

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт
Факультет Энергетический
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент,

_____/_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

_____/ И.М. Кирпичникова /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Релейная защита подстанции 110 кВ агрокомплекса

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ НАУЧНАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.04.02. 2018.272. ВКР

Руководитель, ст.преп.

_____/ А.В. Прокудин /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Автор

студент группы П-282

_____/ А.А. Цыганов /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Нормоконтролер, ст.преп.

/ А.В. Прокудин /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Челябинск 2018

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____/И.М. Кирпичникова/
_____ 2018 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную научную работу студента

Цыганова Александра Алексеевича
(Ф. И.О. полностью)

Группа П-282

1. Тема выпускной квалификационной работы

Релейная защита подстанции 110 кВ агрокомплекса_____.

утверждена приказом по университету от _____ 20 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к работе

Схема электрической сети; параметры системы: мощность КЗ на шинах существующей подстанции в максимальном режиме 1300 МВА, в минимальном режиме 1100 МВА; параметры воздушных линий: номинальное напряжение 110 кВ, длина 25 км; к шинам низкого напряжения 10 кВ подсоединены 4 кабельных линий длиной 0,6 км, питающие РП с одинаковой нагрузкой: 2 трансформатора 10/0,4 кВ. Мощность каждого РП составляет 12 МВА. На шинах РУ НН установлены 4 асинхронных двигателя с активной мощностью 1000 кВт, $\cos \varphi = 0,85$, КПД 98 %, коэффициентом пуска 8, скольжением 0,9 %, а также 4 трансформатора 10/0,4 кВ установленной мощностью 1 МВА.

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя

Заведующий кафедрой _____/И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____/_____ /

Студент _____/_____ /

АННОТАЦИЯ

Релейная защита подстанции 110 кВ агрокомплекса. – Челябинск: ЮУрГУ, П; 2018, 91 с, 19 ил, 38 табл. библиогр. список – 15 наим., 5 л. чертежей ф. А1.

В работе рассмотрены вопросы создания понизительной подстанции для электроснабжения агрокомплекса.

В ходе исследований определены режимы работы электрооборудования: нормальные, утяжеленные и аварийные. Как рассматриваемой подстанции так и подстанций низшего класса напряжения. По результатам исследований выбрано основное силовое оборудование, аппараты, токоведущие части.

Особое внимание уделено разделу «релейная защита и автоматика». Предметом исследований в этой части явились вопросы выбора типов защит, определения и согласования уставок по всей схеме электроснабжения.

Отдельно рассмотрена проблема селективной защиты линий от однофазных замыканий на землю для сетей с изолированной нейтралью. Проведен анализ существующих технических решений таких защит и сделано заключение об отсутствии надежного способа выявления замыкания на землю в ряде случаев.

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Выполнил</i>	А.А. Цыганов				Релейная защита подстанции 110 кВ агрокомплекса	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	А.В. Прокудин						6	86
<i>Н. Контр.</i>	А.В. Прокудин					ЮУрГУ кафедра ЭССиСЭ		
<i>Утверд.</i>	К.Е. Горшков							

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1. СТРУКТУРНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	10
1.1 Мощности нагрузок подстанции	10
1.2 Число и мощность силовых трансформаторов	11
1.2.1 Выбор трансформаторов 110/10 кВ.....	11
1.2.2 Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ.....	12
1.2.3 Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ РП	12
2 ГЛАВНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ	13
2.1 Схемы распределительных устройств подстанции	13
2.2 Выбор сечения воздушных и кабельных линий	15
2.3 Режим заземления нейтрали трансформаторов	16
2.4 Расчет токов короткого замыкания	17
2.4.1 Токи короткого замыкания в максимальном режиме	17
2.4.2 Токи короткого замыкания в минимальном режиме.....	19
2.5 Выбор электрооборудования	19
2.5.1 Выключатель и разъединитель 110 кВ подстанции	19
2.5.2 Выключатели 10 кВ подстанции	21
2.6 Проверка кабелей по термической стойкости при КЗ.....	26
2.7 Измерительные трансформаторы	27
2.7.1 Трансформаторы тока 10 кВ	27
2.7.2 Выбор трансформаторов напряжения	30
2.8 Оперативный ток на подстанции.....	31
2.9 Трансформаторы собственных нужд	31
2.10 Защита от перенапряжений.....	32
3 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА	33
3.1 Защита трансформатора 10/0,4 кВ РП	33
3.2 Защита секционного выключателя РП.....	39
3.3 Защита ввода РП.....	43
3.4 Защита кабельной линии	45
3.5 Защита электродвигателя	51

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

3.6	Защита трансформатора 10/0,4	59
3.7	Защита секционного выключателя 10 кВ подстанции	60
3.8	Защита ввода КРУ10 кВ подстанции	61
3.9	Защита трансформатора 110/10 кВ.....	64
4.	ЗАЩИТА ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ 6-10 КВ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ	74
4.1	Описание однофазного замыкания на землю.....	74
4.2	Устройства контроля изоляции	76
4.3	Токовая защита нулевой последовательности, ненаправленная с независимой или обратозависимой времятоковой характеристикой.....	79
4.4	Направленные защиты ЗЗП – 1М и ЗЗН	81
4.5	Устройство защиты от замыканий на землю в сетях 6 – 35кВ.....	82
4.6	Устройство селективной защиты ТОР 110 ИЗН	83
4.7	Централизованная защита «Геум»	85
4.8	Выводы	87
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	91

ВВЕДЕНИЕ

Большинство фирм производителей оборудования релейной защиты и автоматики (РЗА) прекращают выпуск электромеханических реле и устройств и переходят на цифровую элементную базу.

Переход на новую элементную базу не приводит к изменению принципов РЗА, а только расширяет ее функциональные возможности, упрощает эксплуатацию и снижает ее стоимость. Именно по этим причинам микропроцессорные устройства очень быстро занимают место устаревших электромеханических и микроэлектронных устройств.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше, чем у микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1—0,5 ВА, аппаратная погрешность — в пределах 2—5%, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96—0,97.

В последнее время выпуск микропроцессорных устройств РЗА освоили и ряд фирм России, Украины и других стран ближнего зарубежья. Компанией АО «Чебоксарский электроаппаратный завод» (ЧЭАЗ) разработан и выпускается целый комплекс микропроцессорных устройств, охватывающий практически полностью потребности распределительных сетей 6-110кВ.

Современные цифровые устройства РЗА интегрировали в рамках единого информационного комплекса функции релейной защиты, автоматики, измерения, регулирования и управления электроустановкой. Такие устройства в структуре автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) энергетического объекта являются окончательными устройствами сбора информации.

В интегрированных цифровых комплексах РЗА появляется возможность перехода к новым нетрадиционным измерительным преобразователям тока и напряжения – на основе оптоэлектронных датчиков, трансформаторов без ферромагнитных сердечников и т. д. Эти преобразователи технологичнее при производстве, обладают очень высокими метрологическими характеристиками, но имеют малую выходную мощность и непригодны для работы с традиционной аппаратурой.

										Лист
										9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ					

1. СТРУКТУРНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

1.1 Мощности нагрузок подстанции

Согласно заданию заданы следующие потребители (табл. 1).

Таблица 1 – Параметры потребителей

Вид потребителя	Мощность, МВА
Распределительный пункт №1	$S_{\text{НРП1}} = 12$
Распределительный пункт №2	$S_{\text{НРП2}} = 12$
4 шт. Трансформатор 10/0,4 кВ	$S_{\text{T}} = 1$
4шт. Электродвигатель 10 кВ	$S_{\text{д}} = \frac{P_{\text{д}}}{\eta \cdot \cos \varphi_{\text{д}}} = \frac{1}{0,85 \cdot 0,98} = 1,2$

Структурная схема электроснабжения потребителей представлена на рис.1.

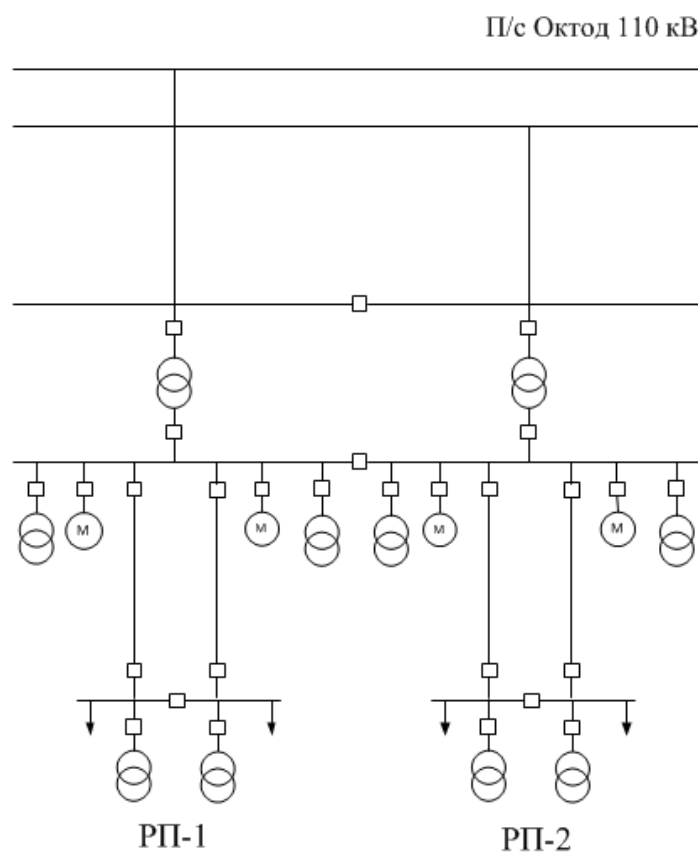


Рисунок 1 – Схема электроснабжения потребителей

Суммарная мощность нагрузки подстанции составляет:

$$S_{\text{ПС}} = S_{\text{НРП1}} + S_{\text{НРП2}} + N_{\text{T}} S_{\text{T}} + N_{\text{Д}} \frac{P_{\text{Д}}}{\eta \cdot \cos \varphi_{\text{Д}}} = 12 + 12 + 4 \cdot 1 + 4 \cdot \frac{1}{0,85 \cdot 0,98} = 32,8 (\text{МВА}).$$

1.2 Число и мощность силовых трансформаторов

1.2.1 Выбор трансформаторов 110/10 кВ

Заданная тупиковая подстанция питает потребителей всех трех категорий надежности, также питание от системы подводится лишь со стороны ВН. Тогда по условию надежности на подстанции требуется установка не менее двух трансформаторов.

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

$$S_{\text{T,НОМ}} \geq \frac{S_{\text{ПС}}}{k_{\text{П}}} = \frac{32,8}{1,4} = 23,4 (\text{МВА}).$$

К установке принимаем силовой трансформатор производства ООО «Электрозавод», г. Москва типа ТДН-25000/110 У1. Технические характеристики трансформатора приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики ТДН-25000/110 У1

Параметр	Данные
Номинальная мощность, кВА	25000
Напряжение обмотки ВН, кВ	115
Напряжение обмоток НН, кВ	11
Схема и группа соединения обмоток	У _Н /Д–11
Напряжение короткого замыкания между обмотками В-Н, %	10,5
Потери короткого замыкания для обмоток В-Н, кВт	120
Регулирование напряжения	±12 %, ±12 ступеней

Определим максимальный коэффициент аварийной перегрузки:

$$k_{\Pi} = \frac{S_{\text{ПС}}}{S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{32,8}{25} = 1,3.$$

1.2.2 Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ

Исходя из заданной мощности трансформатора, равной 1 МВА, по каталогу ООО «Электрозавод», г. Москва выбираем ТМГ-1000/10-У1. Технические характеристики трансформатора приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Технические характеристики ТМГ-1000/10-У1

Параметр	Данные
Номинальная мощность, кВА	1000
Напряжение обмотки ВН, кВ	10,5
Напряжение обмоток НН, кВ	0,4
Схема и группа соединения обмоток	Д/ У _Н
Напряжение короткого замыкания между обмотками В-Н, %	5,5
Потери короткого замыкания для обмоток В-Н, кВт	10,8
Регулирование напряжения	±2,5 %, ±2 ступеней

1.2.3 Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ РП

Мощность нагрузки по каждой кабельной линии к РП составляет 6 МВА. Мощность нагрузки по кабельной линии, отходящей от РП, составляет 5,5 МВА, тогда:

$$S_{\text{Т.НОМ.РП}} \geq \frac{2(S_{\text{Н.КЛ}} - S_{\text{Н.КЛ.РП}})}{k_{\Pi}} = \frac{2 \cdot (6 - 5,5)}{1,4} = 0,714 \text{ (МВА)}.$$

К установке принимаем силовой трансформатор производства ООО «Электрозавод», г. Москва типа ТМГ-1250/10-У1. Технические характеристики трансформатора приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики ТМГ-1250/10-У1

Параметр	Данные
Номинальная мощность, кВА	1250
Напряжение обмотки ВН, кВ	10,5
Напряжение обмоток НН, кВ	0,4
Схема и группа соединения обмоток	Д/ У _н
Напряжение короткого замыкания между обмотками В-Н, %	6
Потери короткого замыкания для обмоток В-Н, кВт	12,4
Регулирование напряжения	±2,5 %, ±2 ступеней

2 ГЛАВНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

2.1 Схемы распределительных устройств подстанции

Согласно рекомендациям по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ для тупиковой двухтрансформаторной подстанции предпочтительно использовать схему «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (рис. 2) [1].

Принимаем для РУ ВН 110 кВ схему 4Н-110 «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

Для заданной подстанции схему главных соединений РУ 10 кВ принимаем типа «10(6)-1 – одна секционированная выключателем система шин» [1]. Каждый из двух трансформаторов присоединяется к одной секции (рис. 3). Для распределительных пунктов принимаем аналогичную схему.

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

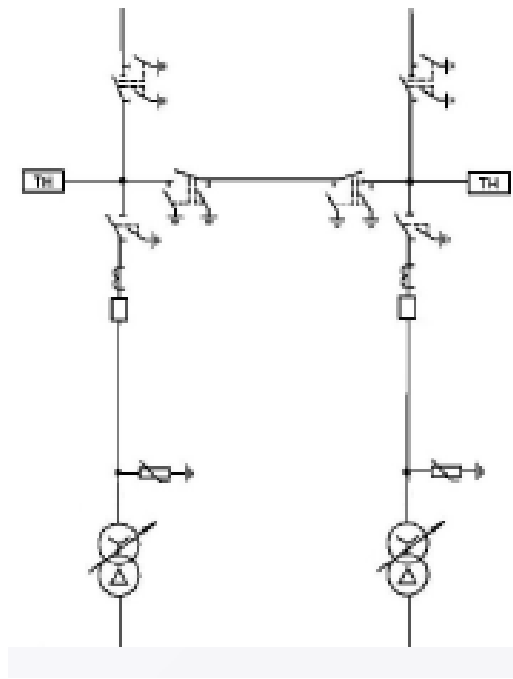


Рисунок 2 – Схема РУ ВН подстанции

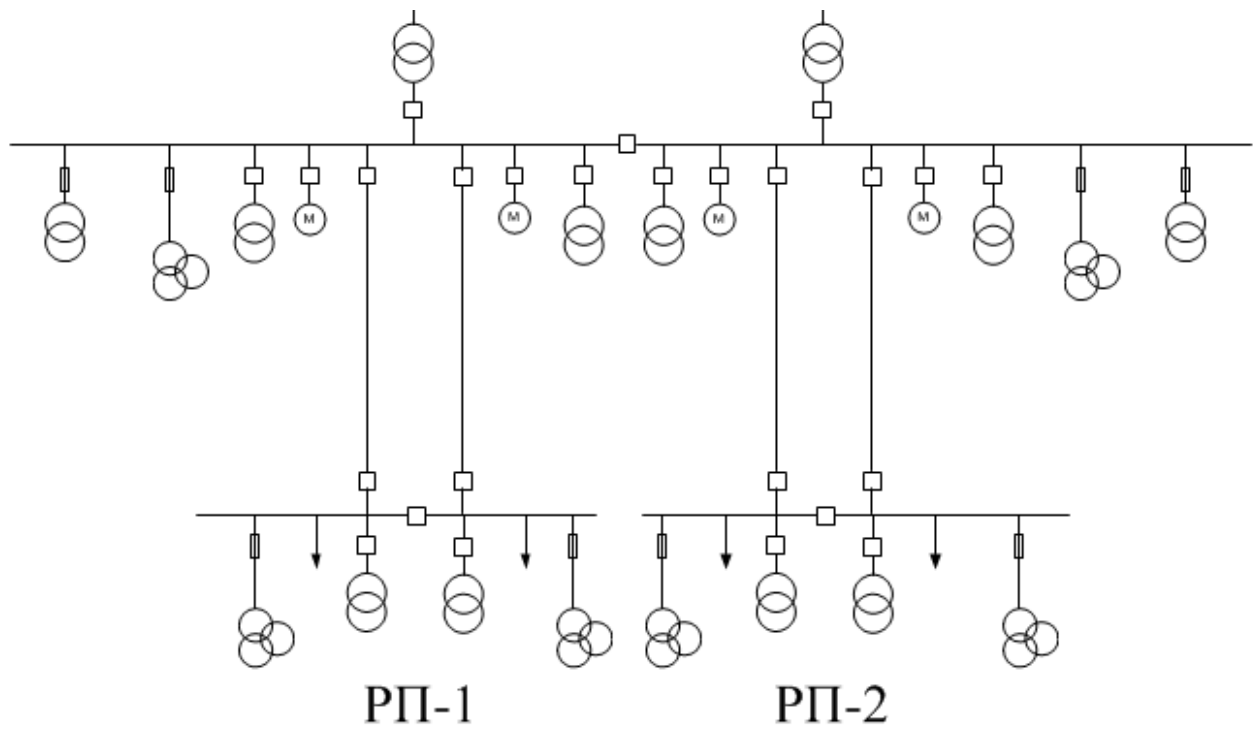


Рисунок 3 – Схема РУ НН подстанции и распределительных пунктов

2.2 Выбор сечения воздушных и кабельных линий

Рабочий ток нормального режима работы для воздушных линий (ВЛ) тупиковых подстанций определяется по ранее вычисленной суммарной нагрузке ПС:

$$I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{\sqrt{3} N_{\text{ВЛ}} U_{\text{СР.НОРМ.ВЛ}}} = \frac{32,8 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 115 \cdot 10^3} = 82,3 \text{ (А)}.$$

По ПУЭ [2] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов при числе часов использования максимума нагрузки в год более 3000 до 5000 составляет 1,1 А/мм², следовательно:

$$S_{\text{ЛЭП}} = \frac{I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}}}{J_{\text{ЭК}}} = \frac{82,3}{1,1} = 74,8 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Принимаем сталеалюминевый провод марки АС сечением 70/11 мм².

По условиям короны и радиопомех [2] минимальное сечение ВЛ 110 кВ – 70 мм².

Рабочий максимальный ток воздушной линии составляет:

$$I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}} = \frac{K_{\text{П}} S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} (N_{\text{ВЛ}} - 1) U_{\text{СР.НОРМ.ВЛ}}} = \frac{1,4 \cdot 25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 115 \cdot 10^3} = 175,7 \text{ (А)}$$

По ПУЭ [2] по условию нагрева неизолированный провод сечением 70 мм² выдержит ток 265 А.

Окончательно принимаем провод ВЛ – АС 70/11.

Определим сечение кабельной линии.

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

1) По предельно допускаемому 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.

Длительный ток нагрузки нормального режима:

					13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{6 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 346,4 \text{ (А)},$$

Максимальный ток нагрузки послеаварийного режима составит:

$$I_{H.МАКС} = 2I_H = 2 \cdot 346,4 = 692,8 \text{ (А)}.$$

Тогда:

$$I_{ДОП} \geq \frac{I_{H.МАКС}}{K_{П} \cdot K_{С.Н} \cdot K_{СР}} = \frac{692,8}{1,1 \cdot 0,93 \cdot 1} = 677,2 \text{ (А)}.$$

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];

$$q_э = \frac{I_H}{J_э} = \frac{346,4}{1,7} = 203,8 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Так как сечение, выбранное по длительному нагреву, больше выбранного по экономической плотности, окончательно принимаем кабельную линию к распределительному пункту 2хАПвПу 3х(1х185/25-10).

2.3 Режим заземления нейтрали трансформаторов

Электрические сети напряжением 110 кВ могут работать как с глухозаземленной нейтралью, так и с эффективно заземленной нейтралью [2].

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].

