

**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**

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2018 г.

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор  
\_\_\_\_\_/ И.М. Кирпичникова /  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2018 г.

**РАЗРАБОТКА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ПРОЕКТИРУЕМОЙ  
ПОДСТАНЦИИ 110/10 КВ «ХАРЛУШИ»**

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
ЮУрГУ – 13.03.02. 2018.094 ВКР**

**Руководитель, доцент**

\_\_\_\_\_/ А.Н. Андреев /  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2018 г.

**Автор**

**студент группы П-472**  
\_\_\_\_\_/ П.В. Зверев /  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2018 г.

**Нормоконтролер, доцент**

\_\_\_\_\_/ К.Е. Горшков /  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2018 г.

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_/И.М. Кирпичникова/  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

ЗАДАНИЕ  
на выпускную квалификационную работу студента

Зверева Павла Васильевича

Группа П-472

1. Тема выпускной квалификационной работы

Разработка релейной защиты и автоматики подстанции 110/10 кВ с малой  
генерацией «Харлуши»

утверждена приказом по университету от \_\_\_\_\_ 20 г. № \_\_\_\_\_

2. Срок сдачи студентом законченной работы \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к работе

- Исходная схема сети
- Мощность трёхфазного КЗ на шинах действующей п/ст: в максимальном режиме 1300 МВА, в минимальном режиме 1100 МВА.
- Длина воздушных линий: 40 км
- К шинам низкого напряжения 10 кВ подключены 12 генераторов малой мощности ТК-1,5-2РУ (активная мощность: 1500кВт, косинус: 0,8;  $x_d = 1,87$ ;  $x'_d = 0,17$ ;  $x_2 = 0,13$ ;  $x_0 = 0,045$ )
- К шинам низкого напряжения 10 кВ проектируемой подстанции подсоединены 8 кабельных линий длиной 1,3 км, питающие РУ с одинаковой

нагрузкой: 4 трансформатора 10/0,4 кВ с загрузкой 630 кВА каждый; 2 асинхронных двигателя АД-4 ( активная мощность: 315 кВт, косинус: 0,85, КПД: 96,8%, коэф. пуска: 5,2)

4. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

- Выбор силовых трансформаторов, схем соединения распределительных устройств на высокой и низкой сторонах проектируемой подстанции;
- Выбор вида и источника оперативного тока на проектируемой подстанции РУ;
- Расчет токов короткого замыкания;
- Выбор и проверка силовых автоматических выключателей на высокой и низкой сторонах проектируемой подстанции и РУ;
- Выбор видов релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, РУ и ячеек, питающих линий W1 и W2 на действующей п/ст;
- Выбор типоразмера всех устройств релейной защиты и автоматики проектируемой подстанции, РУ и ячеек, питающих линий W1 и W2 действующей п/ст по каталогам фирмы-разработчика;
- Расчет уставок релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, РУ и ячеек, питающих линий W1 и W2 действующей п/ст;
- Проверка на допустимую погрешность трансформаторов тока на стороне низкого напряжения силового трансформатора проектируемой подстанции.

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

- Схема главная электрических соединений проектируемой подстанции одного из РУ с указанием типов основного силового оборудования измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- Схема проектируемой подстанции и одного из РУ с расстановкой устройств релейной защиты и автоматики с указанием логических связей между устройствами;
- Схема подключения устройства релейной защиты и автоматики питающей линии W1 (W2) на действующей п/ст;
- Схема подключения устройства релейной защиты и автоматики силового трансформатора проектируемой подстанции;
- Схема подключения одного из устройств релейной защиты и автоматики стороны 10 кВ проектируемой подстанции или одного из РУ ( защита асинхронного двигателя, кабельной линии, логическая защита шин, дуговая защита, защита секционного или вводного выключателя, защита измерительного трансформатора напряжения.

Всего \_\_\_ листов

6. Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Расчёт параметров УРЗА	Андреев А.Н.		
Расчёт токов КЗ	Горшков К.Е.		

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель \_\_\_\_\_

(подпись)

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_

(подпись студента)

### КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Выбор схем соединений на ВН и НН РУ, выбор опертока, силовых трансформаторов	01.05.2018	
Расчёт токов КЗ и выбор выключателей, разъединителей, КРУ	10.05.2018	
Выбор видов РЗА, расчёт уставок	20.05.2018	
Дополнительно рассмотренный вопрос	01.06.2018	

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_ / И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /

Студент \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /

## АННОТАЦИЯ

Зверев П.В. – Разработка релейной защиты и автоматики проектируемой подстанции 110/10 кВ «Харлуши» – Челябинск: ЮУрГУ, П-472, 2018 г., стр. 132, илл. 32, табл. 42. Список литературы – 42 наименований. 5 листов чертежей формата А1.

В выпускной квалификационной работе выбраны устройства релейной защиты и автоматики для проектируемой тупиковой двухтрансформаторной подстанции 110/10 кВ. На основании заданных параметров обоснование выбора видов силового оборудования, выбор видов РЗА для всех объектов ПС, расчёт их уставок, выбор автоматики производился на основании ПУЭ, НТП ФСК ЕЭС, Справочник по проектированию подстанций и других нормативных документов. Выбор фирмы-изготовителя, как и типоразмер защиты, основывался по предложениям на российском рынке производителей. На основании составленной схемы замещения сети определены токи КЗ, произведен расчет устройств защиты и автоматики указанных в исходных данных элементов подстанции. Составлены главная схема электрических соединений подстанции, схема подключения терминала защиты силового трансформатора, схема подключения терминала защиты питающей линии.

					<b>13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР</b>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
Разраб.		Зверев			<b>Разработка релейной защиты и автоматики проектируемой подстанции 110/10 кВ «Харлуши»</b>		
Провер.		Андреев					
Реценз.							
Н. Контр.		Горшков					
Утверд.		Кирпичникова					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						3	130
					<b>ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ</b>		

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 ВЫБОР СХЕМ СОЕДИНЕНИЙ НА СТОРОНАХ 110 И 10 кВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС	9
1.1 Выбор схемы РУ на стороне 110 кВ ПС	9
1.2 Выбор схемы РУ на стороне 10 кВ ПС	10
1.3 Схема РП 10 кВ питаемого от секции шин 10 кВ ПС	11
2 ВЫБОР РЕЖИМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ ТРАНСФОРМАТОРА	12
2.1 Выбор сечения КЛ	13
2.2 Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю	15
3 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПС	16
3.1 Выбор вида оперативного тока	16
3.2 Выбор источника оперативного тока	16
3.3 Определение мощности ТСН	16
3.4 Выбор предохранителей на ТСН	18
4 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	20
4.1 Определение суммарной максимальной нагрузки ПС	20
4.2 Определение мощности основных трансформаторов ПС	20
4.3 Выбор трансформатора 10/0,4 кВ РУ ПС	21
5 РАСЧЕТ ТКЗ	22
5.1 Расчет ТКЗ в программе ТоКо	22
5.1.1 Выбор сечения ВЛ 110 кВ	22
5.1.2 Расчет максимального и минимального режимов в программе ТоКо	23
6 ВЫБОР СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ, КРУ	26
6.1 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ ПС	26
6.1.1 Нормативные требования	26
6.1.2 Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя	27
6.1.3 Определение периодической составляющей ТКЗ	27
6.1.4 Определение ударного тока трёхфазного КЗ	27
6.1.5 Определение аperiodической составляющей ТКЗ в момента размыкания контактов выключателя	27

						Лист
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР	

6.1.6	Расчет термического воздействия ТКЗ	28
6.2	Выбор и проверка силовых выключателей на стороне 10 кВ ПС	29
6.2.1	Нормативные требования	29
6.2.2	Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя	30
6.2.3	Определение периодической составляющей ТКЗ	30
6.2.4	Определение ударного тока трёхфазного КЗ	30
6.2.5	Определение аperiodической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя	31
6.2.6	Расчет термического воздействия ТКЗ	31
6.3	Проверка КЛ по термической стойкости	32
6.4	Положение секционных выключателей в нормальном режиме работы	33
7.	ВЫБОР ВИДОВ РЗА ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НА СТОРОНЫ 110 И 10 КВ ПС	34
7.1	Кабельная линия 10 кВ	34
7.2	Электродвигатель 10 кВ	35
7.3	Трансформатор 10/0,4 кВ	36
7.4	Генератор 10 кВ	38
7.5	Вводной выключатель 10 кВ	39
7.6	Секционный выключатель 10 кВ	40
7.7	Шины 10 кВ	40
7.8	Трансформатор 110/10 кВ	41
7.9	Воздушная линия 110 кВ	44
8.	ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ УРЗА НА СТОРОНЕ 110 И 10 кВ ПС	46
8.1	Выбор фирмы производителя УРЗА	46
8.2	Выбор типоразмера УРЗА КЛ к РП отходящей от шин 10 кВ ПС	47
8.3	Выбор типоразмера УРЗА ЭД 10 кВ	49
8.4	Выбор типоразмера УРЗА трансформатора 10/0,4 кВ	50
8.5	Выбор типоразмера УРЗА генератора 10 кВ	51
8.6	Выбор типоразмера вводного выключателя секции шин 10 кВ ПС	51
8.7	Выбор типоразмера УРЗА секционного выключателя секции шин 10 кВ ПС	52
8.8	Выбор типоразмера ЗДЗ КРУ 10 кВ ПС	53
8.9	Выбор типоразмера УРЗА в ячейке ТН секции шин 10 кВ ПС	53
8.10	Выбор типоразмера УРЗА трансформатора 110/10 кВ	54





11.1.Проблемы внедрения РЗА на цифровой ПС	119
11.2.Обеспечение надежности доставки информации к терминалу	120
11.3.Ограниченная пропускная способность шины процесса	121
11.4.Синхронизация времени	121
11.5.Искажение сигнала или потеря пакетов данных	122
11.6.Определение рамок надежной работы алгоритмы	122
11.7.Адаптация существующего алгоритма терминала под цифро- вую подстанцию	124
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	128
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	129

## ВВЕДЕНИЕ

В электрической сети возможны следующие повреждения и ненормальные режимы работы: междуфазные короткие замыкания (КЗ), однофазные КЗ, двухфазные КЗ, двухфазные КЗ на землю, перегрузки, качания, асинхронный режим, повышенные токи в линиях при повреждениях на стороне низшего напряжения трансформаторов приемной подстанции. Для защиты от вышеописанных ненормальных режимов работы и повреждений разработаны следующие типы защит: токовые защиты, токовые направленные защиты, дистанционные защиты, дифференциальные токовые продольные и поперечные защиты, защиты от перегрузок и т.д.

Разработка защиты того или иного электроэнергетического объекта заключается в выборе необходимого объема релейной защиты для каждого элемента входящего в объект, выборе соответствующих устройств релейной защиты, расчета уставок и правильного подключения. Сложностью разработки релейной защиты является обеспечение требований по быстродействию, надежности и селективности проектируемой защиты, а также снижению затрат на установку устройств РЗ. Все эти вопросы затронуты в данной работе.

						Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР</i>	

# 1 ВЫБОР СХЕМ СОЕДИНЕНИЙ НА СТОРОНАХ 110 И 10 кВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

## 1.1 Выбор схемы РУ на стороне ВН подстанции

Обоснование выбора схемы распределительного устройства проектируемой подстанции заключается в обеспечении достаточного уровня надёжности для данных условий и снижении возможных затрат путём упрощения выбираемого распределительного устройства без ущерба надёжности. По действующим нормативным документам в Российской Федерации, касающимся проектирования подстанций, относящимся к ПАО «Федеральная Сетевая Компания Единые Энергетические Сети»

Из положения о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» по пункту 2.3.1 [3] для РУ 35-220 кВ следует применять схемы с одним выключателем на присоединение.

В соответствии с рекомендациями по применению типовых принципиальных электрических схем РУ подстанций 35-750 кВ по регламенту 3.1. [8] применения типовых схем ПС 35-750 кВ и условиях их использования.

