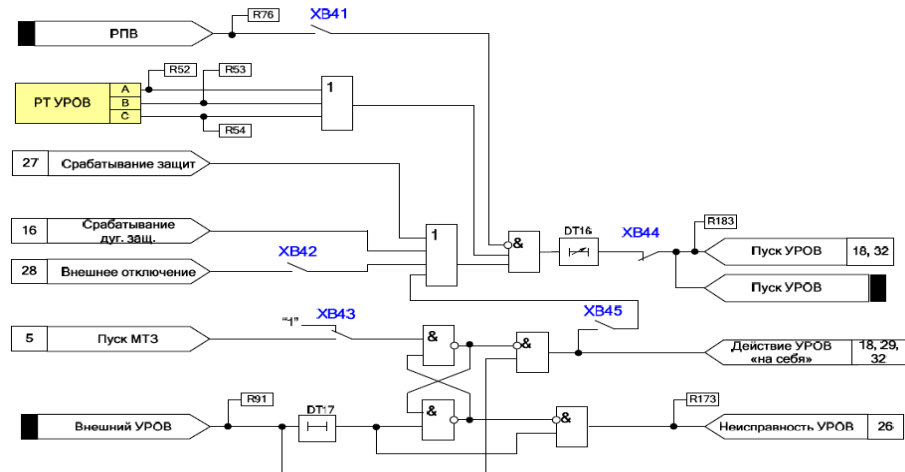


Рисунок 10 – Функциональная схема УРОВ

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. Методика расчета УРОВ не зависит от вида присоединения, устройства РЗА и фирмы-производителя.

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

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,05 \cdot I_{\text{Д.НОМ}} = 0,05 \cdot 42 = 2,1 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ.2}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{2,1 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 0,105 \text{ А.}$$

Допустимый диапазон уставок от $(0,07 - 2)I_{\text{Н}}$ при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А, поэтому принимаем минимально возможное значение 0,35 А вторичного тока.

Выдержка времени УРОВ:

$$\begin{aligned} t_{\text{УРОВ}} &= t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВР.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}} = \\ &= 0,04 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,215 \text{ с,} \end{aligned}$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В}}=0,04$ с – полное время отключения выключателя ВБ-10-20/630;

$t_{\text{ВОЗВР.УРОВ}}=0,05$ с – время возврата реле тока УРОВ;

$t_{\text{ПОГРЕШН.УРОВ}}=0,025$ с – погрешность реле времени УРОВ;

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

Расчетное значение выдержки времени также входит в допустимый диапазон уставок 0,10–10,00 с.

Таблица 23 – Принятые уставки

Название уставки		Значение
МТЗ-1		
Работа МТЗ-1		Предусмотрена
Ток срабатывания, А	$I_{\text{МТЗ-1}}$	16,7 А
Время срабатывания, с	$t_{\text{МТЗ-1}}$	0 с
Автоматическое загрубление уставки		Не предусмотрено
Контроль направленности		Не предусмотрено
Пуск по напряжению		Не предусмотрено
МТЗ-3		
Работа МТЗ-3		Предусмотрена
Ток срабатывания, А	$I_{\text{МТЗ-3}}$	2,31 А
Время срабатывания, с	$t_{\text{МТЗ-3}}$	0 с
Контроль направленности		Не предусмотрено
Пуск по напряжению		Не предусмотрено
Выдержка времени МТЗ-3		Зависимая
Тип зависимой характеристики		Нормально инверсная
Временной коэффициент	k	2,0
ЗБР и ЗЗП		
Работа ЗБР и ЗЗП		Предусмотрена
ЗБР и ЗЗП на отключение		Предусмотрена
Определение затянутого пуска		По I и t
Время срабатывания ЗБР, с	$t_{\text{ЗБР}}$	15 с
Время пуска, с	$t_{\text{ПУСК}}$	15 с
Пусковой ток двигателя, А	$I_{\text{ПУСК}}$	5,56 А
ЗОЗЗ		
Работа только по току I_0		Предусмотрена
Ток срабатывания, А	$I_{\text{ЗОЗЗ}}$	2,5 А
УРОВ		
Работа УРОВ		Введена
Ток срабатывания, А	$I_{\text{УРОВ}}$	0,35 А
Время срабатывания, с	$t_{\text{УРОВ}}$	0,215 с

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

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Лист

52

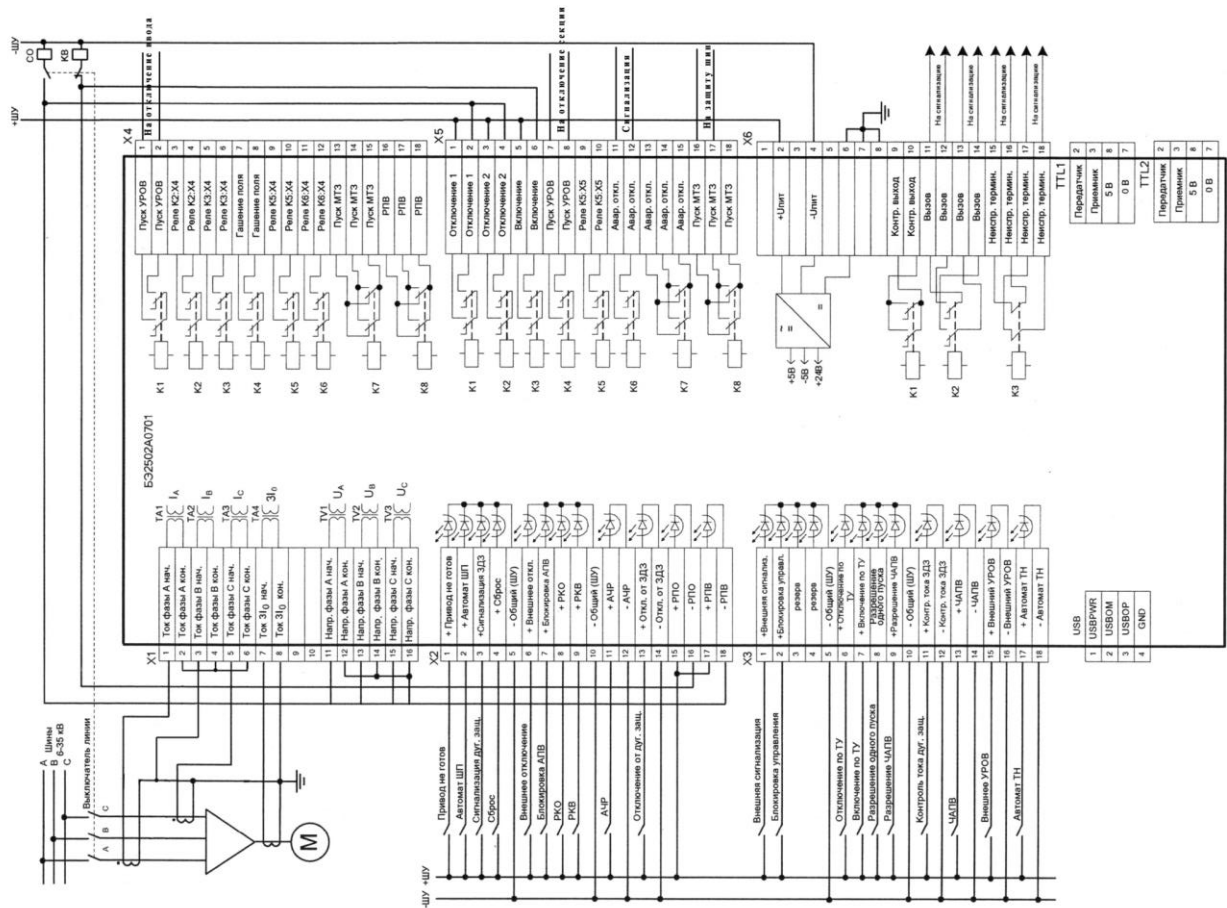


Рисунок 11 – Схема подключения внешних цепей

10.2 Трансформатор 10/0,4 РП

10.2.1 Токовая отсечка

Для выполнения ТО Т целесообразно использовать 1 ступень МТЗ. 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).

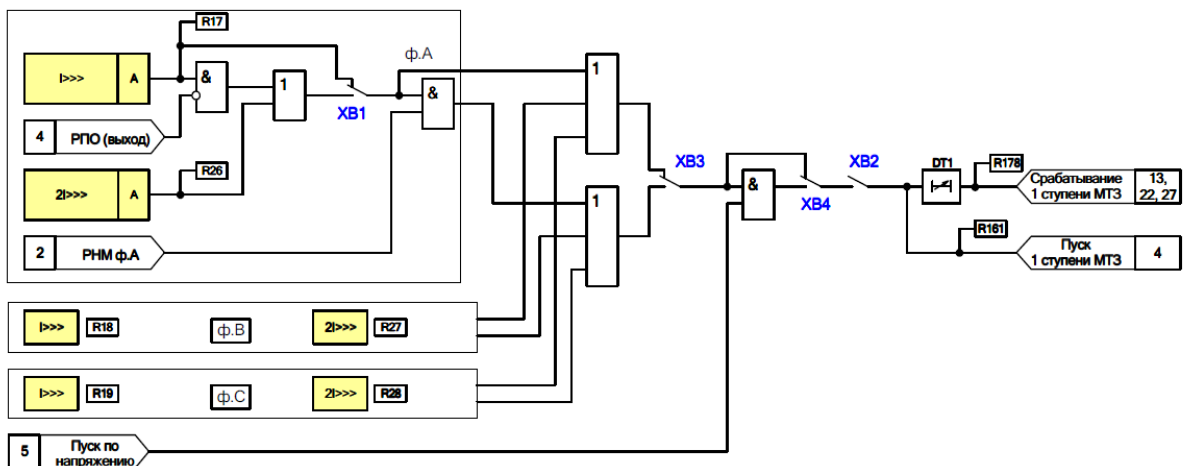


Рисунок 12 – Функциональная схема МТЗ-1

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

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Лист

53

1 условие: ток срабатывания отсечки I_{OT} должен быть отстроен от максимального тока КЗ за трансформатором на стороне НН (0,4 кВ):

$$I_{O.T.(1)} = k_{OTC(1)} \cdot I_{K3.MAKC.T.HH}^{(3)} = 1,1 \cdot 0,575 = 632 \text{ A.}$$

где $k_{OTC(1)}=1,1$ – коэффициент отстройки принят по [25].

2 условие: I_{OT} должен быть отстроен от броска намагничивающего тока при включении Т под напряжение:

$$I_{O.T.(2)} = k_{OTC(2)} \cdot k_{БНТ} \cdot I_{T.HOM.BH} = 1,1 \cdot 7,05 \cdot 81 = 628,1 \text{ A.}$$

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

$$I_{O.T} = \max\{632; 628,1\} = 632 \text{ A.}$$

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3.MIN.BH}^{(3)}}{I_{O.T.}} \cdot k_{OT.C.CX}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,797}{632} \cdot 1 = 6,57 > 2,$$

где $k_{OT.C.CX}^{(2)}=1$ – коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда к двухфазным КЗ.

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

Вторичный ток срабатывания отсечки:

$$I_{O.T.2} = \frac{I_{O.T.}}{n_T} \cdot k_{CX}^{(3)} = \frac{632 \cdot 5}{150} \cdot 1 = 21,06 \text{ A.}$$

Для ячейки КРУ выбран ТТ – ТЛО-10-2 по каталогу [17] с коэффициентом трансформации 150/5.

Допустимый диапазон уставки по току МТЗ-1 от 0,4 до 40 вторичного тока при $I_{2.HOM.TT}=5 \text{ A}$.

Выдержка времени ТО Т $t_{OT}=0 \text{ с}$ (минимально допустимая выдержка времени для МТЗ-1).

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.

10.2.2 МТЗ

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

$$I_{MT3.T} = k_{H.C} \cdot \frac{k_H \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{T.PAB.MAKC} = 1,1 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 101 = 192,96 \text{ A.}$$

где $k_{H.C}$ – коэффициент надежности согласования с МТЗ цифрового расцепителя автомата ввода Т на стороне НН (0,4 кВ);

k_H – коэффициент надежности;

									Лист
									54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР				

k_C – коэффициент самозапуска нагрузки. Принимается минимально возможное значение из диапазона 1,5-6.

k_B – коэффициента возврата ПО тока по [26].

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

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.НН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.Т}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ.ДУ-11}}^{(2)} = \frac{565}{192,96} \cdot 0,5 = 2,92 > 1,5;$$

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

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

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ Т:

$$I_{\text{МТЗ.2}} = \frac{I_{\text{МТЗ.Т}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{192,96 \cdot 5}{150} \cdot 1 = 6,43 \text{ А.}$$

Значение тока срабатывания входит в допустимый диапазон по току МТЗ-2 от 0,2 до 40 вторичного тока при $I_{2\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$.

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

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

где Δt – ступень селективности.

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

Рабочий максимальный ток ввода НН Т:

$$I_{\text{В.НН.РАБ.МАКС}} = \frac{k_{\text{П}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{1,4 \cdot 1250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2525,9 \text{ А.}$$

Рабочий максимальный ток секционного автомата НН:

$$I_{\text{С.НН.РАБ.МАКС}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1804,2 \text{ А.}$$

Максимальное значение периодической составляющей ТКЗ за Т на стороне 0,4 кВ в начальный момент времени $I_{\text{КЗ.МАКС.НН(0,4)}} = 14,974 \text{ кА}$.

Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87:

$$i_{\text{У}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{У}} \cdot I_{\text{КЗ.МАКС.НН(0,4)}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 14,974 = 33,88 \text{ кА.}$$

где $K_{\text{У}} = 1,6$ при КЗ за Т малой мощности по рекомендации ГОСТ 27514-87.

Термическое воздействие ТКЗ за время отключения 1с.:

$$B_{\text{К}} = (I_{\text{КЗ.МАКС.НН(0,4)}}^{(3)})^2 \cdot t_{\text{ОТКЛ}} = (14,974)^2 \cdot 1 = 224,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выбираем к установке НКУ ЩО-ИЭ производства ООО «Инвент-Электро» с автоматическими выключателями SACE Emax 2 (ABB).

Каталожные данные НКУ:

$$B_{\text{К}} = (I_{\text{ТЕР}}^{(3)})^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = (100)^2 \cdot 1 = 10^4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$
$$i_{\text{ДИН}} = 220 \text{ кА.}$$

В выбранном НКУ используются автоматические выключатели со следующими характеристиками.

$$I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А} > I_{\text{С.НН.РАБ.МАКС}} = 1804,2 \text{ А} – \text{секционный,}$$

									Лист
									55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

$$I_{НОМ}=4000\text{А} > I_{В.НН.РАБ.МАКС}=2525,9\text{А} - \text{вводной.}$$

$$I_{ОТКЛ.НОМ}=55\text{кА} > I_{КЗ.МАКС.НН(0,4)}=14,974\text{кА},$$

$$i_{ДИНН}=121\text{кА} > i_{У}=224,32\text{кА}.$$

$$B_{К} = (66)^2 \cdot 1 = 4356\text{кА}^2 \cdot \text{с} > B_{К} = 15,16\text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Степень селективности между автоматическими выключателями принимаем равной 0,1с. Следовательно, можно принять следующие выдержки времени на автоматических выключателях: 0,1 с на отходящих присоединениях НН трансформатора, 0,2с на секционном автомате и 0,3с на вводе НН трансформатора.

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

$$\Delta t = t_{ОТКЛ.АВ.ВНН} + t_{ПОГРЕШН.МТЗ.АВ.В.НН} + t_{ПОГРЕШМТЗ.Т} + t_{ВОЗВР.МТЗТ} + t_{ЗАП} = 0,04 + 0,03 + 0,011 + 0,005 + 0,1 = 0,231,$$

где $t_{ОТКЛ.АВ.В.НН}=0,04\text{с}$ – время отключения автомата ввода НН Т – по каталогу Еmax2 [28];

$t_{ПОГРЕШН.МТЗ.АВ.В.НН}=10\% \cdot 0,3=0,03\text{с}$ – погрешность выдержки времени МТЗ расцепителя автомата ввода НН Т. 10% от уставки, но не более 0,04с [28];

$t_{ПОГРЕШН.МТЗ.Т}=3\% \cdot 0,53=0,011\text{с}$ – погрешность выдержки времени МТЗ Т (на стороне ВН) по [26] при уставках свыше 0,5 с;

$t_{ВОЗВР.МТЗ.Т}=0,05\text{с}$ – время возврата МТЗ Т (на стороне ВН Т) по [26];

$t_{ЗАП}=0,1\text{с}$ – время запаса по рекомендации ОАО «ФСК ЕЭС» [24].

Выдержка времени МТЗ Т:

$$t_{МТЗ.Т} = t_{МТЗ.АВ.В.НН} + \Delta t = 0,3 + 0,231 = 0,53\text{с}.$$

Допустимый диапазон уставок по выдержке времени от 0,2 до 100,0 с.

10.2.3 Защита от перегрузки

ЗП, действующая на сигнал, выполнена на ступени МТЗ-3. Ток срабатывания ЗП Т:

$$I_{ЗП.Т} = \frac{k_{ОТС}}{k_{В}} \cdot I_{Т.НОМ.ВН} = \frac{1,05}{0,94} \cdot 81 = 90,47\text{А}.$$

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{ЗП.Т.2} = \frac{I_{ЗП.Т}}{n_{Т}} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{90,47 \cdot 5}{150} \cdot 1 = 3,01\text{А}.$$

Принимается выдержка времени $t_{ЗП.Т}=9\text{с}$.

Значение тока срабатывания входит в допустимый диапазон по току МТЗ-3 от 0,08 до 20,0 вторичного тока при $I_{2НОМ.ТТ}=5\text{А}$ и по времени от 0,2 до 100,0 с.

										Лист
										56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

10.2.4 Расчет тока однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ

Для трансформаторов 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток Δ/Y_0 – величина сопротивления нулевой последовательности равна сопротивлению прямой [ГОСТ 28249-93], поэтому ток однофазного КЗ равен току трехфазного КЗ. Причем из-за поточкораспределения по обмоткам трансформатора, фазные токи на стороне 10 кВ, где установлена МТЗ трансформатора будут меньше расчетного тока трехфазного КЗ в $\sqrt{3}$ раз (для любой схемы соединения ТТ и реле):

$$i_{\text{КЗ.МИН.НН}}^{(1)} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.НН}}^{(3)}}{\sqrt{3}} = \frac{575}{\sqrt{3}} = 331,9 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность МТЗ на стороне ВН Т:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.НН}}^{(1)}}{I_{\text{МТЗ.Т}}} = \frac{331,9}{192,96} = 1,72 > 1,5.$$

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

10.2.5 УРОВ

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

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,1 \cdot I_{\text{Т.НОМ}} = 0,1 \cdot 81 = 8,1 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ.2}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{8,1 \cdot 5}{150} \cdot 1 = 0,27 \text{ А.}$$

Ток срабатывания входит в допустимый диапазон уставок от $(0,05 - 50)I_{\text{Н}}$ при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А. Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВР.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}} = \\ = 0,04 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,215 \text{ с,}$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В}}=0,04$ с – полное время отключения выключателя ВБ-10-20/630 [17];

$t_{\text{ВОЗВР.УРОВ}}=0,05$ с – время возврата реле тока УРОВ [26];

$t_{\text{ПОГРЕШН.УРОВ}}=0,025$ с – погрешность реле времени УРОВ [26];

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

Расчетное значение выдержки времени также входит в допустимый диапазон уставок 0,10–10,0 с.

									Лист
									57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР				

Таблица 24 – Принятые уставки

Название уставки		Значение
МТЗ-1		
Работа МТЗ-1		Предусмотрена
Ток срабатывания, А	$I_{МТЗ-1}$	21,06 А
Время срабатывания, с	$t_{МТЗ-1}$	0 с
Контроль направленности		Не предусмотрено
Пуск по напряжению		Не предусмотрено
МТЗ-2		
Работа МТЗ-2		Предусмотрена
Ток срабатывания, А	$I_{МТЗ-2}$	6,43 А
Время срабатывания, с	$t_{МТЗ-2}$	0,53 с
Контроль направленности		Не предусмотрено
Пуск по напряжению		Не предусмотрено
Ускорение МТЗ-2		Предусмотрено
МТЗ-3		
Работа МТЗ-3		Предусмотрена
Ток срабатывания, А	$I_{МТЗ-3}$	3,01 А
Время срабатывания, с	$t_{МТЗ-3}$	9 с
Контроль направленности		Не предусмотрено
Пуск по напряжению		Не предусмотрено
Выдержка времени МТЗ-3		Независимая
УРОВ		
Работа УРОВ		Введена
Ток срабатывания, А	$I_{УРОВ}$	0,27 А
Время срабатывания, с	$t_{УРОВ}$	0,215 с

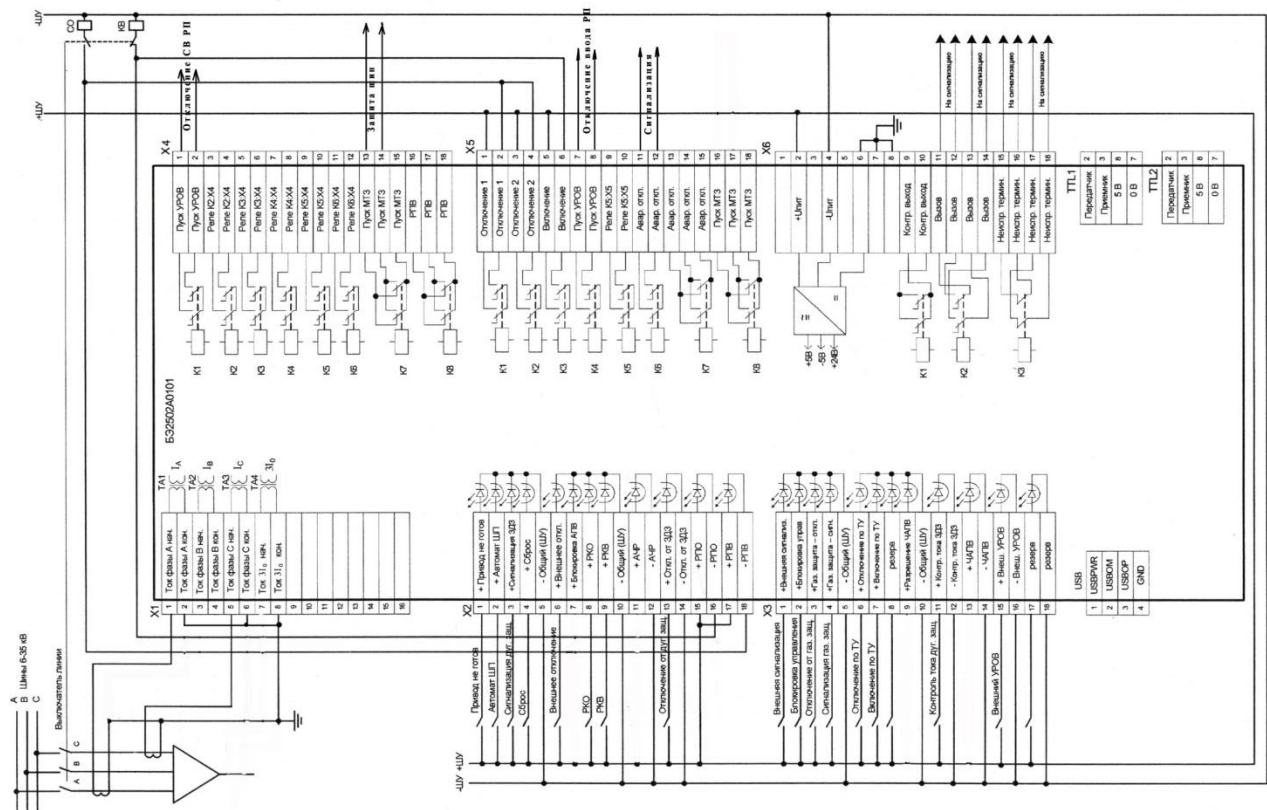


Рисунок 13 – Схема подключения внешних цепей

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

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Лист

58

10.3 Трансформатор 10/0,4 НН

10.3.1 Токовая отсечка

Для выполнения ТО Т целесообразно использовать 1 ступень МТЗ (МТЗ-1). В зону действия ТО войдут выводы обмотки ВН (10 кВ), часть первичных обмоток трансформатора, а также кабель, соединяющий трансформатор с выключателем на стороне ВН (10 кВ).