Суммарный емкостной ток замыкания на землю определяется по следующей формуле:

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

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

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

$N_{Ц}$ – количество цепей в КЛ;

$L_{КЛ}$ – длина КЛ, км;

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

Удельное значение емкостного тока определяется по формуле:

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

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

$C_{оф} = 0,37$ – емкость 1 км кабеля, мкФ [3];

U_{ϕ} – фазное напряжение, В;

$$k_{КЛ} = 3 \cdot 314 \cdot 0,37 \cdot \frac{10^4}{\sqrt{3}} \cdot 10^{-6} = 2 \text{ А/км}$$

Тогда:

$$I_{с\Sigma} = 4 \cdot 2 \cdot 0,6 \cdot 2 = 9,6 \text{ А.}$$

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

2.4 Расчет токов короткого замыкания

2.4.1 Токи короткого замыкания в максимальном режиме

Для расчета токов короткого замыкания (ТКЗ) был использован программный комплекс ТоКо. Расчетная схема с номерами точек КЗ приведена на рисунке 4. Целью расчетов является определение величин периодической составляющей тока трехфазного к.з. $I_{п0}$ и ударного тока i_y .

Для выбора уставок защит необходимо определить ТКЗ в максимальном режиме работы. Мощность КЗ энергосистемы в максимальном режиме составляет $S_{КЗ.МАКС} = 1300 \text{ МВА}$. Все трансформаторы работают с отпайкой, при которой наблюдается наибольший ток. Полученные данные приведены в таблице 5.

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

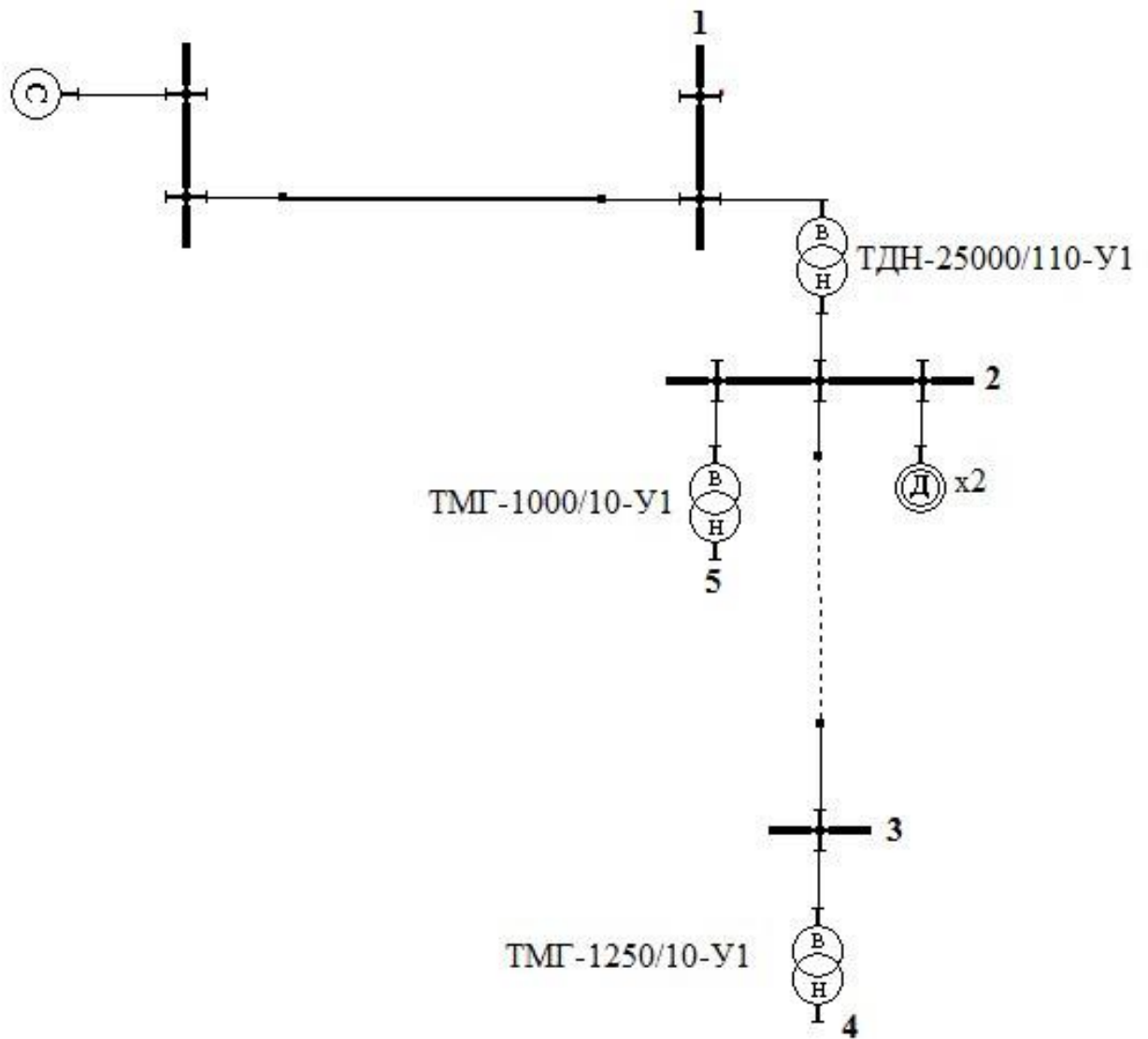


Рисунок 4 – Расчетная схема определения токов короткого замыкания

Таблица 5 – Значения ТКЗ в максимальном режиме работы

Номер точки КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$
1	2,8	4,9
2	9,5 (1,1 – ток КЗ, приведенный к стороне ВН)	20,7
3	8,8	18,3
4	30,7 (1,2 – ток КЗ, приведенный к стороне ВН)	66,7
5	29 (1,13 – ток КЗ, приведенный к стороне ВН)	64,1

2.4.2 Токи короткого замыкания в минимальном режиме

Для проверки чувствительности релейной защиты необходимо определить ТКЗ в минимальном режиме работы. Мощность КЗ энергосистемы в минимальном режиме составляет $S_{КЗ.МИН} = 1100$ МВА. Трансформаторы работают с отпайками, при которых обеспечивается минимальное значение тока.

Результаты расчета представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Значения ТКЗ в минимальном режиме работы

Номер точки КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$
1	2,6	4,66
2	8,2 (0,67 кА – ток КЗ, приведенный к стороне ВН)	19,1
3	7,5	16,4
4	22,1 (0,82 кА – ток КЗ, приведенный к стороне ВН)	48,8
5	20,6 (0,77 кА – ток КЗ, приведенный к стороне ВН)	45,8

2.5 Выбор электрооборудования

2.5.1 Выключатель и разъединитель 110 кВ подстанции

На стороне ВН проектируемой подстанции в качестве коммутационной аппаратуры следует применять элегазовые выключатели колонковые и баковые взрывобезопасные, преимущественно с пружинными приводами. Разъединители пантографного, полупантографного и горизонтально-поворотного типа, оснащенные электродвигательными приводами, в том числе и для заземляющих ножей, высокопрочными фарфоровыми или полимерными опорными изоляторами, высоконадежными переключающими устройствами для реализации схем электромагнитной блокировки [4].

Выбор параметров и характеристик выключателя производится по следующим условиям:

- Номинальное напряжение выключателя должно соответствовать номинальному напряжению электрической сети [5];
- Номинальный ток выключателя должен быть больше рабочего максимального тока: $I_{В.НОМ} > I_{В.МАКС.Т}$ [5];

$$I_{В.МАКС.Т} = \frac{1,4S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т.НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 175,7 \text{ (А)}.$$

- Номинальный ток отключения должен быть больше наибольшего возможного значения периодической составляющей ТКЗ в месте установки выключателя [5].

Выберем к установке элегазовый баковый выключатель типа ВЭБ-УЭТМ-110 с собственным временем отключения 0,035 с.

- Аperiodическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя не должна превышать значения, нормированного для выключателя [5]. Расчетное время составляет:

$$\tau = t_{РЗ.МИН} + t_{С.В},$$

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

$t_{С.В} = 0,035$ – минимального время отключения выключателя, с [6];

$$t = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Тогда аperiodическая составляющая тока КЗ в момент времени 0,045 с составит $i_a = 0,046$ кА согласно расчету в программе ТоКо для заданного момента времени.

- Выключатель должен выдерживать электродинамическое и термическое воздействие ТКЗ [5].

Количественная оценка степени термического воздействия ТКЗ производится с помощью интеграла Джоуля [5]:

$$W_K = (I_{К.П}^{(3)})^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_a).$$

$$t_{ОТКЛ} = t_{РЗ.МАКС} + t_{О.В}, \text{ с,}$$

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

$t_{О.В} = 0,055$ – полное время отключения выключателя, с [6];

$$t_{ОТКЛ} = 1 + 0,055 = 1,055 \text{ с.}$$

Тогда:

$$W_K = (2,6)^2 \cdot (1,055 + 0,05) = 7,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Разъединители выбираются по номинальному напряжению, длительному току, электродинамической и термической стойкости. Принимаем к установке разъединители РПД-УЭТМ на номинальное напряжение 110 кВ производства ООО «Эльмаш (УЭТМ)».

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Сопоставим расчетные параметры выключателя и разъединителя с каталожными:

Таблица 7 – Проверка выключателя ВЭБ-УЭТМ-110

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Выключатель	Разъединитель
$I_{В.МАКС.Т}, А$	175,7	$I_{В.НОМ} = 2500 А$	$I_{Р.НОМ} = 1250 А$
$I_{К.П}^{(3)}, кА$	2,6	$I_{О.НОМ} = 40 кА$	–
$i_y, кА$	4,66	$i_{ДИН} = 102 кА$	$i_{ДИН} = 64 кА$
$i_a, кА$	0,046	$i_{а.ДОП} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ} = 22,6 кА$	–
$B_K, кА^2 \cdot с$	7,5	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 4800 кА^2 \cdot с$	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 1875 кА^2 \cdot с$

Выбранные выключатель и разъединитель проходят по условиям нормального и аварийного режимов.

2.5.2 Выключатели 10 кВ подстанции

В распределительных устройствах 10 кВ подстанций должны применяться шкафы комплектных распределительных устройств (КРУ) с вакуумными или элегазовыми выключателями [7]. Элегазовые выключатели используются на присоединениях с большими токами [4].

Примем к установке КРУ КУ-10Ц с вакуумными выключателями ВР1-10, ВР2-10, ВР3-10 производства компании «Высоковольтный союз» [8]. Состав назначения ячеек КРУ 10 кВ подстанции приведен в таблице 8.

Аналогичную серию ячеек КРУ 10 кВ принимаем для установки на распределительных пунктах. Состав ячеек КРУ распределительных пунктов приведен также в таблице 8

Таблица 8 – Количество ячеек КРУ

Назначение	Количество
Ячейки КРУ подстанции	
Ввода 1 и 2 секции	2
Секционный выключатель	1
Секционный разъединитель	1
ТСН1 и ТСН2	2
ТН 1 и 2 секции	2
Отходящие присоединения:	
КЛ	4
трансформатор	4
электродвигатель	4
Ячейки КРУ РП:	
рабочий ввод	4
секционный выключатель	2
секционный разъединитель	2
ТН	4
отходящие присоединения	4
Итого:	36

Исходя из ранее используемых формул составим таблицу с сопоставлением расчетных данных выключателей с каталожными.

Таблица 9 – Проверка вводного выключателя шин НН ПС

Расчет		Каталожные данные ВРЗ-10	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} \text{ А}$	1837	$I_{В.НОМ}, \text{ А}$	2500
$I^{(3)}_{К.П}, \text{ кА}$	9,5	$I_{О.НОМ}, \text{ кА}$	40
$i_y, \text{ кА}$	20,7	$i_{ДИН}, \text{ кА}$	102
$i_a, \text{ кА}$	1,04	$i_{а,ДОП} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ}, \text{ кА}$	22,6
$B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	123,5	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	4800

Выбранный выключатель проходит по условиям нормального и аварийного режимов.

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Таблица 10 – Проверка секционного выключателя

Расчет		Каталожные данные ВР2-10	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{S_{ПС}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}}$ А	947	$I_{В.НОМ}$, А	1000
$I^{(3)}_{К.П}$, Ка	9,5	$I_{О.НОМ}$, кА	31,5
i_y , Ка	20,7	$i_{ДИН}$, кА	80
i_a , Ка	1,3	$i_{а.ДОП} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ}$, кА	17,8
B_K , Ка ² ·с	137,7	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$, КА ² ·с	2976

Выбранный выключатель проходит по условиям нормального и аварийного режимов.

Таблица 11 – Проверка выключателя трансформатора 10/04 кВ

Расчет		Каталожные данные ВР2-10	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.КЛ.РАБ.МАКС} = \frac{1,4S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}}$ А	80	$I_{В.НОМ}$, А	630
$I^{(3)}_{К.П}$, Ка	9,5	$I_{О.НОМ}$, кА	31,5
i_y , Ка	20,7	$i_{ДИН}$, кА	80
i_a , Ка	1,3	$i_{а.ДОП} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ}$, кА	17,8
B_K , Ка ² ·с	137,7	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$, КА ² ·с	2976

Выбранный выключатель проходит по условиям нормального и аварийного режимов.

Таблица 12 – Проверка выключателя КЛ

Расчет		Каталожные данные ВР2-10	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.КЛ.РАБ.МАКС} = \frac{S_{нрП1}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}}$ А	693	$I_{В.НОМ}$, А	800
$I_{К.П}^{(3)}$, кА	9,5	$I_{О.НОМ}$, кА	31,5
i_y , кА	20,7	$i_{ДИН}$, кА	80
i_a , кА	1,3	$i_{а.ДОП} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ}$, кА	17,8
B_K , кА ² ·с	137,7	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$, кА ² ·с	2976

Выбранный выключатель проходит по условиям нормального и аварийного режимов.

Таблица 13 – Проверка выключателя электродвигателя

Расчет		Каталожные данные ВР2-10	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{РАБ.МАКС.ТЦ} = \frac{S_{ЭД}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}}$ А	69	$I_{В.НОМ}$, А	630
$I_{К.П}^{(3)}$, кА	9,5	$I_{О.НОМ}$, кА	31,5
i_y , кА	20,7	$i_{ДИН}$, кА	80
i_a , кА	1,3	$i_{а.ДОП} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ}$, кА	17,8
B_K , кА ² ·с	137,7	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$, кА ² ·с	2976

Выбранный выключатель проходит по условиям нормального и аварийного режимов.

Таблица 14 – Проверка вводного выключателя РП

Расчет		Каталожные данные ВР2-10	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.КЛ.РАБ.МАКС} = \frac{S_{нРП}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} \text{ А}$	693	$I_{В.НОМ}, \text{ А}$	630
$I^{(3)}_{К.П}, \text{ кА}$	8,8	$I_{О.НОМ}, \text{ кА}$	31,5
$i_y, \text{ кА}$	18,3	$i_{ДИН}, \text{ кА}$	80
$i_a, \text{ кА}$	0,42	$i_{а.ДОП} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ}, \text{ кА}$	17,8
$B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	105	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	2976

Выбранный выключатель проходит по условиям нормального и аварийного режимов.

Таблица 15 – Проверка выключателя трансформатора РП

Расчет		Каталожные данные ВР2-10	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{РАБ.МАКС.ТЦ} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ.РП}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} \text{ А}$	100	$I_{В.НОМ}, \text{ А}$	630
$I^{(3)}_{К.П}, \text{ кА}$	8,8	$I_{О.НОМ}, \text{ кА}$	31,5
$i_y, \text{ кА}$	18,3	$i_{ДИН}, \text{ кА}$	80
$i_a, \text{ кА}$	0,42	$i_{а.ДОП} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ}, \text{ кА}$	17,8
$B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	105	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	2976

Выбранный выключатель проходит по условиям нормального и аварийного режимов.

Таблица 16 – Проверка секционного выключателя РП

Расчет		Каталожные данные ВР2-10	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{S_{РП}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}}$ А	346	$I_{В.НОМ}$, А	630
$I_{К.П}^{(3)}$, кА	8,8	$I_{О.НОМ}$, кА	31,5
i_y , кА	18,3	$i_{ДИН}$, кА	80
i_a , кА	0,42	$i_{а.ДОП} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ}$, кА	17,8
B_K , кА ² ·с	105	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$, кА ² ·с	2976

Выбранный выключатель проходит по условиям нормального и аварийного режимов.

2.6 Проверка кабелей по термической стойкости при КЗ

Ранее был выбран кабель 2хАПВПу 3х(1х185/25-10) с допустимым током односекундного КЗ $I_{ДОП}=17,5$ кА. Проверим кабель по термической стойкости при КЗ, если ТКЗ в начале кабельной линии составляет $I_{К.П.}^{(3)}=9,5$ кА, а продолжительность КЗ $t_{ОТКЛ}=3,06$ с.

Для продолжительности короткого замыкания, отличающейся от 1 секунды, значения тока короткого замыкания необходимо умножить на поправочный коэффициент [3]:

$$K = \frac{1}{\sqrt{t}},$$

где $t=3,05$ — продолжительность КЗ, с;

$$K = \frac{1}{\sqrt{3,06}} = 0,57.$$

Тогда значение тока короткого замыкания:

$$I_{ДОП(3,05)} = I_{ДОП} \cdot K = 17,5 \cdot 0,57 = 10 \text{ (кА)}.$$

					13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Допустимый ток выбранного кабеля больше, чем ток КЗ в начале кабельной линии. Следовательно, кабель проходит проверку по термической стойкости.

2.7 Измерительные трансформаторы

2.7.1 Трансформаторы тока 10 кВ

Трансформаторы тока (ТТ) на стороне 110 кВ встроены во ввода баковых выключателей, поэтому произведем выбор ТТ только на стороне 10 кВ, которые встраиваются в ячейки КРУ.

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов и релейной защиты, выбирают [9]:

- 1) По номинальному напряжению:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$$

- 2) По номинальному току:

$$I_{РАБ.МАКС} \leq I_{НОМ},$$

причем номинальный первичный ток должен быть как можно ближе к рабочему максимальному току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

- 3) По конструкции и классу точности;
- 4) По электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{дин}$$

- 5) По термической стойкости:

$$B_k \leq I_{ТЕР}^2 t_{ТЕР}$$

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи Z_2 не превосходила нормированной для данного класса точности нагрузки $Z_{2НОМ}$.

К установке принимаем трансформаторы тока с литой изоляцией ТОЛ-10 производства ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» [10]. Выполним проверку трансформаторов тока по рабочим и аварийным токам. Результаты приведены в таблице 17.

					13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Таблица 17– Сравнение расчетных и каталожных данных

Установка	Номинальный ток		Термическая стойкость		Электродинамическая стойкость		Коэффициент трансформации
	$I_{РАБ.МАКС}$	$I_{НОМ}$	B_k	$I_{ТЕР}^2 t_{ТЕР}$	i_y	$i_{дин}$	
Ввод	1837	2000	123,5	1600	20,7	102	2000/5
СВ	947	1000	137,7	1600	20,7	102	1000/5
Т-р 10/0,4	80	80	137,7	400	20,7	51	80/5
КЛ	693	750	137,7	1600	20,7	102	750/5
ЭД	69	75	137,7	400	20,7	51	75/5
ВВ РП	571,2	600	105	1600	18,3	102	750/5
Т-р РП	100	100	105	400	18,3	51	100/5
СВ РП	346	400	105	1600	18,3	102	400/5

Проверим трансформатор тока по вторичной нагрузке для цепей измерения, используя схему подключения (рис.5) и каталожные данные приборов (таблица17). Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока.