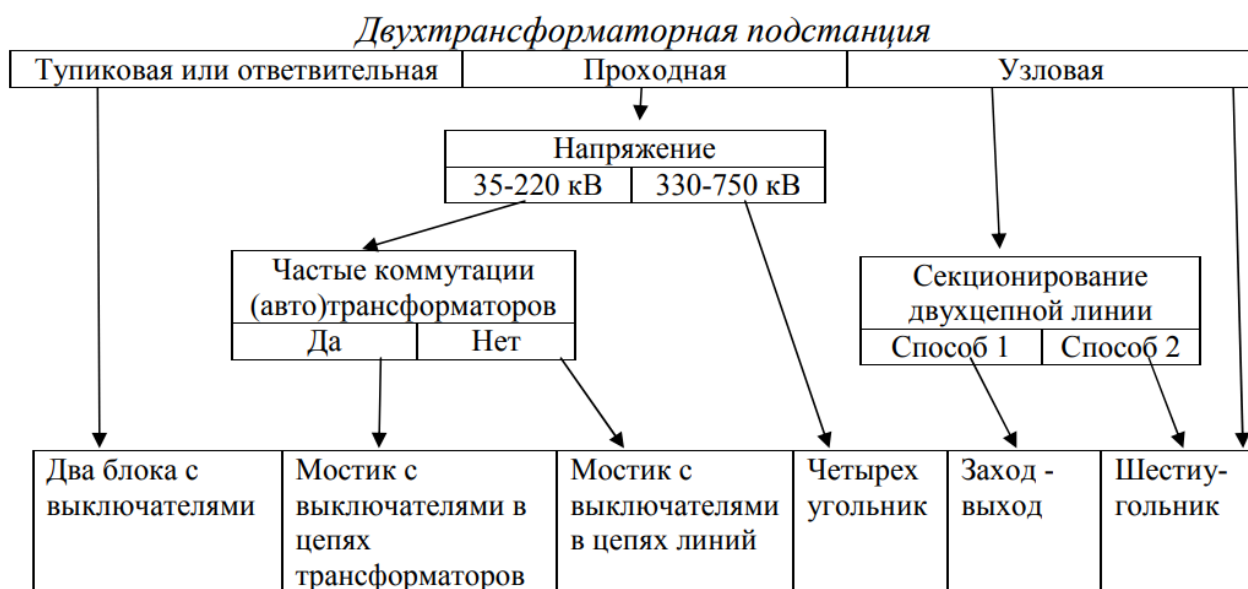


Рисунок 1.1.1-Выбор схемы РУ ПС

Для тупиковой подстанции с присоединением двух линий на два трансформатора, в соответствии с 2.4, раздел I [8] для заданного класса напряжения

применяется схема №110-4Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» (рисунок 1.1.2).

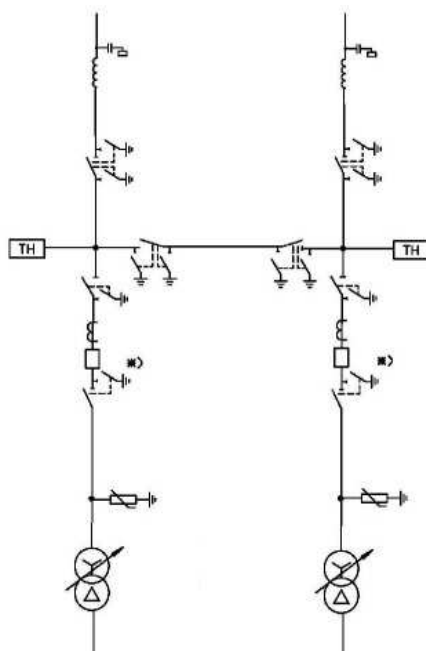


Рисунок 1.1.2 Схема №110-4Н

## 1.2. Выбор схемы РУ на стороне НН подстанции

В соответствии с 1.11 [5] – «Одна секционированная выключателем система шин» 10(6)-2 (рисунок 1.2) применяется при двух трансформаторах на подстанции.

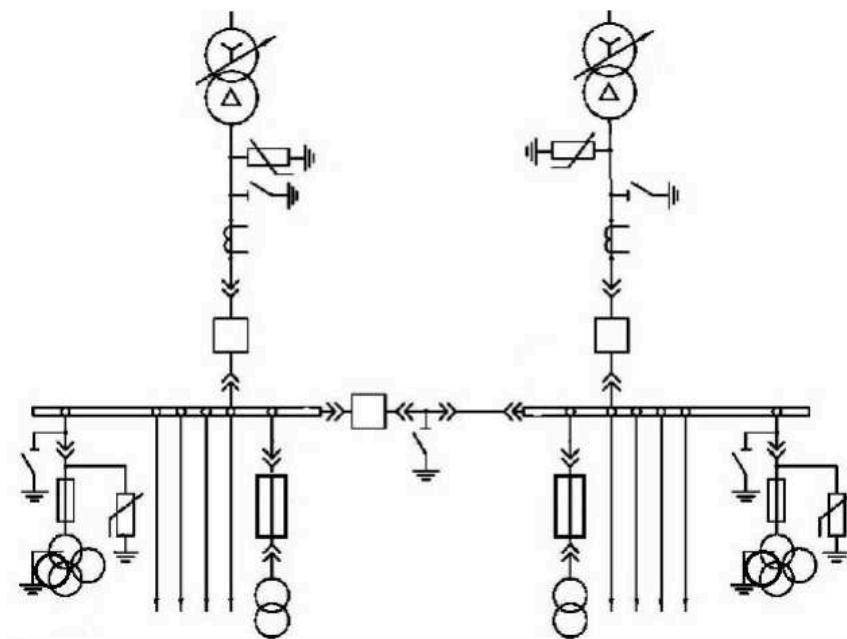


Рисунок 1.2 Схема №10(6)

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

Для РП 10/0,4кВ примем одну рабочую систему шин с резервированием от параллельной секции РУ НН. (рисунок 1.3).

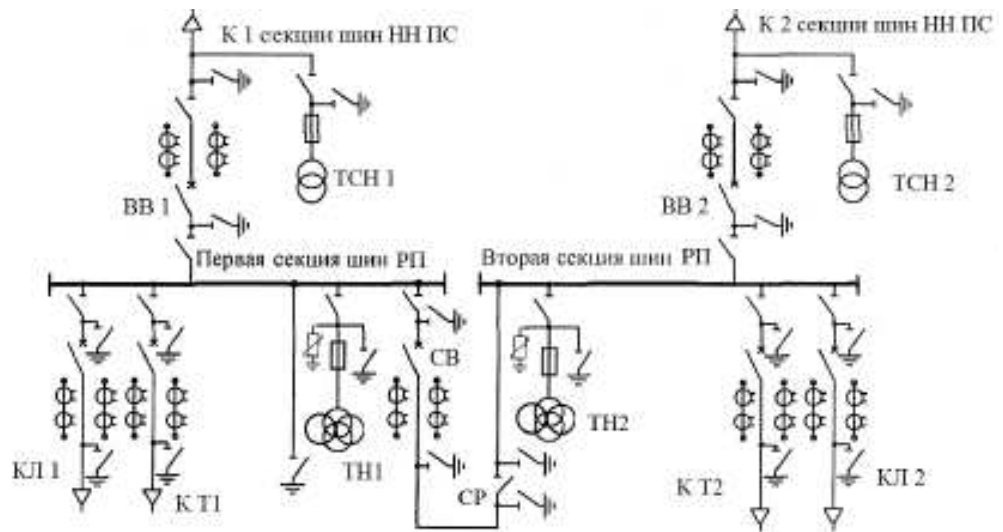


Рисунок 1.3-Схема РП 10кВ, питаемого от секции шин НН ПС

## 2. ВЫБОР РЕЖИМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Режим нейтрали зависит от напряжения сети:

- для сетей с напряжением 110 кВ принят режим эффективно-заземленной нейтрали;
- сети 6-35 кВ выполняются с изолированной нейтралью. По пункту 6.18 [4]: «При необходимости компенсации емкостных токов в сетях 6-35 кВ на ПС должны устанавливаться дугогасящие заземляющие реакторы преимущественно с плавным автоматическим регулированием индуктивности и селективной сигнализацией замыкания на землю.».

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

По пункту 5.11.8 [2], компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими реакторами должна применяться при емкостных токах, превышающих следующие значения.

Таблица 2.1 Компенсация ёмкостного тока

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

По НТП ПС [4]:

5.2.1. Электрические сети 3-35 кВ должны работать с изолированной или заземленной через резистор или ДГР нейтралью.

5.4.1. Режим заземления нейтрали обмоток 110 кВ трансформаторов выбирается с учетом... допустимых значений токов однофазного КЗ по условиям выбора оборудования...

5.4.3. Нейтрали обмоток 110 кВ трансформаторов, которые в процессе эксплуатации могут быть изолированы от земли, должны быть защищены ограничителями перенапряжений (ОПН) типа ОПНН или ОПН-110...

Для проектируемой подстанции НН 10 кВ и ВН 110 кВ принимается:

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

## 2.1 Выбор сечения кабельной линии

Для определения режима нейтрали 10кв требуется знать величину суммарного ёмкостного тока, который зависит от сечения кабеля и его длины. Генерация емкостного тока другими элементами (ВЛ, шины, трансформаторы, ЭД) пренебрежимо мала.

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

- по предельно допустимому нагреву с учетом послеаварийных режимов:

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

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

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

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

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

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

- по экономической плотности тока:

$$q_{\text{э}} = \frac{I_{\text{н}}}{J_{\text{э}}}$$

					Лист
					13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР					

где  $q_{\text{э}}$  – ближайшее экономическое целесообразное сечение, мм<sup>2</sup>;  
 $I_{\text{н}}$  – длительный ток нагрузки нормального режима, А;  
 $J_{\text{э}}$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>, определяемая по таблице 1.3.36 ПУЭ [1].

Мощность нагрузки распределительного устройства по заданию:

$$S_{\text{н}} = N_{\text{т}} * S_{\text{т. ном}} + N_{\text{д}} * \frac{P_{\text{д. ном}}}{\eta * \cos\varphi},$$

где  $S_{\text{н}}$  – мощность нагрузки одного РП цеха;  
 $N_{\text{т}}$  – количество трансформаторов на шине РП цеха;  
 $S_{\text{т. ном}}$  – номинальная мощность трансформатора;  
 $N_{\text{д}}$  – количество двигателей на одном РП цеха;  
 $P_{\text{д. ном}}$  – номинальная мощность одного двигателя;  
 $\eta$  – коэффициент полезного действия двигателя;  
 $\cos\varphi$  – коэффициент мощности двигателя;

$$S_{\text{н}} = 4 * 0,63 + 1 * \frac{0,63}{0,968 * 0,85} = 3285,68 \text{ МВА.}$$

Длительный ток нагрузки нормального режима:

$$I_{\text{н}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = \frac{3285,68}{\sqrt{3} * 10} = 190 \text{ А.}$$

Максимальный ток нагрузки послеаварийного режима:

$$I_{\text{н. макс}} = 2 * I_{\text{н}} = 2 * 190 = 380 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{н. макс}}}{K_{\text{п}} * K_{\text{с.н}} * K_{\text{ср}}} = \frac{380}{1,1 * 0,93 * 1} = 372 \text{ А.} \quad (1)$$

Выбор сечения по экономической плотности тока:

$$q_{\text{э}} = \frac{I_{\text{н}}}{J_{\text{э}}} = \frac{380}{2,5} = 152 \text{ мм}^2. \quad (2)$$

Сечение по длительно-допустимому току нагрузки при условии включения через одну КЛ два распределительных устройства (аварийный режим) по

									Лист
									14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				



таблице 1.3.13 [1] выбирается равным  $185 \text{ мм}^2$  при ступени 400А, что удовлетворяет условию (1). По расчётам (1) и (2) выбирается наибольшее сечение –  $185 \text{ мм}^2$ .