Ток срабатывания ТО Т – I_{OT} выбирается по 2м условиям.

1 условие: I_{OT} должен быть отстроен от максимального тока КЗ за трансформатором на стороне НН (0,4 кВ):

$$I_{O.T.(1)} = k_{O.T.(1)} \cdot I_{K3.MAKC.T.HH}^{(3)} = 1,1 \cdot 480 = 521 \text{ A.}$$

где $k_{O.T.(1)}=1,1$ – коэффициент отстройки принят по [25].

2 условие: I_{OT} должен быть отстроен от броска намагничивающего тока при включении Т под напряжение:

$$I_{O.T.(2)} = k_{O.T.(2)} \cdot k_{БНТ} \cdot I_{T.HOM.VH} = 1,1 \cdot 7,05 \cdot 57,7 = 447,7 \text{ A.}$$

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

$$I_{O.T} = \max\{521; 447,7\} = 521 \text{ A.}$$

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

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3.MINH.VH}^{(3)}}{I_{O.T.}} \cdot k_{O.T.Ч.CX}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6025}{521} \cdot 1 = 10,01 > 2,$$

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

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

Вторичный ток срабатывания отсечки:

$$I_{O.T.2} = \frac{I_{O.T.}}{n_T} \cdot k_{CX}^{(3)} = \frac{521 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 26,05 \text{ A.}$$

Для ячейки КРУ выбран ТТ – ТЛО-10-2 по каталогу [17] с коэффициентом трансформации 100/5.

Допустимый диапазон уставки по току МТЗ-1 от 0,4 до 40 вторичного тока при $I_{2.HOM.TT}=5$ А. Выдержка времени ТО Т $t_{OT}=0,05$ с (минимально допустимая выдержка времени для МТЗ-1).

10.3.2 МТЗ

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

									Лист
									59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР				

$$I_{\text{МТЗ.Т}} = k_{\text{Н.С}} \cdot \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{С}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т.РАБ.МАКС}} = 1,1 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,94} \cdot 80,83 = 154,4 \text{ А.}$$

где $k_{\text{Н.С}}$ – коэффициент надежности согласования с МТЗ цифрового расцепителя автомата ввода Т на стороне НН (0,4 кВ);

$k_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности;

$k_{\text{С}}$ – коэффициент самозапуска нагрузки. Принимается минимально возможное значение из диапазона 1,5-6.

$k_{\text{В}}$ – коэффициента возврата ПО тока по [26].

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

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.НН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.Т}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ.ДУ-11}}^{(2)} = \frac{568}{154,4} \cdot 0,5 = 1,84 > 1,5;$$

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

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

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ Т:

$$I_{\text{МТЗ.2}} = \frac{I_{\text{МТЗ.Т}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{154,4 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 7,72 \text{ А.}$$

Значение тока срабатывания входит в допустимый диапазон по току МТЗ-2 от 0,2 до 40 вторичного тока при $I_{2\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$.

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

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

где Δt – ступень селективности.

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

Рабочий максимальный ток ввода НН Т:

$$I_{\text{В.НН.РАБ.МАКС}} = \frac{k_{\text{П}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2020,7 \text{ А.}$$

Рабочий максимальный ток секционного автомата НН:

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

Максимальное значение периодической составляющей ТКЗ за Т на стороне 0,4 кВ в начальный момент времени $I_{\text{КЗ.МАКС.НН(0,4)}} = 12,508 \text{ кА}$.

Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87:

$$i_{\text{У}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{У}} \cdot I_{\text{КЗ.МАКС.НН(0,4)}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 12,508 = 28,3 \text{ кА.}$$

где $K_{\text{У}} = 1,6$ при КЗ за Т малой мощности по рекомендации ГОСТ 27514-87.

Термическое воздействие ТКЗ за время отключения 1 с.:

$$B_{\text{К}} = (I_{\text{КЗ.МАКС.НН(0,4)}}^{(3)})^2 \cdot t_{\text{ОТКЛ}} = (12,508)^2 \cdot 1 = 156,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выбираем к установке НКУ ЩО-ИЭ производства ООО «Инвент-Электрос автоматическими выключателями SACE Emax 2 (ABB).

										Лист
										60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР					

В выбранном НКУ используются автоматические выключатели со следующими характеристиками.

$$I_{НОМ}=2500 \text{ А} > I_{С.НН.РАБ.МАКС}=1443,4 \text{ А} \text{ – секционный,}$$

$$I_{НОМ}=4000 \text{ А} > I_{В.НН.РАБ.МАКС}=2020,7 \text{ А} \text{ – вводной.}$$

$$I_{ОТКЛ.НОМ}=55 \text{ кА} > I_{КЗ.МАКС.НН(0,4)}=12,508 \text{ кА,}$$

$$i_{ДИН}=121 \text{ кА} > i_y=28,3 \text{ кА.}$$

$$B_k=(55)^2 \cdot 1=3025 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k=156,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Степень селективности между автоматическими выключателями принимаем равной 0,1с. Следовательно, можно принять следующие выдержки времени на автоматических выключателях: 0,1с на отходящих присоединениях НН трансформатора, 0,2с на секционном автомате и 0,3с. на вводе НН трансформатора.

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

$$\Delta t = t_{ОТКЛ.АВ.ВНН} + t_{ПОГРЕШН.МТЗ.АВ.В.НН} + t_{ПОГРЕШН.МТЗ.Т} + t_{ВОЗВР.МТЗТ} + t_{ЗАП} = 0,04 + 0,03 + 0,011 + 0,005 + 0,1 = 0,231,$$

где $t_{ОТКЛ.АВ.В.НН}=0,04$ с – время отключения автомата ввода НН Т – по каталогу Еmax2 [28];

$t_{ПОГРЕШН.МТЗ.АВ.В.НН}=10\% \cdot 0,3=0,03$ с – погрешность выдержки времени МТЗ расцепителя автомата ввода НН Т. 10% от уставки, но не более 0,04 с [28];

$t_{ПОГРЕШН.МТЗ.Т}=3\% \cdot 0,53=0,011$ с – погрешность выдержки времени МТЗ Т (на стороне ВН) по РЭ при уставках свыше 0,5 с [26];

$t_{ВОЗВР.МТЗ.Т}=0,05$ с – время возврата МТЗ Т (на стороне ВН Т) по [26];

$t_{ЗАП}=0,1$ с – время запаса по рекомендации ОАО «ФСК ЕЭС» [24].

Выдержка времени МТЗ Т:

$$t_{МТЗ.Т} = t_{МТЗ.АВ.В.НН} + \Delta t = 0,3 + 0,231 = 0,53 \text{ с.}$$

Допустимый диапазон уставок по выдержке времени от 0,2 до 100,0 с.

10.3.3 Защита от перегрузки

ЗП, действующая на сигнал, выполнена на ступени МТЗ-3. Ток срабатывания ЗП Т:

$$I_{ЗП.Т} = \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{Т.НОМ.ВН} = \frac{1,05}{0,94} \cdot 57,74 = 63,8 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{ЗП.Т.2} = \frac{I_{ЗП.Т}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{63,8 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 3,19 \text{ А.}$$

Принимается выдержка времени $t_{ЗП.Т}=9$ с.

Значение тока срабатывания входит в допустимый диапазон по току МТЗ-3 от 0,08 до 20 вторичного тока при $I_{2НОМ.ТТ}=5$ А и по выдержке времени от 0,2 до 100,0 с.

						<i>Лист</i>
					<i>ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР</i>	61
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

10.3.4 Расчет тока однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ

Для трансформатора 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток Δ/Y_0 – величина сопротивления нулевой последовательности равна сопротивлению прямой [ГОСТ 28249-93], поэтому ток однофазного КЗ равен току трехфазного КЗ. Причем из-за поточкораспределения по обмоткам трансформатора, фазные токи на стороне 10 кВ, где установлена МТЗ трансформатора будут меньше расчетного тока трехфазного КЗ в $\sqrt{3}$ раз (для любой схемы соединения ТТ и реле):

$$i_{\text{КЗ.МИН.НН}}^{(1)} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.НН}}^{(3)}}{\sqrt{3}} = \frac{568}{\sqrt{3}} = 327 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность МТЗ на стороне ВН Т:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.НН}}^{(1)}}{I_{\text{МТЗ.Т}}} = \frac{12489}{154,4} = 80,8 > 1,5.$$

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

10.3.5 УРОВ

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

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,1 \cdot I_{\text{Т.НОМ}} = 0,1 \cdot 57,74 = 5,77 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ.2}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{5,77 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 0,29 \text{ А.}$$

Ток срабатывания не входит в допустимый диапазон уставок от $(0,07 - 2)I_{\text{Н}}$ при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВР.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШУРОВ}} + t_{\text{ЗАП}} = \\ = 0,04 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,215 \text{ с,}$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В}}=0,04$ с – полное время отключения выключателя ВБ-10-20/630 [17];

$t_{\text{ВОЗВР.УРОВ}}=0,05$ с – время возврата реле тока УРОВ [26];

$t_{\text{ПОГРЕШН.УРОВ}}=0,025$ с – погрешность реле времени УРОВ [26];

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

Расчетное значение выдержки времени также входит в допустимый диапазон уставок 0,10–10,0 с.

									Лист
									62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Таблица 25 – Принятые уставки

Название уставки		Значение
МТЗ-1		
Работа МТЗ-1		Предусмотрена
Ток срабатывания, А	$I_{МТЗ-1}$	26,05 А
Время срабатывания, с	$t_{МТЗ-1}$	0 с
Автоматическое загрузление уставки		Не предусмотрено
Контроль направленности		Не предусмотрено
Пуск по напряжению		Не предусмотрено
МТЗ-2		
Работа МТЗ-2		Предусмотрена
Ток срабатывания, А	$I_{МТЗ-2}$	7,72 А
Время срабатывания, с	$t_{МТЗ-2}$	0,53 с
Контроль направленности		Не предусмотрено
Пуск по напряжению		Не предусмотрено
Ускорение МТЗ-2		Предусмотрено
МТЗ-3		
Работа МТЗ-3		Предусмотрена
Ток срабатывания, А	$I_{МТЗ-3}$	3,19 А
Время срабатывания, с	$t_{МТЗ-3}$	9 с
Контроль направленности		Не предусмотрено
Пуск по напряжению		Не предусмотрено
Выдержка времени МТЗ-3		Независимая
УРОВ		
Работа УРОВ		Введена
Ток срабатывания, А	$I_{УРОВ}$	0,29 А
Время срабатывания, с	$t_{УРОВ}$	0,215 с

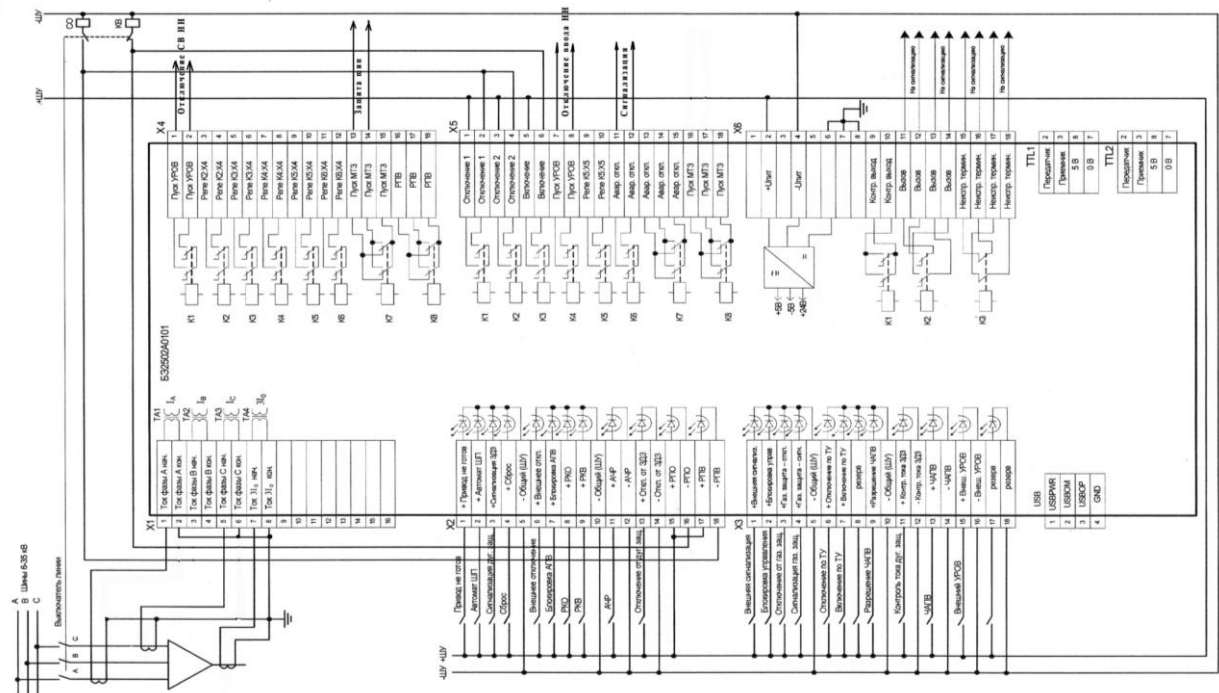


Рисунок 14 – Схема подключения внешних цепей

10.4. КЛ 10 кВ

К секции шин НН ПС подключена КЛ – АПвБП 3×185/25-10, питающая секцию РП с подключенной к ней КЛ и трансформатором 10/0,4.

10.4.1 Токовая отсечка

Ток срабатывания ТО КЛ выбирается по двум условиям:

$$1. I_{\text{ТО.КЛ(1)}} \geq k_H \cdot I_{\text{КЗ.РП.МАКС}}^{(3)} = 1,15 \cdot 5,297 = 6,09 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания не превосходит ТКЗ в начале КЛ, поэтому токовая отсечка бесполезна и использоваться не будет.

$$2. I_{\text{ТО.КЛ(2)}} \geq k_{\text{БНТ}} \cdot \sum I_{\text{T.НОМ}} = 5 \cdot 92,37 = 0,461 \text{ кА.}$$

В качестве уставки принимается большее из значений, по двух условиям, представленным выше, то есть 6,09 кА.

10.4.2 Токовая отсечка с выдержкой времени

Рассматриваемое УРЗА содержит три ступени МТЗ. ТОВВ выполняется на МТЗ-2 – второй ступени МТЗ.

По 1 условию ток срабатывания ТОВВ отстраивается от максимального тока срабатывания мгновенных ТО предыдущих элементов, то есть, ТО трансформатора и КЛ, установленных в РП.

$$I_{\text{ТО.ВВ.КЛ(1)}} \geq k_H \cdot \max\{I_{\text{ТО.Т}}; I_{\text{ТО.КЛ.РП}}\};$$

где $k_H=1,1$ – коэффициент надежности согласования по [25].

Вычислим ток срабатывания ТО КЛ РП:

$$I_{\text{ТО.КЛ.РП}} \geq k_H \cdot I_{\text{КЗ.ЗАКЛРП.МАКС}}^{(3)} = 1,15 \cdot 3,957 = 4,55 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{ТО.ВВ.КЛ(1)}} \geq 1,1 \cdot \max\{4,55; 1284,8\} = 5,005 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания ТОВВ больше тока трехфазного КЗ в начале линии, поэтому данная защита работать не будет.

10.4.3 МТЗ с независимой выдержкой времени

Ток срабатывания МТЗ КЛ выбирается по двум условиям:

$$1. I_{\text{МТЗ.КЛ(1)}} \geq \frac{k_H \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = \frac{1,1 \cdot 1,4}{0,94} \cdot 346 = 485,87 \text{ А.}$$

где $k_H=1,1$ – коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифровых реле по [25];

$k_{\text{В}}=0,94$ – коэффициент возврата ИО по току по [26];

$k_{\text{СЗ}}=1,4$ – коэффициент самозапуска для КЛ к РП (из исходных данных).

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

$$2. I_{\text{МТЗ.КЛ(2)}} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.ВВ}} = 1,1 \cdot 485,87 = 534,5 \text{ А.}$$

										Лист
										64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР					

где $k_H=1,1$ – коэффициент надежности согласования по [25];

$I_{MT3.BB}$ – ток срабатывания МТЗ ВВ, так как нагрузка одинакова, ток срабатывания МТЗ ВВ такой же, как у КЛ, выбранный по первому условию.

Оценим чувствительность МТЗ КЛ.

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

$$k_{ч.МТЗ.КЛ.ОЗД} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.РП.МИН}^{(3)}}{I_{МТЗ.КЛ}} \cdot k_{от.ч.СХ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4797}{534,5} \cdot 1 = 7,77 > 1,5;$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного (1,5), пуск по напряжению не требуется.

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

$$k_{ч.МТЗ.КЛ.ЗР} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.МИН}^{(3)}}{I_{МТЗ.КЛ}} \cdot k_{от.ч.СХ.Д/У}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 14718}{534,5} \cdot 1 = 23,8 > 1,2;$$

Больше нормативного 1,2 – зона действия распространяется на сторону НН трансформатора РП.

Для обеспечения селективности с предыдущими защитами выдержка времени МТЗ КЛ должна быть согласована с МТЗ ВВ РП и предохранителем на стороне 10 кВ ТСН РП.

Определим время срабатывания предохранителя $t_{ПКТ}$ при двухфазном ТКЗ на выводах 10 кВ ТСН в минимальном режиме работы системы. Так как ГОСТ 2213-79 [п. 3.6.11] допускает 20% разброс по току времятоковых характеристик предохранителей выше 1 кВ, уменьшим расчетный ток на 20%:

$$I_{КЗ.РАСЧ.} = 0,8 \cdot I_{КЗ.РП.МИН}^{(2)} = 0,8 \cdot 4,797 = 3837 \text{ А.}$$

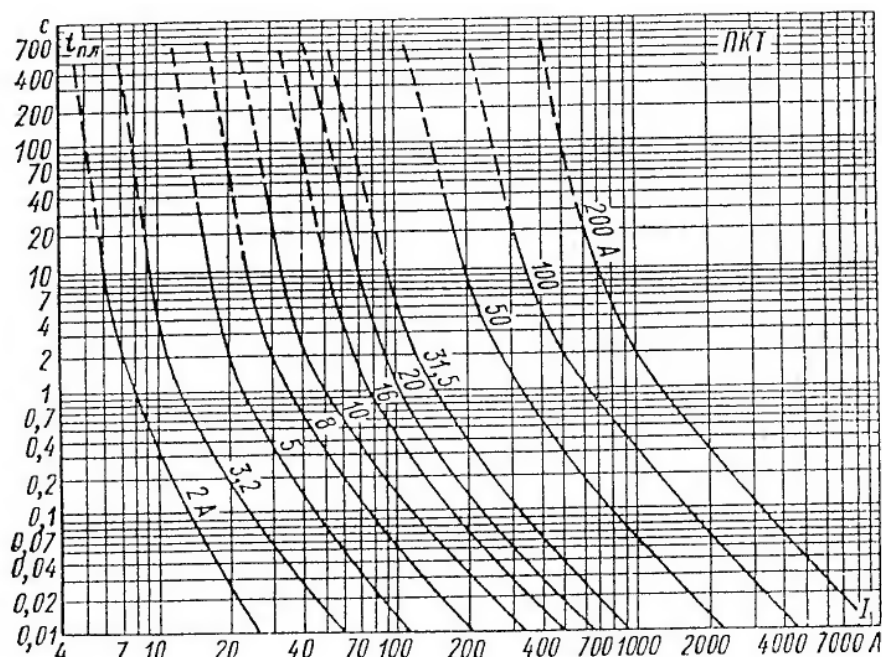


Рисунок 15 – Время-токовые характеристики плавких предохранителей типа ПКТ на напряжение 10 кВ и номинальным током отключения 12,5 кА

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

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Лист

65

Для полученного расчетного тока время срабатывания предохранителя ПКТ-101-10-3,2-12,5 составит менее 0,01 с. В дальнейших расчетах наличие предохранителя в зоне действия МТЗ КЛ не учитывается, отстройка по времени производится от МТЗ ВВ РП.