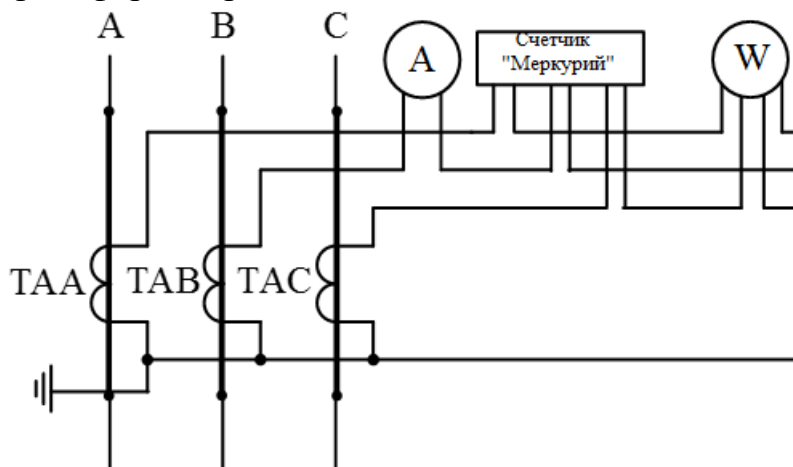


Рисунок 5 – Схема подключения измерительных приборов к ТТ ввода

Таблица 18 – Вторичная нагрузка ТТ ввода

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Счётчик активной/реактивной энергии	Меркурий 230 ART 00 PQRSIDN	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Итого:		0,6	0,6	0,6

Все фазы ТТ являются одинаково загруженными. Определим общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2},$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность наиболее загруженного ТТ, ВА;

$I_{2\text{ном}} = 5$ – номинальное значение вторичного тока ТТ, А;

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024 \text{ Ом.}$$

Примем сопротивление контактов $r_{\text{конт}} = 0,1$ Ом.

Провода с медными жилами ($\rho = 0,0175$) применяются во вторичных цепях основного и вспомогательного оборудования мощных электростанций и агрегатами с мощностью по 100 МВт и более, а также на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,0283$). В качестве соединительных проводов в соответствии с ПУЭ применяем многожильные контрольные кабели АКВВГ с сечением (по условию прочности) 2,5 мм².

Сопротивление соединительного провода:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho L_{\text{расч}}}{S_{\text{к}}} = \frac{0,0283 \cdot 3}{2,5} = 0,034 \text{ (Ом)},$$

где ρ – удельное сопротивление материала жил кабеля, для алюминиевого кабеля $\rho = 0,0283$ Ом·мм²/м;

$L_{\text{расч}}$ – расчетная длина контрольного кабеля;

$S_{\text{к}}$ – сечение контрольного кабеля, мм².

Вторичная нагрузка составляет:

$$r_2 = 0,024 + 0,1 + 0,234 = 0,36 \text{ (Ом)}$$

Полное сопротивление вторичной нагрузки ТТ при номинальной мощности:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ (Ом)}$$

Отсюда следует, что:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

$$0,36 < 1,2,$$

следовательно, нагрузка на выбранный ТТ не превышает заданное

					13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

значение.

2.7.2 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор трансформатора напряжения (ТН) осуществляется по следующим характеристикам [9]:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}.$$

Выбор трансформатора напряжения 110 кВ

Для передачи сигналов информации к измерительным приборам, устройствам защиты, сигнализации стороны 110 кВ принимаем элегазовый трансформатор напряжения 3хЗНОГ-110-УХЛ1 производства компании «Завод электротехнического оборудования» [11].

На стороне 110 кВ производится лишь измерение напряжения, следовательно, проверка ТН на допустимую нагрузку не требуется.

Выбор трансформатора напряжения секции шин 10 кВ

Трансформатор напряжения устанавливается на каждой секции шин. Выбранные ранее шкафы КРУ комплектуются трансформаторами напряжения типа НАМИ-10-УХЛ2. Перечень приборов, подключаемых к ТН, приведен в таблице 19.

Таблица 19– Нагрузка НАМИ-10-УХЛ2

Прибор	Тип	S, ВА	Число приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	4	3	12
Ваттметр	Д-335	2,5	1	2,5
Варметр	Д-335	2,5	1	2,5
Счётчик активной/реактивной энергии	Меркурий 230 ART 00 PQRSIDN	7,5	8	60
Итого				65

Номинальная мощность вторичных обмоток в классе точности 0,2 составляет 150 ВА. Таким образом, выбранный ТН проходит проверку по вторичной нагрузке.

Аналогичный тип трансформаторов напряжения примем к установке в КРУ 10 кВ распределительных пунктов.

2.8 Оперативный ток на подстанции

Питание устройств РЗА, устройств управления коммутационным оборудованием, приводов вводных и секционных автоматов, аварийного освещения ответственных помещений на подстанции осуществляется от систем оперативного постоянного тока (СОПТ). Следует применять одну аккумуляторную батарею и два зарядных устройства. [4].

2.9 Трансформаторы собственных нужд

На всех подстанциях необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд (ТСН). Мощность каждого ТСН с НН 0,4 кВ должна быть не более 630 кВА для ПС 110 кВ.

Определим количество ячеек КРУ 10 кВ.

Определим суммарную активную нагрузку.

Таблица 20 – Суммарная нагрузка

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество	Мощность, кВт
Охлаждение трансформаторов 110/10 кВ	5	2	10
Подогрев выключателей 110 кВ	5	2	10
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	36	36
Потребление ОПУ	60	1	60
Потребление ЗРУ	10	1	10
Освещение ОРУ	5	1	5
Маслохозяйство	75	1	75
Подзарядно-зарядный агрегат АБ	25	2	50
		Итого	256

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;

$$S_{\text{СН}} = 0,8 \cdot \frac{256}{0,9} = 228 \text{ кВА.}$$

Принимаем к установке трансформатор типа ТМГ-250/10-У1.

2.10 Защита от перенапряжений

Для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений на подстанции применяются современные ограничители перенапряжения нелинейные (ОПН). В отличие от применявшихся ранее вентильных разрядников, ОПН характеризуются большей надежностью и обеспечивают лучшую защиту от перенапряжений. Согласно ПУЭ [2] ОПН устанавливаются для защиты силовых трансформаторов, измерительных трансформаторов и кабельных линий при использовании вакуумных выключателей.

Принимаем к установке следующие типы ОПН:

- цепи обмотки ВН силового трансформатора: ОПН-110;
- нейтраль силового трансформатора: ОПНН-110;
- цепи обмотки НН силового трансформатора: ОПН-10;
- системы шин 10 кВ подстанции и РП: ОПН-10;
- кабельные линии 10 кВ: ОПН-10.

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

3 РЕЛЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Релейная защита и автоматика подстанции выполнена на микропроцессорных устройствах производства ЗАО «Чебоксарский электроаппаратный завод», предназначенных для выполнения всех необходимых функций РЗА.

3.1 Защита трансформатора 10/0,4 кВ РП

На трансформаторах 10/0,4 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах 0,4 кВ;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла [2 п.3.2.51].

Для масляных трансформаторов от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла предусматриваем газовую защиту, действующую на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла [2 п.3.2.53].

Для защиты от повреждений на вводах, а также от внутренних повреждений предусматривается токовая отсечка без вдержки времени, устанавливаемая со стороны питания [2 п.3.2.54].

Для защиты понижающего трансформатора от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ, предусматривается максимальная токовая защита, которая устанавливается со стороны основного питания [2 п.3.2.59, п.3.2.61].

Защита от однофазных на землю в сети 0,4 кВ осуществляется с помощью МТЗ от внешних КЗ, устанавливаемой на стороне 10 кВ, а также специальной защиты нулевой последовательности (при недостаточной чувствительности МТЗ) [2 п.3.2.66].

Для защиты от перегрузки предусматривается МТЗ с действием на сигнал [2 п.3.2.54].

АПВ на трансформаторе не устанавливается, так как при его отключении релейной защитой, предусматривается АВР питаемой им секции 0,4 кВ [2 п.3.3.26].

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

В ячейке КРУ присоединения трансформатора 10/0,4 кВ предусматривается ЗДЗ и УРОВ [5 п.9.14.4].

Таблица 21 – Принятые к установке виды РЗА

Вид РЗА	Примечание
Газовая защита	Две ступени: первая на сигнал, вторая на отключение
Токовая отсечка	Двухфазная, трехрелейная, от повреждений внутри бака и на выводах ВН
МТЗ	Двухфазная, трехрелейная, от внешних междуфазных и однофазных КЗ, с независимой выдержкой времени
Защита нулевой последовательности	ПО по току подключения к ТТ в нейтрали обмотки 0,4 кВ, на отключение с независимой выдержкой времени
Защита от перегрузки	МТЗ с независимой выдержкой времени с действием на сигнал
ЗДЗ	–
УРОВ	–

Защита трансформатора выполняется на микропроцессорном блоке серии БЭМП РУ-ЛТ.5.110.Д.УХЛ3.1.

1) Токовая отсечка

Первая ступень МТЗ используется в качестве токовой отсечки от междуфазных КЗ, в зону действия токовой отсечки входят выводы обмотки 10 кВ, часть первичных обмоток трансформатора, а также кабель, соединяющий трансформатор с выключателем на стороне 10 кВ.

Ток срабатывания ТО выбирается по двум условиям:

- 1) Ток срабатывания ТО должен быть отстроен от максимального тока КЗ за трансформатором на стороне 0,4 кВ:

$$I_{O.T(1)} = k_{OTC(1)} \cdot I_{K4.MAKC}^{(3)}$$

где $k_{OTC(1)} = 1,15$ – коэффициент отстройки;

$$I_{O.T(1)} = 1,15 \cdot 1200 = 1380 \text{ А.}$$

- 2) Ток срабатывания ТО должен быть отстроен от броска намагничивающего тока при включении трансформатора под напряжение:

$$I_{O.T(2)} = k_{OTC(2)} \cdot k_{БНТ} \cdot I_{T.HOM.BH}$$

где $k_{OTC(2)} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$k_{\text{БНТ}} = 7,05$ – максимальное значение коэффициента броска намагничивающего тока;

$I_{\text{Т.НОМ.ВН}}$ – номинальный ток стороны ВН трансформатора;

$$I_{\text{Т.НОМ.ВН}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 72,17 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{О.Т(2)}} = 1,1 \cdot 7,05 \cdot 72,17 = 559,67 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{О.Т}} = \max \{ I_{\text{О.Т(1)}}; I_{\text{О.Т(2)}} \} = \max \{ 1380; 559,67 \} = 1380 \text{ А.}$$

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

$$k_{\text{Ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{О.Т}}} \cdot k_{\text{ОТН.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7500}{1380} \cdot 1 = 4,7.$$

Коэффициент чувствительности превышает нормативное значение, равное двум, что удовлетворяет требованиям к чувствительности [2, п.3.2.21.8].

Для ячейки КРУ был выбран трансформатор тока с коэффициентом трансформации $n_{\text{T}} = \frac{100}{5}$. Определим значение вторичного тока срабатывания:

$$I_{\text{О.Т(2)}} = \frac{I_{\text{О.Т}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{1380 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 69 \text{ (А)}.$$

2) Максимальная токовая защита

Значение уставки тока срабатывания второй ступени МТЗ понижающего трансформатора выбирают из следующих условий: защита должна быть отстроена от максимально возможного тока нагрузки, с учетом токов самозапуска электродвигателей 0,4 кВ, и иметь высокую чувствительность.

$$I_{\text{МТЗ.Т}} = k_{\text{Н.С}} \cdot \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{С}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т.РАБ.МАКС}},$$

где $k_{\text{Н.С}} = 1,1$ – коэффициент надежности согласования с МТЗ цифрового расцепителя автомата ввода трансформатора на стороне 0,4 кВ;

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

$k_{\text{С}} = 1,5$ – коэффициент самозапуска нагрузки;

$k_{\text{В}} = 0,95$ – коэффициент возврата реле тока;

$$I_{\text{МТЗ.Т}} = 1,1 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 100 = 193 \text{ А.}$$

					13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{К4.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.Т}}} \cdot k_{\text{ОТН.Ч.СХ}}^{(2)},$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 820}{193} \cdot 1 = 3,7.$$

Коэффициент чувствительности превышает нормативное значение, равное 1,5, что удовлетворяет требованиям к чувствительности [2 п.3.2.31.1].

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.Т(2)}} = \frac{I_{\text{МТЗ.Т}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)}}{n_{\text{T}}} = \frac{193 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 9,7 \text{ (А)}.$$

Выдержка времени МТЗ трансформатора отстраивается от выдержки времени МТЗ цифрового расцепителя автомата ввода НН. На стороне НН установлено низковольтное распределительное устройство производства ЗАО «Электронмаш».

Определим ступень селективности между МТЗ стороны ВН трансформатора и МТЗ расцепителя Ekip Dip LSIG автоматического выключателя ввода НН трансформатора:

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

где $t_{\text{ОТКЛ.АВ.В.НН}} = 0,04$ – время откл. автомата ввода НН трансформатора, с;

$t_{\text{ПОГРЕШ.МТЗ.АВ.В.НН}} = 0,03$ – погрешность выдержки времени МТЗ расцепителя автомата ввода НН трансформатора, с;

$t_{\text{ПОГРЕШ.МТЗ.Т}} = 0,012$ – погрешность выдержки времени МТЗ трансформатора на стороне ВН, с;

$t_{\text{ВОЗВР.МТЗ.Т}} = 0,06$ – время возврата МТЗ трансформатора, с;

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

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

Выдержка времени МТЗ трансформатора:

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

Рассчитаем ток однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ.

Для силового трансформатора 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток Δ/Y_0 величина сопротивления нулевой последовательности равна

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

сопротивлению прямой, поэтому ток однофазного КЗ равен току трехфазного КЗ. Причем из-за токораспределения по обмоткам трансформатора фазные токи на стороне 10 кВ, где установлена МТЗ трансформатора будут меньше расчетного тока трехфазного КЗ в $\sqrt{3}$:

$$I_{\text{К4.МИН}}^{(3)} = \frac{I_{\text{К4.МИН}}^{(3)}}{\sqrt{3}} = \frac{820}{\sqrt{3}} = 693 \text{ (А)}.$$

Оценим чувствительность МТЗ на стороне ВН трансформатора:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К4.МИН}}^{(1)}}{I_{\text{МТЗ.Т}}} = \frac{693}{193} = 3,6 > 1,5.$$

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

3) Защита от перегрузки

Защита от перегрузки выполняется на 3 ступени МТЗ-3.

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

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

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

$$I_{\text{ЗП.Т}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 72,169 = 79,8 \text{ А}.$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{ЗП.Т(2)}} = \frac{I_{\text{ЗП.Т}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{79,8 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 4 \text{ (А)}.$$

Время срабатывания защиты от перегрузок (для устранения ложных срабатываний) должно превышать время работы основных защит трансформатора. Как правило, выдержка времени защиты трансформаторов от перегрузок принимается равной 9 с.

Приведем таблицу уставок для трансформатора ТМГ 1250/10-У1.

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Таблица 22 – Уставки защиты трансформатора

Уставка	Значение	Описание
МТЗ		
МТЗ-1	Включено	Ввод МТЗ-1
$I_{\text{ср.МТЗ-1}}$	69 А вторичных	Ток срабатывания
$T_{\text{ср.МТЗ-1}}$	0,00 с	Время срабатывания
МТЗ-2	Включено	Ввод в работу МТЗ-2
$I_{\text{ср.МТЗ-2}}$	9,7 А вторичных	Ток срабатывания
$T_{\text{ср.МТЗ-2}}$	0,542 с	Время срабатывания
МТЗ-3	Включено	Ввод МТЗ-3, независимая выдержка времени
МТЗ-3 на отключение	Отключено	Срабатывание МТЗ-3 сигнал
$I_{\text{ср.МТЗ-3}}$	4 А вторичных	Ток срабатывания
$T_{\text{ср.МТЗ-3}}$	9,00 с	Время срабатывания
УРОВ		
$T_{\text{ср.УРОВ}}$	0,265 с	Время срабатывания УРОВ
МТЗ-3	Отключено	УРОВ не действует при работе МТЗ-3
Внешнее отключение	Включено	УРОВ действует по команде внешнего откл (от газового реле или реле давления)
Ввод УРОВ	Включено	Функция УРОВ задействована
Защита от дуговых замыканий		
Контроль ЗДЗ	По току	Ввод контроля ЗДЗ по току
ЗДЗ на отключение	Включено	Ввод ЗДЗ на отключение

3.2 Защита секционного выключателя РП

На секционном выключателе предусматривается [5, п.9.14.2]:

- Максимальная токовая защита;
- Автоматическое включение резерва;
- Устройство резервирования отказа выключателя;
- Дуговая защита.

Таблица 23 – Принятые к установке виды РЗА

Вид РЗА	Примечание
МТЗ	По схеме неполная звезда с дополнительным реле
АВР	–
ЗДЗ	–
УРОВ	–

Защита секционного выключателя выполняется на микропроцессорном блоке серии БЭМП РУ-СВ.5.220.Д.УХЛ-1.

1) Максимальная токовая защита

Первая и вторая ступени МТЗ выполнены направленными. Максимальную токовую защиту СВ выполним на третьей ненаправленной ступени МТЗ.

Ток срабатывания МТЗ выбирается по двум условиям:

- 1) Отстройка от суммарного максимального тока секции с наибольшей нагрузкой:

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(1)} = \frac{k_H \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_B} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.СВ}} = \frac{1,1 \cdot 2,5}{0,95} \cdot 346 = 1002 \text{ (А)}.$$

- 2) Согласование с током срабатывания МТЗ кабельной линии, отходящей от РП. Принимаем, что ток срабатывания и выдержка времени МТЗ трансформатора больше, чем КЛ поэтому отстройка производится от данных защит трансформатора:

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(1)} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.ТР}} = 1,1 \cdot 193 = 212,3 \text{ (А)}.$$

Определяющим является первое условие: $I_{\text{МТЗ.СВ}} = I_{\text{МТЗ.СВ}(1)} = 1002 \text{ А}$.

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Оценим чувствительность МТЗ в ОЗД при двухфазном КЗ в минимальном режиме на шинах НН ПС:

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.ОЗД}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} \cdot k_{\text{ОТН.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 7500}{1002} \cdot 1 = 6,5 > 1,5.$$

Чувствительность МТЗ обеспечивается в основной зоне действия. В ячейке КРУ СВ выбран трансформатор тока с коэффициентом трансформации $n_T = \frac{400}{5}$. Определим вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ.СВ.ВТОР}} = \frac{I_{\text{МТЗ.СВ}}}{n_T} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{1002 \cdot 5}{400} \cdot 1 = 12,5 \text{ (А)}.$$

Выдержка времени максимальной токовой защиты отстраивается от выдержки времени МТЗ силового трансформатора.

Степень селективности принимается равной $\Delta t = 0,3$ с, тогда:

$$t_{\text{МТЗ.СВ}} = t_{\text{МТЗ.ТР}} + \Delta t = 0,542 + 0,3 = 0,842 \text{ с}.$$

2) Логическая защита шин

Функция ЛЗШ (рисунок 10) реализует быстрое отключение вводного и/или секционного выключателя при возникновении повреждения на шинах методом «от противного», то есть КЗ на шинах фиксируется при наличии аварийного тока на вводном или секционном выключателе и отсутствии пуска защит присоединений.

Функция ЛЗШ представляет собой дополнительную ступень токовой защиты вводного и секционного выключателя, срабатывание которой можно заблокировать внешним сигналом. В качестве сигнала для блокировки ступени ЛЗШ используется выходной контакт «Пуск МТЗ» защит присоединений.

Ток срабатывания ЛЗШ отстраивается от сверхтоков послеаварийных перегрузок, т.е. от токов после отключения КЗ на присоединении. Данный принцип аналогичен выбору току срабатывания МТЗ второй ступени вводного и секционного выключателя, поэтому в большинстве случаев ток срабатывания ЛЗШ принимается равным току срабатывания МТЗ-2.

Время срабатывания ЛЗШ принимается равным 0,2 с, кроме времени срабатывания выходного реле «Пуск МТЗ» (блокировка ЛЗШ) отходящих присоединений и времени приема устройством ВВ или СВ блокирующего сигнала, данная выдержка включает в себя большой запас, а потому при больших токах КЗ на шинах и необходимости быстрого отключения уставка может быть уменьшена до 0,1с.

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

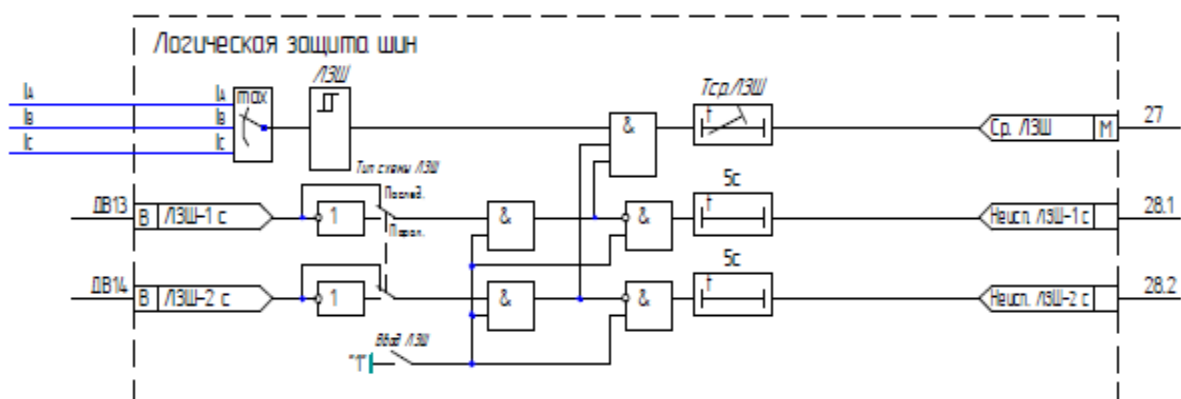


Рисунок 6 – Функциональная схема ЛЗШ

3) Автоматический ввод резерва

Автоматический ввод резерва (рисунок 11) осуществляется совместной работой устройств БЭМП РУ защиты вводных и секционного выключателей. При исчезновении питания на шинах одной из секции питание на обесточенную секцию при АВР осуществляется через секционный выключатель.