Из российских заводов-производителей кабельной продукции выбираем ООО «Камский кабель». По каталогу [32] выбираем марку кабеля

ПвП – 3х185/25 – 10,

где \* – отсутствие буквы А, означает что жилы кабеля медные;

Пв – изоляция из сшитого полиэтилена;

П – оболочка из полиэтилена;

3 – количество жил в кабеле;

185 – номинальное сечение жилы ( $\text{мм}^2$ )

25 – сечение экрана ( $\text{мм}^2$ )

Так как сечение экрана выбирается исходя из расчётов токов однофазных коротких замыканий, то в дальнейшем возможно изменение величины сечения экрана в сторону увеличения.

## 2.2. Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю

Ориентировочно определить  $I_{C\Sigma}$  можно по удельным значениям емкостных токов в зависимости от сечения кабеля и номинального напряжения сети.

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

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

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

$L_{\text{КЛ}}$  – длина КЛ в км;

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

Из таблицы П1.1 [43] для сечения  $185 \text{ мм}^2$   $k_{\text{КЛ}} = 1,47 \text{ А/км}$ .

$$I_{C\Sigma} = N_{\text{КЛ}} \cdot N_{\text{Ц}} \cdot L_{\text{КЛ}} \cdot k_{\text{КЛ}} = 4 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,47 = 7,6 \text{ А}.$$

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

					<i>П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15



Секционный разъединитель	2
ТСН1 и ТСН2	2
ТН 1-4 секции	4
Отходящие присоединения	20
Итого	34

Таблица 3.3.2. Определение суммарной активной нагрузки.

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Мощность, кВт
Охлаждение трансформаторов 110 кВ	5	2	10
Подогрев выключателей 110 кВ	5	2	10
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	34	34
Потребление ОПУ	100	1	100
Потребление ЗРУ	10	1	10
Освещение ОРУ	5	1	5
Маслохозяйство	200	1	200
Подзарядно-зарядный агрегат АБ	25	2	50
Итого			419

Полная мощность нагрузки ТСН:

$$S_{\text{ТСН}} = k_c \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = 0,8 \frac{419}{0,9} = 372,44 \text{ кВА},$$

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

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

Выбираем фирму-изготовителя ТСН ПАО «КрасТехЭнерго», город Красноярск.

						Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР	

По каталогу [34] выбираем ТСН:

ТМГ-400-10/0,4-У/Ун – трансформатор трехфазный масляный герметичный на 10 кВ, мощностью 400 кВА.

Выбор ТСН РП 10 кВ (таблица 3.3.3).

Таблица 3.3.3. Выбор ТСН РП 10 кВ.

Назначение	Количество, шт
Вводы 1 и 2 секции	2
ТСН	1
ТН	1
Отходящие присоединения	5
Итого	9

Таблица 3.3.4. Определение суммарной активной нагрузки:

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Мощность, кВт
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	9	9
Потребление ЗРУ	10	1	10
Итого			19

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{\text{СН}} = k_c \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = 0,8 \frac{19}{0,9} = 16,88 \text{ кВА.}$$

Выбираем фирму-изготовителя ТСН ПАО «КрасТехЭнерго», город Красноярск.

По каталогу фирмы выбираем ТСН:

ТМГ-25/10-У1 – трансформатор трехфазный масляный герметичный класса напряжения 10 кВ и номинальной мощностью 25 кВА.

### 3.4. Выбор предохранителей на ТСН

										Лист
										18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР					

Согласно [4 п. 9.1] ТСН присоединяются к шинам НН ПС через предохранители или выключатели, а к РП через предохранители.

Требования к защите силовых трансформаторов и другого оборудования предохранителями изложены в [36,37]

Выбираем фирму-изготовителя предохранителей для ТСН ОАО «НВА» [33].

По каталогу [35] по таблице подбора преохранителей для трансформаторных ПС для ТСН 10 кВ с  $S_{НОМ} = 400$  кВА рекомендуемый номинальный ток предохранителя 50 А.

Номинальный ток ТСН на стороне 10 кВ:

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

Номинальный ток предохранителя:

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

По каталогу [33] выбираем предохранитель ПКТ-101-3,2-12,5.

						Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР</i>	

#### 4. ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

##### 4.1. Определение суммарной максимальной нагрузки ПС

Максимальная нагрузка ПС 110/10 кВ:

$$S_{\text{пс}} = (N_{\text{т}} \cdot S_{\text{т}}) + \frac{N_{\text{д}} \cdot P_{\text{д}}}{\cos(\varphi_{\text{д}}) \cdot \eta};$$

$$S_{\text{пс}} = (32 \cdot 0,63) + \frac{8 \cdot 0,63}{0,85 \cdot 0,968} = 26,28 \text{ МВА},$$

где  $S_{\text{пс}}$  – полная мощность проектируемой подстанции;

$N_{\text{т}}$  – общее количество трансформаторов, питаемых от подстанции;

$S_{\text{т}}$  – номинальная мощность одного трансформатора на РП цеха;

$N_{\text{д}}$  – количество двигателей на одном РП;

$P_{\text{д}}$  – номинальная мощность одного двигателя;

$\eta$  – коэффициент полезного действия двигателя;

$\cos(\varphi_{\text{д}})$  – коэффициент мощности двигателя;

##### 4.2 Определение мощности основных трансформаторов ПС

По [39] коэффициент аварийной перегрузки  $k_{\text{п}} \leq 1,4$ , соответственно мощность трансформатора:

$$S_{\text{т.ном.}} \geq \frac{S_{\text{пс}}}{k_{\text{п}}}$$

Для ПС 110 кВ силовые трансформаторы выбираются по [39], требования к ним изложены в [3 п.2.3.3.1]

Трансформаторы 110 кВ должны быть оснащены устройствами РПН и не менее 4 встроенных трансформаторов тока.

Минимальная мощность трансформатора с учетом коэффициента аварийной перегрузки.

$$S_{\text{т.ном.}} \geq \frac{26,28}{1,4} = 18,77 \text{ МВА}.$$

По [7] выбираем двухобмоточный трансформатор с РПН  $\pm 16\%$ ,  $\pm 9$  ступеней – ТРДН-25000 110/10/10 Ун/Д-Д-11-11:

ТРДН-25000 110/10/10

									Лист
									20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				

$$S_{\text{НОМ}} = 25000 \text{ кВА}$$

$$U_{\text{НОМ.ВН}} = 110 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НОМ.НН1}} = 10 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НОМ.НН2}} = 10 \text{ кВ}$$

РПН в нейтрали ВН  $\pm 16\%$ ,  $\pm 9$  ступеней;

Схема соединения обмоток  $Y_{\text{H}}/D - D - 11 - 11$ .

Максимальный коэффициент аварийной перегрузки:

$$k_{\text{п}} = \frac{S_{\text{пс}}}{S_{\text{т.ном}}} = \frac{26,28}{25} = 1,0512.$$

Коэффициент аварийной перегрузки меньше расчётного значения, что говорит о возможности увеличения мощности в будущем без дополнительных вложений на замену силового трансформатора.

Запас мощности для перспективного развития подстанции:

$$S_{\text{пс.макс}} = k_{\text{п}} = 25 * 1,4 = 35;$$

$$S_{\text{зап}} = S_{\text{пс.макс}} - S_{\text{т.ном}} = 35 - 26,28 = 8,72 \text{ МВА.}$$

#### 4.3. Выбор трансформатора 10/0,4 кВ РУ ПС

По каталогу ОАО «Электrozавод» выбираем ТМГ-630/10/0,4-У1 с параметрами:

$$S_{\text{H}} = 630 \text{ кВА}$$

$$U_{\text{НОМ.ВН}} = 10,5 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НОМ.НН}} = 0,4 \text{ кВ}$$

ПБВ  $\pm 2 \times 2,5\%$

Схема и группа соединения обмоток  $D/Y_{\text{H}}-11$

					Лист
					21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

*П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР*

## 5. РАСЧЕТ ТКЗ

По максимальным значениям токов короткого замыкания осуществляется проверка выбранного силового оборудования и рассчитываются параметры релейных защит. По минимальным значениям токов КЗ проверяется нормативная чувствительность защит.

Расчет ТКЗ производится в соответствии с:

- ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [11];
- РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [12].

### 5.1. Расчет ТКЗ в программе ТоКо

Расчеты ТКЗ для проверки выбранного оборудования, определения и проверки параметров РЗА проводятся в программе «ТоКо: Расчет токов короткого замыкания» разработки кафедры ЭССиС, ЮУрГУ.

#### 5.1.1. Выбор сечения ВЛ

Рабочий максимальный ток для тупиковых ВЛ определяется по мощности трансформатора проектируемой ПС с учетом 40% перегрузки.

$$I_{\text{РАБ.МАКС.ВЛ}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ.ВЛ}}} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,183 \text{ кА.}$$

По условию максимально допустимого тока по нагреву подходит провод марки АС сечением 50/8.

Рабочий ток нормального режима работы для тупиковых ВЛ определяется по ранее вычисленной суммарной нагрузке ПС с учетом количества  $N_{\text{ВЛ}}$  питающих линий.

$$I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{N_{\text{ВЛ}} \cdot \sqrt{3}U_{\text{НОМ.ВЛ}}} = \frac{18,77}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,049 \text{ кА.}$$

По ПУЭ (п. 1.3.25) [1] экономически выгодное сечение:

$$S = \frac{I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}}}{J_{\text{ЭК}}} = \frac{0,183}{1,1} = 166 \text{ мм}^2.$$

									Лист
									22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				



где  $J_{ЭК}$  – нормированное значение экономической плотности тока (по ПУЭ (табл. 1.3.36) [1] примем  $J_{ЭК} = 1,1 \text{ А/мм}^2$ ).

По условию выбора по экономической плотности тока, подходит провод марки АС сечением 185/24.

Окончательно принимаем сталеалюминевый провод марки АС сечением 185/24.

По условию нагрева по ПУЭ (табл. 1.3.29) [1] неизолированный провод сечением  $185 \text{ мм}^2$  выдержит ток 520 А.

### 5.1.2. Расчет максимального и минимального режимов в программе ТоКо

Для максимального режима составим расчётную модель в программе ТоКо (рисунок 5.1.2.1.):

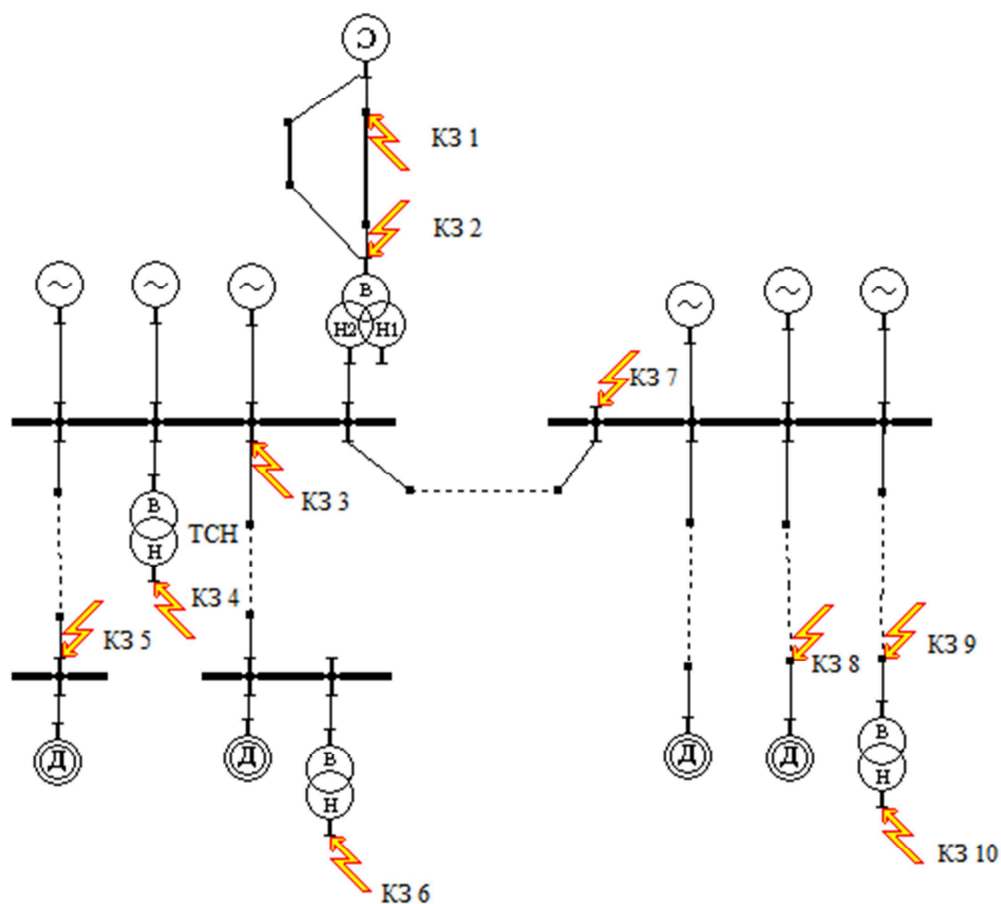


Рисунок 5.1.2.1 Расчетная модель в программе ТоКо для максимального режима

Результаты расчетов максимального режима для всех точек КЗ сведем в таблицу 5.1.2.1.