Выдержка времени МТЗ ВВ РП выполняет функцию резервной защиты, следовательно, не зависит от тока. По величине выдержка времени ВВ отстроена от выдержки времени МТЗ секционного выключателя РП:

$$t_{\text{МТЗ.ВВ.РП}} = t_{\text{МТЗ.СВ.РП}} + \Delta t = 2,24 + 0,24 = 2,48 \text{ с};$$

где Δt – степень селективности для ячеек КРУ с выключателями ВВ-10.

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = t_{\text{МТЗ.ВВ.РП}} + \Delta t = 2,48 + 0,24 = 2,72 \text{ с};$$

Для ячейки КРУ выбран ТТ – ТЛО-10-2 по каталогу с коэффициентом трансформации 400/5.

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ.2}} = \frac{I_{\text{МТЗ.КЛ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{4797 \cdot 5}{400} \cdot 1 = 5,99 \text{ А.}$$

10.4.4 Ускорение МТЗ

Предусмотрена возможность автоматического ввода срабатывания МТЗ при любых включениях выключателя на время ввода ускорения. Применяется для ускорения отключения повреждений при включении КЛ на КЗ.

Диапазон уставок по времени по цепи ускорения составляет от 0 до 2,0с.

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

$$t_{\text{СР.УСК}} = t_{\text{В.РАЗН}} + t_3 = 0,003 + 0,1 \approx 0,1 \text{ с},$$

где $t_{\text{В.РАЗН}}$ – время разновременности включения фаз выключателя, по данным РЭ для выключателя, не более 3 мс.

10.4.5 Направленная защита от ОЗЗ

Защита реализована по току $3I_0$, напряжению $3U_0$ и взаимному направлению тройного тока и тройного напряжения нулевой последовательности (направленная).

Обеспечены диапазоны уставок ИО ЗОЗЗ с независимой времятоковой характеристикой по току от $0,05 I_{3.\text{НОМ}}$ до $2,5 I_{3.\text{НОМ}}$.

Угол максимальной чувствительности регулируется в диапазоне от 0^0 до $\pm 180^0$. Напряжение срабатывания – не более 1 В. Ток срабатывания – не более $0,05 I_{3.\text{НОМ}}$.

										Лист
										66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР					

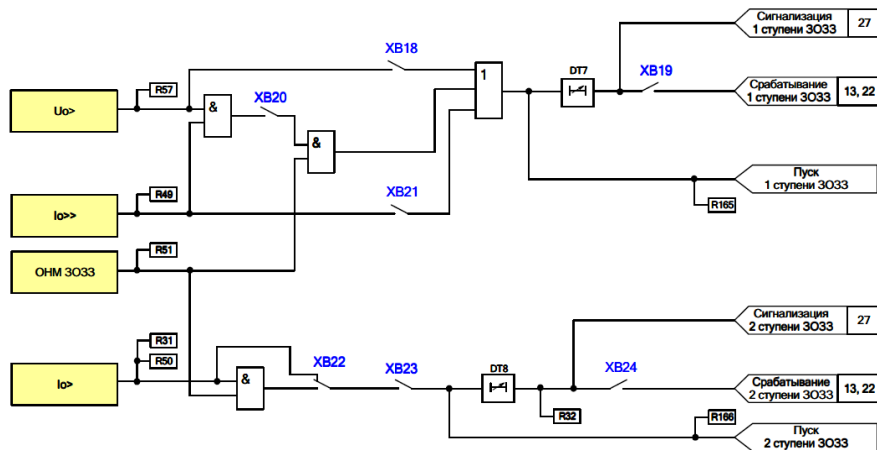


Рисунок 16 – Функциональная схема ЗОУЗ

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

$$I_{\text{ЗОУЗ.КЛ}} = \frac{I_{\text{СЭ}} - I_{\text{С.КЛ}}}{k_{\text{Ч.НОРМ}}} = \frac{8,27 - 4,135}{2} = 2,07 \text{ А.}$$

Для установки на ввод кабеля АПВБП 3х180/25 с диаметром 65,1 мм² в ячейке КРУ выбран ТТНП – ТЗЛК-1 УЗ с диаметром отверстия для кабеля 70 мм². Коэффициент трансформации ТТНП 25/1.

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{ЗОУЗ.КЛ2}} = \frac{I_{\text{ЗОУЗ.КЛ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{2,07 \cdot 1}{25} = 0,08.$$

Время срабатывания по рекомендации [24] принимается равным 15 с.

10.4.6 УРОВ

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

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,1 \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = 0,1 \cdot \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 17,3 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ.2}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{17,3 \cdot 5}{400} \cdot 1 = 0,22 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВР.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,04 + 0,03 + 0,025 + 0,1 = 0,195 \text{ с,}$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В}}=0,04$ с – полное время отключения выключателя ВБ-10-20/630;

$t_{\text{ВОЗВР.УРОВ}}=0,03$ с – время возврата реле тока УРОВ [24];

$t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}}=0,025$ с – погрешность реле времени УРОВ [24];

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

Так как допустимый диапазон уставок от $(0,07 - 2)I_N$ при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А, принимаем минимально возможную уставку 0,35 А вторичного тока.

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{возвр.уров}} + t_{\text{погреш.уров}} + t_{\text{зап}} = \\ = 0,04 + 0,03 + 0,025 + 0,1 = 0,2 \text{ с,}$$

где $t_{\text{откл.в}}=0,04$ с – полное время отключения выключателя ВБ-10-20/630;

$t_{\text{возвр.уров}}=0,03$ с – время возврата реле тока УРОВ [24];

$t_{\text{погрешн.уров}}=0,025$ с – погрешность реле времени УРОВ [24];

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

Таблица 26 – Принятые уставки

Название уставки		Значение
МТЗ-1		
Работа МТЗ-1		Не предусмотрена
Ток срабатывания, А	$I_{\text{МТЗ-1}}$	99,3 А
Время срабатывания, с	$t_{\text{МТЗ-1}}$	0 с
Контроль направленности		Не предусмотрено
Пуск по напряжению		Не предусмотрено
Ускорение МТЗ-1		Не предусмотрено
МТЗ-2		
Работа МТЗ-2		Не предусмотрена
МТЗ-3		
Работа МТЗ-3		Не предусмотрена
Ток срабатывания, А	$I_{\text{МТЗ-3}}$	5,99 А
Время срабатывания, с	$t_{\text{МТЗ-3}}$	2,72 с
Контроль направленности		Не предусмотрено
Пуск по напряжению		Не предусмотрено
Ускорение МТЗ-3		Предусмотрено
ЗОЗЗ-2		
Работа ЗОЗЗ-2		Предусмотрена
Ток срабатывания, А	$I_{\text{ЗОЗЗ}}$	0,08 А
Время срабатывания, с	$t_{\text{ЗОЗЗ}}$	15 с
Контроль направленности ЗОЗЗ-2		Предусмотрено
ЗОЗЗ на откл.		Не предусмотрено
Выбор характеристики		Независимая
УРОВ		
Работа УРОВ		Введена
Ток срабатывания, А	$I_{\text{УРОВ}}$	0,35 А
Время срабатывания, с	$t_{\text{УРОВ}}$	0,2 с

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

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Лист

68

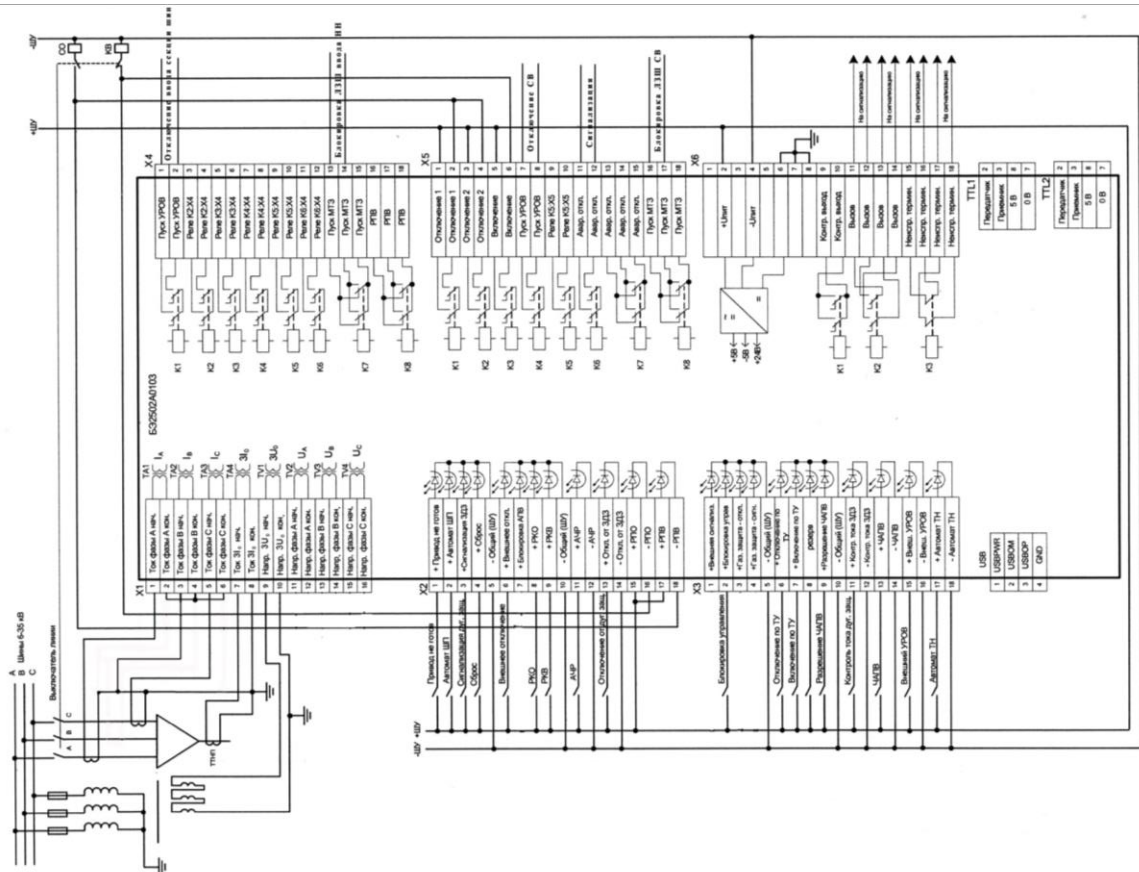


Рисунок 11 – Схема подключения внешних цепей

10.5 Секционный выключатель РП

10.5.1 МТЗ

МТЗ содержит три ненаправленных ступени с возможностью ускорения второй ступени. Каждая ступень МТЗ выполнена в виде трех однофазных реле тока, которые пускаются, когда ток одной или нескольких фаз превышает величину уставки соответствующей ступени.

Ток срабатывания МТЗ СВ выбирается по двум условиям.

1) отстройка от суммарного максимального тока секции:

$$I_{\text{МТЗ.СВ(1)}} \geq \frac{k_H \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_B} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.СВ}} = \frac{1,1 \cdot 1,4}{0,94} \cdot 173,21 = 283,76;$$

где $k_H=1,1$ – коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифровых реле по [25];

$k_B=0,94$ – коэффициент возврата ИО по току по [30];

$k_{\text{СЗ}}=1,4$ – коэффициент самозапуска из исходных данных.

2) Согласование с током срабатывания МТЗ трансформатора РП (так как он больше тока срабатывания МТЗ КЛ от РП):

$$I_{\text{МТЗ.СВ(2)}} \geq k_H \cdot I_{\text{МТЗ.ТТ.Р}} = 1,1 \cdot 154,4 = 169,84 \text{ А.}$$

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

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

$$k_{ч.МТЗ.СВ.ОД} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.РП.МИН}^{(3)}}{I_{МТЗ.СВ}} \cdot k_{ОТ.Ч.СХ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4797}{169,84} \cdot 1 = 24,46;$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного 1,5, пуск по напряжению не требуется.

Коэффициент чувствительности в ЗР при двухфазном КЗ в минимальном режиме в конце КЛ, отходящей от РП:

$$k_{ч.МТЗ.СВ.Ф} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.КЛ.РП.МИН}^{(3)}}{I_{МТЗ.СВ}} \cdot k_{ОТ.Ч.СХ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3855}{169,84} \cdot 1 = 19,65;$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного 1,2, надежное резервирование обеспечено.

Оценим чувствительность МТЗ при КЗ за трансформатором 10/0,4 кВ, подключенных к шинам РП:

$$k_{ч.МТЗ.СВЗАГ.НН.ПС} = \frac{I_{КЗ.ЗАГ.НН.ПС}^{(3)}}{I_{МТЗ.СВ}} \cdot k_{ОТ.Ч.СХД/У}^{(2)} = \frac{565}{169,84} \cdot 1 = 3,32;$$

Больше нормативного 1,2.

Для ячейки КРУ выбран ТТ – ТЛО-10-2 по каталогу [17] с коэффициентом трансформации 200/5.

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{МТЗ.СВ.2} = \frac{I_{МТЗ.СВ}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{169,5 \cdot 5}{200} \cdot 1 = 4,23 \text{ А.}$$

Выдержка времени МТЗ СВ РП отстраивается от выдержек времени МТЗ отходящих присоединений секций. В данном случае от времени срабатывания МТЗ КЛ от РП, которое задано:

$$t_{МТЗ.СВ.РП} = t_{МТЗ.КЛ.РП} + \Delta t = 2 + 0,24 = 2,24 \text{ с;}$$

где $\Delta t=0,24$ – ступень селективности для ячеек КРУ с выключателями ВБ-10.

1.5.2 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 ПС. Работает независимо от дуговой защиты.

В выбранном УРЗА предусмотрена ступень МТЗ для ЛЗШ с независимой времятоковой характеристикой.

										Лист
										70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР</i>					

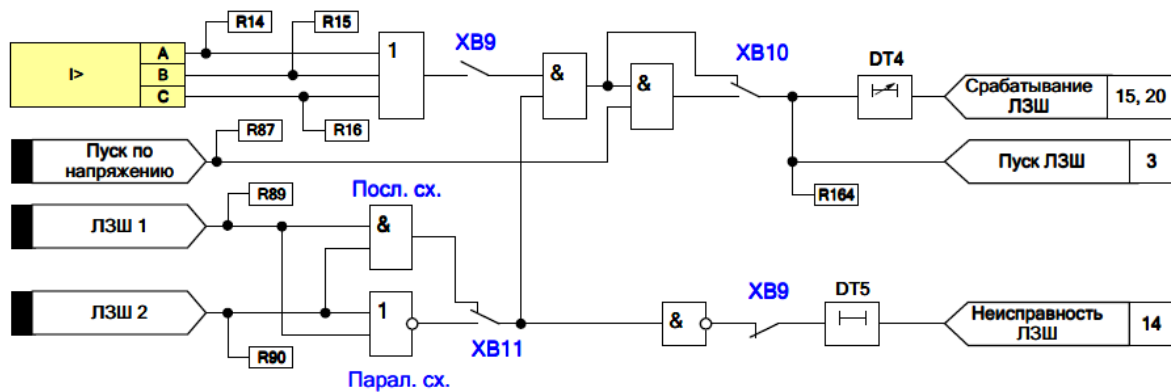


Рисунок 18 – Функциональный схема ступени ЛЗШ

Допустимый диапазон уставок по току ступени МТЗ для ЛЗШ составляет $(0,2-40,00)I_N$ при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А. Диапазон уставок по выдержке времени составляет от 0 до 10,0 с.

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

$$I_{\text{ЛЗШ}} \leq \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.РППС}}^{(3)}}{k_{\text{Ч.Н}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4797}{1,5} \cdot 1 = 2769,5 \text{ А.}$$

Принятое значение тока срабатывания ЛЗШ больше тока МТЗ СВ РП, следовательно, ложных срабатываний от максимальных токов нагрузки не будет.

Вторичный ток срабатывания ЛЗШ составляет:

$$I_{\text{ЛЗШ.2}} = \frac{I_{\text{ЛЗШ}}}{n_T} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{2769,5 \cdot 5}{200} \cdot 1 = 69,23 \text{ А.}$$

Значение вторичного тока входит в допустимый диапазон уставок по току.

Время выдержки времени ЛЗШ составляет:

$$t_{\text{ЛЗШ}} \geq t_{\text{СРАБ.ИО.Т}} + t_{\text{ПОГРЕШН.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВР.ИО.Т}} + t_{\text{ЗАП}} = \\ = 0,04 + 0,025 + 0,05 + 0,1 = 0,215 \text{ с,}$$

где $t_{\text{СРАБ.ИО.Т}}=0,04\text{с}$ - время срабатывания исполнительного органа тока при кратности 2 [30];

$t_{\text{ПОГРЕШН.ОВ}}=0,025\text{с}$ – погрешность органа времени для независимой характеристики при уставках менее 0,5с [30];

$t_{\text{ВОЗВР.ИО.Т}}=0,05\text{ с}$ – время возврата ИО Т [30];

$t_{\text{ЗАП}}=0,1\text{с}$ – время запаса [24].

10.5.3 АВР

Включения выключателя при АВР производится по команде от защиты рабочего ввода. Диапазон уставок регулирования по выдержке времени от 0 до 100,0с.

При работе АВР подается команда на отключение выключателя ввода и, по факту отключения выключателя ввода, команда на включение секционного выключателя при наличии напряжения на резервном источнике.

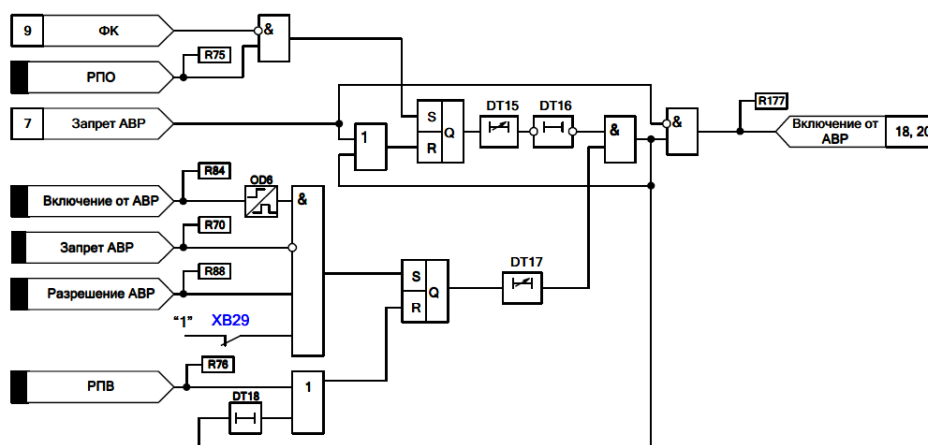


Рисунок 19 – Функциональная схема устройства АВР

10.5.4 УРОВ

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

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,1 \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.СВ.РП}} = 0,1 \cdot 173,2 = 17,32 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ.2}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{17,32 \cdot 5}{200} \cdot 1 = 0,43 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВР.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}} = \\ = 0,04 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,215 \text{ с,}$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В}}=0,04$ с – полное время отключения выключателя ВБ-10-20/630;

$t_{\text{ВОЗВР.УРОВ}}=0,05$ с – время возврата реле тока УРОВ [30];

$t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}}=0,025$ с – погрешность реле времени УРОВ [30];

$t_{\text{ЗАП}}=0,1$ с – время запаса [24].

Таблица 27 – Принятые уставки

Название уставки		Значение
МТЗ-1		
Работа МТЗ-1		Предусмотрена
Ток срабатывания, А	$I_{\text{МТЗ-1}}$	7,09 А
Время срабатывания, с	$t_{\text{МТЗ-1}}$	2,24 с
Автоматическое загрубление уставки		Не предусмотрено
Пуск по напряжению		Не предусмотрено
ЛЗШ		
Работа ЛЗШ		Предусмотрена
Ток срабатывания, А	$I_{\text{ЛЗШ}}$	77,19 А
Время срабатывания, с	$t_{\text{ЛЗШ}}$	0,215 с
Пуск по напряжению		Не предусмотрено

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

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Лист

72

Продолжение таблицы 27

Схема ЛЗШ		Последовательная
Пуск МТЗ от ЛЗШ		Предусмотрено
АВР		
Работа АВР		Предусмотрена
Время срабатывания АВР, с	t_{ABP}	0
Запрет при неисправности цепей управления		Не предусмотрено
Запрет при самопроизвольном отключении		Не предусмотрено
Запрет при внешнем отключении		Не предусмотрено
Запрет от РКО		Не предусмотрено
УРОВ		
Работа УРОВ		Введена
Ток срабатывания, А	$I_{УРОВ}$	0,43 А
Время срабатывания, с	$t_{УРОВ}$	0,215 с

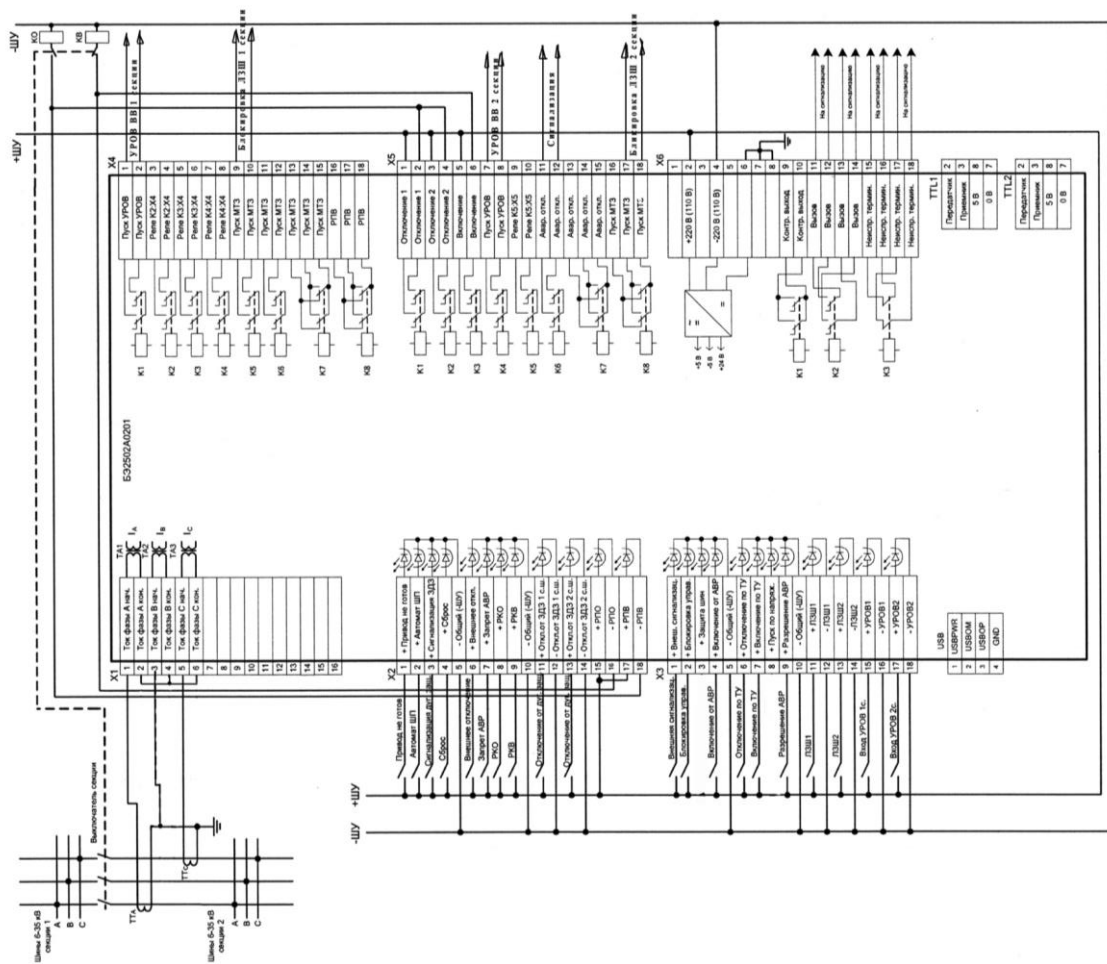


Рисунок 20 – Схема подключения внешних цепей

10.6. Вводной выключатель РП

10.6.1 МТЗ с независимой выдержкой времени

Ток срабатывания МТЗ-3 ВВ был найден при вычислении тока срабатывания МТЗ для кабельной линии по 1 условию:

$$I_{\text{МТЗ.ВВ.РП}} = 485,9 \text{ А.}$$

Для ячейки КРУ выбран ТТ – ТЛО-10-2 по каталогу [17] с коэффициентом трансформации 400/5.