Основными уставками АВР являются контроль напряжения на смежной секции и время срабатывания АВР.

Выдержка времени срабатывания АВР может быть принята минимальной, так как отстройка по времени при снижении напряжения вследствие КЗ реализована в ЗМН, а именно от 0,5 – 2 с.

Уставка «Контроль напряжения секции» на смежной секции должна быть на уровне не менее $0,9 \cdot U_{НОМ}$, чтобы обеспечить надежный запуск электродвигателей на отключившейся секции.

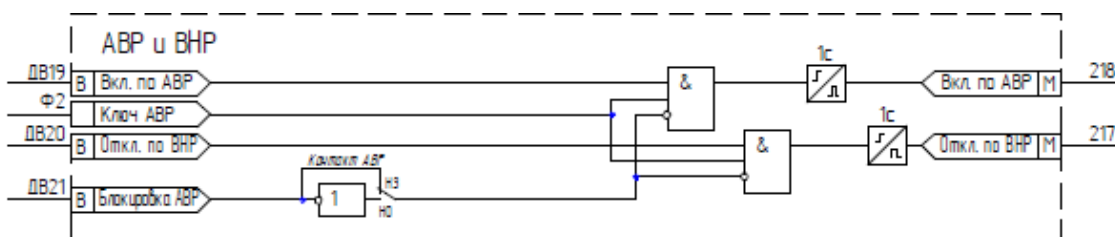


Рисунок 7 – Функциональная схема АВР

Полученные уставки защиты СВ представим в таблице 24.

Таблица 24 – Уставки секционного выключателя

Уставка	Значение	Описание
МТЗ		
МТЗ-1	Отключено	Вывод из работы МТЗ-1
МТЗ-2	Отключено	Ввод в работу МТЗ-2
МТЗ-3	Включено	Ввод МТЗ-3, независимая выдержка времени
МТЗ-3 на отключение	Включено	Срабатывание МТЗ-3 на отключение
$I_{\text{ср.МТЗ-3}}$	12,5 А вторичных	Ток срабатывания
$T_{\text{ср.МТЗ-3}}$	0,842 с	Время срабатывания
УРОВ		
$T_{\text{ср.УРОВ}}$	0,265 с	Время срабатывания УРОВ
МТЗ-3	Включено	УРОВ действует при работе МТЗ-3
Внешнее отключение	Включено	УРОВ действует по команде внешнего откл.
Ввод УРОВ	Включено	Функция УРОВ задействована
Логическая защита шин		
ЛЗШ	Включено	Ввод ЛЗШ
Тип схемы ЛЗШ	Последовательная	Тип схемы ЛЗШ
$I_{\text{ср.ЛЗШ}}$	12,5 А вторичных	Ток срабатывания ЛЗШ
$T_{\text{ср.ЛЗШ}}$	0,1 с	Время срабатывания ЛЗШ
АВР		
Ввод АВР	Включено	Ключ АВР
Контакт АВР	нз	Положение контакта блокировки АВР
ЗДЗ		
Контроль ЗДЗ	Включено	Контроль ЗДЗ по току
ЗДЗ на отключение	Включено	Ввод ЗДЗ на отключение

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

13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ

Лист

42

3.3 Защита ввода РП

На вводных ячейках РУ 10 кВ РП предусматривается [5, п.9.14.1]:

- Максимальная токовая защита;
- Защита от дуговых замыканий;
- Защита минимального напряжения;
- Устройство резервирования отказа выключателя.

Принятые к установке виды РЗА приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Принятые виды РЗА

Вид РЗА	Примечание
МТЗ	От коротких замыканий. На вводе секции ПС схема – полная звезда, прочих РУ – неполная звезда с дополнительным проводом
ЗМН	От потери питания
ЗДЗ	–
УРОВ	–

Защита вводного выключателя НН ПС выполнена на микропроцессорном блоке серии БЭМП РУ-ВВ.5.110.Д.УХЛ-1.

1) Максимальная токовая защита

Ток срабатывания МТЗ-3 вводного выключателя определяется:

$$1) I_{\text{МТЗ.ВВ}} \geq \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}},$$

Тогда:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ(1)}} = \frac{1,1 \cdot 2,5}{0,95} \cdot 693 = 2006 \text{ А.}$$

Оценим чувствительности защиты:

$$k_{\text{Ч.МТЗ.ВВ}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.ВВ}}} \cdot k_{\text{ОТН.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 7500}{2006} \cdot 1 = 3,2 > 1,5.$$

Коэффициент чувствительности превышает нормативное значение, что удовлетворяет требованиям к чувствительности.

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Для ячейки КРУ ВВ цеха выбран ТТ с коэффициентом трансформации
 $n_T = \frac{750}{5}$.

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ.ВВ.}} = \frac{I_{\text{МТЗ.ВВ.}}}{n_T} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{2006 \cdot 5}{750} \cdot 1 = 13,37 \text{ (А)}.$$

Выдержка времени отстраивается от выдержки времени МТЗ трансформатора 10/0,4 кВ:

$$t_{\text{МТЗ.ВВ.}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t = 0,542 + \Delta t.$$

При уставках больше 0,5 с погрешность органа времени составляет 2 %. Методом итераций $t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} = 0,017 \text{ с}$. Тогда:

$$\Delta t = 0,057 + 2 \cdot 0,017 + 0,06 + 0,1 = 0,26 \text{ с};$$

$$t_{\text{МТЗ.ВВ.}} = 0,542 + 0,26 = 0,8 \text{ с}.$$

2) Логическая защита шин

Работа ЛЗШ вводного выключателя РП соответствует ЛЗШ секционного выключателя.

3) Устройство резервирования отказа выключателя.

Выдержка времени УРОВ составит:

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

где $t_{\text{ОТКЛ.В}} = 0,065$ – полное время отключения выключателя ВРЗ-10[8], с;

$$t_{\text{УРОВ}} = 0,065 + 0,2 = 0,265 \text{ с}.$$

4) Защита минимального напряжения

ЗМН в устройстве БЭМП РУ-ВВ предназначена для пуска АВР при исчезновении питания на секции. Пусковые органы ЗМН устройства БЭМП РУ-ВВ должны обеспечивать пуск АВР при исчезновении на шинах питания и не должны срабатывать при снижении напряжения вследствие короткого замыкания на питающей стороне и на отходящих от подстанции присоединений, что отстраивается выбором уставки по напряжению и по времени. Напряжение срабатывания принимается равным $U_{\text{ЗМН.ВВ.НН.ПС}} = 0,35 \cdot U_{\text{НОМ}} = 0,35 \cdot 100 = 35 \text{ В}$. Выдержка времени ЗМН принимается на ступень больше выдержек времени защит присоединений, при коротком замыкании в зоне действия которых напряжение на резервируемых шинах снижается до напряжения срабатывания ЗМН:

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$t_{\text{ЗМН.ВВ.НН.ПС}} = t_{\text{МТЗ.КЛ}} + \Delta t = 1,12 + 0,2 = 1,32 \text{ с.}$$

Полученные уставки представим в таблице 26.

Таблица 26 – Уставки защиты ввода РП

Уставка	Значение	Описание
МТЗ		
МТЗ-1	Отключено	Вывод из работы МТЗ-1
МТЗ-2	Отключено	Ввод в работу МТЗ-2
МТЗ-3	Включено	Ввод МТЗ-3, независимая выдержка времени
МТЗ-3 на отключение	Включено	Срабатывание МТЗ-3 на отключение
$I_{\text{СР.МТЗ-3}}$	13,37 А вторичных	Ток срабатывания
$T_{\text{СР.МТЗ-3}}$	0,8 с	Время срабатывания
УРОВ		
$T_{\text{СР.УРОВ}}$	0,265 с	Время срабатывания УРОВ
МТЗ-3	Включено	На сигнал УРОВ при срабатывании МТЗ-3
Внешнее отключение	Включено	На сигнал УРОВ от внешнего отключения
ВО с АВР	Включено	На сигнал УРОВ от внешнего отключения
ЗМН		
$U_{\text{ЗМН.ВВ.НН.ПС}}$	35 В вторичных	Напряжение срабатывания ЗМН
$T_{\text{ЗМН.СР}}$	1,32 с	Время срабатывания ЗМН
Контроль $U_{\text{СЕКЦ}}$	Включено	Ввод контроля напряжения секции
ЗДЗ		
Контроль ЗДЗ	Включено	Контроль ЗДЗ по току
ЗДЗ на отключение	Включено	Ввод ЗДЗ на отключение
ЛЗШ		
ЛЗШ	Включено	Ввод ЛЗШ
Тип схемы ЛЗШ	Последовательная	Тип схемы ЛЗШ
$I_{\text{СР.ЛЗШ}}$	14 А вторичных	Ток срабатывания ЛЗШ
$T_{\text{СР.ЛЗШ}}$	0,1 с	Время срабатывания ЛЗШ

3.4 Защита кабельной линии

В кабельных линиях 10 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных и однофазных замыканий на землю [2, п.3.2.91].

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Для сети 10 кВ с изолированной нейтралью применяются токовая или направленная защиты от ОЗЗ.

Устройство автоматического повторного включения на КЛ 10 кВ не предусматривается [2, п.3.3.2].

На отходящих линиях РУ 6-35 кВ предусматривается установка дуговой защиты и УРОВ [5, п.9.14.4].

Принятые к установке виды РЗА представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Принятые виды РЗА

Вид РЗА	Примечание
Трехступенчатая токовая защита (двухфазная, трехрелейная)	
Токовая отсечка	Без выдержки времени
Токовая отсечка с выдержкой времени	Выдержка времени равна ступени селективности
Максимальная токовая защита	С зависимой выдержкой времени
Защита от однофазных замыканий на землю	
Направленная защита от ОЗЗ	С действием на сигнал
ЗДЗ	–
УРОВ	–

Защита кабельной линии выполняется на микропроцессорном блоке серии БЭМП РУ-ЛТ.5.220.Д.УХЛ-1.

1) Токовая отсечка

Ток срабатывания ТО КЛ выбирается по двум условиям:

1. По условию отстройки от максимального тока трехфазного КЗ в конце кабельной линии;
2. По условию отстройки от тока намагничивания силовых трансформаторов и пусковых токов двигателей.

Как правило, ток срабатывания, рассчитанный по первому условию, во много раз превосходит ток, рассчитанный по второму условию. Ограничимся расчетом тока срабатывания по первому условию:

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

где $k_{\text{Н}} = 1,2$ – коэффициент надежности для ТО без выдержки времени;

$$I_{\text{ТО,КЛ(1)}} = 1,2 \cdot 8,8 \cdot 10^3 = 10,56 \text{ кА.}$$

Величина тока срабатывания ТО превышает максимальное значение ТКЗ в начале линии и выводится из работы.

2) Токовая отсечка с выдержкой времени

Токовая отсечка с выдержкой времени (ТОВВ) выполняется на второй ступени МТЗ с независимой выдержкой времени.

Ток срабатывания ТОВВ отстраивается от максимального тока срабатывания мгновенных ТО предыдущих элементов, т.е. ТО трансформатора РП:

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ}} \geq k_{\text{Н}} \cdot \max(I_{\text{ТО.Т}}) = 1,1 \cdot 1380 = 1518 \text{ (А)}.$$

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

$$I_{\text{К6.МИН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К6.МИН}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,5 \cdot 10^3 = 6,5 \text{ (кА)};$$

$$k_{\text{Ч.ТОВВ.КЛ}} = \frac{I_{\text{К6.МИН}}^{(2)}}{I_{\text{ТОВВ.КЛ}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{6,5 \cdot 10^3}{1518} \cdot 1 = 4,3.$$

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

Определим вторичный ток срабатывания ТОВВ:

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ.ВТОР}} = \frac{I_{\text{ТОВВ.КЛ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{1518 \cdot 5}{750} \cdot 1 = 10,1 \text{ (А)}.$$

Выдержка времени ТОВВ по 1 условию отстраивается от времени действия трансформатора РП. Так как в микропроцессорных блоках серии БЭМП РУ возможна установка выдержки времени, равной нулю, то время действия ТО трансформатора определяется собственным временем срабатывания ИО, не превышающем 0,03 с:

$$t_{\text{ТОВВ.КЛ(1)}} = t_{\text{ИО}} + \Delta t = 0,03 + \Delta t,$$

где Δt – степень селективности, с.

Вторым условием является обеспечение селективности при КЗ на шинах цеха и срабатывании ЛЗШ:

$$t_{\text{ТОВВ.КЛ(2)}} = t_{\text{ЛЗШ}} + \Delta t = 0,1 + \Delta t,$$

где $t_{\text{ЛЗШ}} = 0,1$ – выдержка времени ЛЗШ вводного выключателя, с.

Определяющим является второе условие.

Значение ступени селективности определяется по выражению:

$$\Delta t = t_{\text{ОТКЛ.ВВ}} + 2 \cdot t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВР.ИО.Т}} + t_{\text{ЗАП}},$$

где $t_{\text{ОТКЛ.ВВ}} = 0,057$ – полное время отключения вводного выключателя цеха, с;

					<i>Лист</i>
					47
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ

$t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} = 0,01$ – погрешность органа времени при уставках меньше 0,5 с, с;
 $t_{\text{ВОЗВР.ИО.Т}} = 0,06$ – время возврата ИО тока ТОВВ, с;
 $t_{\text{ЗАП}} = 0,1$ – время запаса, с;

$$\Delta t = 0,057 + 2 \cdot 0,01 + 0,06 + 0,1 = 0,237 \text{ с.}$$

Время срабатывания ТОВВ:

$$t_{\text{ТОВВ.КЛ}} = 0,1 + 0,24 = 0,34 \text{ с.}$$

3) Максимальная токовая защита

Так как ТОВВ по расчету является основной защитой КЛ, то МТЗ будет выполнять функцию дальнего резервирования. В связи с этим целесообразно МТЗ выполнить с независимой выдержкой времени.

Ток срабатывания МТЗ КЛ выбирается по двум условиям:

1. $I_{\text{МТЗ.КЛ(1)}} = I_{\text{МТЗ.ВВ}} = 2006 \text{ А.}$
2. Согласование тока срабатывания МТЗ КЛ с током срабатывания МТЗ вводного выключателя:

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

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

$I_{\text{МТЗ.ВВ}}$ – ток срабатывания МТЗ вводного выключателя, А.

$$I_{\text{МТЗ.КЛ(2)}} \geq 1,1 \cdot 2006 = 2206,6 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность основной зоны действия (ОЗД) при двухфазном КЗ в минимальном режиме на шинах РП:

$$k_{\text{Ч.МТЗ.КЛ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} \cdot k_{\text{ОТН.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7500}{2206,6} \cdot 1 = 2,9.$$

Полученный коэффициент чувствительности больше нормативного, равного 1,5.

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования (ЗР) при двухфазном КЗ в минимальном режиме за трансформатором 10/0,4 кВ:

$$k_{\text{Ч.МТЗ.КЛ.ЗР}} = \frac{I_{\text{К4.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} \cdot k_{\text{ОТН.Ч.СХ.Д/У}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 820}{2206,6} \cdot 1 = 0,32.$$

Полученный коэффициент чувствительности меньше нормативного, равного 1,2. Повышение надежности защиты трансформатора 10/0,4 кВ обеспечивается установкой газовой защиты, автоматическими

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

выключателями стороны 0,4 кВ, УРОВ, МТЗ вводного выключателя. Кроме того, дальнейшее резервирование МТЗ КЛ при повреждении на выводах и обмотке ВН трансформатора будет обеспечено.

Для обеспечения селективности с предыдущими защитами выдержка времени МТЗ КЛ должна быть согласована с МТЗ вводного выключателя.

Выдержка времени МТЗ ВВ РП выполняет функцию резервной защиты и не зависит от тока. Выдержка времени отстраивается от выдержки времени МТЗ трансформатора 10/0,4 кВ:

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t = 0,6 + \Delta t.$$

При уставках больше 0,5 с погрешность органа времени составляет 2 %. Методом итераций $t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} = 0,017$ с. Тогда:

$$\Delta t = 0,057 + 2 \cdot 0,017 + 0,06 + 0,1 = 0,26 \text{ с};$$

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = 0,542 + 0,26 = 0,8 \text{ с}.$$

Расчетная выдержка времени МТЗ КЛ составит:

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = t_{\text{МТЗ.ВВ}} + \Delta t = 0,8 + \Delta t.$$

Погрешность ОВ составит $t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} = 0,022$, тогда:

$$\Delta t = 0,057 + 2 \cdot 0,022 + 0,06 + 0,1 = 0,27 \text{ с};$$

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = 0,8 + 0,27 = 1,07 \text{ с}.$$

4) Ускорение МТЗ

Ускорение МТЗ вводится на 1 секунду после включения выключателя (снятие сигнала РПО). Действие ускорения осуществляется пуском токовых органов МТЗ. Алгоритм работы ускорения МТЗ показан на рисунке 9.

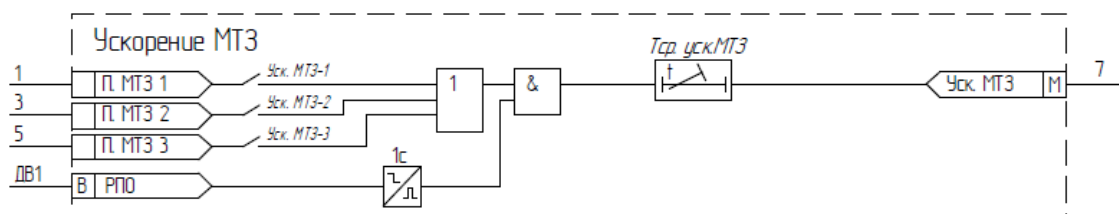


Рисунок 8 – Функциональная схема ускорения МТЗ

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

$$t_{CP.YCK} = t_{B.PAZH} + t_3,$$

где $t_{B.PAZH} = 1,7$ – время разновременности включения фаз выключателя, мс;

$t_3 = 0,1$ – время запаса, с;

$$t_{CP.YCK} = 0,0017 + 0,1 \approx 0,1 \text{ с.}$$

5) Защита от однофазных замыканий на землю

Направленная защита от ОЗЗ по принципу действия не требует отстройки от собственного емкостного тока защищаемого присоединения. Первичный ток срабатывания защиты определяется из условия обеспечения требуемой чувствительности:

$$I_{3O33.KJL} = \frac{I_{C\Sigma} - I_{C.KJL}}{k_{\text{ч.НОРМ}}},$$

где $k_{\text{ч.НОРМ}} = 2$ – нормативный коэффициент чувствительности;

$I_{C.KJL}$ – собственный емкостной ток КЛ;

$$I_{C.KJL} = \frac{I_{C\Sigma}}{n_{KJL}} = \frac{9,6}{4} = 2,4 \text{ (А)}.$$

$$I_{3O33.KJL} = \frac{9,6 - 2,4}{2} = 3,6 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания ЗОЗЗ составляет:

$$I_{3O33.KJL.BTOP} = \frac{I_{3O33.KJL}}{n_{OT}} = \frac{3,6}{25} = 0,36 \text{ (А)}.$$

Полученные уставки представлены в таблице 28.