Таблица 5.1.2.1. Токи КЗ в соответствующих точках на схеме.

Точка КЗ	$I_{п.0}$ , кА
КЗ 1	6,911
КЗ 2	3,957
КЗ 3	13,216
КЗ 4	0,104
КЗ 5	11,011
КЗ 6	2,031
КЗ 7	13,216
КЗ 8	11,011
КЗ 9	10,945
КЗ 10	2,031

Составим расчетную схему для минимального режима программе ТоКо (рисунок 5.1.2.2).

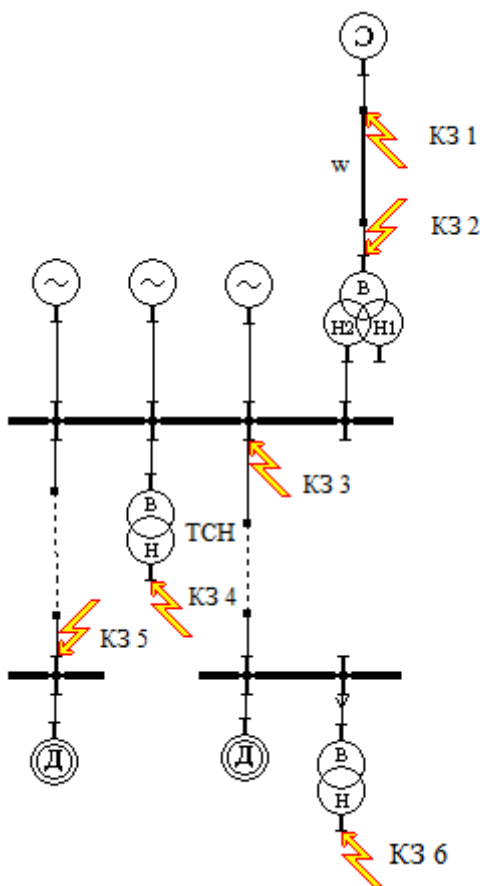


Рисунок 5.1.2.2 Расчетная схема в программе ТоКо для минимального режима

Результаты расчетов минимального режима для всех точек КЗ сведем в таблицу 5.1.2.2:

Таблица 5.1.2.2. Токи КЗ в соответствующих точках схемы.

Точка КЗ	$I_{п.0}$ , кА
КЗ 1	5,78
КЗ 2	2,55
КЗ 3	9,2
КЗ 4	0,103
КЗ 5	8,15
КЗ 6	1,074

## 6. ВЫБОР СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ, КРУ

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

6.1.1. Нормативные требования:

Согласно ПЕТП (п. 2.3.3.2) [3]:

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

Согласно НТП ПС (п. 4.12) [4]:

- В ОРУ 110-750 кВ следует предусматривать элегазовые выключатели. НТП ПС (п. 4.23) [4]:
- «В целях улучшения обслуживания и повышения автоматизированности ПС разъединители 110 кВ и выше должны предусматриваться с электродвигательными приводами на главных и заземляющих ножах».
- СТО 56947007-29.130.10.095-2011. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» [40].
- СТО (6.1) Номинальное напряжение выключателя  $U_{В.НОМ}$  должно соответствовать номинальному напряжению электрической сети;
- СТО (6.2) Номинальный ток выключателя  $I_{В.НОМ}$ , А, в соответствии с ГОСТ Р52565 выбирается из ряда: 200; 400; 630; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000; 5000; 6300; 8000; 10000; 12500; 16000; 20000; 25000; 31500.

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

									Лист
									26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				

Выбираем к установке элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-УЭТМ-110 и разъединители РЭБ-УЭТМ-110 на номинальное напряжение 110 кВ производства ООО «Эльмаш (УЭТМ)», г. Екатеринбург.

#### 6.1.2. Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя

Для тупиковой ПС по номинальной мощности трансформатора с учетом 40% перегрузки:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,073 \text{ кА.}$$

#### 6.1.3. Определение периодической составляющей ТКЗ

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя  $I_{К.П}^{(3)} = 6,672 \text{ кА}$ , рассчитано в программе ТоКо для максимального режима работы.

#### 6.1.4. Определение ударного тока трехфазного КЗ

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

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К.П}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,672 = 16,984 \text{ кА.}$$

где  $K_y = 1,8$  по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [11].

Ударный ток трехфазного КЗ по расчету ТоКо:  $i_y = 4,401 \text{ кА}$ ;  $K_y = 1,427$ .

#### 6.1.5. Определение аperiodической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя

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

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{К.П}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 6,672 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,05}\right)} = 4,236 \text{ кА}$$

где  $T_A = 0,05 \text{ с}$  — по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [11];

									Лист
									27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				

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

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

### 6.1.6. Расчет термического воздействия ТКЗ

По РД-153-340-20527-98 [12] количественную оценку степени термического воздействия тока КЗ на электрические аппараты рекомендуется производить с помощью интеграла Джоуля:

$$W_K = (I_{К.П}^{(3)})^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_A) = 6,672^2 \cdot (1,055 + 0,05) = 49,189 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

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

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

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

Сопоставление расчетных параметров с каталожными приведено в таблице 6.1.6.1:

Таблица 6.1.6.1. Сопоставление расчетных и каталожных параметров для выключателя ВЭБ-УЭТМ-110.

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	73,56	$I_{НОМ}, \text{ А}$	2500
$I_{К.П}^{(3)}, \text{ кА}$	6,672	$I_{О.НОМ.}, \text{ кА}$	40
$i_y, \text{ кА}$	16,984	$i_{дин}, \text{ кА}$	102
$i_{a.t}, \text{ кА}$	4,236	$i_{a.доп.} = 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 40 =$	22,6 кА
$W_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	49,189	$W_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 =$	4800 кА <sup>2</sup> ·с

Сопоставление расчетных параметров РПД-УЭТМ с каталожными приведено в таблице 6.1.6.2:

Таблица 6.1.6.2. Сопоставление расчетных параметров с каталожными разъединителя РПД-УЭТМ

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	73,56	$I_{НОМ}, А$	2500
$I_{К.П}^{(3)}, кА$	6,672	-	-
$i_y, кА$	16,984	$i_{дин}, кА$	102
$i_{a.t}, кА$	4,236	-	-
$В_K, кА^2*с$	49,189	$В_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3$ =	4800 $кА^2*с$

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

### 6.2.1. Нормативные требования

ПЕТП (п. 2.3.3.2) [3]:

«В сетях напряжением 6-35 кВ следует применять вакуумные выключатели внутренней установки элегазовые выключатели допускается применять на присоединениях с большими токами при соответствующем обосновании».

ПЕТП (п. 2.3.3.3) [3]:

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

НТП ПС (п. 4.14) [4]:

«В РУ 6, 10 кВ должны предусматриваться шкафы КРУ с вакуумными или элегазовыми выключателями».

Указания по выбору выключателей 10 кВ изложены в СТО 56947007-29.130.10.095-2011. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» [20] и

									Лист
									29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				

аналогичны указаниям по выбору выключателей 110-220 кВ рассмотренным выше.

Дополнительные требования, учитываемые при выборе КРУ (или фирмами-изготовителями, оборудование которых допущено к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС») изложены в СТО 56947007-29.130.20.104-2011. Типовые технические требования к КРУ классов напряжения 6-35 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» [20].

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

#### 6.2.2. Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя

Максимальный рабочий ток через вводной выключатель секции шин НН ПС:

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

#### 6.2.3. Определение периодической составляющей ТКЗ

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя:  $I_{К.П}^{(3)} = 7,597 \text{ кА}$ , посчитано в программе ТоКо.

#### 6.2.4. Определение ударного тока трехфазного КЗ

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

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К.П}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 6,897 = 13,655 \text{ кА}$$

где  $K_y = 1,4$  по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [11].

Ударный ток трехфазного КЗ по расчету ТоКо:  $i_y = 13,861 \text{ кА}$ ;  $K_y = 1,892$ .

					П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30



### 6.2.5. Определение апериодической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя

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

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot I_{К.П}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 6,897 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,01}\right)} = 0,178 \text{ кА}$$

где  $T_A = 0,01 \text{ с}$  — по рекомендации ГОСТ 27514-87 для РП (табл. 3) [11];

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

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

### 6.2.6. Расчет термического воздействия ТКЗ

По РД-153-340-20527-98[12] количественную оценку степени термического воздействия тока КЗ на электрические аппараты рекомендуется производить с помощью интеграла Джоуля:

$$W_K = (I_{К.П}^{(3)})^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_A) = 6,897^2 \cdot (3,05 + 0,01) = 145,559 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

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

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

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

$T_A = 0,01 \text{ с}$  — по рекомендации ГОСТ 27514-87 для РП [11]

Сопоставление расчетных параметров ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1600 с каталожными приведено в таблице 6.2.6.1:

Таблица 6.2.6.1. Сравнение расчетных параметров с каталожными

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	808,29	$I_{НОМ}, \text{ А}$	1600
$I_{К.П}^{(3)}, \text{ кА}$	6,897	$I_{0.НОМ}, \text{ кА}$	20
$i_y, \text{ кА}$	13,655	$i_{ДИН}, \text{ кА}$	50

$i_{a,t}$ , кА	0,178	$i_{a,доп.}$	14,1 кА
$В_K$ , кА <sup>2</sup> *с	145,559	$В_{тер}$	1200 кА <sup>2</sup> *с

Сопоставление расчетных параметров СЭЩ-59-01В-1600/20 с каталожными приведено в таблице 6.2.6.2.

Таблица 6.2.6.2. Сравнение расчетных параметров с каталожными

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}$ , А	808,29	$I_{НОМ}$ , А	1600
$I_{К.П}^{(3)}$ , кА	6,897	-	-
$i_y$ , кА	13,655	$i_{дин}$ , кА	50
$i_{a,t}$ , кА	0,178	-	-
$В_K$ , кА <sup>2</sup> *с	145,559	$В_{тер}$	1200 <sup>2</sup> *с

### 6.3. Проверка КЛ по термической стойкости

Проверка кабеля к РП АПВБП 3\*240/25-10 на термическую стойкость при КЗ, если ТКЗ на шинах НН ПС  $I_{К.П}^{(3)} = 6,897$ , а продолжительность КЗ  $t_{откл} = 3,05$  с.