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.ВВ.2}} = \frac{I_{\text{МТЗ.ВВ}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)}}{n_{\text{T}}} = \frac{485,9 \cdot 5}{400} \cdot 1 = 6,07 \text{ А.}$$

Выдержка времени МТЗ вводного выключателя РП отстраивается от выдержки времени секционного выключателя РП на величину степени селективности, принятой ранее:

$$t_{\text{МТЗ.ВВ.РП}} = t_{\text{МТЗ.СВ.РП}} + \Delta t = 2,24 + 0,24 = 2,48 \text{ с.}$$

10.6.2 ЛЗШ

В данном УРЗА предусмотрена специальная ступень МТЗ для ЛЗШ.

Ток срабатывания ЛЗШ ВВ:

$$I_{\text{ЛЗШ}} \leq \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.РП}}^{(3)}}{k_{\text{Ч.Н.}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4797}{1,5} \cdot 1 = 2769,5 \text{ А.}$$

Принятое значение тока срабатывания ЛЗШ больше тока МТЗ ВВ, следовательно, ложных срабатываний от максимальных токов нагрузки не будет.

Вторичный ток срабатывания ЛЗШ составляет:

$$I_{\text{ЛЗШ.2}} = \frac{I_{\text{ЛЗШ}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)}}{n_{\text{T}}} = \frac{2769,5 \cdot 5}{400} \cdot 1 = 34,61 \text{ А.}$$

Значение вторичного тока входит в допустимый диапазон уставок по току (от 0,2 до 40,0 номинального вторичного тока).

Время выдержки времени ЛЗШ составляет:

$$t_{\text{ЛЗШ}} \geq t_{\text{СРАБ.ИО.Т}} + t_{\text{ПОГРЕШН.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВР.ИО.Т}} + t_{\text{ЗАП}} = \\ = 0,04 + 0,025 + 0,05 + 0,1 = 0,215 \text{ с,}$$

где $t_{\text{СРАБ.ИО.Т}}=0,04 \text{ с}$ - время срабатывания исполнительного органа тока при кратности 2;

$t_{\text{ПОГРЕШН.ОВ}}=0,025 \text{ с}$ – погрешность органа времени для независимой характеристики при уставках менее 0,5 с [31];

$t_{\text{ВОЗВР.ИО.Т}}=0,05 \text{ с}$ – время возврата ИО Т [31];

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

									Лист
									74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР				

10.6.3 АВР

Обеспечен пуск АВР с выдержкой времени $t_{\text{АВР}}$ при снижении междуфазных напряжений ниже уставки функции контроля отсутствия напряжения по факту аварийного отключения выключателя ввода.

Включения выключателя при АВР производится по команде от защиты рабочего ввода. Диапазон уставок регулирования по выдержке времени $t_{\text{АВР}}$ от 0,1 до 100,0 с.

При работе АВР подается команда на отключение выключателя ввода и, по факту отключения выключателя ввода, команда на включение секционного выключателя при наличии напряжения на резервном источнике.

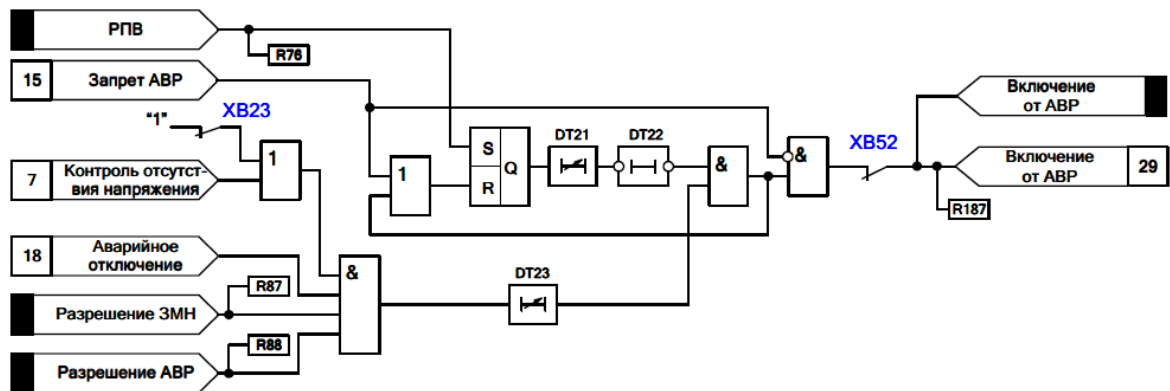


Рисунок 21 – Функциональная схема АВР рабочего ввода

10.6.4 УРОВ

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

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,1 \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.ВВ.РП}} = 0,1 \cdot 346,41 = 34,64 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ.2}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{34,64 \cdot 5}{400} \cdot 1 = 0,43 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВР.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШУРОВ}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,04 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,215 \text{ с,}$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В}}=0,04$ с – полное время отключения выключателя ВБ-10-20/630;

$t_{\text{ВОЗВР.УРОВ}}=0,05$ с – время возврата реле тока УРОВ [31];

$t_{\text{ПОГРЕШН.УРОВ}}=0,025$ с – погрешность реле времени УРОВ [31];

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

Таблица 18 – Принятые уставки

Название уставки		Значение
МТЗ-3		
Работа МТЗ-3		Предусмотрена
Ток срабатывания, А	$I_{\text{МТЗ-3}}$	6,07 А
Время срабатывания, с	$t_{\text{МТЗ-3}}$	2,48 с
Автоматическое загрубление уставки		Не предусмотрено
Пуск по напряжению		Не предусмотрено
ЛЗШ		
Работа ЛЗШ		Предусмотрена
Ток срабатывания, А	$I_{\text{ЛЗШ}}$	34,61 А
Время срабатывания, с	$t_{\text{ЛЗШ}}$	0,215 с
Пуск по напряжению		Не предусмотрено
Схема ЛЗШ		Последовательная
Пуск МТЗ от ЛЗШ		Предусмотрено
АВР		
Работа АВР		Предусмотрена
Время срабатывания АВР, с	$t_{\text{АВР}}$	0
Запрет при неисправности цепей управления		Не предусмотрено
Запрет при самопроизвольном отключении		Не предусмотрено
Запрет при внешнем отключении		Не предусмотрено
Запрет от РКО		Не предусмотрено
УРОВ		
Работа УРОВ		Введена
Ток срабатывания, А	$I_{\text{УРОВ}}$	0,43 А
Время срабатывания, с	$t_{\text{УРОВ}}$	0,215 с

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

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Лист

76

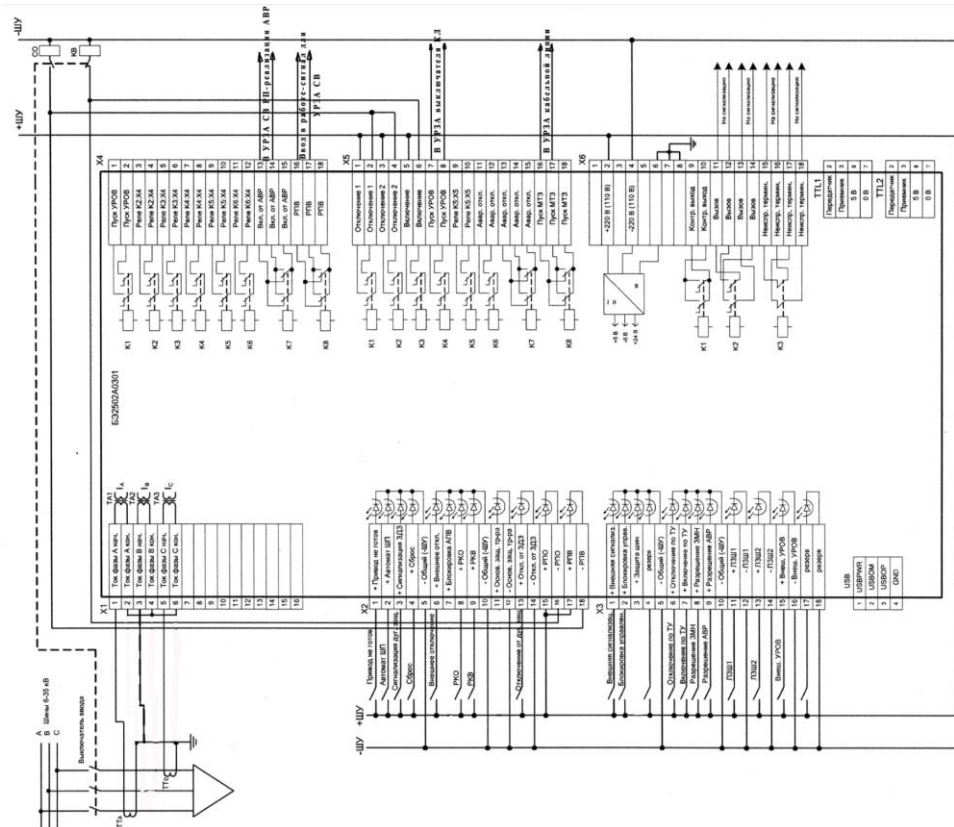


Рисунок 22 – Схема подключения внешних цепей

10.7. Секционный выключатель НН ПС

10.7.1 МТЗ

МТЗ содержит три ненаправленных ступени с возможностью ускорения второй ступени. Каждая ступень МТЗ выполнена в виде трех однофазных реле тока, которые пускаются, когда ток одной или нескольких фаз превышает величину уставки соответствующей ступени.

Ток срабатывания МТЗ СВ выбирается по двум условиям.

1) отстройка от суммарного максимального тока секции:

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(1)} \geq \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.СВ}} = \frac{1,1 \cdot 2,22}{0,94} \cdot 396,8 = 1032,8;$$

где $k_{\text{Н}}=1,1$ – коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифровых реле по [25];

$k_{\text{В}}=0,94$ – коэффициент возврата ИО по току по [30];

$k_{\text{СЗ}}$ – коэффициент самозапуска секции НН ПС.

Вычислим коэффициент самозапуска:

$$k_{\text{СЗ}} = \frac{S_{\text{СЗ}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{5,3 \cdot 0,8 \cdot 2 + 1 \cdot 2 + 1,4 \cdot 3,0}{0,8 \cdot 2 + 1 \cdot 2 + 3,0} = 2,22;$$

2) Согласование с током срабатывания МТЗ отходящих присоединений (в данном случае с МТЗ КЛ к РП, так как он наибольший):

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(2)} \geq k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{МТЗКЛ}} = 1,1 \cdot 534,5 = 587,9 \text{ А}$$

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

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Лист

77

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

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.НН.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} \cdot k_{\text{от.ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6025}{1032,8} \cdot 1 = 5,05;$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного 1,5, пуск по напряжению не требуется.

Коэффициент чувствительности в ЗР при двухфазном КЗ в минимальном режиме в конце КЛ, то есть на шинах РП:

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.ЗР}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.РП.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} \cdot k_{\text{от.ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,797}{1032,8} \cdot 1 = 4,02;$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного 1,2, надежное резервирование обеспечено.

Оценим чувствительность МТЗ при КЗ за трансформатором 10/0,4 кВ, подключенных к шинам НН ПС:

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВЗАТ НН ПС}} = \frac{I_{\text{КЗ.ЗАТ НН ПС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} \cdot k_{\text{от.ч.СХД/У}}^{(2)} = \frac{12489}{1032,8} \cdot 1 = 12,09 > 1,2;$$

Больше нормативного 1,2.

Для ячейки КРУ выбран ТТ – ТЛО-10-2 по каталогу [17] с коэффициентом трансформации 400/5.

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.СВ.2}} = \frac{I_{\text{МТЗ.СВ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{1032,8 \cdot 5}{400} \cdot 1 = 12,9 \text{ А.}$$

Выдержка времени МТЗ СВ НН отстраивается от выдержек времени МТЗ отходящих присоединений секций. В данном случае от времени срабатывания МТЗ КЛ к РП при трехфазном КЗ в максимальном режиме в начале КЛ (шины НН ПС). Согласование с предохранителями ТСН не требуется, так как время их срабатывания очень мало и в расчетах не учитывается.

$$t_{\text{МТЗ.СВ.НН}} = t_{\text{МТЗ.КЛ}} + \Delta t = 2,72 + 0,24 = 2,96 \text{ с;}$$

где $\Delta t=0,24$ – ступень селективности для ячеек КРУ с выключателями ВБ-10.

10.7.2 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 ПС. Работает независимо от дуговой защиты.

В выбранном УРЗА предусмотрена ступень МТЗ для ЛЗШ с независимой времятоковой характеристикой.

Допустимый диапазон уставок по току ступени МТЗ для ЛЗШ составляет $(0,2-40,00)I_{\text{Н}}$ при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных

										Лист
										78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

аналоговых входов тока на 5 А. Диапазон уставок по выдержке времени составляет от 0 до 10,0 с.

Ток срабатывания ЛЗШ выбирается исходя из условия гарантированной чувствительности при токе двухфазного КЗ в минимальном режиме на шинах НН ПС:

$$I_{\text{ЛЗШ}} \leq \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.ННПС}}^{(3)}}{k_{\text{Ч.Н.}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6025}{1,5} \cdot 1 = 3478 \text{ А.}$$

Принятое значение тока срабатывания ЛЗШ больше тока МТЗ СВ, следовательно, ложных срабатываний от максимальных токов нагрузки не будет.

Вторичный ток срабатывания ЛЗШ составляет:

$$I_{\text{ЛЗШ.2}} = \frac{I_{\text{ЛЗШ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{3478 \cdot 5}{400} \cdot 1 = 43,47 \text{ А.}$$

Значение вторичного тока входит в допустимый диапазон уставок по току.

Время выдержки времени ЛЗШ составляет:

$$t_{\text{ЛЗШ}} \geq t_{\text{СРАБ.ИО.Т}} + t_{\text{ПОГРЕШН.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВР.ИО.Т}} + t_{\text{ЗАП}} = \\ = 0,04 + 0,025 + 0,05 + 0,1 = 0,215 \text{ с,}$$

где $t_{\text{СРАБ.ИО.Т}}=0,04\text{с}$ - время срабатывания исполнительного органа тока при кратности 2;

$t_{\text{ПОГРЕШН.ОВ}}=0,025\text{с}$ – погрешность органа времени для независимой характеристики при уставках менее 0,5с [30];

$t_{\text{ВОЗВР.ИО.Т}}=0,05\text{с}$ – время возврата ИО Т [30];

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

10.7.3 АВР

Включения выключателя при АВР производится по команде от защиты рабочего ввода. Диапазон уставок регулирования по выдержке времени от 0 до 100,0 с.

При работе АВР подается команда на отключение выключателя ввода и, по факту отключения выключателя ввода, команда на включение секционного выключателя при наличии напряжения на резервном источнике.

Обеспечивается возможность запрета АВР от сигналов внешнего и командного отключения, а также при действии на отключение внутренних и внешних токовых защит, УРОВ, а также от внешнего сигнала блокировки.

Выходные сигналы, действующие на включение и отключение выключателей при АВР, формируются на время не более 2,0 с.

10.7.4 УРОВ

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

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,1 \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.СВ}} = 0,1 \cdot 396,8 = 39,7 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ.2}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{39,7 \cdot 5}{400} \cdot 1 = 0,5 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВР.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШУРОВ}} + t_{\text{ЗАП}} = \\ = 0,04 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,215 \text{ с,}$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В}}=0,04 \text{ с}$ – полное время отключения выключателя ВБ-10-20/630;

$t_{\text{ВОЗВР.УРОВ}}=0,05 \text{ с}$ – время возврата реле тока УРОВ [30];

$t_{\text{ПОГРЕШН.УРОВ}}=0,025 \text{ с}$ – погрешность реле времени УРОВ [30];

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

Таблица 29 – Принятые уставки

Название уставки		Значение
МТЗ-1		
Работа МТЗ-1		Предусмотрена
Ток срабатывания, А	$I_{\text{МТЗ-1}}$	12,9 А
Время срабатывания, с	$t_{\text{МТЗ-1}}$	2,96 с
Автоматическое загрубление уставки		Не предусмотрено
Пуск по напряжению		Не предусмотрено
ЛЗШ		
Работа ЛЗШ		Предусмотрена
Ток срабатывания, А	$I_{\text{ЛЗШ}}$	43,7 А
Время срабатывания, с	$t_{\text{ЛЗШ}}$	0,215 с
Пуск по напряжению		Не предусмотрено
Схема ЛЗШ		Последовательная
Пуск МТЗ от ЛЗШ		Предусмотрено
АВР		
Работа АВР		Предусмотрена
Время срабатывания АВР, с	$t_{\text{АВР}}$	0
Запрет при неисправности цепей управления		Не предусмотрено
Запрет при самопроизвольном отключении		Не предусмотрено
Запрет при внешнем отключении		Не предусмотрено
Запрет от РКО		Не предусмотрено
УРОВ		
Работа УРОВ		Введена
Ток срабатывания, А	$I_{\text{УРОВ}}$	0,5 А
Время срабатывания, с	$t_{\text{УРОВ}}$	0,215 с

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

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Лист

80

10.8 Вводной выключатель НН ПС 10 кВ

10.8.1 МТЗ с независимой выдержкой времени

Ток срабатывания МТЗ-3 ВВ отстраивается от тока срабатывания МТЗ СВ:

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(2)} \geq k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{МТЗ.КЛ}} = 1,1 \cdot 1032,8 = 1136,1 \text{ А.}$$

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

$$k_{\text{ч.МТЗ.ВВ.ОД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.НН.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.ВВ}}} \cdot k_{\text{от.ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6025}{1136,1} \cdot 1 = 4,59;$$

Схема соединения ТТ и ИО тока УРЗА – полная звезда. Коэффициент чувствительности в ОЗД больше нормативного значения 1,5, пуск по напряжению не требуется.

Коэффициент чувствительности в ЗР при двухфазном КЗ в минимальном режиме в конце КЛ, то есть на шинах РП:

$$k_{\text{ч.МТЗ.ВВ.ЗР}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.РП.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.ВВ}}} \cdot k_{\text{от.ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4797}{1136,1} \cdot 1 = 3,65;$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного 1,2, надежное резервирование обеспечено.

Оценим чувствительность МТЗ при КЗ за трансформатором 10/0,4 кВ, подключенных к шинам НН ПС:

$$k_{\text{ч.МТЗ.ВВ.ЗАТ.НН.ПС}} = \frac{I_{\text{КЗ.ЗАТ.НН.ПС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.ВВ}}} \cdot k_{\text{от.ч.СХД/У}}^{(2)} = \frac{568}{1136,1} \cdot 1 = 0,49;$$

Меньше нормативного 1,2.

Для ячейки КРУ выбран ТТ – ТЛЮ-10-2 по каталогу [17] с коэффициентом трансформации 1000/5.

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.ВВ.2}} = \frac{I_{\text{МТЗ.ВВ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{1136,1 \cdot 5}{1000} \cdot 1 = 5,68 \text{ А.}$$

Выдержка времени МТЗ ВВ отстраивается от выдержки времени секционного выключателя на ступень селективности, принятую равной 0,24 с, при условии, что во всех ячейках КРУ установлены выключатели ВВ-10.

$$t_{\text{МТЗ.ВВ.НН}} = t_{\text{МТЗ.СВ.НН}} + \Delta t = 2,96 + 0,24 = 3,2 \text{ с.}$$

10.8.2 ЛЗШ

В данном УРЗА предусмотрена специальная ступень МТЗ для ЛЗШ. Ток срабатывания ЛЗШ ВВ:

									Лист
									81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР				

$$I_{\text{ЛЗШ}} \leq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{КЗ.МИН.ННПС}}^{(3)}}{k_{\text{Ч.Н.}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{6025}{1,5} \cdot 1 = 3478,5 \text{ А.}$$

Принятое значение тока срабатывания ЛЗШ больше тока МТЗ СВ, следовательно, ложных срабатываний от максимальных токов нагрузки не будет.

Вторичный ток срабатывания ЛЗШ составляет:

$$I_{\text{ЛЗШ.2}} = \frac{I_{\text{ЛЗШ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{3478 \cdot 5}{1000} \cdot 1 = 17,39 \text{ А.}$$

Значение вторичного тока входит в допустимый диапазон уставок по току (от 0,2 до 40,0 номинального вторичного тока).