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Таблица 28 – Уставки защит кабельной линии

Уставка	Значение	Описание
МТЗ		
МТЗ-1	Отключена	Вывод из работы МТЗ-1
МТЗ-2	Включена	Ввод в работу МТЗ-2
$I_{\text{ср.МТЗ-2}}$	10,1 А вторичных	Ток срабатывания
$T_{\text{ср.МТЗ-2}}$	0,34 с	Время срабатывания
МТЗ-3	Включена	Ввод МТЗ-3, независимая выдержка времени
МТЗ-3 на отключение	Включено	Срабатывание МТЗ-3 на отключение
$I_{\text{ср.МТЗ-3}}$	14,7 А вторичных	Ток срабатывания
$T_{\text{ср.МТЗ-3}}$	1,07 с	Время срабатывания
ЗОЗЗ		
ЗОЗЗ-1	Направленная	Ввод ЗОЗЗ-1
$I_{\text{ср.ЗОЗЗ}}$	0,36 А вторичных	Ток срабатывания ЗОЗЗ
Угол макс. чувствит.	-90°	Угол максимальной чувствительности ЗОЗЗ
УРОВ		
$T_{\text{ср.УРОВ}}$	0,26 с	Время срабатывания УРОВ
МТЗ-3	Включено	УРОВ действует при работе МТЗ-3
Внешнее отключение	Включено	УРОВ действует по команде внешнего откл.
Ввод УРОВ	Включено	Функция УРОВ задействована
Ускорение МТЗ		
Ускорение МТЗ-1	Отключено	Ввод ускорения при пуске МТЗ-1
Ускорение МТЗ-2	Включено	Ввод ускорения при пуске МТЗ-2
Ускорение МТЗ-3	Включено	Ввод ускорения при пуске МТЗ-3
$T_{\text{ср.УСК.МТЗ}}$	0,1 с	Время срабатывания ускорения МТЗ

3.5 Защита электродвигателя

Защита электродвигателей (ЭД) мощностью до 2 МВт от однофазных замыканий на землю при отсутствии компенсации предусматривается при токах замыкания на землю 10 А и более [2, п.5.3.48].

Для защиты ЭД от многофазных КЗ предусматривается токовая отсечка (ТО) без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов при выведенных пусковых устройствах [2, п.5.3.46].

Защита от перегрузки предусматривается на ЭД, подверженных перегрузке по технологическим причинам. Защита выполняется в одной фазе с зависимой или независимой от тока выдержкой времени, отстроенной от длительности пуска ЭД в нормальных условиях самозапуска после действия АВР и АПВ с действием на сигнал и автоматическую разгрузку механизма. При затянутаом пуске или блокировке ротора защита от перегрузки должна действовать на отключение ЭД [2, п.5.3.49].

Для облегчения условий восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска электродвигателей ответственных механизмов следует предусматривать отключение защитой минимального напряжения части электродвигателей [2, п.5.3.52].

В соответствии с требованиями [5, п.9.14.4] в ячейке КРУ линии к ЭД предусматривается ЗДЗ и УРОВ.

Таблица 29 – Принятые к установке виды РЗА

Вид РЗА	Примечание
Токовая отсечка	От междуфазных КЗ, двухфазная, трехрелейная
Токовая защита от ОЗЗ	ПО подключен к ТТНП
Защита от перегрузки	С зависимой от тока выдержкой времени, на сигнал и автоматическую разгрузку механизма при технологической перегрузке и отключение при затянутаом пуске или блокировке ротора
АПВ	Автоматический повторный пуск ЭД, отключенного ЗМН
ЗДЗ	–
УРОВ	–

Защита ЭД выполняется на микропроцессорном блоке серии БЭМП РУ-ЛТ.5.220.Д.УХЛЗ.1.

Микропроцессорный блок содержит три ступени максимальной токовой защиты. Так как первая и вторая ступени имеют независимые от тока выдержки времени, а третья ступень может использоваться с зависимой выдержкой времени, то используем 1 ступень МТЗ для ТО ЭД, 2 ступень для защиты от затянутаого пуска, 3 ступень для защиты ЭД от перегрузки.

- 1) Токовая отсечка от междуфазных КЗ

Токовая отсечка ЭД отстраивается от пускового тока:

$$I_{\text{о.д}} = k_{\text{отс}} \cdot K_{\text{п}} \cdot I_{\text{д.ном}},$$

где $k_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{д.ном}}$ – номинальный ток ЭД, А.

$$I_{\text{д.ном}} = \frac{P_{\text{д.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{д.ном}} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10^4 \cdot 0,85 \cdot 0,98} = 69,31 \text{ (А)}.$$

Тогда:

$$I_{\text{о.д}} = 1,5 \cdot 8 \cdot 69,31 = 831,7 \text{ А}.$$

Оценим чувствительность ТО ЭД при двухфазном КЗ на выводах ЭД в минимальном режиме работы питающей сети:

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

где $I_{\text{к.мин}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{к.мин}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,2 = 7,1$ – ток двухфазного КЗ на выводах ЭД в

минимальном режиме работы системы, кА;

$k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = 1$ – коэффициент относительной чувствительности схемы соединения ТТ и ПО БЭМП РУ-ЛТ к двухфазным КЗ;

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{о.д}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{7,1 \cdot 10^3}{831,7} \cdot 1 = 8,5.$$

Расчетный коэффициент чувствительности превышает нормативное значение, равное 2, следовательно, при отклонениях от нормальных режимов работы защита будет реагировать на них [12]. При этом будет обеспечиваться быстрое восстановление нормального режима.

Определим значение вторичного тока срабатывания ТО ЭД:

$$I_{\text{о.д.втор}} = \frac{I_{\text{о.д}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)},$$

где $k_{\text{сх}}^{(3)} = 1$ – коэффициент схемы неполная звезда с дополнительным реле в обратном проводе для трехфазного режима работы;

$$I_{\text{о.д.втор}} = \frac{831,7 \cdot 5}{75} \cdot 1 = 55,4 \text{ А}.$$

2) Защита от затянутого пуска

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Принцип действия защиты основывается на превышении номинального тока ЭД в 1,5 раза за время больше нормального времени пуска и меньше допустимого времени протекания пускового тока по условию нагрева. Примем $t_{з.п.д} = 15$ с.

Ток срабатывания защиты определяется как:

$$I_{з.п.д} = 1,5 \cdot I_{д.ном} = 1,5 \cdot 69,31 = 104 \text{ (А)}.$$

Определим вторичный ток срабатывания:

$$I_{з.п.д.втор} = \frac{I_{з.п.д}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{104 \cdot 5}{75} \cdot 1 = 6,9 \text{ (А)}.$$

3) Защита от блокировки ротора

Данная защита не предусматривается вследствие возможности выдержать электродвигателем термическое воздействие, возникающее при внезапной блокировке ротора ЭД. Двигатель будет отключен защитой от затянутого пуска спустя 15 с.

4) Защита от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{з.п.д} = k_{отс} \cdot I_{д.ном},$$

где $k_{отс} = 1,1$ – коэффициент отстройки защиты от перегрузки ЭД;

$$I_{з.п.д} = 1,1 \cdot 69,3 = 76,2 \text{ А}.$$

$$\frac{I_{д.ном} \cdot K_{п}}{I_{з.п.д}} = \frac{69,3 \cdot 8}{76,2} = 7,27$$

Отношение пускового тока к току срабатывания защиты от перегрузки:

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

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

При нормально инверсной характеристике выдержка времени определяется формулой:

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

Выразим из формулы уставку МТЗ-3:

$$T_{уст} = \frac{t_{з.п.д} \cdot \left[\left(\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д}}\right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14} = \frac{15 \cdot (7,2^{0,02} - 1)}{0,14} = 4,33 \text{ (с).}$$

Серийные двигатели общего назначения отечественного производства изготавливаются 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 120 с. Определим выдержку времени защиты от перегрузки при 1,5 перегрузке:

$$t_{з.п.д} = \frac{0,14 \cdot 4,33}{(1,5)^{0,02} - 1} = 74,6 \text{ с.}$$

Определим вторичный ток срабатывания:

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

Функциональная схема защит, выполненных на трех ступенях МТЗ, приведена на рисунке 9.

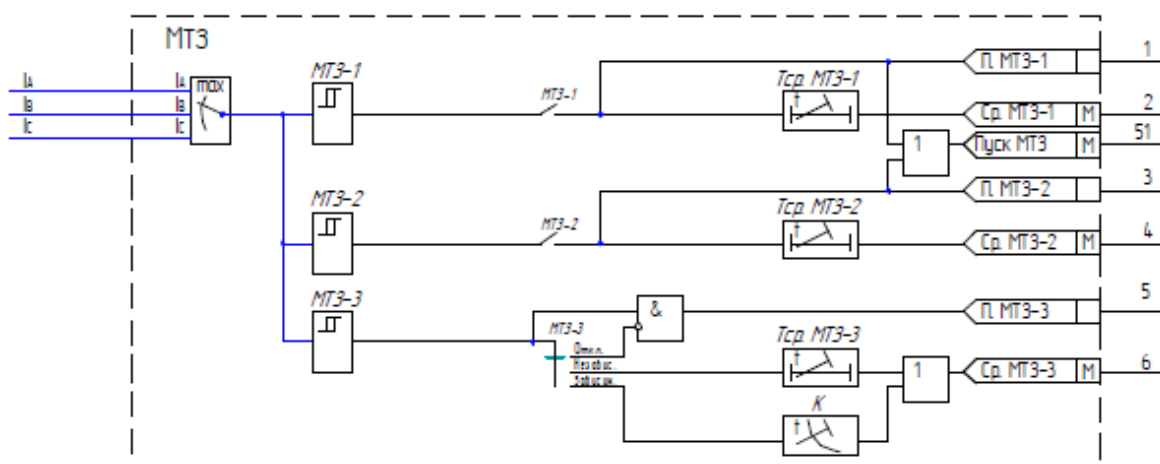


Рисунок 9 – Функциональная схема МТЗ

5) Защита от однофазных замыканий на землю

«Защита электродвигателей мощностью до 2 МВт от однофазных замыканий на землю при отсутствии компенсации должна предусматриваться при токах замыкания на землю 10 А и более, а при наличии компенсации - если остаточный ток в нормальных условиях превышает это значение. Такая защита для электродвигателей мощностью более 2 МВт должна предусматриваться при токах 5 А и более» [2, 5.3.48].

Данный асинхронный двигатель имеет мощность 1 МВт, суммарный ток замыкания на землю составляет 9,6 А, следовательно, ЗОЗЗ не предусматривается.

б) Устройство резервирования отказа выключателя

Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) предназначено для формирования сигнала на отключение вышестоящих выключателей при неуспешном отключении повреждения собственным выключателем [13].

Значение тока срабатывания УРОВ составляет 4 % от номинального входного тока и не подлежит регулированию:

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

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{зап}},$$

где $t_{\text{откл.в}} = 0,065$ – полное время отключения выключателя ВР2-10[8], с;

$t_{\text{зап}} = 0,2$ – время запаса, с;

$$t_{\text{УРОВ}} = 0,065 + 0,2 = 0,265 \text{ с.}$$

Функциональная схема УРОВ представлена на рисунке 10.

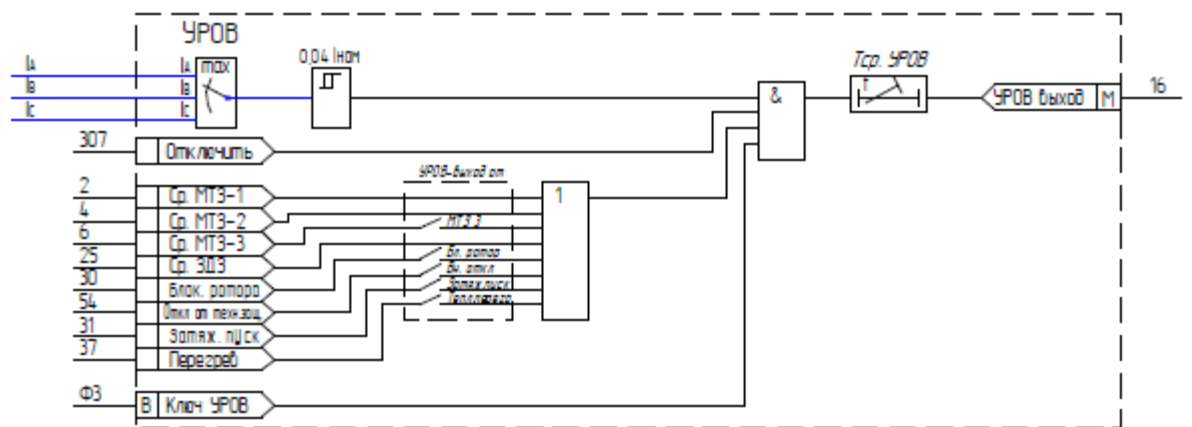


Рисунок 10 – Функциональная схема УРОВ

7) Защита от дуговых замыканий

Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ) предназначена для отключения защищаемого присоединения при дуговом замыкании в отсеке ввода/вывода (кабельном отсеке) и формирования шинки ЗДЗ при дуговых замыканиях в высоковольтном отсеке (отсеке выключателя).

ЗДЗ используется при наличии датчиков дуговой защиты, таких как фототиристоры, путевые выключатели разгрузочных клапанов и др. Сигналы от датчиков, установленных в отсеке ввод/вывода, подаются на дискретный вход ДВ6, сигналы от датчиков высоковольтного отсека подаются на вход ДВ7.

Примем к установке блок дуговой защиты БДЗ-01 производства ЧЭАЗ для всех защит, требующих установку ЗДЗ.

Функциональная схема ЗДЗ представлена на рисунке 11.

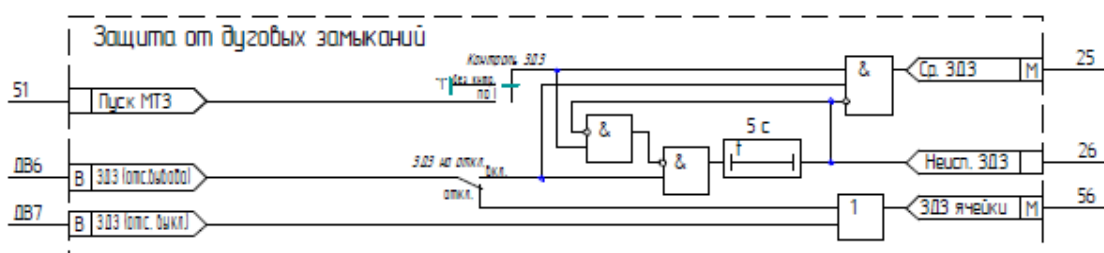


Рисунок 11 – Функциональная схема ЗДЗ

Приведем таблицу уставок для электродвигателя.

Таблица 30 – Уставки электродвигателя

Уставка	Значение	Описание
МТЗ		
МТЗ-1	Включена	Ввод МТЗ-1
$I_{CP.MT3-1}$	55,4, А вторичных	Ток срабатывания
$T_{CP.MT3-1}$	0, с	Время срабатывания
МТЗ-2	Включена	Ввод в работу МТЗ-2
$I_{CP.MT3-2}$	6,9 А вторичных	Ток срабатывания
$T_{CP.MT3-2}$	15 с	Время срабатывания
МТЗ-3	Включена	Ввод МТЗ-3, нормально инверсная выдержка времени
МТЗ-3 на отключение	Отключено	Срабатывание МТЗ-3 сигнал
$I_{CP.MT3-3}$	5,1 А вторичных	Ток срабатывания
$T_{CP.MT3-3}$	4,33 с	Время срабатывания
УРОВ		
$T_{CP.UPOB}$	0,265 с	Время срабатывания УРОВ
МТЗ-3	Отключено	УРОВ не действует при работе МТЗ-3
Внешнее отключение	Включено	УРОВ действует по команде
Ввод УРОВ	Включено	Функция УРОВ задействована
Защита от дуговых замыканий		
Контроль ЗДЗ	По току	Ввод контроля ЗДЗ по току
ЗДЗ на отключение	Включено	Ввод ЗДЗ на отключение

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

13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ

Лист

58

3.6 Защита трансформатора 10/0,4

Состав средств РЗА соответствует таковому для аналогичных трансформаторов, установленных в РП 10/0,4 кВ. Для определения уставок защит использованы расчетные выражения и методики, примененные ранее.

Таблица 31 – Уставки защит трансформатора 1 МВА

Уставка	Значение	Описание
МТЗ		
МТЗ-1	Включено	Ввод МТЗ-1
$I_{\text{ср.МТЗ-1}}$	81,2 А вторичных	Ток срабатывания
$T_{\text{ср.МТЗ-1}}$	0,00 с	Время срабатывания
МТЗ-2	Включено	Ввод в работу МТЗ-2
$I_{\text{ср.МТЗ-2}}$	9,7 А вторичных	Ток срабатывания
$T_{\text{ср.МТЗ-2}}$	0,60 с	Время срабатывания
МТЗ-3	Включено	Ввод МТЗ-3, независимая выдержка времени
МТЗ-3 на отключение	Отключено	Срабатывание МТЗ-3 сигнал
$I_{\text{ср.МТЗ-3}}$	4 А вторичных	Ток срабатывания
$T_{\text{ср.МТЗ-3}}$	9,00 с	Время срабатывания
УРОВ		
$T_{\text{ср.УРОВ}}$	0,265 с	Время срабатывания УРОВ
МТЗ-3	Отключено	УРОВ не действует при работе МТЗ-3
Внешнее отключение	Включено	УРОВ действует по команде внешнего откл (от газового реле или реле давления)
Ввод УРОВ	Включено	Функция УРОВ задействована
Защита от дуговых замыканий		
Контроль ЗДЗ	По току	Ввод контроля ЗДЗ по току
ЗДЗ на отключение	Включено	Ввод ЗДЗ на отключение

3.7 Защита секционного выключателя 10 кВ подстанции

Состав средств РЗА ячейки секционного выключателя соответствует таковому для аналогичных, установленных в РП 10/0,4 кВ. Для определения уставок защит использованы расчетные выражения и методики, примененные ранее.

Таблица 32 – Уставки защит СВ

Уставка	Значение	Описание
МТЗ		
МТЗ-1	Отключено	Вывод из работы МТЗ-1
МТЗ-2	Отключено	Ввод в работу МТЗ-2
МТЗ-3	Включено	Ввод МТЗ-3, независимая выдержка времени
МТЗ-3 на отключение	Включено	Срабатывание МТЗ-3 на отключение
$I_{\text{ср.МТЗ-3}}$	14 А вторичных	Ток срабатывания
$T_{\text{ср.МТЗ-3}}$	1,39 с	Время срабатывания
УРОВ		
$T_{\text{ср.УРОВ}}$	0,265 с	Время срабатывания УРОВ
МТЗ-3	Включено	УРОВ действует при работе МТЗ-3
Внешнее отключение	Включено	УРОВ действует по команде внешнего откл.
Ввод УРОВ	Включено	Функция УРОВ задействована
Логическая защита шин		
ЛЗШ	Включено	Ввод ЛЗШ
Тип схемы ЛЗШ	Последовательная	Тип схемы ЛЗШ
$I_{\text{ср.ЛЗШ}}$	14 А вторичных	Ток срабатывания ЛЗШ
$T_{\text{ср.ЛЗШ}}$	0,1 с	Время срабатывания ЛЗШ
АВР		
Ввод АВР	Включено	Ключ АВР
Контакт АВР	нз	Положение контакта блокировки АВР
ЗДЗ		
Контроль ЗДЗ	Включено	Контроль ЗДЗ по току
ЗДЗ на отключение	Включено	Ввод ЗДЗ на отключение

3.8 Защита ввода КРУ10 кВ подстанции

На вводных выключателях РУ предусматривается [5, п.9.14.1]:

- Максимальная токовая защита;
- Защита от дуговых замыканий;
- Защита минимального напряжения;
- Устройство резервирования отказа выключателя.

Принятые к установке виды РЗА приведены в таблице 32.

Таблица 33 – Принятые виды РЗА

Вид РЗА	Примечание
МТЗ	От коротких замыканий. На вводе секции ПС схема – полная звезда, прочих РУ – неполная звезда с дополнительным проводом
ЗМН	От потери питания
ЗДЗ	–
УРОВ	–

Защита ввода НН ПС выполнена на микропроцессорном блоке серии БЭМП РУ-ВВ.5.110.Д.УХЛ-1.

1) Максимальная токовая защита

Первая и вторая степени МТЗ выполнены направленными. Максимальную токовую защиту ВВ выполним на третьей ненаправленной степени МТЗ.