По каталожным данным фирмы производителя допустимый ток односекундного КЗ кабеля сечением алюминиевой жилы 240 мм<sup>2</sup> составляет  $I_{доп(1)} = 22,7$  кА.

Так как расчетная продолжительность КЗ отличается от каталожной, то рекомендуется использовать поправочный коэффициент:

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

в этом случае допустимый ток составит:

$$I_{доп(3,05)} = I_{доп(1)} \cdot k = 22,7 \cdot 0,573 = 13 \text{ кА.}$$

#### 6.4. Положение секционных выключателей в нормальном режиме работы

Для недопущения параллельной работы трансформаторов ПС и РП (при его/их наличии) секционные выключатели (СВ) в нормальном режиме отключены. Такое решение позволяет снизить уровни ТКЗ, упростить применяемую РЗА. Необходимая надежность электроснабжения потребителей осуществляется АВР СВ

При подключении генерирующих установок к шинам НН ПС положение СВ в нормальном режиме зависит от соотношения мощностей.

Выберем положение СВ на ПС:

$$S_{T,ном} + \left( N_T \cdot \frac{P_T}{\cos\varphi} \right) = 10 + \left( 4 \cdot \frac{1,5}{0,8} \right) = 17,5 \text{ МВА} > S_{н.пс} = 13,75 \text{ МВА}, \text{ то}$$

СВ включен, а один из основных трансформаторов выведен в резерв.

					Лист
					33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

*П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР*

## 7. ВЫБОР ВИДОВ РЗА ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НА СТОРОНЕ ВН и НН

### 7.1. Кабельная линия 10 кВ

Согласно [1, п. 3.2.91] для кабельных линий 10 кВ предусматриваются УРЗ от многофазных КЗ и однофазных замыканий на землю.

Защита от КЗ применяется в двухфазном исполнении и включается в одни и те же фазы сети одного класса напряжения, чтобы обеспечить отключение в большинстве случаев двойных замыканий на землю (ДЗЗ) только одного места повреждения.

Современные УРЗА выполняются трёх релейными и имеют три и более ступеней токовой защиты, для защиты от КЗ применим трехступенчатую токовую защиту:

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

Чтобы уменьшить время отключения КЗ в начале линии, установим МТЗ с зависимой выдержкой времени.

Для защиты от ОЗЗ согласно [1, п. 3.2.96] применяется:

1. селективная защита с действием на сигнал;
2. селективная защита с действием на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности;
3. устройства контроля изоляции (УКИ); отыскание повреждённого присоединения осуществляется специальным устройством.

При изолированном режиме работы нейтрали следует устанавливать токовую и направленную защиты от ОЗЗ. Согласно [4, п. 9.14.4] установим дуговую защиту и устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ). Все устройства защиты для КЛ 10 кВ сведем в таблицу 7.1.

									Лист
									34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				

Таблица 7.1. Принятые к установке виды РЗА КЛ 10 кВ:

Вид РЗА	Примечание
Трехступенчатая токовая защита (двухфазная трехрелейная):	
ТО	Без выдержки времени
ТОВВ	Выдержка времени равна ступени селективности
МТЗ	С зависимой выдержкой времени
Защита от ОЗЗ:	
Направленная защита от ОЗЗ	С действием на сигнал
Защита от дуговых замыканий	-
УРОВ	-

## 7.2. Электродвигатель 10 кВ

Согласно [1, п. 5.3.48] защита электродвигателя (ЭД) от ОЗЗ в сетях с изолированной нейтралью предусматривается, если суммарный ток ОЗЗ превышает 10 А для ЭД мощностью до 2 МВт.

Согласно [1, п. 5.3.46] защита от КЗ электродвигателя мощностью до 2 МВт выполняется двухфазной двухрелейной по схеме «неполная звезда».

Согласно [1, п. 5.3.40] устанавливаем защиту от перегрузки с зависимой выдержкой времени, отстроенной от пуска/самозапуска, действующую на сигнал и автоматическую разгрузку механизма, на отключение - при затянутом пуске или блокировке ротора.

Согласно [2, п. 5.3.52] применим защиту минимального напряжения (ЗМН), которая отключает часть электродвигателей, подключенных к секции, с их автоматическим повторным включением (АПВ) после самозапуска первой группы двигателей.

Согласно [4, п. 9.14.4] применим ЗДЗ и УРОВ в ячейке КРУ линии к ЭД. Все устройства защиты для ЭД сведем в таблицу 7.2.

						П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР	Лист 35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

Таблица 7.2. Принятые к установке виды РЗА:

Вид РЗА	Примечание
ТО	От КЗ, 2-х фазная, 3-х релейная
Токовая защита от ОЗЗ	ПО подключен к ТТНП
Защита от перегрузки	С зависимой от тока выдержкой времени, действующую на сигнал и автоматическую разгрузку механизма, на отключение - при затянутом пуске или блокировке ротора.
ЗМН	Групповая защита на отключение отдельных ЭД
АПВ	Автоматический повторный пуск ЭД, отключенного ЗМН
ЗДЗ	С контролем тока ввода
УРОВ	На отключение рабочего и резервного вводов

### 7.3. Трансформатор 10/0,4 кВ

Согласно [1, п. 3.2.51] на трансформаторах 10/0,4 кВ применяются защиты от:

1. междуфазных КЗ в обмотках и на выводах;
2. однофазных КЗ в обмотке и на выводах 0,4 кВ;
3. витковых замыканий в обмотках;
4. токов от внешних КЗ;
5. токов перегрузки;
6. понижения уровня масла.

От междуфазных, однофазных КЗ, витковых замыканий, понижения уровня масла в соответствии с [1, п. 3.2.53] для масляных трансформаторов устанавливается газовая защита с действием на сигнал при слабом газообразовании и

снижения уровня масла, при увеличении газообразования и снижения уровня масла - на отключение.

От повреждений на выводах и внутренних повреждениях согласно [1, п. 3.2.54] применяется токовая отсечка (ТО) без выдержки времени со стороны 10 кВ, при срабатывании отключающая выключатели с обеих сторон трансформатора.

Для защиты от токов, вызванных внешними междуфазными КЗ, согласно [1, п. 3.2.59-3.2.61] устанавливаем МТЗ с действием на отключение со стороны 10 кВ.

Защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ согласно [1, п. 3.2.66] осуществляется с помощью МТЗ на стороне 10 кВ или специальной защиты нулевой последовательности.

Во втором случае, который имеет место при недостаточной чувствительности МТЗ на стороне 10 кВ, ПО защиты по току подключается к трансформатору тока в нулевом проводе обмотки 0,4 кВ.

От токов перегрузки по [1, п. 3.2.69] установим МТЗ с действием на сигнал. Согласно [4, п. 9.14.4] в ячейке КРУ присоединения трансформатора устанавливается ЗДЗ и УРОВ.

Все виды РЗА для трансформатора 10/0,4 кВ сведем в таблицу 7.3.

									Лист
									37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР</i>				

Таблица 7.3. Принятые к установке виды РЗА трансформатора 10/0,4 кВ

Вид РЗА	Примечание
Газовая защита	Двухступенчатая (сигнал и отключение)
ТО	2-х фазная, 3-х релейная
МТЗ	2-х фазная, 3-х релейная
Защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ	На отключение со стороны ВН
Защита от перегрузки	На сигнал
ЗДЗ	С контролем тока ввода
УРОВ	На отключение рабочего и резервного вводов

#### 7.4. Генератор 10 кВ

Согласно [1 п.3.2.34] для генераторов 10 кВ мощностью более 1 МВт должны быть предусмотрены защиты от:

- м/ф КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах;
- ОЗЗ в обмотке статора;
- ДЗЗ, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе – во внешней сети;
- внешних КЗ
- перегрузки обмотки статора

Для защиты от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора выше 1 кВ мощностью более 1 МВт по [1 п. 3.2.36] предусматривается продольная дифференциальная токовая защита, выполняемая 3-х фазной, 3-х релейной (схема полная звезда)

Если ток ОЗЗ 5 А и более [1 п. 3.2.36], для защиты генератора выше 1 кВ от ОЗЗ предусматривается токовая защита от ОЗЗ и при емкостных токах менее 5 А.



Для защиты от ДЗЗ предусматривается токовая защита от ДЗЗ, присоединяемая к ТТНП [1 п. 3.2.39].

Для защиты генераторов мощностью 1-30 МВт от внешних КЗ применяются МТЗ с минимальным пуском по напряжению [1 п.3.2.43].

Защита генератора от токов перегрузки выполняется в виде МТЗ (защиты от перегрузки), действующей на сигнал с выдержкой времени.

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

Все виды РЗА для генератора 10 кВ сведем в таблицу 7.4.

Таблица 7.4. Принятые к установке виды РЗА генератора 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
Дифференциальная защита	дифференциальная токовая защита, выполняемая 3-х фазной, 3-х релейной (схема полная звезда)
Токовая защита от ОЗЗ	ПО тока подключен к ТТНП
Токовая защита от ДЗЗ	ПО тока подключен к ТТНП
МТЗ с пуском по напряжению	От внешних КЗ
Защита от перегрузки	На сигнал с выдержкой времени
ЗДЗ	С контролем тока ввода
УРОВ	На отключение рабочего и резервного вводов

#### 7.5. Вводной выключатель

Согласно [4, п. 9.14.1] на вводных выключателях РУ 10 кВ применяют:

1. МТЗ с минимальным пуском по напряжению;
2. ЗДЗ;
3. защита минимального напряжения (ЗМН);
4. УРОВ

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

Таблица 7.5. Принятые к установке виды РЗА ВВ 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
МТЗ с пуском по напряжению	От КЗ. Н вводе секций ПС схема - полная звезда, прочих РУ – неполная звезда с доп. реле.
ЗМН	От потери питания
ЗДЗ	На отключение со стороны ВН трансформатора
УРОВ	С контролем тока ввода.

7.6. Секционный выключатель 10 кВ

Согласно [4 п. 9.14.2] на секционных выключателях предусматривается:

1. МТЗ;
2. АВР;
3. ЗДЗ;
4. УРОВ.

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

Таблица 7.6. Принятые к установке виды РЗА СВ 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
МТЗ	От КЗ; по схеме неполная звезда
АВР	От потери питания
ЗДЗ	С контролем тока вводов
УРОВ	На отключение ВВ

7.7. Шины 10 кВ

Согласно [4 п. 9.14.3] на каждой секции шин 6-35 кВ предусматривается:

1. ЗДЗ;
2. логическая защита шин (ЛЗШ) для ускорения отключения КЗ при отсутствии дифференциальной защиты шин (ДЗШ);
3. УКИ.

В сети с изолированной нейтралью в соответствии с [3, п. 2.3.9] возможна установка централизованной защиты вместо отдельной направленной защиты от ОЗЗ для каждого присоединения.

Согласно [40, п. 5.6] к ТН ниш НН ПС подключаются устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР) и частотного АПВ (ЧАПВ), входящие в состав системы автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ).

Все виды РЗА для шин 10 кВ сведем в таблицу 7.6.

Таблица 7.7 Виды РЗА секции шин 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
ЗДЗ	С контролем тока вводов
ЛЗШ	Совместное действие терминалов НН
УКИ	Неселективная сигнализация ОЗЗ
АЧР/ЧАПВ	На ТН секции
Централизованная сигнализация ОЗЗ	Подключается к ТТНП всех присоединений секции или шин, действует по принципу относительного замера.

#### 7.8. Трансформатор 110/10 кВ

Согласно [1, п. 3.2.51] для трансформаторов 110/10 кВ предусматриваются защиты от:

1. междуфазных КЗ в обмотках и на выводах;
2. однофазных КЗ в обмотке и на выводах 110 кВ;
3. витковых замыканий в обмотках;
4. токов в обмотках от внешних КЗ;
5. токов в обмотках от перегрузки;
6. понижения уровня масла.