Время выдержки времени ЛЗШ составляет:

$$t_{\text{ЛЗШ}} \geq t_{\text{ср.ио.т}} + t_{\text{погрешн.ов}} + t_{\text{возвр.ио.т}} + t_{\text{зап}} = \\ = 0,04 + 0,025 + 0,05 + 0,1 = 0,215 \text{ с,}$$

где $t_{\text{ср.ио.т}}=0,04$ с - время срабатывания исполнительного органа тока при кратности 2;

$t_{\text{погрешн.ов}}=0,025$ с – погрешность органа времени для независимой характеристики при уставках менее 0,5 с [31];

$t_{\text{возвр.ио.т}}=0,05$ с – время возврата ИО Т [31];

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

10.8.3 АВР

Обеспечен пуск АВР с выдержкой времени $t_{\text{АВР}}$ при снижении междофазных напряжений ниже уставки функции контроля отсутствия напряжения по факту аварийного отключения выключателя ввода.

Включения выключателя при АВР производится по команде от защиты рабочего ввода. Диапазон уставок регулирования по выдержке времени $t_{\text{АВР}}$ от 0,1 до 100,0 с.

При работе АВР подается команда на отключение выключателя ввода и, по факту отключения выключателя ввода, команда на включение секционного выключателя при наличии напряжения на резервном источнике.

Обеспечивается возможность запрета АВР от сигналов внешнего и командного отключения, а также при действии на отключение внутренних и внешних токовых защит, УРОВ, а также от внешнего сигнала блокировки.

Выходные сигналы, действующие на включение и отключение выключателей при АВР, формируются на время не более 2,0 с.

10.8.4 УРОВ

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

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,1 \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.ВВ}} = 0,1 \cdot 808,3 = 80,8 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

										Лист
										82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР					

$$I_{\text{УРОВ.2}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{80,8 \cdot 5}{1000} \cdot 1 = 0,4 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВР.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}} = \\ = 0,04 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,215 \text{ с,}$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В}}=0,04$ с – полное время отключения выключателя ВБ-10-20/630;

$t_{\text{ВОЗВР.УРОВ}}=0,05$ с – время возврата реле тока УРОВ [31];

$t_{\text{ПОГРЕШН.УРОВ}}=0,025$ с – погрешность реле времени УРОВ [31];

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

Таблица 30 – Принятые уставки

Название уставки		Значение
МТЗ-3		
Работа МТЗ-3		Предусмотрена
Ток срабатывания, А	$I_{\text{МТЗ-3}}$	5,68 А
Время срабатывания, с	$t_{\text{МТЗ-3}}$	3,2 с
Автоматическое загроуление уставки		Не предусмотрено
Пуск по напряжению		Не предусмотрено
ЛЗШ		
Работа ЛЗШ		Предусмотрена
Ток срабатывания, А	$I_{\text{ЛЗШ}}$	17,39 А
Время срабатывания, с	$t_{\text{ЛЗШ}}$	0,215 с
Пуск по напряжению		Не предусмотрено
Схема ЛЗШ		Последовательная
Пуск МТЗ от ЛЗШ		Предусмотрено
АВР		
Работа АВР		Предусмотрена
Время срабатывания АВР, с	$t_{\text{АВР}}$	0
Запрет при неисправности цепей управления		Не предусмотрено
Запрет при самопроизвольном отключении		Не предусмотрено
Запрет при внешнем отключении		Не предусмотрено
Запрет от РКО		Не предусмотрено
УРОВ		
Работа УРОВ		Введена
Ток срабатывания, А	$I_{\text{УРОВ}}$	0,40 А
Время срабатывания, с	$t_{\text{УРОВ}}$	0,215 с

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

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Лист

83

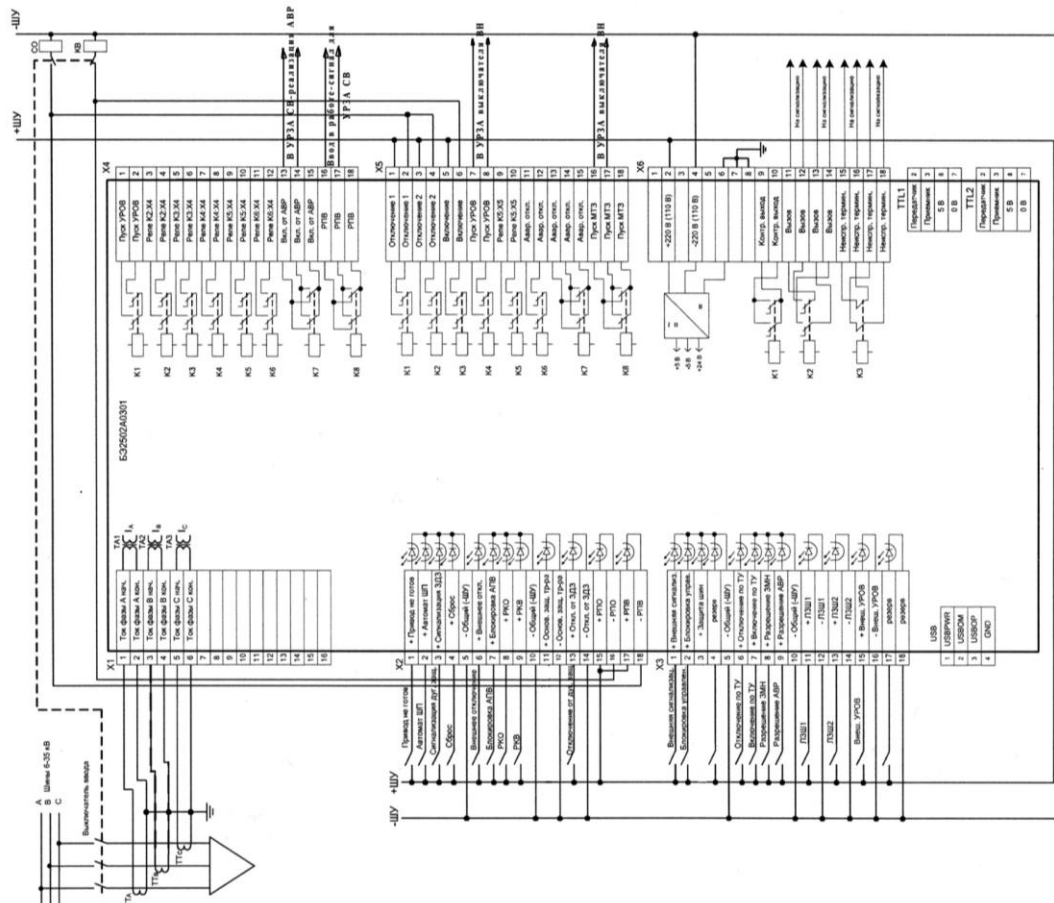


Рисунок 23 – Схема подключения внешних цепей

10.9 Ячейка трансформатора напряжения

10.9.1 Защита минимального напряжения – 1 степень

Обеспечивается пуск АВР с выдержкой времени t_{ABP} при снижении междуфазных напряжений ниже уставки по факту аварийного отключения выключателя ввода.

Устройство формирует пусковой сигнал для АВР в зависимости от положения соответствующих программных накладок. Принимаем срабатывание ЗМН-1 в качестве пускового сигнала для АВР. Каждая из ступеней ЗМН срабатывает при снижении всех трех напряжений ниже уставок соответствующих ИО минимального напряжения.

Диапазон уставок по напряжению срабатывания ИО всех ступеней ЗМН от 5 до 100 В. Диапазон уставок по выдержке времени ЗМН от 0,2 до 100,0 с.

Напряжение срабатывания, рекомендуемое:

$$U_{ЗМН-1} = 30 \text{ В.}$$

При работе АВР подается команда на отключение выключателя ввода и, по факту отключения выключателя ввода, команда на включение секционного выключателя при наличии напряжения на резервном источнике. Контроль наличия напряжения (КНН) на секции шин обеспечивается при одновремен-

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

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Лист

84

ном повышении вторичных напряжений U_{AB} , U_{BC} , U_{CA} выше уставки ИО минимального напряжения при наличии сигнала «Автомат ТН». При этом обеспечивается действие на выходное реле сигналом «Отсутствие напряжения». Уставка КНН принимается в соответствии с [25]:

$$U_{\text{КНН}} = 60 \text{ В.}$$

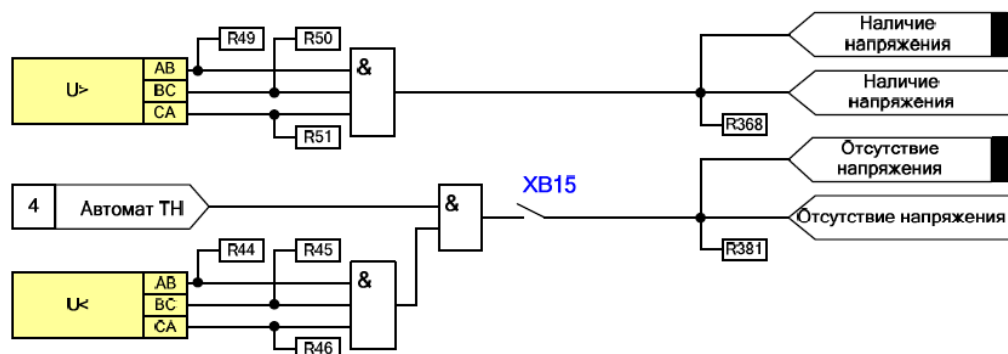


Рисунок 24 – Функциональная схема контроля напряжения на секции

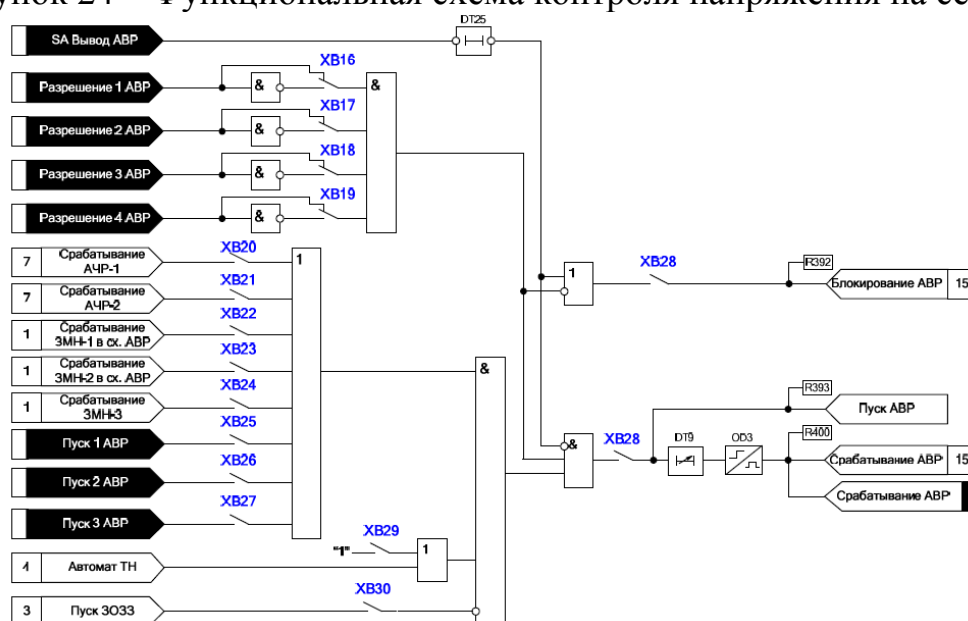


Рисунок 25 – Функциональная схема АВР

Выдержка времени:

$$t_{\text{ЗМН-1}} = t_{\text{МАКС.РЗ}} + \Delta t;$$

где $t_{\text{МАКС.РЗ}}$ – наибольшая выдержка времени защит присоединений ПС, КЗ в зоне действия которых могут вызвать снижение напряжения на секции шин 10 кВ, контролируемого АВР ниже принятого напряжения срабатывания;

Δt – степень селективности.

ПО по напряжению АВР может сработать только при близком трехфазном КЗ. При любом виде двухфазного КЗ, два из трех линейных напряжений, контролируемых ЗМН, не могут опуститься ниже 1,5 фазного.

ПО по напряжению АВР может сработать при трехфазном КЗ в конце отходящих от секций шин НН ПС КЛ (в макс. или мин. режимах). Макси-

мальное время действия защиты при этом не превысит выдержки времени МТЗ трансформатора.

Определим степень селективности между ОВ ЗМН-1 и МТЗ трансформатора:

$$\Delta t = t_{\text{ОТКЛ.В.Т}} + 2 \cdot t_{\text{ПОГРЕШН.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВР.ИО}} + t_{\text{ЗАП}} =$$

$$= 0,04 + 2 \cdot 0,025 + 0,04 + 0,1 = 0,23,$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В.Т}}=0,04$ с – полное время отключения выключателя ВБ-10-20/630;

$t_{\text{ВОЗВР.ИО}}=0,05$ с – время возврата реле тока УРОВ [32];

$t_{\text{ПОГРЕШН.ОВ}}=0,025$ с – погрешность реле времени УРОВ [32];

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

$$t_{\text{ЗМН-1}} = t_{\text{МТЗ-2.Т}} + \Delta t = 3,7 + 0,23 = 3,93 \text{ с.}$$

10.9.2 УКИ (неселективная сигнализация при ОЗЗ)

ЗОЗЗ срабатывает при повышении напряжении $3U_0$ выше уставки ИО нулевой последовательности (ИО НП). Срабатывание ЗОЗЗ обеспечивается с выдержкой времени ДТ6.

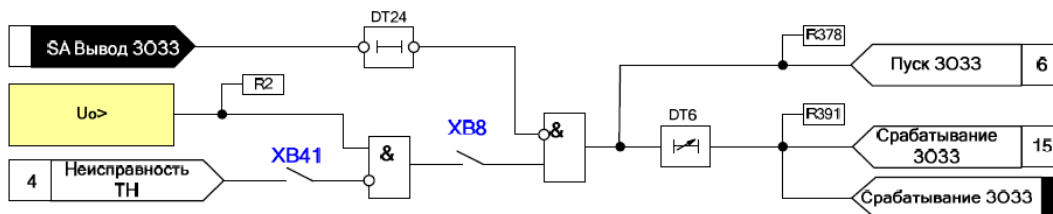


Рисунок 26 – Функциональная схема ЗОЗЗ

ЗОЗЗ реализована по утроенному напряжению нулевой последовательности $3U_0$. Уставка срабатывания ИО по напряжению ЗОЗЗ задается относительно вторичного напряжения дополнительной обмотки («разомкнутого треугольника») ТН.

Напряжение срабатывания принимается:

$$U_{\text{ОЗЗ}} = 15 \text{ В.}$$

Входит в диапазон уставок ИО ЗОЗЗ по напряжению $3U_0$ от 1 до 100 В.

Время срабатывания принимается по [33]:

$$t_{\text{ОЗЗ}} = 9 \text{ с.}$$

Входит в диапазон уставок по выдержке времени от 0,2 до 100,0 с.

Таблица 31 – Принятые уставки

Название уставки	Значение	
ЗМН-1		
Работа ЗМН-1		Предусмотрена
Напряжение срабатывания, В	$U_{\text{ЗМН-1}}$	30 В
Время срабатывания, В	$t_{\text{ЗМН-1}}$	3,93 с
Контроль наличия напряжения		
Напряжение срабатывания, В	$U_{\text{КНН}}$	60 В
ЗОЗЗ		
Работа ЗОЗЗ		Предусмотрена

Продолжение таблицы 31

Напряжение срабатывания, В	U_{3033}	15 В
Время срабатывания 3033, с	t_{3033}	9 с
Напряжение $3U_0$		Измеряется

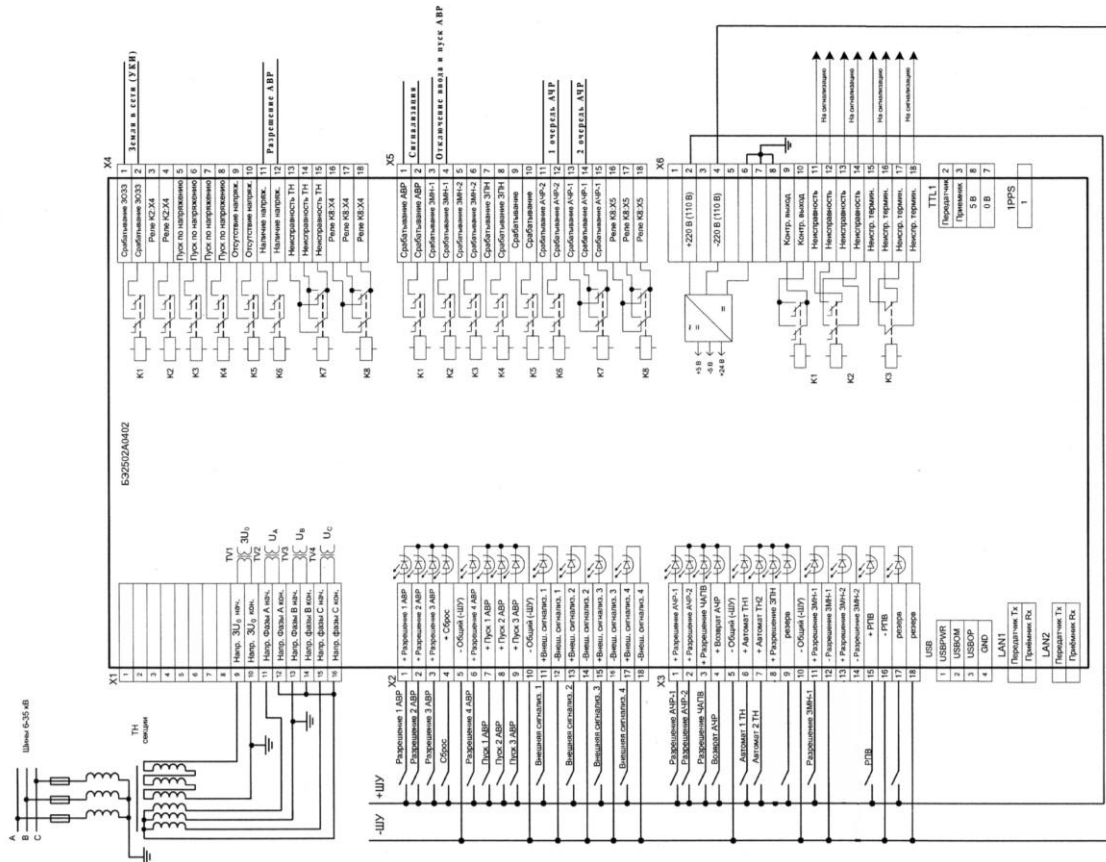


Рисунок 27 – Схема подключения внешних цепей ТН секций шин НН

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

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

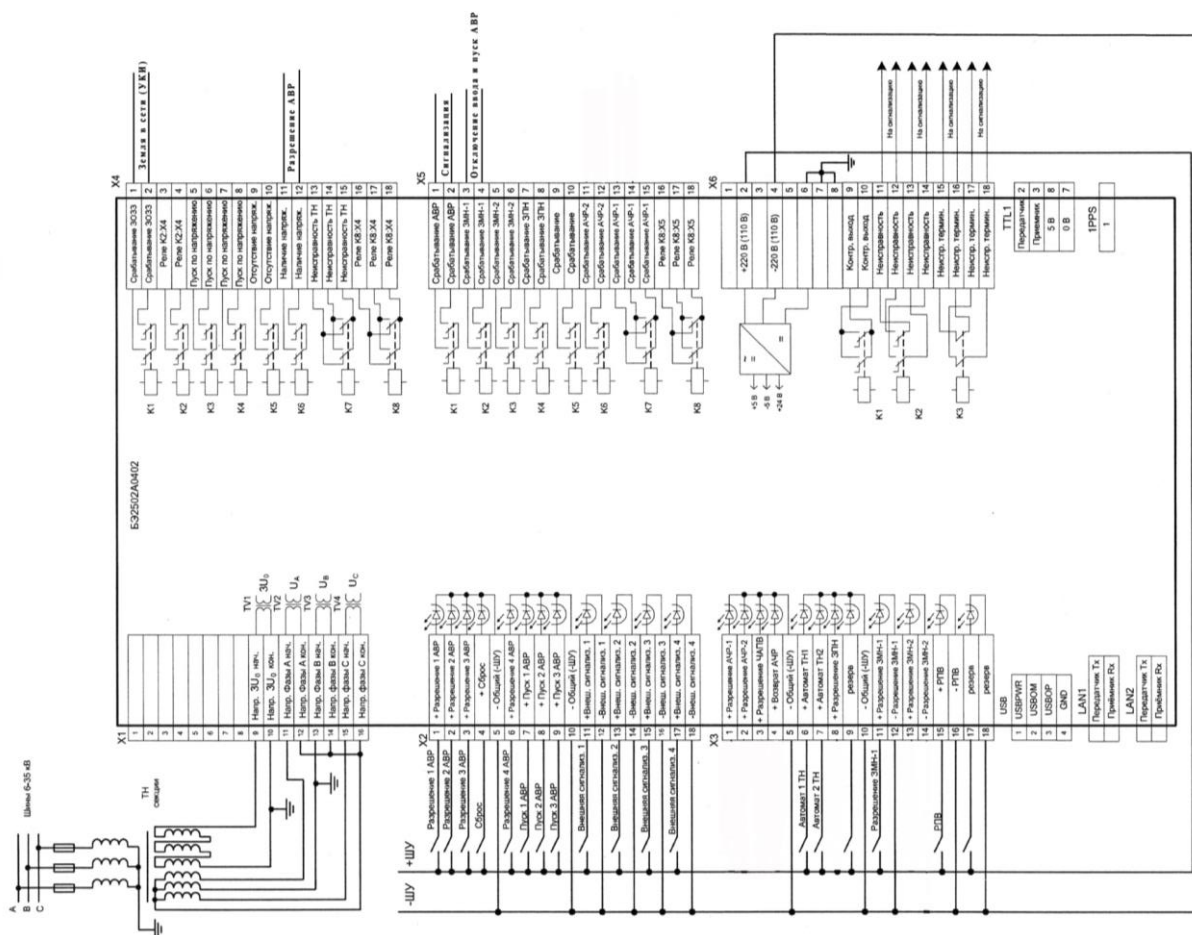


Рисунок 28 – Схема подключения внешних цепей ТН секций шин РП

10.10. Трансформатор 110/10 кВ

10.10.1 ДЗТ с торможением

Дифференциальная защита трансформатора предназначена для отключения практически всех видов замыканий внутри защищаемой зоны, в том числе с малым током замыкания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя:

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку.