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

$$I_{\text{МТЗ.ВВ.НН.ПС}} = k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.СВ}} = 1,1 \cdot 2800 = 3080 \text{ (А)}.$$

Оценим чувствительности защиты в ОЗД:

$$k_{\text{ч.МТЗ.ВВ.НН.ПС.ОЗД}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{К2.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.ВВ}}} \cdot k_{\text{отн.ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 8200}{3080} \cdot 1 = 2,3 > 1,5.$$

Оценим чувствительность в ЗР (шины РУ цехов):

$$k_{\text{ч.МТЗ.ВВ.НН.ПС.ЗР}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.ВВ}}} \cdot k_{\text{ОТН.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7500}{3080} \cdot 1 = 2,1 > 1,2.$$

Коэффициенты чувствительности превышают нормативные значения в ОЗД и ЗР.

Для ячейки КРУ ВВ секции шин НН ПС выбран ТТ с коэффициентом трансформации $n_T = \frac{2000}{5}$.

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ.ВВ.НН.ПС(2)}} = \frac{I_{\text{МТЗ.ВВ}}}{n_T} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{3080 \cdot 5}{2000} \cdot 1 = 7,7 \text{ (А)}.$$

Выдержка времени максимальной токовой защиты отстраивается от выдержки времени МТЗ секционного выключателя.

Погрешность ОВ составит $t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} = 0,033$, тогда:

$$\Delta t = 0,057 + 2 \cdot 0,033 + 0,06 + 0,1 = 0,28 \text{ с};$$

$$t_{\text{МТЗ.ВВ.НН.ПС}} = t_{\text{МТЗ.СВ}} + \Delta t = 1,39 + 0,28 = 1,67 \text{ с}.$$

2) Логическая защита шин

Ток срабатывания пускового органа ЛЗШ и выдержка времени ПО ЛЗШ выбираются аналогично рассмотренному выше примеру.

3) Устройство резервирования отказа выключателя

Выдержка времени УРОВ составит:

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

где $t_{\text{ОТКЛ.В}} = 0,07$ – полное время отключения выключателя ВРЗ-10[8], с;

$$t_{\text{УРОВ}} = 0,07 + 0,2 = 0,27 \text{ с}.$$

4) Защита минимального напряжения

ЗМН в устройстве БЭМП РУ-ВВ предназначена для пуска АВР при исчезновении питания на секции. Пусковые органы ЗМН устройства БЭМП РУ-ВВ должны обеспечивать пуск АВР при исчезновении на шинах питания и не должны срабатывать при снижении напряжения вследствие короткого замыкания на питающей стороне и на отходящих от подстанции присоединений, что отстраивается выбором уставки по напряжению и по времени. Напряжение срабатывания принимается равным $U_{\text{ЗМН.ВВ.НН.ПС}} = 0,35 \cdot U_{\text{НОМ}} = 0,35 \cdot 100 = 35 \text{ В}$. Выдержка времени ЗМН

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

принимается на ступень больше выдержек времени защит присоединений, при коротком замыкании в зоне действия которых напряжение на резервируемых шинах снижается до напряжения срабатывания ЗМН:

$$t_{\text{ЗМН.ВВ.НН.ПС}} = t_{\text{МТЗ.КЛ}} + \Delta t = 1,12 + 0,2 = 1,32 \text{ с.}$$

Таблица уставок приведена в таблице 34.

Таблица 34 – Таблица уставок

Уставка	Значение	Описание
МТЗ		
МТЗ-1	Отключено	Вывод из работы МТЗ-1
МТЗ-2	Отключено	Ввод в работу МТЗ-2
МТЗ-3	Включено	Ввод МТЗ-3, независимая выдержка времени
МТЗ-3 на отключение	Включено	Срабатывание МТЗ-3 на отключение
$I_{\text{СР.МТЗ-3}}$	7,7 А вторичных	Ток срабатывания
$T_{\text{СР.МТЗ-3}}$	1,67 с	Время срабатывания
УРОВ		
$T_{\text{СР.УРОВ}}$	0,27 с	Время срабатывания УРОВ
МТЗ-3	Включено	На сигнал УРОВ при срабатывании МТЗ-3
Внешнее отключение	Включено	На сигнал УРОВ от внешнего отключения
ЗМН		
$U_{\text{ЗМН.ВВ.НН.ПС}}$	35 В вторичных	Напряжение срабатывания ЗМН
$T_{\text{ЗМН.СР}}$	1,32 с	Время срабатывания ЗМН
Контроль $U_{\text{СЕКЦ}}$	Включено	Ввод контроля напряжения секции
ЗДЗ		
Контроль ЗДЗ	Включено	Контроль ЗДЗ по току
ЗДЗ на отключение	Включено	Ввод ЗДЗ на отключение
ЛЗШ		
ЛЗШ	Включено	Ввод ЛЗШ
Тип схемы ЛЗШ	Последовательная	Тип схемы ЛЗШ
$I_{\text{СР.ЛЗШ}}$	7,7 А вторичных	Ток срабатывания ЛЗШ
$T_{\text{СР.ЛЗШ}}$	0,1 с	Время срабатывания ЛЗШ

3.9 Защита трансформатора 110/10 кВ

Для трансформатора 110/10 кВ должны быть предусмотрены защиты от [2, п.3.2.51]:

- м/ф КЗ в обмотках и на выводах;
- о/ф КЗ в обмотках и на выводах 110 кВ;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижением уровня масла.

Для масляных трансформаторов от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла предусматривается газовая защита, действующая на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла [2, п.3.2.53].

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.

Трансформаторы с РПН 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 должна использоваться продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени.

В зону действия дифференциальной защиты должны входить соединения трансформатора со сборными шинами [2, п.3.2.55].

В качестве защиты от токов внешнего м/ф КЗ предусматривается МТЗ с пуском по напряжению [2, п.3.2.59].

Для защиты от перегрузки предусматривается МТЗ с действием на сигнал [2, п.3.2.69].

Трансформаторы с РПН оснащаются системой автоматического регулирования коэффициента трансформации [2, п.3.3.61].

АПВ не устанавливается при наличии 2 трансформаторов на ПС [2, п.3.3.26].

На нормально отключенном одном из силовых трансформаторов предусматривается АПВ [2, п.3.3.30].

Для резервирования отказа выключателей на стороне 110 кВ ПС предусматривается УРОВ [2, п.3.2.18].

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Если трансформатор на стороне ВН подключен через 2 выключателя, для защиты ошиновки 110 кВ трансформатора рекомендуется применять отдельную дифференциальную токовую защиту [5, п.9.8].

Предусматривается АПВ ошиновки 110 кВ трансформатора [5, п.9.10].
Принятые к установке виды РЗА приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Принятые виды РЗА

Вид РЗА	Примечание
Дифференциальная защита трансформатора	От повреждений внутри бака и на выводах, частичной защиты от витковых замыканий.
Газовая защита	От повреждений внутри бака и понижения уровня масла, две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение.
Защита устройства РПН	Струйное реле или реле давления
Резервная защита ВН	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
Резервная защита НН	МТЗ 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал. Устанавливается на сторонах НН1 и НН2
Автоматика регулирования РПН	Автоматический регулятор коэффициента трансформации силового трансформатора
Автоматика управления выключателя ВН	Каждого из выключателей ВН
Дифференциальная защита ошиновки ВН	Для защиты от КЗ ошиновки стороны ВН
АПВ ошиновки ВН	С запретом, если трансформатор отключен ДЗТ

1) Дифференциальная защита трансформатора

Определим первичные токи для сторон защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{НОМ.Т.ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т.ВН}}} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 125,51 \text{ (А)}.$$

$$I_{\text{НОМ.Т.НН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т.НН}}} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10^3} = 1312 \text{ (А)}.$$

Определим номинальный первичный ток трансформатора тока для ДЗТ стороны ВН:

$$I_{\text{НОМ.ТТ.ВН}} \geq \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т.ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 175,71 \text{ (А)}.$$

Вторичный номинальный ток стороны ВН принимаем равным 5 А. По каталогу на встроенные ТТ выбран ТВ-ЭК-110-200/5 с коэффициентом трансформации $K_{1,ВН} = \frac{200}{5}$.

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ стороны НН составляет:

$$I_{НОМ.ТТ.ВН1-2} \geq \frac{K_{II} \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.Т.НН}} = \frac{1,4 \cdot 25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10^3} = 1837 \text{ (А)}.$$

В ячейке КРУ вводного выключателя НН ПС выбран ТТ с коэффициентом трансформации $K_{1,НН1-2} = \frac{2000}{5}$.

Выравнивание токов в плечах ДЗТ осуществляется цифровым способом, при этом вторичные обмотки ТТ соединяются в звезду с коэффициентом схемы $k_{СХ.ТТ}^{(3)} = 1$.

Определим вторичные токи для сторон защищаемого трансформатора:

$$I_{НОМ.Т.ВН.ВТОР} \geq \frac{I_{НОМ.Т.ВН} \cdot k_{СХ.ТТ}^{(3)}}{K_{1,ВН}} = \frac{175,71 \cdot 1 \cdot 5}{200} = 3,14 \text{ (А)}.$$

$$I_{НОМ.Т.НН.ВТОР} \geq \frac{I_{НОМ.Т.НН} \cdot k_{СХ.ТТ}^{(3)}}{K_{1,НН1-2}} = \frac{1312 \cdot 1 \cdot 5}{2000} = 3,28 \text{ (А)}.$$

Таблица 36 – Характеристики ТТ

Наименование величины	Обозначение	Числовое значение для стороны	
		ВН – 110 кВ	НН – 10 кВ
Номинальный первичный ток тр-ра	$I_{НОМ.Т}$	125,5	1312
Схема ТТ	–	Y	Y
Номинальный ток ТТ	$I_{НОМ.ТТ}$	175,7	1837
Коэффициент трансформации	n_T	200/5	2000/5
Номинальный вторичный ток тр-ра	$I_{НОМ.Т.ВТОР}$	3,1	3,3

Для МП терминалов ДЗТ независимо от схемы соединения обмоток силового трансформатора, ТТ сторон соединяются в типовую схему полной звезды. Выравнивание вторичных токов в плечах ДЗТ по фазе осуществляется цифровым способом.

Первичный минимальный ток срабатывания ДЗТ выбирается по двум условиям:

- 1) Отстройка от броска намагничивающего тока при включении:

$$I_{С.Р.МИН} \geq 0,3I_{НОМ.Т};$$

2) Отстройка от расчетного первичного тока небаланса в режиме, соответствующем началу торможения:

$$I_{С.Р.МИН} \geq 1,5I_{НБ.НАЧ.ТОРМ}.$$

Тормозная характеристика реле приведена на рисунке 12.

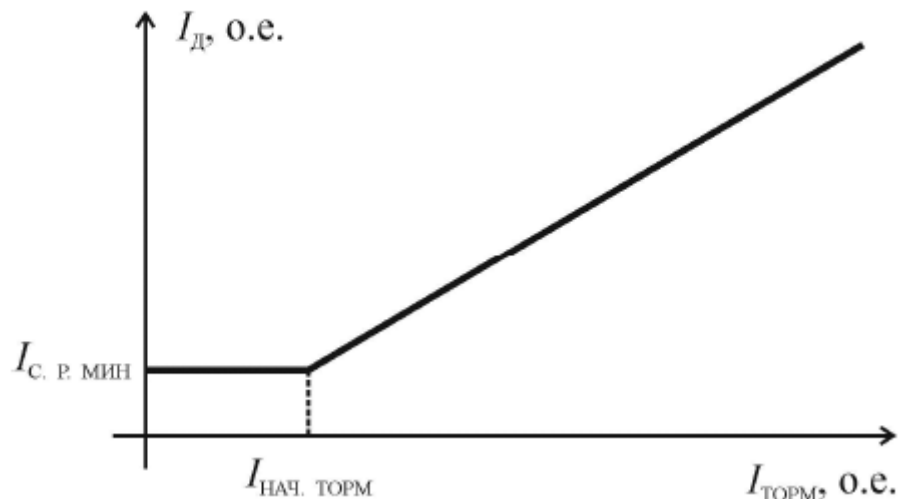


Рисунок 12 – Тормозная характеристика

Для расчета тока небаланса необходимо определить составляющие тока небаланса:

$$I_{НБ.НАЧ.ТОРМ} = I_{НБ.ТТ} + I_{НБ.РПН} + I_{НБ.ВЫР},$$

где $I_{НБ.ТТ}$ – составляющая, обусловленная погрешностью ТТ;

$I_{НБ.РПН}$ – составляющая, обусловленная регулированием напряжения;

$I_{НБ.ВЫР} = 0,04$ – погрешность выравнивания токов сторон.

За расчетное принимается наибольшее значение.

Уставка начала торможения $I_{НАЧ.ТОРМ}$ должна приниматься равной $1 I_{Т.НОМ}$, так как в микропроцессорном терминале торможение осуществляется о токов всех групп ТТ.

По первому условию: $I_{С.Р.МИН} \geq 0,3I_{НОМ.Т} = 0,3 \text{ о.е.}$

Определим ток ток небаланса, обусловленный погрешностью ТТ:

$$I_{НБ.ТТ} = k_{ПЕР} k_{ОДН} \xi I_{НАЧ.ТОРМ},$$

где $k_{ПЕР} = 1$ – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$k_{ОДН} = 1$ – коэффициент однотипности ТТ;

$\xi = 0,1$ – значение относительной погрешности ТТ;

$$I_{\text{НБ.ТТ}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 1 = 0,1 \text{ о.е.}$$

Составляющая, обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора, рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{НБ.РПН}} = \Delta U I_{\text{НАЧ.ТОРМ}} = 0,12 \cdot 1 = 0,12 \text{ о.е.}$$

Тогда по второму условию: $I_{\text{С.Р.МИН}} \geq 1,5 I_{\text{НБ.НАЧ.ТОРМ}} = 1,5 \cdot (0,1 + 0,12 + 0,04) = 0,39$.

Принимаем минимальный ток срабатывания $I_{\text{С.Р.МИН}} = 0,39 \text{ о.е.}$

Максимальное значение трехфазного КЗ за защищаемым трансформатором на шинах НН относительно стороны ВН составляет 1100 А (табл.). Тогда этот ток в о.е. равен:

$$I_{\text{КЗ.МАКС}} = \frac{1100}{125,5} = 8,76 \text{ о.е.}$$

Максимальный ток небаланса при токе КЗ:

$$I_{\text{НБ.МАКС}} = (0,1 + 0,12 + 0,04) \cdot 8,76 = 2,28 \text{ о.е.}$$

Максимальный ток срабатывания реле:

$$I_{\text{С.Р.МАКС}} = k_{\text{Н}} I_{\text{НБ.МАКС}} = 1,5 \cdot 2,28 = 3,42 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения должен быть не менее:

$$k_T = \frac{I_{\text{С.Р.МАКС}} - I_{\text{С.Р.МИН}}}{I_{\text{КЗ.МАКС}} - I_{\text{НАЧ.ТОРМ}}} = \frac{3,42 - 0,39}{8,76 - 1} = 0,4.$$

Оценим чувствительность ДЗТ.

Ток трехфазного КЗ за защищаемым трансформатором в минимальном режиме относительно стороны ВН равен 670 А (табл.6). Тогда этот ток в о.е. равен:

$$I_{\text{КЗ.МИН}} = \frac{670}{125,5} = 5,34 \text{ о.е.}$$

Если при внешнем КЗ тормозной ток равен нулю, то коэффициент чувствительности составит:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{I_{\text{С.Р.МИН}}} = \frac{5,34}{0,39} = 13,7 \geq 2.$$

Если при внешнем КЗ тормозной ток равен вторичному току плеча ВН, то чувствительность составит:

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{I_{\text{С.Р.Т}}} = \frac{5,34}{1,5 \cdot (0,1 + 0,12 + 0,04) \cdot 5,34} = 2,6 \geq 2.$$

Полученный коэффициент чувствительности превышает нормативное значение.

2) Дифференциальная токовая отсечка

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) реагирует на первую гармонику дифференциального тока. Уставку ДТО следует выбирать по двум условиям:

- отстройка от режима БНТ;
- отстройка от режима максимального сквозного тока.

По условию отстройки от режима БНТ необходимо принимать $I_{\text{ДТО}} \geq 5$.

По условию отстройки от максимального сквозного тока имеем:

$$I_{\text{ДТО}} \geq K_{\text{отс}} \cdot k_{\text{НБ(1)}} \cdot I_{\text{К4.МАКС}}^{(3)}$$

где $K_{\text{отс}} = 1,15$ – коэффициент отстройки;

$k_{\text{НБ(1)}} = 0,8$ – коэффициент тока небаланса по 1 гармонике;

Тогда уставка ДТО:

$$I_{\text{ДТО}} \geq 1,15 \cdot 0,8 \cdot 8,76 = 8,06.$$

Принимаем $I_{\text{ДТО}} = 8,06$.

3) Максимальная токовая защита НН

Ток срабатывания МТЗ НН отстраивается от тока срабатывания МТЗ ВВ НН ПС:

$$I_{\text{МТЗ.НН}} = k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.ВВ.НН.ПС}} = 1,1 \cdot 3080 = 3388 \text{ (А)}.$$

Оценим чувствительности защиты при трехфазном КЗ за трансформатором в минимальном режиме:

$$k_{\text{ч.МТЗ.НН}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.НН}}} \cdot k_{\text{отн.ч.сх.у/д-11}}^{(2)} = \frac{8200}{3388} \cdot 1 = 2,4 > 1,5.$$

где $k_{\text{отн.ч.сх.у/д-11}}^{(2)} = 1$ – коэффициент относительной чувствительности схемы полная звезда при КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток У_Н/Д-11;

Коэффициент чувствительности превышает нормативное значение.

Вторичный ток срабатывания:

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

$$I_{\text{МТЗ.НН(2)}} = \frac{I_{\text{МТЗ.НН}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{3388 \cdot 5}{2000} \cdot 1 = 8,47 \text{ (А)}.$$

Выдержка времени максимальной токовой защиты отстраивается от выдержки времени МТЗ вводного выключателя. Определим степень селективности при погрешности ОВ $t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} = 0,039$, тогда:

$$\Delta t = 0,07 + 0,033 + 0,039 + 0,05 + 0,1 = 0,29 \text{ с};$$

$$t_{\text{МТЗ.НН1(НН2)}} = t_{\text{МТЗ.СВ}} + \Delta t = 1,67 + 0,29 = 1,96 \text{ с}.$$

4) Максимальная токовая защита стороны ВН

Ток срабатывания МТЗ ВН определяется по формуле:

$$I_{\text{МТЗ.Т}} = \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{С}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т.РАБ.МАКС}},$$

где $I_{\text{Т.РАБ.МАКС}}$ – рабочий максимальный ток трансформатора, А,

$$I_{\text{МТЗ.ВН}} = \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{С}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т.РАБ.МАКС}} = \frac{1,1 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 175,7 = 536,9 \text{ (А)}.$$

Оценим чувствительности защиты при трехфазном КЗ за трансформатором в минимальном режиме:

$$k_{\text{Ч.МТЗ.ВН}} = \frac{I_{\text{К2.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.ВН}}} \cdot k_{\text{ОТН.Ч.СХ.У/Д-11}}^{(2)} = \frac{670}{536,9} \cdot 1 = 1,25 < 1,5.$$

Коэффициент чувствительности не удовлетворяет нормативному, следовательно, применяем МТЗ с пуском по напряжению.

Ток срабатывания МТЗ ВН с пуском по напряжению определяется по формуле:

$$I_{\text{МТЗ.ВН}} = \frac{k_{\text{Н}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т.НОМ.ВН}} = \frac{1,1}{0,9} \cdot \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 153,4 \text{ (А)}.$$

Тогда коэффициент чувствительности составит:

$$k_{\text{Ч.МТЗ.НН}} = \frac{670}{153,4} \cdot 1 = 4,4 > 1,5.$$

Применение МТЗ с пуском по напряжению увеличивает коэффициент чувствительности.

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ.ВН(2)}} = \frac{I_{\text{МТЗ.ВН}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{153,4 \cdot 5}{200} \cdot 1 = 3,8 \text{ (А)}.$$

					13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Выдержка времени максимальной токовой защиты отстраивается от выдержки времени МТЗ НН. Определим ступень селективности при погрешности ОВ $t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} = 0,045$, тогда:

$$\Delta t = 0,07 + 0,039 + 0,045 + 0,05 + 0,1 = 0,3 \text{ с};$$

$$t_{\text{МТЗ.ВН}} = t_{\text{МТЗ.НН}} + \Delta t = 1,96 + 0,3 = 2,26 \text{ с.}$$

5) Автоматика охлаждения и защита от перегрузки

Автоматика охлаждения и защита от перегрузки (рисунок 13) осуществляют контроль токов фаз сторон ВН, НН. При превышении тока одной из фаз значений уставок происходит срабатывание автоматики охлаждения, защиты от перегрузки. Помимо контроля тока фаз сторон ВН, НН автоматика охлаждения осуществляет контроль температуры масла.