Согласно [1, п. 3.2.53] для масляных трансформаторов от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа от междуфазных, однофазных КЗ, витковых замыканий, понижения уровня масла для масляных трансформаторов устанавливается газовая защита с действием на сигнал при

										Лист
										41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР					

слабом газообразовании и снижения уровня масла, при увеличении газообразования и снижения уровня масла - на отключение.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле устанавливается отдельное газовое реле и реле давления.

Для защиты избирателей РПН, размещаемых в отдельном баке, устанавливается отдельное газовое реле.

Согласно [42] трансформаторы с РПН 110 кВ должны быть оборудованы газовым реле основного бака и струйным защитным реле отдельного бака РПН заводом-изготовителем.

Для защиты от повреждений на выводах и внутренних повреждений согласно [1, п. 3.2.54] устанавливается продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени.

В соответствии с [1, п. 3.2.55] в зону действия дифференциальной защиты входят соединения трансформатора со сборными шинами.

Для защиты от токов внешнего междуфазного КЗ устанавливается МТЗ с пуском по напряжению (для повышения чувствительности) в соответствии с [1, п. 3.2.59].

Согласно [1, п. 3.2.61] МТЗ от внешних КЗ устанавливается на двухобмоточных понижающих трансформаторах на стороне ВН.

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

Для трансформаторов, оснащенных РПН, устанавливается устройство автоматического регулирования коэффициента трансформации [1, п. 3.3.61].

Согласно [1, п. 3.2.18] для резервирования отказа выключателей на стороне 110 кВ устанавливается УРОВ.

Согласно [4, п. 9.7] на трансформаторах 35-220 кВ устанавливается:

1. один комплект дифференциальной токовой защиты;
2. газовая защита;
3. защита устройства РПН с использованием струйных реле;
4. резервные защиты на сторонах ВН и НН;

									Лист
									42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР</i>				



	ная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал. Устанавливается на стороне ВН
Автоматика регулирования РПН	Автоматический регулятор коэффициента трансформации силового трансформатора
Автоматика управления выключателем	-
УРОВ	Выключателя стороны ВН

#### 7.9. Воздушная линия 110 кВ

Для тупиковой ВЛ УРЗА устанавливаются со стороны питания (на существующей ПС).

Согласно [1, п. 3.2.106] для ВЛ должны быть предусмотрены УРЗ от междуфазных и однофазных КЗ.

В рассматриваемой сети 110 кВ возможны качания, следовательно по [1 п. 3.2.107] УРЗ ВЛ должны быть устройствами, блокирующими действие РЗ при качаниях.

От однофазных КЗ предусматривается ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП).

Согласно [1, п. 3.3.2] на ВЛ свыше 1 кВ применяется АПВ.

В соответствии с [4, п. 9.10.4] на ВЛ 110-220 кВ должно применяться трехфазное АПВ (ТАПВ) с пуском по цепи «несоответствия» и/или от защит.

В соответствии с [1, п. 3.3.6] на ВЛ с односторонним питанием применяется АПВ двухкратного действия, без проверки синхронизма [1 п. 3.3.9].

Согласно [1, п. 3.2.18] на выключателях ВЛ 110-220 кВ устанавливается УРОВ.

										Лист
										44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР					



## 8. ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ УРЗА НА СТОРОНЕ 110 И 10 кВ

### 8.1. Выбор фирмы-производителя УРЗА

В соответствии с [1] при выборе изготовителей устройств РЗА приоритет следует отдавать компаниям, владеющим производственными мощностями на территории России, имеющим опыт работы в электроэнергетике и положительные отзывы энергокомпаний. Выбираемое оборудование РЗА и прилагаемое программное обеспечение должно быть аттестовано для применения на объектах электросетевого комплекса.

Проведём сравнение трёх фирм-производителей УРЗА – Schneider Electric (ШЭ), ЗАО «Радиус автоматика» и ОАО НПП «ЭКРА» по следующим критериям:

1. аттестация «ФСК ЕЭС»;
2. наличие справочной и технической документации;
3. наличие всех требуемых функций УРЗА объектов НН и ВН ПС;
4. наличие типовых схем;
5. стоимость терминалов, выполняющих аналогичные функции (возьмем к примеру терминал защиты электродвигателя) [16].

Фирма	Документация	Функции	Схемы	Аттестация «ФСК ЕЭС»	Стоимость терминала, руб
ШЭ	+	+	+	+	845 356,00
РАДИУС	+	+	+	+	459 840,00
ЭКРА	+	+	+	+	200 650,00

В результате проведенного сравнения, в качестве фирмы-изготовителя УРЗА выбираем ОАО НПП «ЭКРА»



8.2. Выбор типоразмера УРЗА КЛ 10 кВ к РП, отходящих от шин  
НН ПС с изолированной нейтралью

Перечислим функции типа терминала для РЗА линий БЭ2502А01:

- трехступенчатая МТЗ от междуфазных повреждений;
- защита от ОЗЗ (направленная);
- УРОВ;
- ЗДЗ;
- двукратное АПВ выключателя;
- АУВ;
- АЧР с ЧАПВ;
- ИО минимального напряжения пуска МТЗ по напряжению;
- ИО направления мощности нулевой последовательности;
- ИО направления мощности МТЗ;
- ИО напряжения обратной последовательности;
- ЗНР;
- ЗМН.

Все требуемые виды защит для КЛ приведены в таблице 5.1 и из списка видно, что выполняемых терминалом функций более чем достаточно для реализации РЗА ячейки КРУ кабельной линии.

Для терминала БЭ2502А01 доступно 12 типоразмеров, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Так как в моем варианте защита ОЗЗ селективная направленная, то нужны аналоговые входы по напряжению. Выбираем типоразмер БЭ2502А0103-27Е2 УХЛЗ.1.

Для терминала доступно 3 блока дискретных входов, в каждом по 12 входов и 8 выходов. Фирма ООО НПП «ЭКРА» поставляет терминалы с фиксированными функциями входов/выходов. Проанализировав их назначения, пришли к выводу, что достаточно использовать 2 блока, т.е. 24 каналов входа/16 выходов (таблица 8.2).

										Лист
										47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР					



Таблица 8.2. Продолжение. Конфигурация дискретных входов и выходов терминала БЭ2502А01 фирмы ООО НПП «ЭКРА»

4	ГЗ – сигнал	Не используется			
6	Отключение по ТУ	Не используется			
7	Включение по ТУ	Не используется			
9	Разрешение ЧАПВ	Используется			
11	Контроль тока ЗДЗ	Используется			
13	ЧАПВ	Используется			
15	Внешнее УРОВ				
17	Автомат ТН	Используется			

ОАО «ФСК ЕЭС» допущены к применению в сетях с номинальным напряжением 6-35 кВ терминалы защиты, автоматики и управления серии БЭ2502 производства ООО НПП «ЭКРА»

Окончательно выбираем типоразмер БЭ20502А0103-27Е2 УХЛ3.1

### 8.3. Выбор типоразмера УРЗА ЭД 10 кВ

Выберем терминал РЗА для ЭД 10 кВ производства ООО НПП «ЭКРА». Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 6–35 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для ЭД поставляются терминалы типа БЭ2502А0701.

Указанный терминал выполняет функции РЗА для ЭД:

- трехступенчатая направленная МТЗ от междуфазных повреждений с пуском по напряжению;
- защита от ОЗЗ;
- защита от перегрева;

										Лист
										49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР					

- защита от затянутого пуска;
- защита от блокировки ротора;
- ЗДЗ;
- ЗМН;
- ЗНР;
- УРОВ;
- АПВ выключателя;
- АУВ;
- АЧР.

Все требуемые виды защит для ЭД приведены в таблице 5.2 и из списка видно, что выполняемых терминалом функций более чем достаточно для реализации РЗА ячейки КРУ двигателя.

Для терминала БЭ2502А07 доступны всего три типоразмера, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер БЭ2502А0701-27Е2 УХЛ3.1. Количество и назначение входов/выходов терминала РЗА ЭД соответствует ранее приведенной таблице 8.2.

УРЗА должно обеспечить местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ ЭД.

ОАО «ФСК ЕЭС» допущены к применению в сетях с номинальным напряжением 6-35 кВ терминалы защиты, автоматики и управления серии БЭ2502 производства ООО НПП «ЭКРА»

#### 8.4. Выбор типоразмера УРЗА трансформатора 10/0,4 кВ

Выберем терминал РЗА для трансформатора 10/0,4 кВ малой мощности от фирмы ООО НПП «ЭКРА».

Фирма ООО НПП «ЭКРА» конкретно не предлагает терминал для трансформатора 10/0,4 кВ, поэтому выбираем какой из терминалов подходит по функциям из выше приведенных. Можно взять терминал, как и для КЛ. Он оснащен всеми видами защит, которые нужны для трансформатора 10/0,4,

										Лист
										50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР					

представленные в таблице 5.3. Выбираем типоразмер без цепей напряжения БЭ2502А0101-2702 УХЛ1.3. Количество и назначение входов/выходов терминала соответствует ранее приведенной таблице 8.2

#### 8.5. Выбор типоразмера УРЗА генератора 10 кВ

Ранее были выбраны следующие виды защит:

- Дифференциальная защита;
- Токовая защита от ОЗЗ;
- Токовая защита от ДЗЗ;
- МТЗ с пуском по напряжению;
- Защита от перегрузки;
- ЗДЗ;
- УРОВ;

УРЗА должно обеспечить местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ ЭД.

ОАО «ФСК ЕЭС» допущены к применению в сетях с номинальным напряжением 6-35 кВ терминалы защиты, автоматики и управления серии БЭ2502 производства ООО НПП «ЭКРА»

#### 8.6. Выбор типоразмера УРЗА ВВ секции шин 10 кВ ПС

Выберем терминал РЗА рабочего ввода НН ГПП производства фирмы ООО НПП «ЭКРА».

Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 6–35 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для ввода поставляются терминалы типа БЭ2502А03.

Указанный терминал выполняет все необходимые функции РЗА для ввода:

- МТЗ;
- ЗДЗ;
- ЛЗШ;

									Лист
									51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				

- ЗНР;
- ЗМН;
- УРОВ;
- АПВ;
- АУВ;
- АВР.

Все требуемые виды защит для рабочего ввода приведены в таблице 5.4 и из списка видно, что выполняемых терминалом функций более чем достаточно.

Для терминала рабочего ввода БЭ2502А03 доступны всего три типоразмера, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер БЭ2502А0301-2702 УХЛ3.1. Терминал оснащен 24 дискретными входами и 16 выходами.

#### 8.7. Выбор типоразмера УРЗА СВ секции шин 10 кВ ПС

Выберем терминал РЗА СВ НН ГПП производства ООО НПП «ЭКРА». Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 6–35 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для СВ поставляются терминалы типа БЭ2502А02.

Терминалы типа БЭ2502А02 осуществляют следующие функции защит и автоматики:

- трехступенчатую МТЗ;
- ЗДЗ;
- ЛЗШ;
- УРОВ;
- АУВ;
- АВР;
- ЗНР.

										Лист
										52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР					

Все требуемые виды защит для КЛ приведены в таблице 5.5 и из списка видно, что выполняемых терминалом функций более чем достаточно для реализации РЗА ячейки КРУ секционного выключателя.

Для терминала БЭ2502А02 доступны всего четыре типоисполнения, на номинальное напряжение ОТ 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоисполнение БЭ2502А0201-2702 УХЛ3.1. Терминал подключается по аналоговых цепям только к ТТ, оснащен 24 дискретными входами и 16 выходами. Количество и назначение входов/выходов терминала соответствует ранее приведенной таблице 8.2.

#### 8.8. Выбор исполнения ЗДЗ КРУ 10 кВ ПС

Фирма ООО НПП «ЭКРА» не выпускает устройства ЗДЗ. Поэтому рассмотрим устройство «БРЕСЛЕР–ЗДЗ1» производства ООО «ИЦ Бреслер».