Принцип действия защиты основан на выявлении дифференциального тока в фазах, величина которого сравнивается с уставкой и при превышении уставки производится отключение защищаемого объекта.

Дифференциальную защиту трансформаторов необходимо отстраивать от токов небаланса в нормальных режимах и при внешних повреждениях, а также от броска тока намагничивания. Отстройка от токов небаланса производится за счет выбора уставок тормозной характеристики. Отстройка от режимов броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от ИО блокировки по второй гармонике.

Тормозная характеристика срабатывания дифференциального органа с торможением состоит из трех участков:

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

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Лист

88

ной работы и при внешних КЗ. Это объясняется тем, что для трансформатора токи, протекающие в обмотках ВН и НН в указанных режимах, не равны по значению. Кроме того, практически невозможно выбрать по шкале номинальных токов ТТ, выпускаемых заводами, такие ТТ, при которых вторичные токи в плечах дифференциальной защиты были одинаковыми. Конструктивное исполнение ТТ на стороне ВН и НН также обычно различно, что обуславливает различие их характеристик и вносит дополнительные погрешности. В связи с этим, во избежание значительного возрастания токов небаланса, необходимо выравнять вторичные токи защиты.

Выравнивание вторичных токов, используемых в дифференциальной защите, выполняется приведением их к номинальной мощности защищаемого трансформатора и выполнением расчетов в относительных единицах, то есть в долях от номинального тока защищаемого трансформатора.

Номинальные токи сторон ВН и НН силового трансформатора:

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 524,9 \text{ А}.$$

Значения вторичных токов в номинальном режиме:

$$I_{\text{ВН.2}} = \frac{I_{\text{НОМ.ВН}}}{k_{\text{ТТ}}} \cdot k_{\text{СХ}} = \frac{50,2 \cdot 5 \cdot 1}{100} = 2,51 \text{ А};$$

$$I_{\text{НН.2}} = \frac{I_{\text{НОМ.НН}}}{k_{\text{ТТ}}} \cdot k_{\text{СХ}} = \frac{524,9 \cdot 5 \cdot 1}{1000} = 2,62 \text{ А};$$

Коэффициенты цифрового выравнивания токов плеч, используемые в терминале, рассчитываются программно по формуле:

$$k_{\text{ВЫР}} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_1 \cdot I_{\text{НОМ.2}}}{S_{\text{МАКС}} \cdot I_2},$$

где $I_{\text{НОМ.2}}$ – номинальный ток выбранного ответвления токового входа терминала, подключенного к измерительному трансформатору, равен 5 А;
 $S_{\text{МАКС}}$ – номинальная мощность трансформатора, определяемая как максимальная из номинальных мощностей обмоток, то есть мощность при 40% перегрузке.

$$k_{\text{ВЫР.ВН}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 5 \cdot 2,5}{1,4 \cdot 10000 \cdot 2,5} = 1,42,$$

$$k_{\text{ВЫР.НН}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 524,9 \cdot 5}{1,4 \cdot 10000 \cdot 2,52} = 1,36,$$

Коэффициент выравнивания по каждой из сторон силового трансформатора должен быть не менее 0,5 и не более 5,0.

Тормозная характеристика срабатывания ДЗТ

Первую точку излома, ограничивающую первый (горизонтальный) участок тормозной характеристики, принимается равной $I_{\text{ИЗЛ1*}} = 0,5$.

										Лист
										90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Уставка задается в долях от номинального тока защищаемого трансформатора.

Расчет минимального дифференциального тока срабатывания

Уставки характеристики, определяющие дифференциальный ток срабатывания на участках, отстраиваются от токов небаланса в нормальных режимах и при внешних повреждениях. Относительный ток небаланса в общем виде может быть определен как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями ТТ, погрешностью регулирования и погрешностью выравнивания токов плеч в устройстве защиты.

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}^*} = I'_{\text{НБ.РАСЧ}^*} + I''_{\text{НБ.РАСЧ}^*} + I'''_{\text{НБ.РАСЧ}^*};$$

$$I'_{\text{НБ.РАСЧ}^*} = k_{\text{ОДН}} \cdot k_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon_* \cdot I_{\text{РАСЧ}^*};$$

$$I''_{\text{НБ.РАСЧ}^*} = \Delta U_{\text{РЕГ}^*} \cdot I_{\text{РАСЧ}^*};$$

$$I'''_{\text{НБ.РАСЧ}^*} = \Delta f_{\text{ВЫР}^*} \cdot I_{\text{РАСЧ}^*};$$

где $I'_{\text{НБ.РАСЧ}^*}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью ТТ;

$k_{\text{ОДН}}$ – коэффициент однотипности ТТ. Для защиты данной фирмы во всех рассматриваемых режимах рекомендуется принимать равным 1,0;

$k_{\text{ПЕР}}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока);

ε_* – относительная полная погрешность ТТ. При определении минимального дифференциального тока срабатывания рекомендуется принимать $\varepsilon_* = 0,05$, при выборе параметров второго и третьего участков тормозной характеристики, обеспечивающих отстройку от тока небаланса, принимается значение $\varepsilon_* = 0,1$;

$I''_{\text{НБ.РАСЧ}^*}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора;

$\Delta U_{\text{РЕГ}^*}$ – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной максимальному отклонению напряжения от номинального в сторону отрицательного или положительного регулирования;

$I'''_{\text{НБ.РАСЧ}^*}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты.

$\Delta f_{\text{ВЫР}^*}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты. С учетом точности каналов измерения рекомендуется принимать равной 0,04;

$I_{\text{РАСЧ}^*}$ – относительный ток в режиме, для которого производится расчет небаланса.

Минимальный дифференциальный ток срабатывания, определяющий уставку по дифференциальному току на первом (горизонтальном) участке, рекомендуется выбирать по условию отстройки от тока небаланса в нормальном режиме работы трансформатора:

$$I_{\text{ДИФ.МИН}^*} \geq k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}^*},$$

где $k_{\text{ОТС}} = 1,1-1,3$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас;

									Лист
									91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

$I_{\text{НБ.РАСЧ}^*}$ – расчетный ток небаланса, определяемый по формуле, для режима, соответствующего началу торможения. При этом коэффициент переходного режима $k_{\text{ПЕР}}$ рекомендуется принимать равным 1,0, а относительный ток в нормальном режиме – тормозному току в конце первого участка $I_{\text{РАСЧ}^*} = I_{\text{ИЗЛ1}^*} = 0,5$.

Уставка задается в процентах от номинального тока защищаемого трансформатора, т.е. полученное значение уставки необходимо умножить на 100 %.

Таким образом, составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью ТТ равна:

$$I'_{\text{НБ.РАСЧ}^*} = k_{\text{ОДН}} \cdot k_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon_* \cdot I_{\text{РАСЧ}^*} = 1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,5 = 0,025;$$

Составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора:

$$I''_{\text{НБ.РАСЧ}^*} = \Delta U_{\text{РЕГ}^*} \cdot I_{\text{РАСЧ}^*} = 0,16 \cdot 0,5 = 0,08;$$

Составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты:

$$I'''_{\text{НБ.РАСЧ}^*} = \Delta f_{\text{ВЫР}^*} \cdot I_{\text{РАСЧ}^*} = 0,04 \cdot 0,5 = 0,02;$$

Относительный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}^*} = I'_{\text{НБ.РАСЧ}^*} + I''_{\text{НБ.РАСЧ}^*} + I'''_{\text{НБ.РАСЧ}^*} = 0,025 + 0,08 + 0,02 = 0,125;$$

Минимальный дифференциальный ток срабатывания:

$$I_{\text{ДИФ.МИН}^*} \geq k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}^*} = 1,2 \cdot 0,125 = 0,15.$$

Нижний предел величины уставки минимального дифференциального тока срабатывания, который можно выставить в терминале, равен 0,3, а рассчитанное значение – 0,15, исходя из этого, уставку минимального дифференциального тока срабатывания принимаем равной 0,3. Для задания уставки полученное значение умножается на 100%, то есть 30%.

Выбор значения второй точки излома тормозной характеристики

При выборе уставок, определяющих второй участок тормозной характеристики дифференциальной защиты, в качестве расчетных рассматриваются токи внешнего КЗ небольшой кратности, а также токи при действии АВР на двухтрансформаторных подстанциях, имеющих в составе нагрузки двигателя напряжением 6–10 кВ, при АПВ линии, питающей двигательную нагрузку и в других случаях.

С учетом этого вторую точку излома, ограничивающую второй (наклонный) участок тормозной характеристики, принимается равной $I_{\text{ИЗЛ2}^*} = 1,5$. Уставка задается в долях от номинального тока защищаемого трансформатора.

Расчет коэффициента торможения первого наклонного участка тормозной характеристики

Коэффициент торможения первого наклонного участка рекомендуется рассчитывать по выражению:

$$K_{\text{ТОРМ}} = \frac{I_{\text{ДИФ.РАСЧ}^*} - I_{\text{ДИФ.МИН}^*}}{I_{\text{ИЗЛ2}^*} - I_{\text{ИЗЛ1}^*}} \cdot 100\%,$$

										Лист
										92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР					

где $I_{\text{ДИФ.РАСЧ}^*} = k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}^*}$ – расчетный дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ;

$k_{\text{ОТС}} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{НБ.РАСЧ}^*}$ – расчетный ток небаланса, определяемый по формуле (2.8). При этом коэффициент переходного режима $k_{\text{ПЕР}}$ принимается равным 2,0. За относительный расчетный ток принимается уставка второй точки излома характеристики срабатывания $I_{\text{РАСЧ}^*} = I_{\text{ИЗЛ2}^*} = 1,5$:

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}^*} = (k_{\text{ОДН}} \cdot k_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon^* + \Delta U_{\text{РЕГ}^*} + \Delta f_{\text{ВЫР}^*}) \cdot I_{\text{РАСЧ}^*} = \\ = (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,16) \cdot 1,5 = 0,6;$$

$I_{\text{ДИФ.МИН}^*}$ – принятое значение минимального дифференциального тока срабатывания на горизонтальном участке тормозной характеристики, то есть 0,3;

$I_{\text{ИЗЛ2}^*} = 1,5$ – уставка второй точки излома характеристики срабатывания ДЗТ;

$I_{\text{ИЗЛ1}^*} = 0,5$ – уставка первой точки излома характеристики срабатывания ДЗТ.

Таким образом, коэффициент торможения составляет:

$$K_{\text{ТОРМ}} = \frac{I_{\text{ДИФ.РАСЧ}^*} - I_{\text{ДИФ.МИН}^*}}{I_{\text{ИЗЛ2}^*} - I_{\text{ИЗЛ1}^*}} \cdot 100\% = \frac{1,2 \cdot 0,6 - 0,3}{1,5 - 0,5} \cdot 100\% = 42\%, .$$

Значение уставки по току ИО блокировки второй гармоники

Блокировка по второй гармонике предусмотрена для отстройки дифференциального органа от броска тока намагничивания, а также для дополнительного торможения защиты в переходном режиме при внешнем КЗ, которое сопровождается повышенным насыщением ТТ.

Функция ИО блокировки реагирует на отношение модуля второй гармоники к модулю основной гармоники в дифференциальном токе. Уставку по уровню второй гармоники $I_{d2}/I_{d1} >^*$ принимается равной 0,15. Уставка задается в процентах, то есть принимается 15%.

Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка реагирует на дифференциальный ток и предназначена для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Дифференциальная токовая отсечка выполняется без торможения и без блокировки по второй гармонике, ее уставка $I_{\text{ДТО}^*}$ должна быть отстроена от бросков тока намагничивания и от токов небаланса при внешних КЗ.

Отстройка от бросков тока намагничивания обеспечивается при выполнении условия:

$$I_{\text{ДО(1)}^*} \geq 5,0.$$

По условию отстройки от максимального тока небаланса при внешних КЗ уставку дифференциальной токовой отсечки рекомендуется рассчитывать по выражению

$$I_{\text{ДО(2)}^*} \geq k_{\text{ОТС}} \cdot k_{\text{НБ(1)}} \cdot I_{\text{КЗ.МАКС}^*},$$

									Лист
									93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

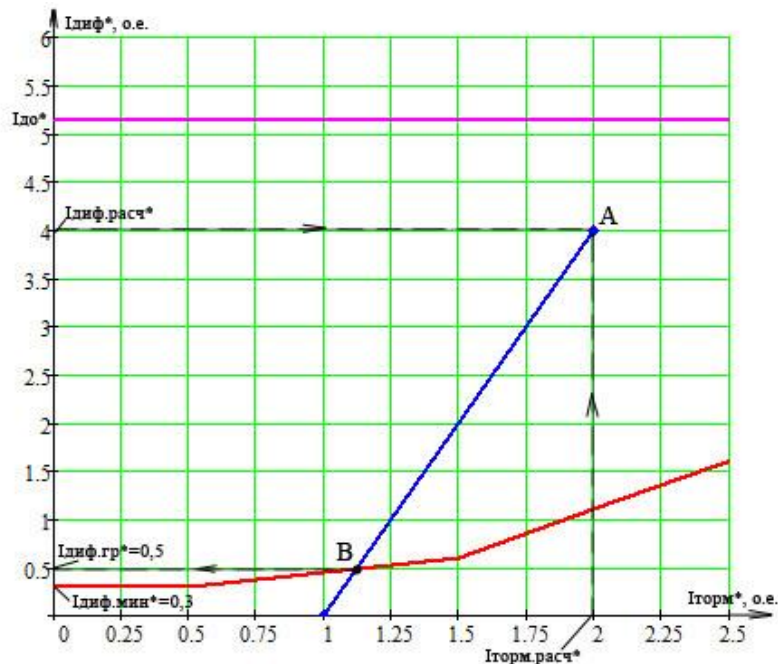


Рисунок 30 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты трансформатора

- построенные точки А и В проецируются на ось ординат, и коэффициент чувствительности рассчитывается как отношение ординаты точки А к ординате точки В:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ДИФ.РАСЧ}*}}{I_{\text{ДИФ.ГР}*}} = \frac{4,0}{0,5} = 8 \geq 2,0.$$

10.10.2 Максимальная токовая защита

В устройстве функция МТЗ включает три ненаправленные ступени. Каждая ступень выполнена в виде трех однофазных реле тока. Срабатывание реле тока происходит, когда ток в фазе превышает установленное для ступени значение (ток срабатывания).

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки для быстрого отключения КЗ на защищаемом объекте, сопровождающихся большими токами. Уставку по току срабатывания первой ступени МТЗ выбирается исходя из двух условий:

1 условие – отстройка от максимального тока КЗ при повреждении на шинах НН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{МТЗ-1.(1)}} = k_{\text{ОТС(1)}} \cdot I_{\text{КЗ.МАКС.НН}}^{(3)} = 1,25 \cdot 330 = 412,5 \text{ А.}$$

где $k_{\text{ОТС(1)}}=1,25$ – коэффициент отстройки;

2 условие – $I_{\text{ОТ}}$ должен быть отстроен от броска намагничивающего тока при включении трансформатор под напряжение:

$$I_{\text{МТЗ-1.(2)}} = k_{\text{ОТС(2)}} \cdot I_{\text{НОМ.ВН}} = 5,5 \cdot 50,2 = 276,12 \text{ А.}$$

где $k_{\text{ОТС(2)}}=5,5$ – коэффициент отстройки.

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

$$I_{MT3-1} = \max\{412,5; 276,12\} = 412,5 \text{ А.}$$

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.ВН}}^{(3)}}{I_{\text{О.Т.}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3130}{412,5} \cdot 1 = 6,57 \geq 1,5,$$

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

Вторичный ток срабатывания отсечки:

$$I_{\text{MT3-1.2}} = \frac{I_{\text{MT3-1}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{412,5 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 20,63 \text{ А.}$$

Выдержку времени первой ступени МТЗ принимается равной минимальному значению, которое можно выставить в устройстве, то есть 0,05с.

Вторая ступень МТЗ используется для резервирования основных защит трансформатора, а также для возможного резервирования защит присоединений, отходящих от секции НН.

Ток срабатывания МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки:

$$I_{\text{MT3-2}} = \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т.РАБ.МАКС}} = \frac{1,2 \cdot 2,19}{0,95} \cdot 50,2 = 194,43 \text{ А.}$$

где $k_{\text{ОТС}}=1,2$ – коэффициент отстройки;

$k_{\text{СЗ}}=2,19$ – коэффициент самозапуска ПС, учитывающий увеличение тока заторможенной двигательной нагрузки после восстановления напряжения.

$k_{\text{В}}=2,5$ – коэффициента возврата ПО тока.

Оценим чувствительность МТЗ при двухфазном КЗ на выводах НН трансформатора:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.НН}}^{(3)}}{I_{\text{MT3-2}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ.ДУ-11}}^{(2)} = \frac{318}{194,43} \cdot 1 = 1,64 > 1,5;$$

где $k_{\text{ОТ.Ч.СХ.ДУ-11}}^{(2)}=1$ – коэффициент относительной чувствительности схемы полная звезда при КЗ за Т Д/У-11 гр.

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

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ Т:

$$I_{\text{MT3.2}} = \frac{I_{\text{MT3-2}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{194,4 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 9,72 \text{ А.}$$

Значение тока срабатывания входит в допустимый диапазон по току МТЗ-2 от 0,2 до 40 вторичного тока при $I_{2\text{НОМ.ТТ}}=5 \text{ А}$.

Выдержка времени на отключение выбирается по условию согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов, а именно, с МТЗ ввода НН:

$$t_{\text{MT3.НН}} = t_{\text{MT3.ВВ}} + \Delta t = 3,2 + 0,5 = 3,7 \text{ с,}$$

									Лист
									96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР				

Уставка входит в допустимый диапазон 0,05–300,00 с.

10.10.3 Защита от перегрузки

Третью ступень МТЗ используется в качестве защиты от перегрузки, которая предназначена для защиты трансформатора от длительных перегрузок, вызванных, например, автоматическим переключением нагрузки от АВР, отключением параллельно работающего трансформатора.

Поскольку третью ступень МТЗ используется в качестве защиты от перегрузки, коэффициент возврат устанавливаем равным рекомендуемому значению, то есть $K_{\text{ВОЗВ}} = 0,9$.

Уставку по току срабатывания третьей ступени МТЗ рассчитывается по условию отстройки от номинального тока защищаемого трансформатора по выражению:

$$I_{\text{МТЗ-3}} = \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{1,1}{0,9} \cdot 50,2 = 61,36 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{МТЗ-3.2}} = \frac{I_{\text{МТЗ-3}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{61,36 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 3,07 \text{ А.}$$

Выдержку времени срабатывания защиты принимается равной рекомендуемому значению, то есть $t_{\text{МТЗ-3}} = 9 \text{ с.}$

Значение тока срабатывания входит в допустимый диапазон по току МТЗ-3 от 0,1 до 5,0 вторичного тока при $I_{\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$ и по времени от 0,05 до 300,0 с.

10.10.4 УРОВ

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

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,1 \cdot I_{\text{НОМ.ВН}} = 0,1 \cdot 50,2 = 5,02 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ.2}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{5,02 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 0,25 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВР.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}} = \\ = 0,035 + 0,03 + 0,025 + 0,1 = 0,19 \text{ с,}$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В}} = 0,035 \text{ с}$ – полное время отключения выключателя ВБ-10-20/630;

$t_{\text{ВОЗВР.УРОВ}} = 0,03 \text{ с}$ – время возврата реле тока УРОВ [35];

$t_{\text{ПОГРЕШН.УРОВ}} = 0,025 \text{ с}$ – погрешность реле времени УРОВ [35];

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

										Лист
										97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР					

Таблица 32 – Принятые уставки

Обозначение	Название уставки	Примечание	Значение
Дифференциальная защита трансформатора			
ДЗТ	Дифзащита	Активизация функции ДЗТ	Введена
$I_{\text{диф.мин}}$	Базовая уставка	Уставка начального тока срабатывания ДЗТ	30%
$I_{\text{изл1}}$	Первая точка излома	Уставка первой точки излома тормозной характеристики	0,5
$I_{\text{изл2}}$	Вторая точка излома	Уставка второй точки излома тормозной характеристики	1,5
$K_{\text{ТОРМ}}$	Коэффициент торможения	Уставка по коэффициенту торможения второго участка характеристики	42%
Блок. по уровню второй гармоники	Блок. по уровню второй гармоники	Активизация функции блокировки тормозной характеристики по току второй гармоники	Введена
$I_{\text{диф2}}/I_{\text{диф1}} >$	Орган блокировки $I_{\text{d2}}/I_{\text{d1}}$	Уставка по току второй гармоники	15%
Дифф.отсечка	Дифф. отсечка	Активизация функции ДО	Введена
$I_{\text{ДТО}}$	Дифф. отсечка	Уставка по току срабатывания ДО	5,12
$K_{\text{ВН}}$	Приведение к номиналу $I_{\text{ВН}}/I_{\text{Н}}$	Уставка корректировки коэффициента трансформации ТТ ВН	1,42
$K_{\text{НН}}$	Приведение к номиналу $I_{\text{НН}}/I_{\text{Н}}$	Уставка корректировки коэффициента трансформации ТТ НН	1,36
Преобразование Y_d ВН	Преобразование Y_d ВН	Выбор типа преобразования Y_d ВН	«Y/d11»
Преобразование Y_d НН	Преобразование Y_d НН	Выбор типа преобразования Y_d НН	«Y/y»
Группа соединения	Группа соединения	Выбор группы соединения ТТ	I
МТЗ-1			
МТЗ 1 ступени	МТЗ 1-я ступень	Активизация МТЗ-1	Введена
$I_{\text{МТЗ-1}}$	Ток срабатывания МТЗ 1 ступени	Уставка по току срабатывания МТЗ-1	20,6
$t_{\text{МТЗ-1}}$	Время срабатывания МТЗ 1 ступени	Уставка выдержки времени срабатывания МТЗ-1	0,05
МТЗ-2			
МТЗ 2 ступени	МТЗ 2 ступени	Активизация МТЗ-2	Введена
$I_{\text{МТЗ-2}}$	Ток срабатывания МТЗ 2 ступени	Уставка по току срабатывания МТЗ-2	9,72
Выдержка МТЗ-2 на отключение	SGF2/3 Выдержка времени МТЗ-2 на отключение	Активизация выдержки времени на отключение	Введена
$t_{\text{МТЗ-2}}$	Время срабатывания МТЗ 2 ступени	Уставка выдержки времени срабатывания МТЗ-2	3,7

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

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Лист

98

Продолжение таблицы 32

Защита от перегрузки			
МТЗ 3 ступени	SGF1/1 МТЗ 3 ступени	Активизация функции МТЗ-3	Введена
$I_{\text{МТЗ-3}}$	Ток срабатывания МТЗ 3 ступени	Уставка по току срабатывания МТЗ-3	3,07
Выдержка МТЗ-3 на сигнал	SGF1/2 Выдержка МТЗ-3 на сигнал	Активизация выдержки времени срабатывания МТЗ-3 на сигнал	Введена
$t_{\text{МТЗ-3}}$	Время срабатывания МТЗ 3 ступени	Выдержка времени срабатывания МТЗ-3	9
Квозв.	Коэффициент возврата МТЗ-3	Коэффициент возврата 3-ей ступени МТЗ	0,9
УРОВ			
УРОВ	УРОВ	Активизация функции УРОВ	Введена
$t_{\text{УРОВ}}$	Выдержка времени УРОВ	Выдержка времени на срабатывание УРОВ	0,25
$I_{\text{УРОВ}}$	Токовый орган	Уставка токового органа УРОВ	0,19

10.11 Воздушная линия 110/10 кВ

10.11.1 Дистанционная защита

Дистанционная защита селективно срабатывает при всех замыканиях в защищаемой линии электропередачи и на резервируемых элементах; не срабатывает при всех внешних замыканиях, реверсе мощности, качаниях, асинхронном режиме, несинхронных включениях и при оперативных переключениях, а также правильно функционирует в режиме опробования линии. Защита срабатывает при снижении замера сопротивления сети, т.е. по принципу действия является минимальной.