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{ЗП.Т}} = \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т.НОМ.ВН}} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 125,5 = 146,4 \text{ (А)}.$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{ЗП.Т(2)}} = \frac{I_{\text{ЗП.Т}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{146,4 \cdot 5}{200} \cdot 1 = 3,66 \text{ (А)}.$$

Время срабатывания защиты от перегрузок (для устранения ложных срабатываний) должно превышать время работы основных защит трансформатора. Как правило, выдержка времени защиты трансформаторов от перегрузок принимается равной 9 с.

б) Газовая защита

Устройство осуществляет прием сигналов от газовых реле через дискретные входы. Газовая защита предусматривается с действием на сигнализацию и с действием на отключение. Сигналы на отключение и на сигнализацию поступают от отдельных газовых реле. При этом имеется возможность перевести программным ключом действие обоих газовых реле трансформатора на отключение.

Также предусмотрен перевод действия отключающих газовых реле на сигнал, который осуществляется при появлении сигналов «ГЗТ на сигнал», «ГЗРПН на сигнал» и сигнала «Неисправность ГЗ» (в течение времени срабатывания контроля ГЗ) на соответствующих дискретных входах.

Действие газовой защиты, как на сигнализацию, так и на отключение осуществляется без выдержки времени.

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

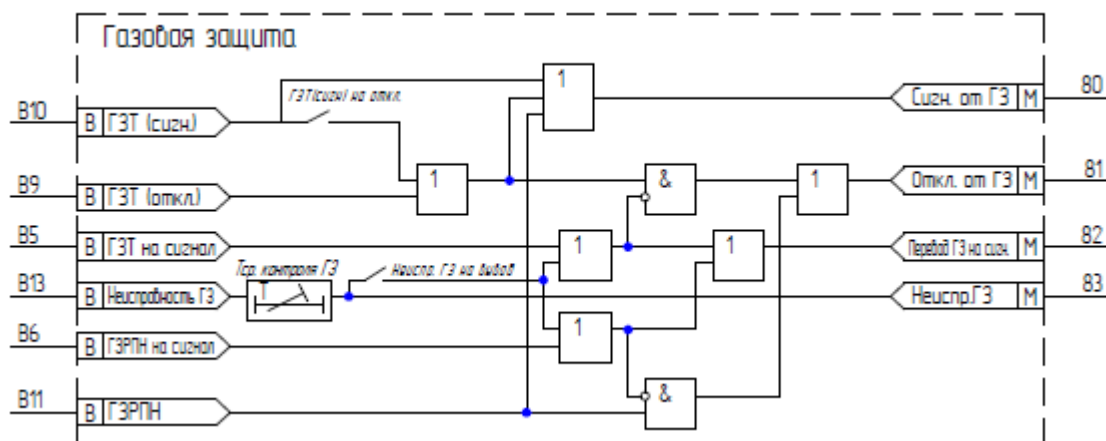


Рисунок 13 – Функциональная схема газовой защиты

7) Блокировка РПН

В устройстве реализована функция блокировки регулятора напряжения под нагрузкой.

Сигнал блокировки РПН формируется при снижении одного из линейных напряжений U_{AB} , U_{BC} стороны НН1, стороны НН2, ниже значения уставки, а также при превышении значения уставки тока стороны ВН (блокировка при перегрузке).

Полученные уставки приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Уставки силового трансформатора 220/10 кВ

Уставка	Значение
ДТО	
Ввод ДТО	Включено
$I_{\text{ср.дто}}$	5
$T_{\text{ср.дто}}$	0,00 с
ДЗТ	
Операция цифровой треугольник стороны ВН	Включено
Операция цифровой треугольник сторон НН	Включено
Минимальный ток срабатывания $I_{\text{ср.мин}}$	0,39 о.е.
Ток начала торможения $I_{\text{нач.торм}}$	1 о.е.
МТЗ – ВН	
Ввод МТЗ – ВН	Включено
Ток срабатывания МТЗ – ВН	3,8 А вторичных
Время срабатывания МТЗ – ВН	2,26 с
МТЗ – НН	
Ввод МТЗ – НН	Включено
Ток срабатывания МТЗ – НН	8,47 А вторичных
Время срабатывания МТЗ – НН	1,96 с
Защита от перегрузки	
ВН на перегрузку	Включено
$I_{\text{ср.з.п}}$	3,66 А вторичных
$T_{\text{ср.з.п}}$	9 с

4. ЗАЩИТА ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ 6-10 КВ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

4.1 Описание однофазного замыкания на землю

Однофазное замыкание на землю является наиболее частым видом повреждения в трехфазных электрических сетях всех классов напряжения, которое составляет до 80% всех повреждений. Эти замыкания возникают вследствие пробоя изоляции или обрыва проводов воздушной линии.

В электрических сетях 6–35кВ России, работающих, как правило, с изолированной или компенсированной нейтралью, значения токов однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) невелики, они не превышают 20–30А. Поэтому сети этих классов напряжения традиционно называют сетями с малым током замыкания на землю. Однако ОЗЗ представляют большую опасность для оборудования электрических сетей и для находящихся вблизи места ОЗЗ людей животных. В связи с этим Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей требуют в одних случаях быстро автоматически отключать ОЗЗ, а в других – немедленно приступить к определению присоединения с ОЗЗ и затем отключать его [2, 3.2.96].

Допускается действие защит от ОЗЗ только на сигнал, за исключением тех электроустановок, которые питают торфоразработки, карьеры, шахты, строительные механизмы т т.п. На таких объектах ОЗЗ сопровождаются высокими напряжениями прикосновения и шаговыми напряжениями, которые могут быть причиной несчастных случаев. Поэтому должна выполняться селективная защита от ОЗЗ с действием на отключение поврежденного присоединения без выдержки времени и дополнительная резервная защита, отключающая все источники питания подстанции с задержкой времени около 0,5с.

При действии защиты на сигнал персонал обязан немедленно приступить к определению присоединения с ОЗЗ. При наличии селективной защиты на линиях это выполняется по показаниям специальных приборов либо путем поочередного отключения наименее важных присоединений.

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

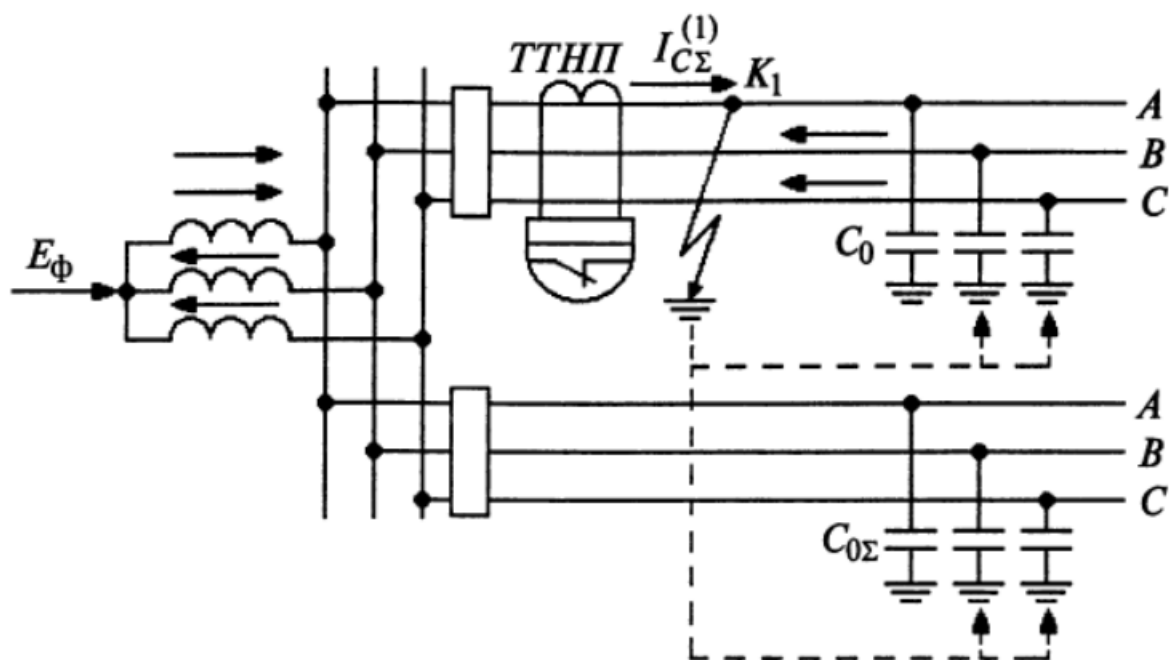


Рисунок 14 – Распределение токов $I^{(1)}$ при ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью

На рисунке 14 видно, что фазы всех линий имеют емкость C по отношению к земле. На поврежденной линии емкости фаз обозначены C_0 , а на неповрежденной линии, которая представляет всю остальную электрически связанную сеть – как суммарные емкости $C_{0\Sigma}$. Емкость $C_{0\Sigma}$ определяет значение суммарного емкостного тока сети $I^{(1)}_{C\Sigma}$.

При металлическом ОЗЗ в точке K_1 на фазе А через место повреждения проходит суммарный ток $I^{(1)}_{C\Sigma}$, определяемый емкостями неповрежденных фаз всей остальной сети (емкость поврежденной фазы в создании этого тока не участвует, так как она зашунтирована в месте ОЗЗ). Ток поврежденной фазы возвращается в сеть через емкости неповрежденных фаз. Таким образом, реле защиты от ОЗЗ, подключенное к поврежденной линии через трансформатор тока нулевой последовательности (ТТНП), реагирует на суммарный емкостной ток сети $I^{(1)}_{C\Sigma}$.

Значения емкостного тока линии и суммарного емкостного тока линий всей сети можно ориентировочно определить по империческим формулам:

для кабельных линий :

$$I_{C\Sigma} \approx \frac{U_{\text{ном}} \cdot l_{\Sigma}}{10}$$

для воздушных линий:

$$I_{C\Sigma} \approx \frac{U_{\text{ном}} \cdot l_{\Sigma}}{350},$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети (6–10 кВ);
 l_{Σ} – суммарная длина линий, км.

Для защиты при ОЗЗ используются следующие принципы:

- измерение напряжение нулевой последовательности $3U_0$;
- измерение тока нулевой последовательности $3I_0$;
- измерение мощности нулевой последовательности промышленной частоты;
- измерение переходных токов и напряжений нулевой последовательности при возникновении ОЗЗ.

Все защиты можно разделить на централизованные и селективные. Далее рассматриваются существующие технические решения определения однофазного замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью.

4.2 Устройства контроля изоляции

Устройство контроля изоляции фиксирует факт возникновения ОЗЗ по напряжению тока нулевой последовательности. Практически все устройства контроля изоляции выполняются с использованием ТН: либо трехфазных пятистержневых, либо трех однофазных, соединенных по схеме открытого треугольника с заземленной нейтралью.

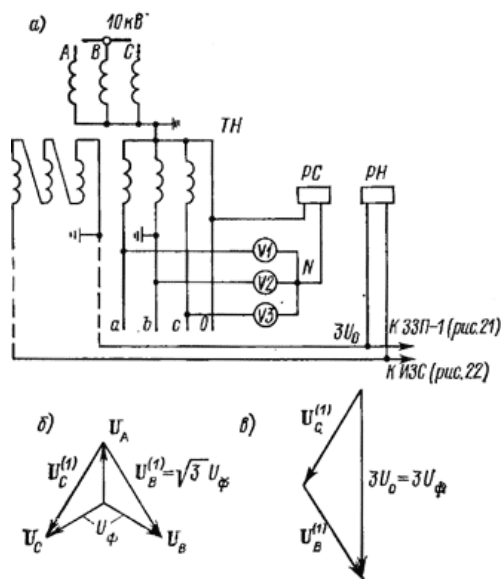


Рисунок 15 – Схемы включения (а) устройств контроля изоляции (РС) и векторные диаграммы напряжений при однофазном замыкании на землю

Устройство контроля изоляции может быть выполнено несколькими способами.

Например, с помощью трех вольтметров VI—V3 (рис. 15), включенных на фазные напряжения вторичной обмотки трансформатора напряжения. Может быть установлен один вольтметр с переключателем. В нормальном симметричном режиме все три вольтметра показывают одинаковые фазные напряжения.

При замыкании одной фазы на землю показания вольтметра этой фазы резко понизятся, вплоть до нуля при металлическом замыкании. Показания вольтметров других фаз увеличатся, вплоть до 1,73 фазного, также при металлическом замыкании. Для получения звукового сигнала при замыкании на землю в схему устройства может быть включено сигнальное реле РС. В нормальном режиме сумма фазных напряжений равна нулю и реле не работает. При замыкании на землю одной фазы напряжение нулевой точки N вольтметров становится равным сумме напряжений неповрежденных фаз и под влиянием этого напряжения реле срабатывает.

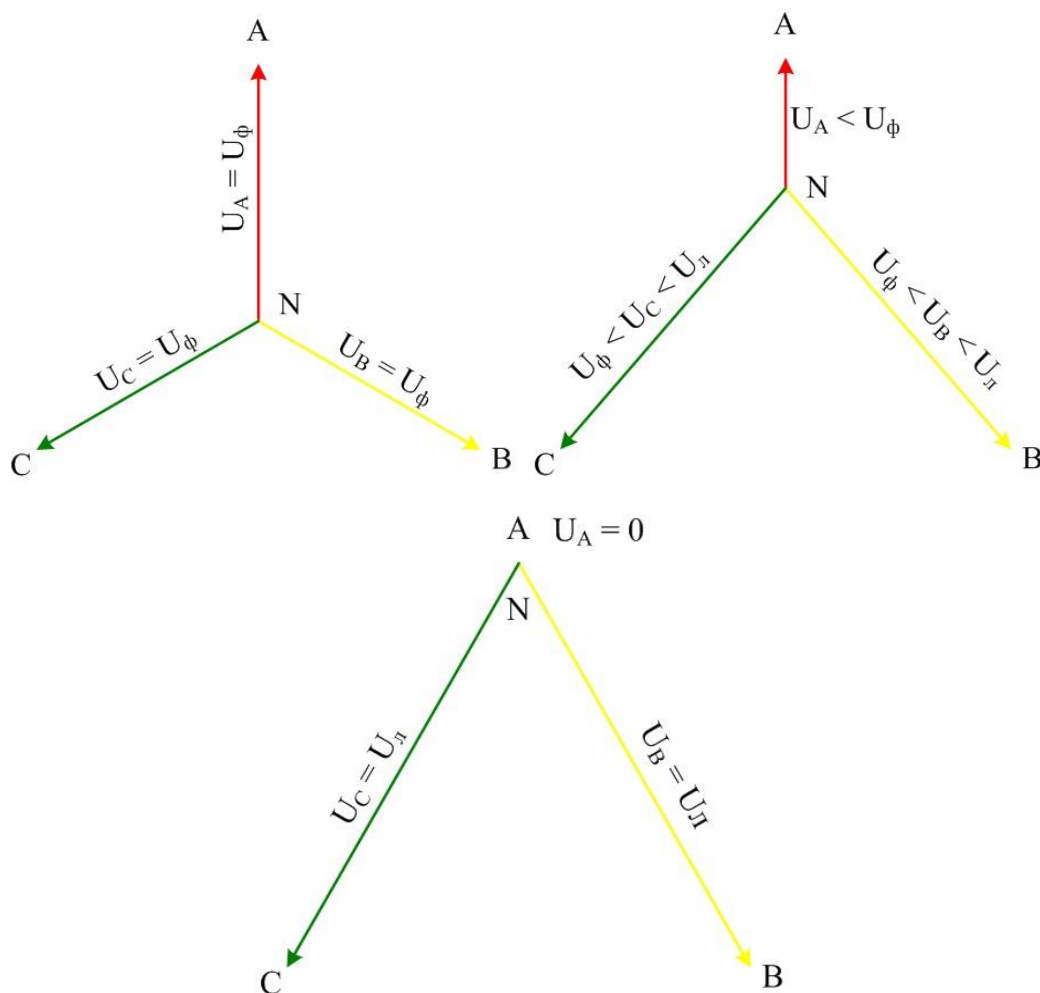


Рисунок 16– Диаграмма фазных напряжений: а – в нормальном режиме; б – при замыкании фазы А на землю через сопротивление; в – при металлическом замыкании фазы А

Другим распространенным способом выполнения сигнализации замыканий на землю является использование специальной (третьей) обмотки трансформатора напряжения, соединенной по схеме разомкнутого треугольника, которая является фильтром напряжения нулевой последовательности $3U_0$. В нормальном режиме сети 110 кВ при симметричных напряжениях фаз *A*, *B* и *C* на выводах этой обмотки и на реле РН напряжение практически отсутствует (имеется только напряжение небаланса, значение которого обычно не превышает 1 В; наличие этого напряжения свидетельствует об исправности ТН, отсутствии обрывов и замыканий в его вторичных цепях).

При однофазном металлическом замыкании на землю, например, провода фазы *A* напряжение этой фазы относительно земли становится равным нулю, напряжения неповрежденных фаз *B* и *C* увеличиваются в 1,73 раза, а их геометрическая сумма становится равной утроенному значению фазного напряжения.

Для того чтобы напряжение на реле РН в этих случаях не превышало стандартного номинального значения 100 В, трансформаторы напряжения с обмотками, соединенными по схеме «разомкнутый треугольник», имеют повышенный в 3 раза коэффициент трансформации:

$$n_n = \frac{10\,000}{100/3}.$$

Под воздействием напряжения нулевой последовательности $3U_0$, которое при металлическом замыкании достигает 100 В, максимальное реле напряжения РН срабатывает на сигнал или на отключение. Последнее выполняется на подстанциях, откуда питаются линии, отключаемые при замыканиях на землю по условиям техники безопасности. Защита по напряжению нулевой последовательности является здесь резервной по отношению к основным селективным защитами этих линий, например, типа ЗЗП-1М, и действует на отключение подстанции или секции с выдержкой времени 0,5—0,7 с для отстройки от основной защиты. В устройстве применяется реле РН типа РН-53/60Д с минимальной уставкой 15 В [8].

Очевидно, что устройство контроля изоляции в виде максимальной защиты напряжения нулевой последовательности (реле РН на рис. 15,а) является очень простой, чувствительной и надежной защитой от замыканий на землю, но, к сожалению, неселективной. Такой вид защит относится к централизованным защитами и одинаково хорошо работает как в сетях с малыми токами замыкания на землю, так и с большими.

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.3 Токовая защита нулевой последовательности, ненаправленная с независимой или обратозависимой времятоковой характеристикой

Токовая защита, реагирующая на действующее значение полного тока нулевой последовательности промышленной частоты ($3I_0$) применяется в сетях 6 – 35кВ. Селективность и чувствительность защиты обеспечивается схемой сети и выбором соответствующих параметров заземления и уставок РЗ.

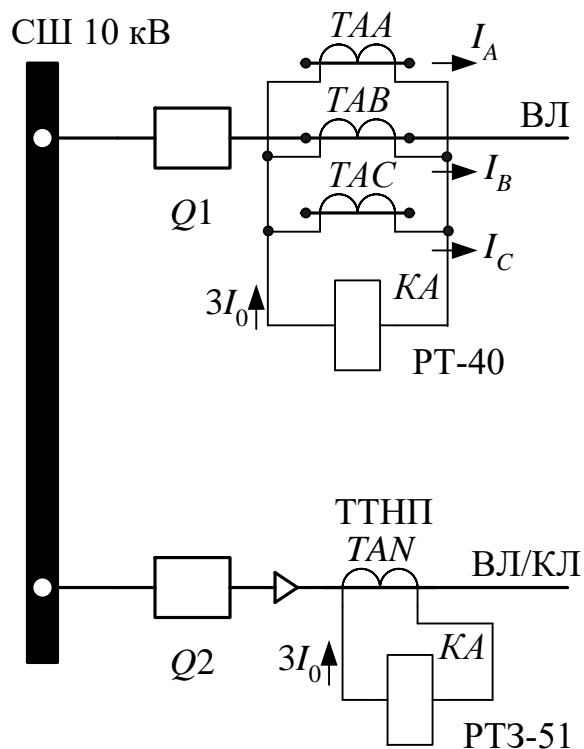


Рисунок 17 – Варианты исполнения токовой ненаправленной защиты

Варианты исполнения таких защит приведены на рисунке 17. В обоих случаях чувствительный орган – реле тока KA реагирует на токи нулевой последовательности $3I_0$. В первом случае для получения тока $3I_0$ требуется установка трех трансформаторов тока, во втором – применяется специальный трансформатор тока нулевой последовательности (ТТНП). Чувствительный орган может быть реализован как на обычном реле тока типа РТ-40, так и на специализированном – РТЗ-51. В любом случае, для корректной работы защиты необходимо чтобы емкостной ток замыкания на землю был значительной величины (единицы ампер) и созданы условия для измерения тока нулевой последовательности.