К блоку контроля и регистрации БКР-1 устанавливаемого в каждую ячейку КРУ подсоединяются три оптических датчика ДО-1, размещенные в отсеке сборных шин, в отсеке выкатного элемента и отсеке кабельной разделки каждой ячейки КРУ.

#### 8.9. Выбор исполнения УРЗА в ячейке ТН секции 10 кВ ПС

Даже в том случае, если все необходимые напряжения терминалы отдельных присоединений измеряют сами, в ячейке ТН устанавливается устройство контроля изоляции (измерение напряжения  $3U_0$ ) и (при необходимости) устройство контроля частоты для реализации АЧР, ЧАПВ. Для снижения стоимости системы РЗА, терминалы отдельных присоединений могут выполняться чисто токовыми, все необходимые защиты по напряжению будут выполнять терминалы ячеек ТН.

Так как терминалы присоединений 10 кВ всех вышеперечисленных серий оснащены входами напряжения, задачей терминала в ячейке ТН является контроль изоляции и выполнение функций АЧР, ЧАПВ.

Выберем терминал РЗА производства фирмы ООО НПП «ЭКРА».

									Лист
									53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				

Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 10 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для ячейки ТН поставляются терминалы типа БЭ2502А04.

Для терминала БЭ2502А0402 доступны всего два типоразмера, на номинальное напряжение ОТ 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер БЭ2502А0402-00Е2 УХЛ 3.1

Терминал оснащен такими функциями, как:

- трехступенчатая ЗМН;
- ЗПН;
- защита от ОЗЗ;
- АВР;
- контроль исправности ТН;
- АЧР.

Также данная фирма ООО НПП «ЭКРА» выпускает отдельный терминал АЧР серии БЭ2502А1102. Для данного терминала доступны всего четыре типоразмера, на номинальное напряжение ОТ 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Так как в моем варианте защита ОЗЗ селективная направленная, то нужны аналоговые входы по напряжению. Выбираем типоразмер БЭ2502А1102-27Е2 УХЛ3.1.

#### 8.10. Выбор типоразмера УРЗА трансформатора 110/10 кВ

Выберем шкаф РЗА для двухобмоточных трансформаторов с двумя выключателями на стороне ВН от ООО НПП «ЭКРА».

Шкаф РЗА трансформатора ШЭ 2607 153. Шкаф типа ШЭ2607 153 предназначен для защиты трансформатора, регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой (РПН).

Шкаф типа ШЭ2607 153 состоит из двух комплектов.

Комплект 1 реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит:

					<i>П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54



- дифференциальную токовую защиту Т (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака;
- токовую защиту нулевой последовательности стороны высшего напряжения ВН (ТЗНП);
- максимальную токовую защиту стороны ВН с пуском по напряжению (МТЗ ВН);
- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения (НН) с пуском по напряжению (МТЗ НН);
- реле минимального напряжения стороны НН1 реагирующее на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН;
- реле максимального напряжения стороны НН реагирующее на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН;
- защиту от перегрузки (ЗП);
- реле тока для блокировки РПН при перегрузке;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- реле минимального напряжения стороны НН реагирующее на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН;
- УРОВ выключателя ВН;
- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗТ), газовой защиты РПН трансформатора (ГЗ РПН), датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения.

Релейная часть комплекта 1 выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704 048 и электромеханических реле.

Комплект 2 реализует функции:

- автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;
- ручное регулирование напряжения;
- блокировку работы РПН при обнаружении неисправности привода РПН;
- блокировку РПН от внешних сигналов;
- блокировку РПН при перегрузках трансформатора;

										Лист
										55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР</i>					

- блокировку РПН при превышении  $3U_0$  (или  $U_2$ );
- блокировку РПН при пониженном измеряемом напряжении;
- коррекцию уровня регулируемого напряжения по току нагрузки (встречное регулирование);
- одновременный контроль двух секций шин;
- оперативное переключение регулирования с одной секции шин на другую;
- оперативное изменение уставки по напряжению поддержания с выбранного заранее на другое значение;
- формирование импульсных или непрерывных команд управления электроприводом РПН.

Комплект 2 выполнен на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2502А0501.

В таблице 8.10 приведены требуемые функции комплекта основных защит трансформатора 110-220 кВ ОАО «ФСК ЕЭС» из каталога [6] и рассмотрено, присутствуют ли в шкафу ШЭ 2607 153 данные функции.

Таблица 8.10. Требуемые функции основных защит и присутствие их в шкафу ШЭ 2607 153.

Требуемые функции	Их присутствие в шкафу
ДЗ	Присутствует
Осциллографирование	Присутствует
Регистрация событий	Присутствует
Логика отключения выключателей и пуска УРОВ	Присутствует
Свободно – программируемая логика	Фирма гарантирует, что в течение суток исправит логику на ту, которая нужна
Отображение на ИЧМ измеренных и вычисленных электрических величин для функции РЗА	Присутствует

Логика запрета АПВ выключателей	Присутствует
МТЗ с контролем напряжения НН	Присутствует
Логика отключения от газовой защиты	Присутствует
Контроль вторичных цепей напряжения	Присутствует
Логика отключения от газовой защиты РПН	Присутствует
Логика запрета АПВ выключателей	Присутствует

Для шкафа ШЭ 2607 153 доступны всего четыре типоразмера, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер ШЭ2607 153-27Е2 УХЛ4.

На сторону 10 кВ мною выше был выбран терминал БЭ2502А0301-2702 УХЛ3.1.

#### 8.11.Выбор УРЗА на выключатель 110 кВ

Для АУВ каждого из двух выключателей ВН выбираем шкаф ШЭ 2607 019. Шкаф ШЭ2607 019 выполнен на базе терминала БЭ2704 V019 и содержит один комплект, реализующий функции ЗНФР и ЗНФ, АУВ, АПВ и УРОВ.

Функция АУВ содержит следующие устройства (узлы) и защиты:

- устройство АПВ;
- защиты от непереключения фаз (ЗНФ) и неполнофазного режима (ЗНФР);
- узел включения выключателя;
- узел отключения выключателя;
- узел фиксации положения выключателя;
- узел фиксации несоответствия;
- защиту электромагнитов (ЭМ) управления от длительного протекания тока;
- узел контроля исправности цепей ЭМ управления.

Внутри шкафа установлен терминал БЭ2704V019.

										Лист
										57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР					



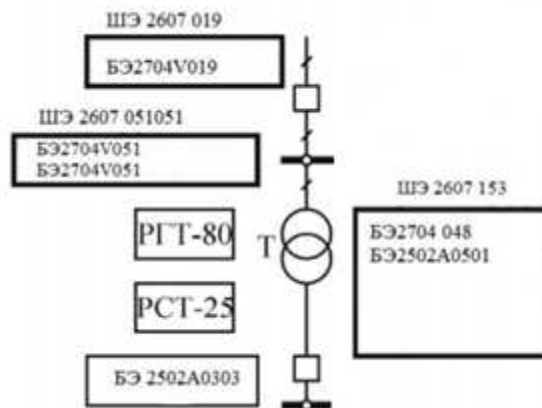


Рисунок 8.11. Расстановка шкафов и терминалов РЗА двухобмоточных трансформаторов при 1 выключателе на стороне ВН

### 8.12. Выбор типоразмера УРЗА тупиковой ВЛ 110 кВ

Выберем типоразмер для ВЛ с односторонним питанием 110 кВ подсоединенная к РУ двумя выключателями от ООО НПП «ЭКРА».

В соответствии с требованиями ОАО «ФСК ЕЭС» в состав защит терминала основной защиты кроме собственно ДФЗ, должен входить и комплект резервных защит линии: ДЗ и ТНЗНП. Для ВЛ с двумя выключателями, ЭКРА выпускает шкафы типа ШЭ2607 091.

Шкаф ШЭ2607 091 содержит один комплект, реализующий функции:

Для шкафа ШЭ 2607 091 доступны всего четыре типоразмера, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер ШЭ2607 091-27Е2 УХЛ4.

Внутри шкафа установлен терминал типа БЭ2704V091, реализующий функции:

- ДЗЛ;
- комплекта ступенчатых защит;
- устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- токовой отсечки (ТО).

-ДЗЛ содержит три независимых дифференциальных реле тока (фазы А, фазы В, фазы С) с торможением.

В комплект ступенчатых защит входят:

- трехступенчатая дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных и одна ступень от однофазных КЗ на землю с блокировкой при качаниях (БК);
- четырёхступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП) с реле направления мощности нулевой последовательности (РНМНП);
- автоматика разгрузки при перегрузке по току (АРПТ).
- шкаф имеет два независимых канала связи, позволяющих реализовать их полное дублирование или дифференциальную защиту трехконцевой линии.

В качестве резервной защиты ВЛ выбирается шкаф ШЭ2607 021. Шкаф типа ШЭ2607 021 содержит один комплект, содержащий:

- трехступенчатую дистанционную защиту (ДЗ);
- четырёхступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП);
- трехфазная токовая отсечка (ТО);
- АРПТ;
- УРОВ (не используется в схеме для двух выключателей на присоединение);
- ЗНФР (только в схеме для двух выключателей на присоединение).

Аппаратно указанные выше функции комплекта А1 (А2) реализованы на базе микропроцессорного терминала БЭ2704 V021.

Для шкафа ШЭ 2607 021 доступны всего четыре типоисполнения, на номинальное напряжение ОТ 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоисполнение ШЭ2607 021-27Е2 УХЛ4.

В таблице 8.12 приведены требуемые функции комплекта ДЗЛ ЛЭП 110-220 кВ ОАО «ФСК ЕЭС» из каталога [6] и рассмотрено, присутствуют ли в шкафу ШЭ 2607 021 данные функции.

									Лист
									60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				

Таблица 8.12 Требуемые функции основных защит и присутствие их в шкафу ШЭ 2607 021.

Требуемые функции	Их присутствие в шкафу
Продольная ДЗ	Присутствует
Осциллографирование	Присутствует
Регистрация событий	Присутствует
Логика блокировки функции продольной ДЗ при неисправности канала связи	Присутствует
Свободно – программируемая логика	Фирма гарантирует, что в течение суток исправит логику на ту, которая нужна
Отображение на ИЧМ измеренных и вычисленных электрических величин для функции РЗА	Присутствует
Логика отключения выключателя и пуска УРОВ	Присутствует
Определение места повреждения на ЛЭП	Присутствует

## 9. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ РЗА

### 9.1. Электродвигатель 10 кВ

Рассмотрим расчеты параметров терминалов фирмы ООО НПП «ЭКРА».

#### 9.1.1. Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к ЭД 10 кВ-АТД4 800 кВт

Произведем выбор уставок МП терминала РЗА ЭД БЭ2502А0701-27Е2 УХЛЗ.1 производства ООО НПП «ЭКРА». Исходные данные для расчета параметров представлены на рисунке 9.1.1.1.

Виды РЗА подлежащие расчету приведены в таблице 5.2.

Справочные данные по терминалу РЗА представлены в руководстве по эксплуатации [15].