Селективность защиты смежных линий обеспечивается введением ступенчатых выдержек времени: все замыкания в пределах первой зоны (зона действия первой ступени) отключаются с минимальным временем; замыкания в пределах II-V зоны – с большими временами.

Для расчета уставок защиты используется методика, изложенная в Рекомендациях по расчету уставок [36].

В дальнейшем в формулах для расчета сопротивления срабатывания учитываются следующие коэффициенты:

– коэффициент $\delta = 0,07-0,1$ – погрешность, вызванная неточностью расчета первичных электрических величин (влияет как в сторону увеличения, так и уменьшения защищаемой зоны), и необходимый запас;

– коэффициенты α и β – погрешности трансформаторов тока (ТТ), трансформаторов напряжения (ТН) и релейной аппаратуры (α – в сторону уменьшения, а β – в сторону увеличения защищаемой зоны). Погрешности ТТ действуют в сторону уменьшения защищаемой зоны, а ТН и реле (из-за раз-

											Лист
											99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР						

броса характеристики) – в сторону увеличения или уменьшения защищаемой зоны, поэтому коэффициент α должен быть принят больше коэффициента β . Значения коэффициентов принимаются $\alpha = 0,1$ и $\beta = 0,05$.

Выбор уставок срабатывания I ступени

Первичное сопротивление срабатывания первой ступени $I Z_{C.3}$, выполняемой с малой выдержкой времени, на тупиковых линиях с односторонним питанием выбирается для случая металлического КЗ исходя из условия отстройки от КЗ на шинах подстанции, примыкающей к противоположному концу линии

$$Z_{C.3}^I \leq \frac{Z_{Л} + Z_{ТР}}{1 + \beta + \delta} = \frac{148,42}{1 + 0,05 + 0,1} = 129,06 \text{ Ом},$$

где $Z_{Л}$ – первичное полное сопротивление прямой последовательности защищаемой линии, Ом;

$Z_{ТР}$ – первичное полное сопротивление прямой последовательности трансформатора ПС, Ом

Проверка чувствительности для первой ступени не выполняется.

Уставка составляет:

$$Z_{CРАБ} = Z_{C.3} \cdot \frac{U_{НОМ.ВТОР}}{U_{НОМ}} \cdot \frac{I_{НОМ}}{I_{НОМ.ВТОР}} = 129,06 \cdot \frac{100}{110000} \cdot \frac{100}{5} = 2,35 \text{ Ом},$$

где $Z_{C.3}$ – значение уставки, рассчитанное в первичных величинах, Ом;

$U_{НОМ}=110000$ – номинальное первичное напряжение ТН, В;

$U_{НОМ.ВТОР}=100$ – номинальное вторичное напряжение ТН, В;

$I_{НОМ}=100$ – номинальный первичный ток ТТ, А;

$I_{НОМ.ВТОР}=5$ – номинальный вторичный ток ТТ, А.

Угол максимальной чувствительности принимается равным углу линии:

$$\varphi_{MЧ} = \arctg \frac{X_{Л} + X_{Т}}{R_{Л} + R_{Т}} = 83,8^{\circ},$$

где $X_{Л}$, $X_{Т}$ и $R_{Л}$, $R_{Т}$ – соответственно первичное реактивное и активное сопротивления прямой последовательности защищаемого участка, Ом.

Угол отстройки от внешних КЗ первой ступени ДЗ принимается равным 15° .

Выдержки времени срабатывания I ступени защиты принимается равной минимально возможному значению, то есть 0 с.

Чувствительность первой ступени оценивается выполнением условия:

$$\frac{Z_{ТР}}{Z_{Л}} = \frac{138,86}{12,33} = 11,3 \geq 0,47.$$

Уставка по оси R характеристики 1 ступени определяется из условия действия защиты при КЗ в конце линии при двухфазном КЗ в минимальном режиме работы через максимально возможное сопротивление дуги.

$$r_{Д.МАКС} = \frac{\Delta U_{Д}}{I_{КЗ.МИН}^{(2)}} = \frac{1,05 \cdot l}{I_{КЗ.МИН}^{(2)}} = \frac{1,05 \cdot 5,5}{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,13} = 2,13,$$

										Лист
										100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

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

l – длина дуги, с учетом ее раздувания за время действия защиты, принимается равной 5,5 м;

$$R_1 = r_{\text{Д.МАКС}} + R_{\text{ВЛ}} - \frac{X_{\text{ВЛ}}}{\text{tg}\varphi_{\text{МЧ}}} = 2,13 + 8,56 - \frac{8,88}{\text{tg}\varphi_{83,8^\circ}} = 9,71 \text{ Ом.}$$

Выбор уставок срабатывания II ступени

Вторая ступень для тупиковых линий по руководящим указаниям отсутствует, переходим к расчету параметров третьей ступени.

Выбор уставок срабатывания III ступени

Третья ступень выполняет функцию дальнего резервирования и предназначена для защиты смежного участка линии и присоединений (ЛЭП и трансформаторов), отходящих от шин противоположной подстанции.

Уставка срабатывания выбирается по условию отстройки от максимального нагрузочного режима линии:

$$Z_{\text{С.3}}^{\text{III}} = \frac{U_{\text{МИН.РАБ}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{ОТС}} \cdot k_{\text{В}} \cdot I_{\text{НАГР}} \cdot \cos(\varphi_{\text{М.Ч}} - \varphi_{\text{НАГР}})};$$

где $U_{\text{МИН.РАБ}} = 0,9U_{\text{НОМ}}$ – первичное минимальное рабочее напряжение в месте установки защиты, В;

$k_{\text{ОТС}} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$k_{\text{В}} = 1,1$ – коэффициент возврата реле сопротивления;

$I_{\text{НАГР}}$ – первичный максимальный ток нагрузки (рабочий максимальный), А;

$\varphi_{\text{М.Ч}}$ – угол максимальной чувствительности реле сопротивления, град;

$\varphi_{\text{НАГР}}$ – угол сопротивления, обусловленный нагрузкой, принимается равным 30 град.

Таким образом,

$$Z_{\text{С.3}}^{\text{III}} = \frac{0,9 \cdot 110000}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,1 \cdot 70,3 \cdot \cos(83,76^\circ - 30^\circ)} = 1041,6;$$

$$Z_{\text{СРАБ}} = Z_{\text{С.3}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВТОР}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{I_{\text{НОМ}}}{I_{\text{НОМ.ВТОР}}} = 1041,6 \cdot \frac{100}{110000} \cdot \frac{100}{5} = 18,9 \text{ Ом,}$$

$$r_{\text{Д.МАКС}} = \frac{\Delta U_{\text{Д}}}{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(2)}} = \frac{1,05 \cdot l}{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(2)}} = \frac{1,05 \cdot 5,5 \cdot 10^3}{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 318} = 20,97.$$

Выдержка времени 3 ступени ДЗ отстраивается от выдержки времени МТЗ трансформатора:

$$t_{\text{С.3}}^{\text{III}} \geq t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t = 3,7 + 0,3 = 4 \text{ с.}$$

									Лист
									101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

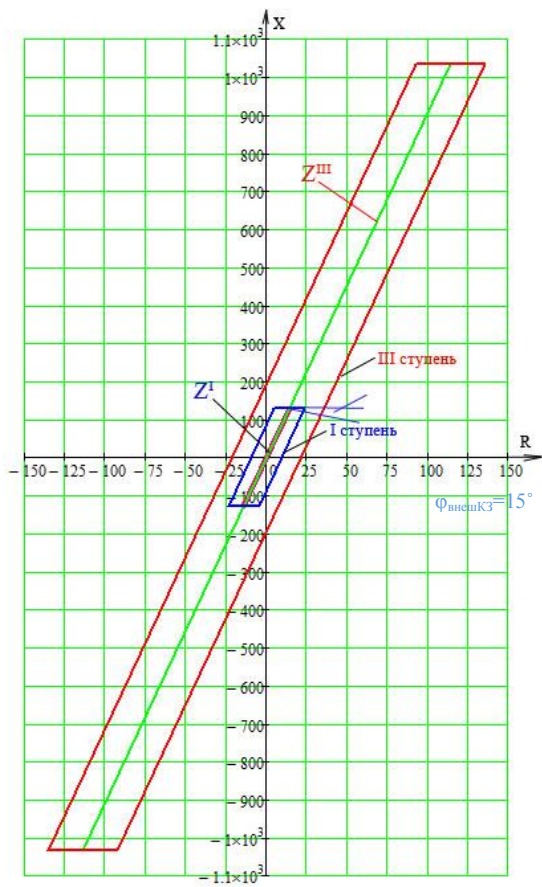


Рисунок 31– Характеристика срабатывания ДЗ

10.11.2 Токовая отсечка

По условию селективности с защитами остальной сети отсечка без выдержки времени не должна работать за пределами защищаемой линии. Для линий с односторонним питанием ток срабатывания ненаправленной отсечки должен удовлетворять условию:

$$I_{C.3} = k_H \cdot I_{K.МАКС} = 1,2 \cdot 4,54 = 5,45 \text{ кА};$$

где $k_H = 1,2$ – коэффициент надежности, учитывающий погрешность в расчете тока КЗ $I_{K.МАКС}$ и погрешность в токе срабатывания реле;

$I_{K.МАКС}$ – максимальный ток КЗ в конце защищаемой линии.

Для задания параметра срабатывания в терминал расчетное значение пересчитывается в процентах от номинального тока ТТ:

$$I_{CР.ОТ} = \frac{I_{C.3}}{I_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{5453}{100} \cdot 100\% = 5453\%.$$

Зона действия отсечки при токе КЗ от системы С1 составляет 45%.

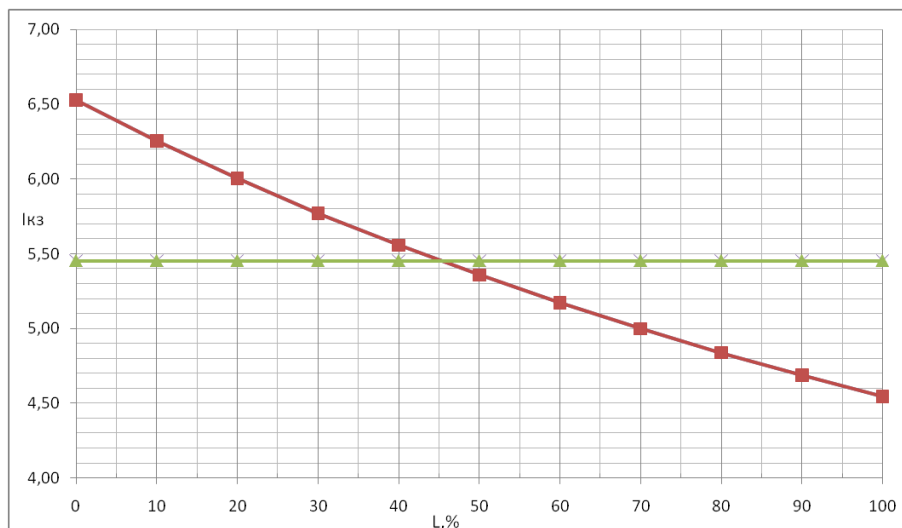


Рисунок 32 – Определение ЗДО

10.11.3 УРОВ

Устройство включает функцию резервирования при отказе выключателя, выполненное с использованием трех фазных токовых ИО, контролирующих протекание тока через выключатель.

Уставка тока срабатывания задается в процентах от номинального тока и принимается равной 5%.

Выдержка времени УРОВ на отключение смежных выключателей определяется по выражению:

$$t_{\text{СР}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВ.РВ}} + t_{\text{ПОГР.РВ}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,035 + 0,02 + 0,01 + 0,1 = 0,165 \text{ с};$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В}}$ – время отключения выключателя ВЭБ-110, мс [15];

$t_{\text{ВОЗВ.РВ}} = 20$ – время, необходимой для возврата реле, пускающей УРОВ, мс;

$t_{\text{ПОГР.РВ}} = 10$ – время ошибки реле времени УРОВ в сторону ускорения действия, мс;

$t_{\text{ЗАП}} = 100$ – время запаса, мс.

Таблица 33– Принятые уставки

Наименование уставки		Значение		
Дистанционная защита				
		I ступень	II ступень	III ступень
Полное сопротивление в первичных (вторичных) величинах, Ом	$Z_{\text{СЗ}}$	129,1(2,35)	-	1041,6(18,9)
Переходное сопротивление в первичных (вторичных) величинах, Ом	R_{f}	9,71(0,18)	-	20,97(0,38)
Угол максимальной чувствительности, град.эл.	$\varphi_{\text{м.ч}}$	83,8	-	83,8
Угол отстройки от внешних КЗ, град.эл.	$\varphi_{\text{внешКЗ}}$	15	-	0
Угол отрицательных сопротивлений, град.эл.	$\varphi_{\text{НАПР2}}$	115	-	115

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

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Лист

103

Продолжение таблицы 33

Угол направленности в четвертый квадрант, град.эл.	$\varphi_{НАПР4}$	20	-	20
Выдержка времени, мс	$t_{ДЗ}$	0	-	4000
Токовая отсечка				
Ток срабатывания, % от $I_{НОМ}$	$I_{ТО}$	5364		
УРОВ				
Работа УРОВ		Ввод		
Ток срабатывания, % от $I_{НОМ}$	$I_{УРОВ}$	5		
Время срабатывания УРОВ, мс	$t_{УРОВ}$	165		

11. ПРОВЕРКА ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА

Рабочий максимальный ток ВВ выбирался по номинальному току трансформатора на стороне НН с учетом 40% перегрузки. Он составляет 734,8 А. К установке принимается ТЛЮ-10 с коэффициентом трансформации ТТ 1000/5.

Ударное значение тока в месте КЗ:

$$i_{УД} = \sqrt{2} \cdot k_{УД} \cdot I_{КЗ.МАКС}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 4,187 = 10,95 \text{ кА.}$$

По данным каталога, для ТТ ТЛЮ-10 кратность тока электродинамической стойкости при номинальном первичном токе составляет 100 кА. Условие электродинамической стойкости выполняется.

Расчетное значение количественной оценки степени термического воздействия тока КЗ:

$$B_{К.РАСЧ} = (I_{КЗ.МАКС}^{(3)})^2 \cdot (t_{РЗ} + t_{ОТКЛ.В}) = (4,187)^2 \cdot (3,2 + 0,04) = 56,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

По данным каталога ток односекундной термической стойкости составляет 40 кА.

$$B_{К.КАТ} = (I_{ТЕРМ})^2 \cdot t_{ТЕР} = (40)^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

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:

$$Z_{НАГР} = Z_{РЕЛЕ} + 2 \cdot Z_{ПРОВ} + Z_{КОНТ.}$$

Сопротивление МП терминала ЭКРА определяется по потребляемой мощности от ТТ, по данным РЭ на терминал составляет 0,02 Ом

Сопротивление терминала Бреслер ТОР 200 Т 0, 2/25=0,008 Ом.

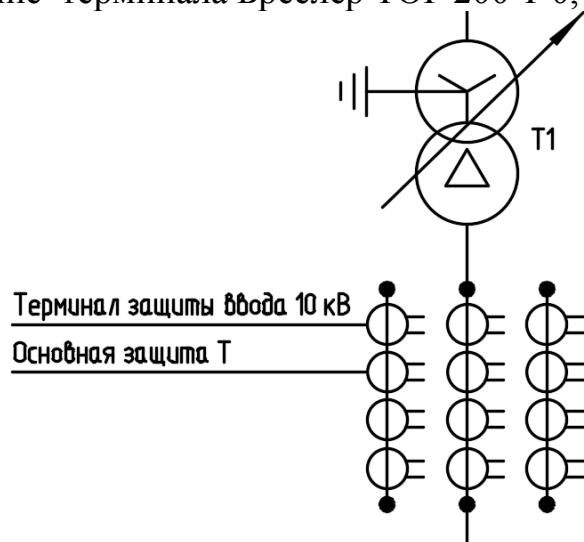


Рисунок 33– Данные к проверке ТТ вводного выключателя
Сопротивление соединительных проводов:

$$Z_{ПРОВ} = \frac{\rho \cdot l_{РАСЧ}}{q} = \frac{0,0175 \cdot 6}{2,5} = 0,042 \text{ Ом.}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР

Лист

105

$$Z_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{q} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов составляет 0,05 Ом.

$$Z_{\text{НАГР}} = Z_{\text{РЕЛЕ}} + 2 \cdot Z_{\text{ПРОВ}} + Z_{\text{КОНТ.}} = 0,02 + 2 \cdot 0,042 + 0,05 = 0,154 \text{ Ом.}$$

$$Z_{\text{НАГР}} = Z_{\text{РЕЛЕ}} + 2 \cdot Z_{\text{ПРОВ}} + Z_{\text{КОНТ.}} = 0,008 + 2 \cdot 0,7 + 0,05 = 1,458 \text{ Ом.}$$

По данным каталога на ТТ номинальная предельная кратность обмотки для защиты при номинальном первичном токе составляет 20, а номинальная вторичная нагрузка для защиты составляет 20 ВА или 20/25=0,8 Ом. Следовательно, допустимая кратность:

$$k_{10.д} = k_{10} \cdot \frac{Z_{10.ННО}}{Z_{\text{НАГР}}} = 20 \cdot \frac{0,8}{1,458} = 11.$$

Расчетная кратность:

$$k_{\text{РАСЧ}} = \frac{I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)}}{I_{1Н}} = \frac{4187}{1000} = 4,2.$$

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

										Лист
										106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР</i>					

12. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДИАГНОСТИКИ И ТЕСТИРОВАНИЯ СИСТЕМ РЗА

12.1 Диагностика систем РЗиА

Вопросы повышения эффективности диагностики сложных систем РЗА с целью сокращения времени проверок и максимального увеличения объема тестирования встроенных функций требуют тщательного рассмотрения и обсуждения, как со стороны производителей данных систем, так и эксплуатирующих организаций.

В качестве решения предлагается рассмотреть возможность унификации и стандартизации соответствующих свойств и функций РЗА, особенно это важно для логических функций, что в результате позволит разработать общие алгоритмы проверки устройств разных производителей, создать форматы файлов описания защиты, в том числе и ее логической части.

Объем испытаний

Превращать наладку устройств РЗА в квалификационные испытания не имеет смысла. Неисправности аппаратной части легко обнаруживаются простыми методами, а попытка выявить недоработки в программе терминала обречена на провал. Дело в том что, для этого необходимо довольно сложное стационарное оборудование типа RTDS, высококвалифицированные кадры и большой объем времени, так как комбинаций возможных режимов очень много. Этим вопросом должны заниматься разработчики и исследователи, а наладчикам необходимо проверять, что терминал исправен, и уставки заданы верно.

Проверка исправности терминала

Для того чтобы убедиться в том, что терминал работает исправно, достаточно удостовериться, что аналоговые величины измеряются, а дискретные сигналы принимаются и передаются. Для этих проверок в терминалах предусмотрена встроенная функция «ТЕСТ». Кроме того, при проверке уставок программа защиты проверяется практически полностью. Сервисные функции проверяются при подключении терминала к АСУ.

Проверка уставок

Количество уставок в устройствах РЗА достаточно велико, что приводит к значительному увеличению объема времени. В то же время можно проверить их работу в комплексе путем задания нескольких тестов и, в зависимости от реакции терминала, оценить их состояние. Этот подход к диагностике занимает гораздо меньше времени, а также дает возможность тестировать работу терминала в условиях, близких к реальным, и проверять весь алгоритм защиты.

Одним из требований эксплуатационного персонала к разработчикам программного обеспечения является автоматическое считывание уставок и настроек проверяемого терминала. При этом непонятно, что конкретно и с чем необходимо сравнивать. Очевидно, если считать уставки с терминала и затем

					<i>ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		107

по ним же его проверить, то результаты совпадают на 100%. Опыт эксплуатации это подтверждает. В связи с этим данное требование становится бессмысленным.

В то же время если сравнивать уставки в терминале с уставками в карте уставок то, тут все не так однозначно. Бывает, что часть параметров просто не описана либо задана в режиме по умолчанию, либо необходимо задать при наладке на месте. Также бывает, что в терминалах задана логика, которую проектировщики и расчетчики не в силах понять, и ее параметры отсутствуют в карте уставок. Таким образом, уже на этапе ввода параметров в программу можно оценить, все ли параметры заданы, и в случае недостающих, разобраться, какие необходимо задавать.