Селективная работы этой защиты в режиме изолированной нейтрали может быть обеспечена лишь в тех случаях, когда суммарный емкостной ток сети $I_{C\Sigma}$ (минимально возможный из всех режимов работы) существенно превышает собственный емкостной ток линии I_{Cmax} .

В воздушных сетях 6 – 10 кВ данные защиты используются редко, так как для включения измерительного органа защиты требуется кабельная «вставка» для ТТНП или установка трех трансформаторов тока, что не является типовым решением. Также и потому, что в воздушных сетях малые значения токов при ОЗЗ. Ненаправленные защиты принципиально не могут обеспечить селективное отключение воздушных линий с ОЗЗ. Поэтому в таких сетях могут использоваться токовые направленные защиты.

Реле тока типа РТЗ-51 реагирует на основную гармонику тока нулевой последовательности $3I_0$, появляющегося в сети при замыкании на землю. В качестве датчика тока нулевой последовательности используется трансформатор тока нулевой последовательности ТТНП.

Принципиальная схема подключения реле приведена на рисунке 17. В общем случае защита объекта от междуфазных повреждений обеспечивается комплектом АК, включенным на фазные токи (группа трансформаторов тока ТА). Трансформатор тока нулевой последовательности ТАН охватывает кабель (или кабельную вставку) и к его вторичной обмотке подключается чувствительное токовое реле КА (реле тока с встроенным селективным фильтром основной частоты). Три фазы кабеля в этом случае являются первичными обмотками трансформатора тока нулевой последовательности, в котором осуществляется суммирование магнитных потоков, а не токов как это имеет место в фильтрах тока нулевой последовательности, выполняемых для сетей с эффективно заземленной нейтралью, т.е. для сетей напряжением 110 кВ и выше. Это обусловлено необходимостью минимизации погрешности в выделении токов нулевой последовательности, когда полезный сигнал значительно меньше сигналов помехи, т.е. токов короткого замыкания и токов нагрузки.

Реле может использоваться при различном включении измерительных трансформаторов тока типа ТЗЛМ и ТЗРЛ. Наличие в реле РТЗ – 51 частотного селективного фильтра позволяет снизить коэффициент броска емкостного тока, требуемый для выбора уставок.

Хотя в целом опыт эксплуатации реле РТЗ – 51 можно признать положительным, необходимо отметить, что при использовании реле в шкафах КРУ неоднократно наблюдались случаи ложного срабатывания его при коммутации близко расположенных электромеханических промежуточных реле и реле времени. Причиной, вызывающей срабатывание реле РТЗ – 51 в этих режимах, являются перенапряжения в цепях питания реле, приводящие к возбуждению активного фильтра

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

4.4 Направленные защиты ЗЗП – 1М и ЗЗН

Направленная защита типа ЗЗП – 1М предназначена для селективного отключения линий при ОЗЗ и может применяться в сетях с суммарным емкостным током не менее 0,2А. Но в связи с большой вероятностью возникновения однофазных замыканий на землю на ВЛ через переходные сопротивления и с учетом некоторого запаса по чувствительности применения устройства целесообразно в тех сетях, где минимальное первичное значение суммарного емкостного тока составляет 0,5 – 0,6 А.

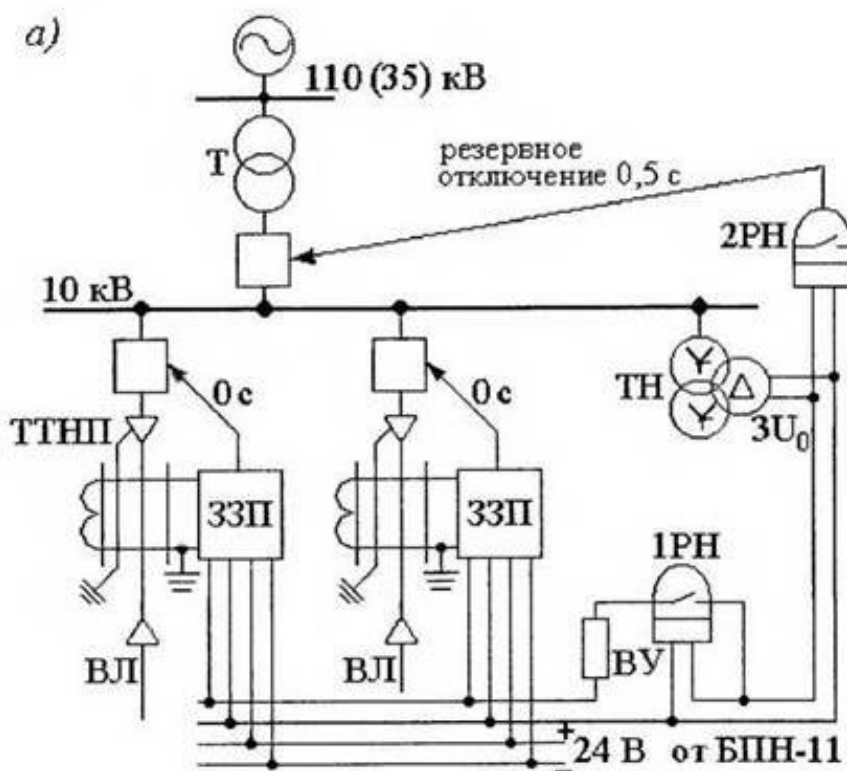


Рисунок 18 – Подключение защиты ЗЗП-1

Токовые защиты ЗЗП – 1М подключаются к кабельному ТТНП (рис. 18), в связи с чем защищаемая воздушная линия должна иметь кабельный ввод. Это является недостатком данной защиты, ограничивающим ее применение.

Принцип действия защиты ЗЗП-1 основан на сравнении фаз токов нулевой последовательности (рис. 19).

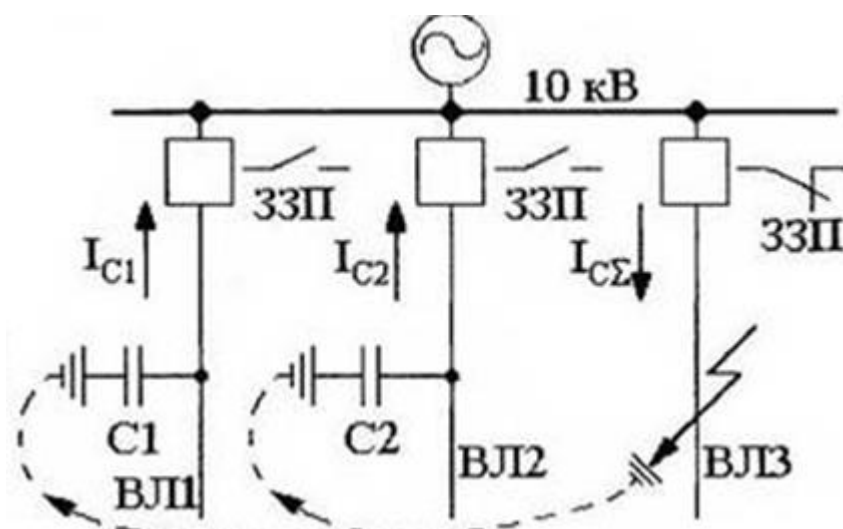


Рисунок 19 – Принцип действия ЗЗП-1

Защита ЗЗН предназначена для селективного отключения защищаемого присоединения при ОЗЗ в сетях 6 – 10 кВ с первичным током замыкания на землю от 0,2А (что соответствует минимальной длине неповреждённой ВЛ – 7км) ТТНП.

Защита ЗЗН обладает большей чувствительностью и областью применения, чем ЗЗП – 1 за счет того, что имеет два пусковых органа – по напряжению и по току плюс фазочувствительный орган, выделяющий реактивную составляющую тока ОЗЗ. Тем самым достигается более высокая чувствительность и селективность защиты.

4.5 Устройство защиты от замыканий на землю в сетях 6 – 35кВ

Устройство защиты от замыканий на землю (УЗС), реагирующее на токи и напряжения переходного процесса при замыканиях на землю, предназначено для селективной защиты при замыканиях на землю в воздушных и кабельных сетях напряжением 6–35 кВ независимо от режима работы их нейтрали. Устройство обеспечивает защиту как от устойчивых, так и от неустойчивых замыканий.

Принцип его действия основан на контроле направления распространения токов и напряжений переходного процесса, возникающих при ОЗЗ и распространяющихся к концам линий и заключается в сравнении и запоминания первоначальных знаков тока $3I_0$ и напряжения $3U_0$ в месте замыкания.

При совпадении знаков ОЗЗ фиксируется в защищаемом направлении, а при несовпадении регистрируется внешнее ОЗЗ. Факт замыкания контролируется срабатыванием пускового органа установившегося напряжения $3U_0$ промышленной частоты. Цепи тока подключаются к ТТНП

принципа определяет независимость функционирования защиты от режима заземления нейтрали и конфигурации сети, а также обеспечивает способность ее работы как при устойчивых, так и при неустойчивых замыканиях.

В составе программы инновационного развития ОАО «Тюменьэнерго» было разработано инновационное устройство селективной защиты от ОЗЗ «ТОР 110 ИЗН» (ИЗН-01). Принцип работы устройства состоит в следующем: Для выявления направления однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) микропроцессорное устройство «ТОР 110-ИЗН» фиксирует направление распространения волн переходного процесса, возникающих в месте замыкания. Факт возникновения ОЗЗ сопровождается появлением напряжения нулевой последовательности промышленной частоты, что используется для подхвата пуска устройства.

Устройство подключается к трансформаторам тока и напряжения нулевой последовательности и является индивидуальным, т.е. устанавливается на каждое присоединение. При отсутствии ТТНП устройство может подключаться на сумму токов трех фаз (рис.19)

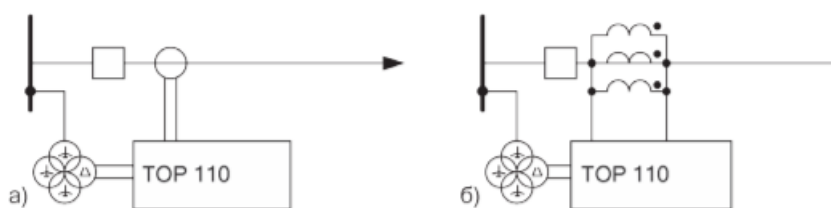


Рисунок 19 – Схема подключения устройства ТОР 110 ИЗН (а – к ТТНП, б – на сумму фазных токов ТТ)

Для выявления направления однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) микропроцессорное устройство «ТОР 110-ИЗН» фиксирует направление распространения волн переходного процесса, возникающих в месте замыкания. Факт возникновения ОЗЗ сопровождается появлением напряжения нулевой последовательности $3U_0$ промышленной частоты, что используется для подхвата пуска устройства. Для подстанций, где отсутствуют измерительные трансформаторы напряжения, на базе микропроцессорных устройств возможно выполнить централизованную защиту от ОЗЗ с организацией обмена сигналами.

Устройство ТОР 110 ИЗН обеспечивает: селективную защиту от замыканий на землю воздушных, кабельных и смешанных линий в сети 6-35 кВ независимо от режима заземления ее нейтрали; контроль состояния цепей м трансформатора напряжения; осциллографирование и регистрацию ОЗЗ и переключений с организацией базы данных аварийных осциллограмм; контроль правильности ориентирования устройства в заданном направлении (фазировки); интеграцию в АСУ по протоколу IEC 60870-103. Устройство

обладает малыми габаритами и весом и может устанавливаться, в частности, на дверь релейного отсека.

В процессе эксплуатации защиты на линиях 10 кВ ПС «Ханты-Мансийская» было зафиксировано 97 ОЗЗ, большая часть которых носила самоустраняющийся (кратковременный) характер. Среди этих ОЗЗ был зафиксирован ряд срабатываний устройств ИЗН-01, вызванных плавным развитием ОЗЗ в течение 300-500 мс до начала волновой стадии. Этот фактор определяет недостаток устройства.

Опять же, данная защита требует установку или трансформатора нулевой последовательности, либо трехфазной группы трансформаторов тока, что не соответствует типовым решениям для присоединений воздушных линий, в которых используются два трансформатора тока.

4.7 Централизованная защита «Геум»

В централизованных защитах в основном применяют сравнение амплитудных или действующих значений токов нулевой последовательности. Поврежденный фидер определяется на основе сравнения токов нулевой последовательности по всем присоединениям и выборе присоединения с максимальным током нулевой последовательности. Расчет этих значений может проводиться как в начальный момент времени, то есть, основываясь на переходных величинах замыкания, так и в установившемся режиме. Кроме того, возможно применение высших гармонических составляющих токов нулевой последовательности либо наложенного тока с частотой, отличной от промышленной. Для расширения области применения на подстанциях с большим числом присоединений, возможно введение в такие защиты дополнительной информации, которая позволяет произвести отстройку от действия в некоторых сложных режимах, например, получение информации о напряжении нулевой последовательности с другой секции шин подстанции может повысить чувствительность.

Централизованная защита с поочередным опросом каналов

Первые централизованные защиты в силу отсутствия быстродействующих микропроцессорных систем использовали последовательное сравнение токов нулевой последовательности между каждым присоединением с целью выявить присоединение с максимальным током замыкания на землю. По этой причине данные системы не имели широкого распространения, так как при большом количестве присоединений время обработки сигналов доходило до 9 секунд.

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

устанавливаются в ячейки отходящих присоединений. При этом минимизируются токовые цепи от ТНП до УСО;

- при реконструкции подстанций и РП в шкаф секционного разъединителя устанавливаются все элементы системы – «Геум» и УСО;
- при новом строительстве – шкафовое решение на 1 и 2 блока «Геум», что позволяет защитить одним шкафом до 32 присоединений.

В 2015 г. устройство серии «Геум» прошло испытания в АО «НТЦ ФСК ЕЭС», где оно корректно сработало в 100% тестовых осциллограмм.

Основные сложности в работе с устройствами серии «Геум» возникают на стадии наладки в основном из-за отсутствия опыта работы с цифровой связью и нестандартным оборудованием РЗА.

В заключение отметим, что централизованная система «Геум» обеспечивает защиту от ОЗЗ в сетях с любым типом нейтрали, во всех возможных режимах работы, включая дуговые замыкания, работу на два отходящих присоединения. При этом, как и для предыдущих защит, применение этой защиты требует оснащение каждого присоединения трансформаторами тока нулевой последовательности.

4.8 Выводы

Таким образом, анализируя имеющиеся типы устройств защиты от замыканий на землю в сетях с малыми токами замыкания на землю, можно выделить следующие типы недостатков, присущие данным устройствам. Это неселективная работа защиты, трудности по отысканию поврежденного присоединения в разветвленных сетях, излишнее срабатывание при возникновении дуговых ЗНЗ вне зоны действия защиты, сложность реализации некоторых типов защит, отсутствие однозначных методик определения уставок срабатывания и высокая стоимость микропроцессорных терминалов.

По принципу действия защиты от ОЗЗ в сетях с изолированной нейтралью можно классифицировать как реагирующие на напряжение нулевой последовательности, ток нулевой последовательности, направление тока (мощности) нулевой последовательности.

В основном защиты от ОЗЗ можно разделить на два типа – индивидуальные и централизованные защиты.

К индивидуальным защитами относятся: токовая защита нулевой последовательности; токовая направленная защита нулевой последовательности; защиты, реагирующее на токи и напряжения переходного процесса при замыканиях на землю.

Наиболее простой и распространенной из защит от ОЗЗ является токовая индивидуальная защита нулевой последовательности.

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

Индивидуальные защиты наиболее просты, но при этом имеют высокий процент ложных срабатываний.

Защиты на централизованном принципе лишены недостатков индивидуальных защит, таких как ложные срабатывания, связанные с переходными процессами на неповрежденных линиях.

Для наглядности приведем таблицу сравнений рассмотренных защит от ОЗЗ.

Таблица 38 – Сравнение защит от ОЗЗ

№	Вид защиты	Принцип действия	Достоинства	Недостатки
1	Устройство контроля изоляции	Измерение $3U_0$	Простая, чувствительная и надежная защита	Защита является неселективной
2	Токовая защита нулевой последовательности	Измерение $3I_0$	Высокая чувствительность	Чувствительность обеспечивается при больших токах замыкания на землю Требует ТТНП.
3	Токовая направленная защита нулевой последовательности	Измерение $3I_0$ с контролем фазы	Высокая чувствительность, селективность, работа при малых емкостных токах	Требует ТТНП.
4	Защита на микроэлектронном реле тока РТЗ-51	Измерение $3I_0$	Возможность снизить коэффициент броска емкостного тока, требуемого для выбора уставок.	Ложное срабатывание при коммутации близко расположенных электромеханических промежуточных реле и реле времени Требует ТТНП.
5	Устройство защиты от замыканий на землю (УЗС)	Анализ переходного процесса	Селективность; обеспечение защиты как от устойчивых, так и от неустойчивых замыканий	Необходимость установки трех ТТ или кабельного ввода

Продолжение таблицы 38

№	Вид защиты	Принцип действия	Достоинства	Недостатки
6	Устройство селективной защиты от замыкания на землю «ТОР 110 ИЗН»	Анализ переходного процесса	Селективность; контроль состояния цепей ТН; осциллографирование и регистрация ОЗЗ и переключений с организацией базы данных аварийных осциллограмм; контроль правильности ориентирования устройства в заданном направлении (фазировки); интеграцию в АСУ по протоколу IEC 60870-103	Срабатывание при самоустраняющихся ОЗЗ Требует ТТНП.
7	Централизованная защита Геум	Анализ переходного процесса в токовых цепях	Отсутствие ложных срабатываний; обеспечивает защиту в любых режимах работы, включая дуговые замыкания, работу на два отходящих присоединения	Требует ТТНП.

Таким образом, проведенный анализ технических решений показывает, что в настоящее время селективная защита от однофазных замыканий на воздушных линиях без установки трансформаторов тока нулевой последовательности не разработана. Все существующие способы выявления ОЗЗ на воздушных линиях требуют либо установки трех трансформаторов тока, что часто конструктивно невозможно, либо выполнение кабельного ввода с трансформатором тока нулевой последовательности, что тоже требует больших капитальных вложений.

										Лист
										89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ					

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенная работа позволяет реализовать на практике комплекс электроснабжения агроинженерного предприятия. Приведенные современные технические решения обеспечивают надежную работу как электрооборудования подстанции так и потребителей предприятия.

В свете развития агроинженерного комплекса народного хозяйства, усложнения технологических процессов в нем актуальность работы возрастает с каждым днем. Внедрение современного электросилового оборудования, цифровых средств защиты и автоматики является необходимым и актуальным решением, повышающим надежность и удобство эксплуатации систем электроснабжения.

Обозначенная проблема отсутствия надежных и дешевых технических решений по селективному выявлению однофазного замыкания на землю в сетях с воздушными ЛЭП требует решения.

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения.
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 7, 2001 - 2004 г.г.
3. <http://estralin.com/files/catalogues/EstralinHVCrus.pdf>.
4. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе.
5. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору.
6. http://www.uetm.ru/files/katalog_VEB-2.pdf.
7. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ.
8. http://www.vsoyuz.com/modules/pages/files/catalogue_VS.pdf.
9. Гайсаров Р.В., Лисовская И.Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002. 59 с.
10. http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/transformatory-napryajeniya-izmeritelnye-elegazovye
11. http://www.electroshield.ru/upload/iblock/catalog_ea_electroshield.ru.pdf.
12. Выбор уставок срабатывания защит асинхронных ЭД напряжением выше 1кВ/ под ред. Александрова А.М.
13. Микропроцессорные блоки релейной защиты и автоматики серии БЭМП РУ-ЛТ. Руководство по эксплуатации.
14. Методические указания к расчету и выбору уставок защит и автоматики устройств серии БЭМП РУ.
15. Справочник по проектированию электрических сетей/под ред. Д.Л. Файбисовича.– 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

					<i>13.04.02.2018.272.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91