Наряду с этим необходимо автоматизировать все процессы, связанные с тестированием. Желательно уменьшить оборот документов на бумажных носителях, а получив их в электронном виде, необходимо ввести их в программу проверки. Однако для этого требуется единый формат описания уставок и конфигурации защиты, понятный для компьютеров.

Программируемая логическая часть

В качестве примера рассмотрим стандарт МЭК 61850. Планируется внедрение универсальных вычислительных модулей и загружаемых в них программ РЗА. При этом производители аппаратной и программной части могут быть разными. Это позволит значительно снизить стоимость оборудования и упростить эксплуатацию. Однако если процесс по стандартизации и унификации не начнется сейчас, то в будущем мы снова не сможем получить универсальные модульные системы РЗА, поскольку каждый производитель будет внедрять собственные алгоритмы защиты, что скажется на возможности совместной работы устройств различных производителей.

Намного целесообразнее разработать универсальные программы, которые позволят повысить удобство при эксплуатации.

Однако для этого необходимо определить конкретные правила и требования к тестированию устройств РЗА. Только в данном случае станет возможным разработать универсальный продукт для их диагностики.

Данные требования можно разделить на проверку аппаратной части, защитных и сервисных функций устройств РЗА.

Все это позволит выполнять проверки любых систем РЗА с минимальными временными и трудовыми затратами.

Отсутствие определенных правил ограничивает развитие проверочного оборудования, в частности программного обеспечения в области автоматизации самого процесса диагностики.

					<i>ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		108

12.2 Тестирование систем РЗА, включающих как устройства

традиционного типа, так и с поддержкой стандарта МЭК 61850

Цифровые технологии в электроэнергетике в настоящее время развиваются стремительными темпами и постепенно сменяют традиционные устройства. Электроэнергетика является одной из важнейших отраслей народного хозяйства, вследствие чего, на оборудование и персонал возлагается огромная ответственность за бесперебойную поставку электроэнергии потребителю. Поэтому переход на новые технологии выполняется после тщательной и всесторонней проверки, множества обкаток и доработок. Именно так и происходит с уже ставшим всем известным стандартом МЭК 61850.

В последнее время стандарту МЭК 61850 уделяется пристальное внимание со стороны специалистов разных областей. По сравнению с традиционными технологиями данный стандарт имеет множество преимуществ. Однако с преимуществами он несет в себе и ряд определенных сложностей. Несмотря на достаточно высокий уровень его изучения, множество проводимых конференций и подготовленных докладов, посвященных как теории, так и практическому применению стандарта, уровень его внедрения на реальные объекты энергосистемы достаточно невысок. В России запущенно несколько пилотных объектов, работающих по новому стандарту.

НПП «Динамика», являясь более двадцати лет ведущим отечественным производителем испытательных устройств для проверки систем РЗА и первичного оборудования, не могло оставить без внимания стандарт МЭК 61850. Так был разработан прибор РЕТОМ-61850 с поддержкой нового стандарта.

В приборах серии РЕТОМ реализована возможность проведения полноценных испытаний отдельных устройств, а также систем, включающих в себя как устройства традиционного типа, так и устройства с поддержкой стандарта МЭК 61850. Однако на практике при реальных испытаниях возникают определенные сложности.

Диагностика устройств РЗА с поддержкой стандарта МЭК 61850 по своим методикам не отличается от испытаний традиционных устройств РЗА, однако имеет определенные особенности. Прежде всего, это необходимость разделения на шину процесса и стационарную шину. При работе с мгновенными значениями тока и напряжения возникает достаточно большая нагрузка на сеть и сетевое оборудование. Один SV-поток (80 выборок на период) загружает сеть на 5 Мб/с, а если используются потоки для контроля качества токов и напряжений (256 выборок на период), то такой поток загрузит сеть на 15 Мб/с. При испытаниях может быть использовано до 2-4 SV-потоков, что нагружает сеть до 10-20 Мб/с. Как показывает практика, многие устройства РЗА не в состоянии воспринимать и обрабатывать такой поток информации, вследствие чего они «зависают» и перестают выполнять свои функции из-за потери горизонтальной коммуникации – GOOSE-сообщений. Простейшее и эффективное разрешение этой проблемы – разделение потоков мгновенных значений и горизонтальных коммуникаций. Однако это накладывает некото-

										Лист
										109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР					

рые трудности на практике и предъявляет определенные требования к устройствам РЗА. Также необходимо учитывать, что при смешивании потоков мгновенных значений с управляющими коммуникациями возможны серьезные перебои в работе приборов и устройств.

Следующая особенность – это синхронизация. Поскольку на сегодняшний день отсутствуют общие регламентированные требования к синхронизации, разные производители используют в своих устройствах разные протоколы синхронизации. Зачастую для синхронизации всех устройств необходимо использовать множество дополнительного оборудования, что, разумеется, усложняет ввод в эксплуатацию и повышает стоимость производства конечного объекта.

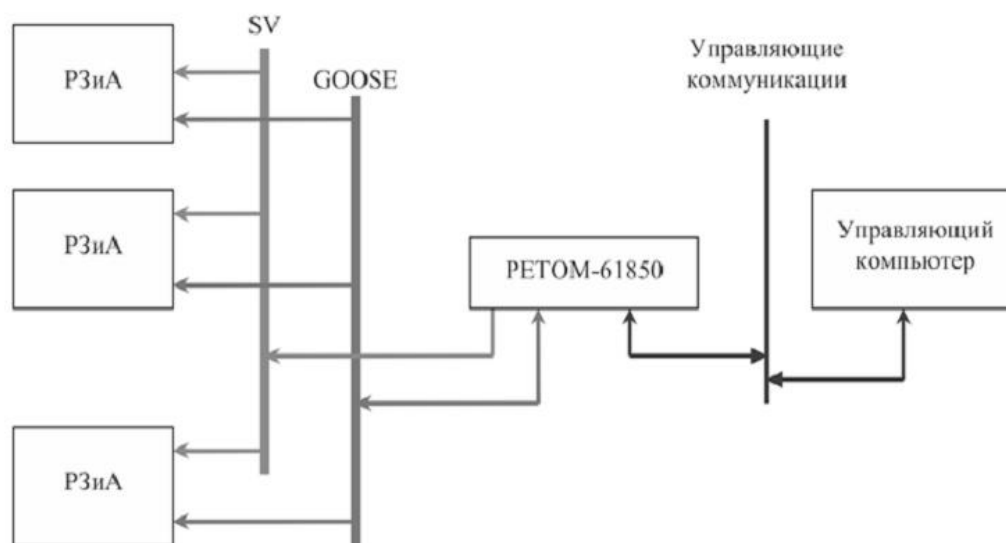


Рисунок 34. испытания устройств РЗА с поддержкой стандарта МЭК-61850

12.3 Испытания устройств РЗА с поддержкой стандарта МЭК-61850, работающих совместно с традиционными устройствами РЗА

При таких испытаниях систем РЗА, включающих как устройства традиционного типа, так и с поддержкой стандарта МЭК-61850, необходимо учитывать формат предоставления управляющих сигналов. Одни устройства принимают GOOSE-сообщения, другие работают с физическими контактами. Следовательно, проверочное устройство должно передавать и принимать как GOOSE-коммуникации, так и реальные физические контакты. Помимо этого, необходимо воспроизводить значения токов и напряжений, в этом случае также не все устройства РЗА работают с потоками мгновенных значений – SV-потоками. Для этого необходимо устройство, выдающее аналоговые значения токов и напряжений.

НПП «Динамика» предлагает использовать комплекс РЕТОМ-61(51) совместно с прибором РЕТОМ-61850. Управление работающих в паре приборов осуществляется с помощью единой программы с параллельной выдачей

заданных значений токов и напряжений, как в аналоговом виде, так и в цифровом. Любой из приборов, работающих в связке, имеет возможность принимать или выдавать управляющие сигналы в заданной форме - GOOSE-сообщения или физические контакты. Также прибор РЕТОМ-61850 имеет низковольтные выходы и может работать на усилитель, выдавая заданные цифровые значения в аналоговом виде.

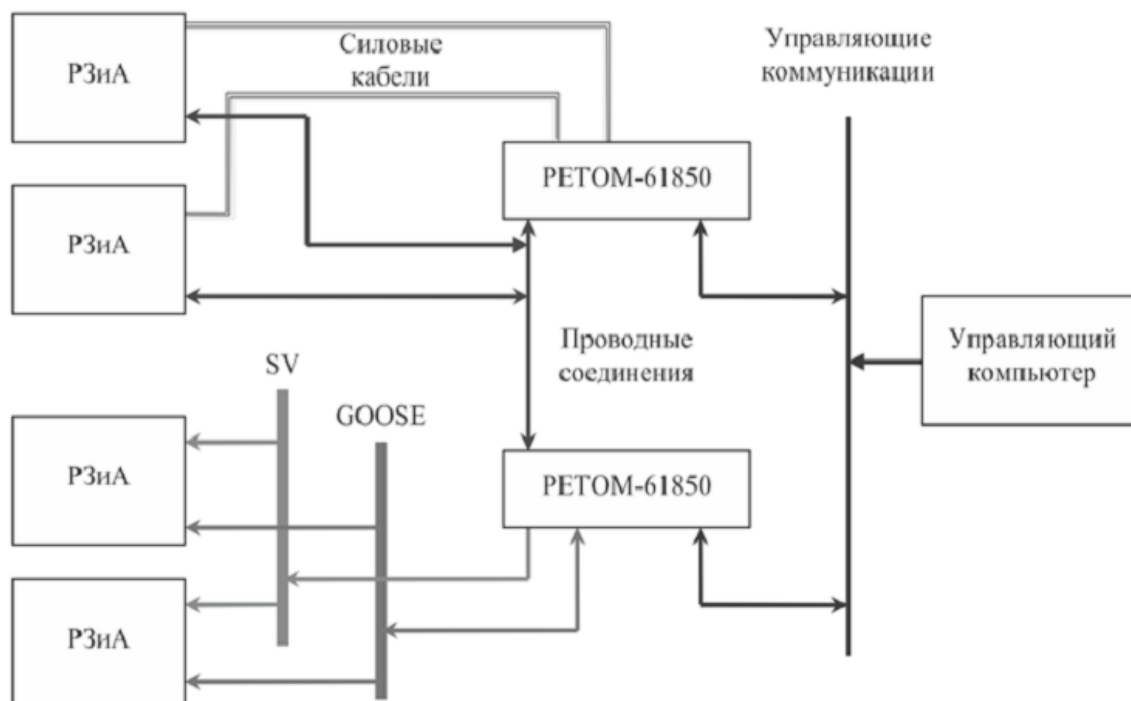


Рисунок 35. Совместная работа приборов РЕТОМ-61580 и РЕТОМ-61.

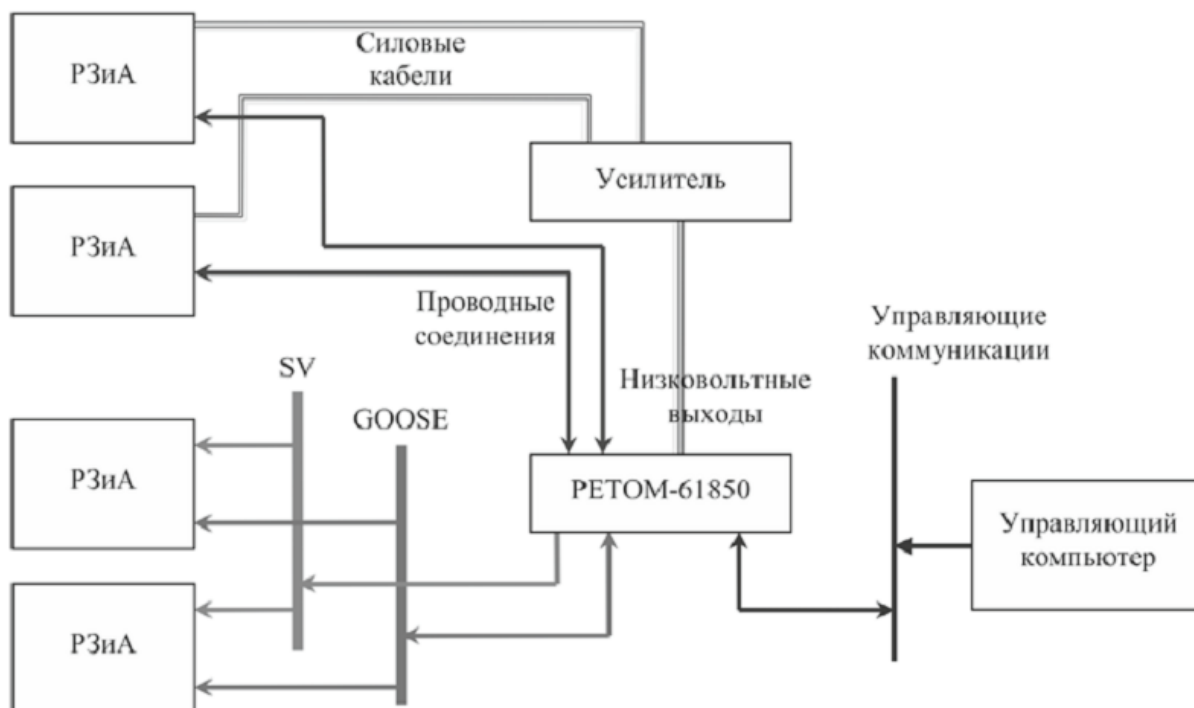


Рисунок 36. Совместная работа приборов РЕТОМ-61580 и усилителя.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

12.4 Испытания устройств РЗА с поддержкой стандарта ИЭК-61850

Программно-аппаратный комплекс, разработанный НПП «Динамика», позволяет проверять устройства без изменения существующих методик испытаний. Однако здесь также необходимо учитывать определенные тонкости. Необходимо разделять потоки мгновенных значений токов и напряжений (SV-потоки) от GOOSE-сообщений и от управляющих коммуникаций. Особое внимание следует уделять именно SV-потокам, поскольку один поток забивает канал передачи данных до 5 Мб/с (80 выборок на период) и до 15 Мб/с (256 выборок на период). При передаче большого объема данных обычное сетевое оборудование не успевает справиться с нахлынувшим потоком данных, вследствие чего сеть перестает функционировать, что может привести к определенным проблемам. Для исключения таких ситуаций применяются промышленные свитчи, способные обработать требуемый поток данных, а также разделить сетевые потоки по виртуальным локальным сетям. Здесь кроются «подводные камни», например, какое-либо устройство выдает SV-потоки или GOOSE-сообщения в сеть, но адресат может не получить их ввиду ошибочной настройки коммутатора либо отсутствия его настроек.

Стандарт МЭК-61850 уже достаточно длительное время обсуждался на различных форумах, коллоквиумах, симпозиумах, ему посвящен ряд статей и заметок, он имеет практические реализации, как пилотные, так и реально работающие объекты. Но, несмотря на все это, до сих пор существуют разночтения и различные интерпретации стандарта у разных производителей устройств РЗА. Это приводит порой к невозможности совместной работы устройств, имеющих аккредитацию по стандарту МЭК-61850, а также усложняет пусконаладочные работы объектов, их проверку и испытания. Программное обеспечение многих устройств не прошло должной отладки и проверки, вследствие чего устройства могут работать ошибочно.

Синхронизация является одним из важнейших аспектов работы устройств РЗА с поддержкой стандарта МЭК-61850. Однако каждый производитель реализует свое решение, не всегда в силу различных причин применимое на практике, что создает дополнительные трудности.

Стандарты МЭК-61850, созданный для организации быстрого и надежного обмена информацией между различными устройствами РЗА, уменьшения кабельных линий и упрощения процесса монтажа, породили ряд сложностей. С его внедрением повышаются требования к процессу проектирования подстанций, к обслуживающему персоналу и оборудованию, работающему на подстанции (как к устройствам РЗА, так и сетевому). Также все актуальнее становится вопрос кибербезопасности. Уже появляются в открытом доступе методы подмены SV-потоков и GOOSE-коммуникаций, все большее число людей осваивает новые технологии и возможности их использования в своих личных целях. Это требует необходимости доработки стандарта с учетом сегодняшних реалий в плане сетевой безопасности.

										Лист
										112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР					

Для производителей проверочного оборудования становится очевидным, что к устройствам предъявляются новые требования, которые необходимо учитывать с целью проведения комплексной диагностики. Возникает необходимость в новых функциональных возможностях испытательных приборов. Для проведения полноценных испытаний устройств РЗА необходимо вводить методики по проверке на соответствие стандарту МЭК-61850, проверку сетевых возможностей устройств РЗА, поведение устройств РЗА в различных ситуациях на подстанции, например, таких как сетевой шторм. Современному проверочному оборудованию необходим функционал по мониторингу и анализ сети, что значительно облегчит пуско-наладочные работы.

					<i>ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		113

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе курсового проектирования был проведен анализ исходных данных и принят ряд решений по проектированию новой тупиковой двухтрансформаторной подстанции 110/10 кВ. Выбрано оборудования на высокое и низкое напряжение, определен режим работы нейтрали и положение секционных выключателей в нормальном режиме работы. После этого были определены расчетные схемы получившейся системы максимального и минимального режима и произведены расчеты токов короткого замыкания в программе ТоКо.

На основании целого ряда нормативных документов были выявлены виды защит, необходимые к установке на подстанции, определены фирмы-изготовители устройств релейной защиты и автоматики, допущенные к установке на объектах ПАО «ФСК ЕЭС» и необходимые типоразмеры терминалов защит для объектов подстанции. Для стороны 10 кВ был выбран ООО НПП «ЭКРА», а для стороны 110 кВ – ИЦ «Бреслер».

С использованием общих методик и руководящих указаний фирм были рассчитаны уставки защит двигателя, трансформаторов, установленных на НН и РП, кабельной линии, отходящей к РП, силового трансформатора 110/10 кВ, а также уставки релейной защиты питающей линии 110 кВ, установленной на существующей подстанции. Уставки защит 10 кВ были посчитаны с использованием общих методик, а для защит 110 кВ по руководящим указаниям фирмы. После этого были рассмотрены схемы подключения внешних цепей с использованием руководств по эксплуатации выбранных типоразмеров терминалов защит. Выполнена проверка трансформатора тока вводного выключателя.

Выполнены главная схема подстанции, схема проектируемой подстанции и РП с расстановкой устройств релейной защиты и автоматики, схема подключения УРЗА силового трансформатора подстанции, схема подключения защиты линии и автоматики управления выключателем линии, установленные на существующей подстанции, схема подключения секционного выключателя 10 кВ. Рассмотрена диагностика и тестирование систем РЗА.

					<i>ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		114

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок. – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2011. – 928с.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М.: Изд-во стандартов, 2011. – 175 с.
3. Положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС».
4. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ.
5. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения.
6. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35–750 кВ.
7. Оборудование, материалы и системы, допущенные к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС» (Раздел I. Первичное оборудование)
8. Каталог продукции кабели и провода ОАО «Электрокабель» Кольчугинский завод»
9. РД 34.20.179 Типовая инструкция по компенсации емкостного тока в сетях 6-35 кВ.
10. Каталог Электроцит Самара (ЗАО «Группа компаний «Электроцит» - ТМ Самара», г. Самара) малые трансформаторы
11. <http://www.elektrosnab.su/pkt.pdf>
12. ГОСТ 12965-85
13. Каталог Эльмаш (силовой трансформатор 110/10)
14. ГОСТ 27514-87
15. Каталог Эльмаш: выключатели баковые элегазовые на 110 кВ;
16. Каталог Эльмаш: разъединители 110 кВ.
17. КРУ МОСЭЛЕКТРОЦИТ
18. Оборудование, материалы и системы, допущенные к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС» (Раздел II. Вторичное оборудование)
19. <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovanija-6-35-kv/>
20. Устройства РЗА присоединений 110–220 кВ. Типовые технические требования
21. Комплекс устройств РЗА для подстанций и электрических станций. Сборник технических описаний 02.
22. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации электродвигателя типа БЭ2502А0701. Руководство по эксплуатации. ЭКРА. 656122.020-07.01
23. А.М. Александров. Выбор уставок срабатывания защит асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ. Методические указания с примерами. Издание ПЭИПК. Санкт-Петербург. 2000 г.
24. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА». СТО 56947007- 29.120.70.99-2011

					<i>ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		115

25. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография / М.А. Шабад. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр.; ил.
26. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации линии типа БЭ2502А07ХХ. Руководство по эксплуатации. ЭКРА. 656122.020-01 РЭ.
27. ООО «Инвент-Электро» каталог НКУ ЩО-ИЭ
28. Каталог Еmax погрешности стр 70
29. Выключатель вакуумный ВБЭ–10 –20 Руководство по эксплуатации. КУЮЖ.674152.001 РЭ
30. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации секционного выключателя типа БЭ2502А0201. Руководство по эксплуатации. ЭКРА. 656122.020-02 РЭ.
31. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации ввода типа БЭ2502А03ХХ. Руководство по эксплуатации. ЭКРА. 656122.020-03 РЭ.
32. Терминал трансформатора напряжения типа БЭ2502А0402. Руководство по эксплуатации. ЭКРА. 656122.020-04 РЭ.
33. Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6–10 кВ. – М.: НТФ «Энрегопрогресс» 104 с.; ил.
34. Комплектные устройства защиты и автоматики трансформатора ТОР 200-Тх2. Рекомендации по расчету уставок. АИПБ.656122.005-05 РРУ v14.2.
35. Комплектные устройства защиты и автоматики двухобмоточного трансформатора ТОР 200. Руководство по эксплуатации. АИПБ.656122.005-05 РЭ.
36. Терминал ступенчатых защит и автоматики управления выключателем присоединений 110-220 кВ типа «ТОР 30 КСЗ 5ХХ», «ТОР 300 АУВ 5ХХ». Рекомендации по расчету уставок. АИПБ.656122.011-015 РРУ v15.1.
37. Терминал ступенчатых защит присоединений 110-220 кВ с функцией телеускорения ДЗ и ТНЗНП с двумя выключателями на присоединение типа «ТОР 300 КСЗ 513». Руководство по эксплуатации. Описание устройства и работы терминала. АИПБ.656122.011-015.15 РЭЗ.
38. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.; ил.
39. Устройство защиты от дуговых замыканий ЗДЗ-01. Техническое описание АИПБ.421441.002 ТО.

					<i>ПЗ-572.13.03.02.2020.076 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		116