К каждой секции шин подключен 2 электродвигателя марки АТД-4:

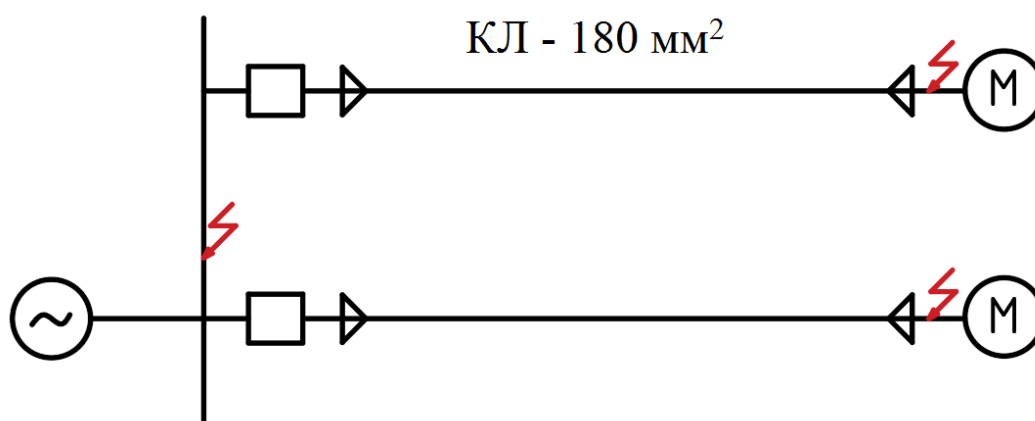


Рисунок 9.1.1.1. Данные к расчету уставок РЗА ЭД.

$$P_d = 630 \text{ кВт}$$

$$U_d = 10 \text{ кВ}$$

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

$$\eta = 96,8 \%$$

$$K_p = 5,2$$

$$N_d = 2$$

$$t_{\text{пуск}} = 10 \text{ с.}$$



Токовая отсечка электродвигателя.

Ток срабатывания ТО отстраивается от пускового тока ЭД:

$$I_{с.о.д.} = k_n \cdot k_p \cdot I_{д,ном.}$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, из методических указаний равный 1,15 [16];

$k_p$  – коэффициент пуска, по исходным данным составляет 5,2;

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

Номинальный ток ЭД определяется по формуле:

$$I_{д,ном} = \frac{P_{д,ном}}{\sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot \eta \cdot U_{д,ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 0,968 \cdot 10} = 44,2 \text{ А.}$$

$$I_{с.о.д.} = 1,15 \cdot 5,2 \cdot 44,2 = 264,316 \text{ А.}$$

Определим коэффициент чувствительности ТО при двухфазном КЗ на выводах ЭД в минимальном режиме работы энергосистемы:

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ,мин}^{(3)}}{I_{с.о.д.}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,15}{264,316} \cdot 1 = 26,7$$

где  $k_{от.ч.сх}^{(2)}$  – коэффициент относительной чувствительности схемы к двухфазным КЗ, для схемы неполная звезда с дополнительным реле составляет 1.

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

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{с.о.д.2} = \frac{I_{с.о.д.}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)},$$

где  $n_T$  – коэффициент трансформации;

$k_{сх}^{(3)}$  – коэффициент схемы.

Для схемы соединения неполная звезда с дополнительным реле коэффициент схемы для трехфазного режима составляет 1.

					Лист
					63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР

Коэффициент трансформации равен отношению номинальных первичного и вторичного токов ТТ:

$$n_T = \frac{I_{1.\text{НОМ}}}{I_{2.\text{НОМ}}}$$

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

$$I_{1.\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб.макс.д.}} = I_{\text{д.НОМ}} = 44,2 \text{ А.}$$

Для ячейки КРУ ЭД выбран ТТ - ТОЛ-10-М фирмы ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» [17].

$$I_{\text{О.д.вт}} = \frac{264,316 \cdot 5}{50} \cdot 1 = 26,43 \text{ А.}$$

Хотя токовые уставки ступеней МТЗ терминала БЭ2502А0701 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ,  $I_{2.\text{НОМ}}$ , равного 5 А:

$$I_{\text{О.уст}} = \frac{I_{\text{с.о.д.2}}}{I_{2.\text{НОМ}}} = \frac{26,43}{5} = 5,28 \text{ А.}$$

Минимальная выдержка времени ТО может быть установлена равной 0 с.

Защита ЭД от КЗ в терминале БЭ2502А0701 выполнена трехступенчатой: первая МТЗ-1 и вторая МТЗ-2 с независимой времятоковой характеристикой, третья МТЗ-3 с независимой или зависимой времятоковой характеристикой.

По пункту 1.2.10.1.3 [15] диапазоны уставок по току срабатывания:

- МТЗ-1: от  $0,3 \cdot I_n$  до  $40 \cdot I$  ;
- МТЗ-2: от  $0,1 \cdot I_n$  до  $40 \cdot I$  ;
- МТЗ-3: от  $0,07 \cdot I_n$  до  $20 \cdot I$  .

По пункту 1.2.10.1.4 [15] с независимой времятоковой характеристикой диапазоны уставок по выдержки времени:

- МТЗ-1: от 0 до 10,0 с;
- МТЗ-2: от 0,1 до 20,0 с;

									Лист
									64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				

- МТЗ-3: от 0,2 до 100 с.

Для реализации ТО достаточно одной из них (для ТО берем самую грубую, т.е. 1 ступень). Уставки защиты от КЗ представлены в таблице 9.1.1.1.

Таблица 9.1.1.1. Уставки первой ступени МТЗ для выполнения ТО ЭД от междуфазных КЗ

Уставки защиты от КЗ(МТЗ-1)	Значение
МТЗ-1	ВКЛ
$I_{ср}, А$	16,47 А
$T_{ср}, с$	0,00
Автоматическое загроуление уставки	Не предусмотрено
Контроль направленности МТЗ-1	Не предусмотрено
Пуск по напряжению МТЗ-1	Не предусмотрено
МТЗ-2	Выведено
МТЗ-3	Выведено

### 9.1.2. Защита от перегрузки

В терминале БЭ2502А0701 есть тепловая защита от перегрузки, работающая на основе расчетов тепловой модели ЭД. Однако для точной работы модели необходимо задать постоянные времени нагрева и охлаждения двигателя, которые тяжело узнать на стадии проектирования. Кроме того, указанные характеристики меняются в зависимости от температуры окружающей среды, что может быть точно учтено лишь наличием соответствующего физического датчика, присоединенного к терминалу.

При выполнении защиты от перегрузки двигателей малой мощности (стоимости) на предприятии с дежурным обслуживающим персоналом на сигнал, возможно реализация защиты в виде обычной токовой (МТЗ) с независимой выдержкой времени. Ток срабатывания защиты от перегрузки:

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

где  $k_{отс} = 1,1$  — рекомендованное значение для ЗП ЭД [17].

$$I_{з.п.д} = 1,1 \cdot 44,2 = 48,62 \text{ А.}$$

Отношение пускового тока к току срабатывания защиты:

$$\frac{I_{д.ПУСК}}{I_{з.п.д}} = \frac{k_{п} \cdot I_{д.НОМ}}{I_{з.п.д}} = \frac{5,2 \cdot 44,2}{48,62} = 4,72.$$

При данной кратности тока выдержка времени ЗП:

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

где  $t_{п}$  — время пуска ЭД.

Для длительно инверсной характеристики выдержка времени МТЗ-3:

$$t_{з.п.д} = \frac{120 \cdot k}{\left(\frac{I_{д.ПУСК}}{I_{з.п.д}}\right)^1 - 1}$$

Выражаем  $k$ :

$$k = \frac{t_{з.п.д} \cdot \left(\left(\frac{I_{д.ПУСК}}{I_{з.п.д}}\right)^1 - 1\right)}{120} = \frac{15 \cdot (4,72^1 - 1)}{120} = 0,465 \text{ с.}$$

Вторичный ток срабатывания ЗП ЭД МТЗ-3:

$$I_{з.п.д.вт} = \frac{48,62 \cdot 5}{50} \cdot 1 = 4,86 \text{ А.}$$

Таблица 9.1.2 Уставки третьей ступени МТЗ для выполнения защиты от перегрузки ЭД 10 кВ.

Уставки защиты от КЗ(МТЗ-3)	Значение
МТЗ-3	ВКЛ
$I_{ср}$ , А	4,86 А
$T_{ср}$ , с	Не предусмотрено
Действие МТЗ-3 на отключение	Не предусмотрено
Контроль направленности МТЗ-3	Не предусмотрено
Ускорение МТЗ-3	Не предусмотрено
Пуск по напряжению МТЗ-3	Не предусмотрено
Базисный ток	5 А
Независимая выдержка времени МТЗ-3	15 с

					<i>П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

### 9.1.3. Защита от блокировки ротора и затынутого пуска

Если при пуске или работе ротор будет заблокирован, то перегрев ЭД может наступить за сравнительно короткое время. Защита от перегрузки с действием на сигнал в этом случае неэффективна. В любом из МП терминалов, специально предназначенных для защиты ЭД, как правило, предусматривается специальная защита от блокировки ротора, действующая на отключение. Защита от затынутого пуска работает в режиме «Пуск» ЭД и предназначена для выявления неуспешного пуска ЭД вследствие недопустимой нагрузки. Защита выполнена в соответствии с рисунком 7.2 и срабатывает, если максимальный из фазных токов выше уставки пускового тока в течении времени, заданного уставкой выдержки времени DT9.

Защита от блокировки ротора работает в режиме «Работа» электродвигателя и предназначена для выявления возникновения во время работы недопустимой нагрузки защита выполнена в соответствии с рисунком 7.2 и срабатывает, если максимальный из фазных токов выше уставки срабатывания защиты в течении времени, заданного уставкой выдержки времени DT9.

Ввод в работу защиты от блокировки ротора и защиты от затынутого пуска осуществляется программной накладкой XB24, действие на отключение задается программной накладкой XB25.

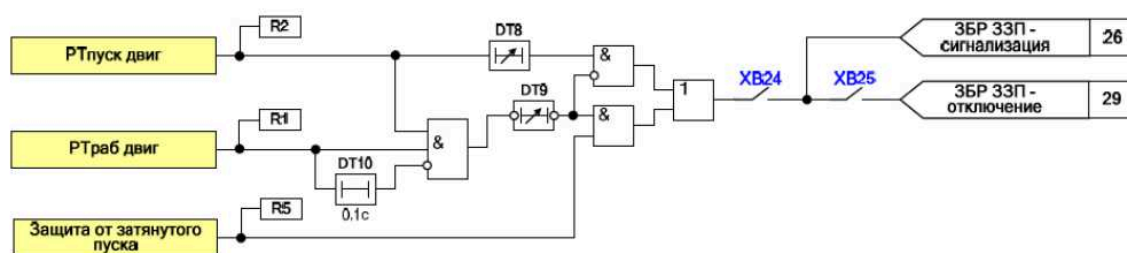


Рисунок 9.1.3. Функционирование защиты от блокировки ротора и затынутого пуска

Выбранное УРЗА определяет режим запуска по факту возрастания фазного тока с  $0,13 I_{Д.НОМ}$  до  $I_{ПУСК}$  менее чем за 100 мс, окончание данного режима определяется снижением тока до  $1,25 I_{Д.НОМ}$ .

Ток срабатывания защиты от заклинивания ротора:

$$I_S = \frac{k_{\text{П}} \cdot I_{\text{Д.НОМ}}}{2} = \frac{5,2 \cdot 44,2}{2} = 114,9 \text{ А.}$$

Вторичный пусковой ток:

$$I_{\text{С.УСТ}} = \frac{I_S}{I_{2.\text{НОМ}} \cdot n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = 2,29 \text{ А.}$$

Таблица 9.1.3 Уставки защит от блокировки ротора и затынутого пуска

ЭД

Уставка	Значение
Работа ЗБС	ВКЛ
Действие ЗМН на отключение	ВКЛ
Время блокировки ротора	6,5 с
Время пуска электродвигателя	10 с
Пусковой ток двигателя	11,55 А

#### 9.1.4. УРОВ

УРОВ обеспечивает действие (пуск) на вышестоящий выключатель при срабатывании любых защит терминала (или внешних защит) и неуспешном отключении контролируемого выключателя в соответствии с рисунком 7.3. Режим ввода в работу пуска УРОВ обеспечивается программной накладкой ХВ44, которая представлена на лицевой панели терминала в виде тумблера SA1. Программная накладка ХВ42 определяет условие пуска функции УРОВ по сигналу внешнего отключения.

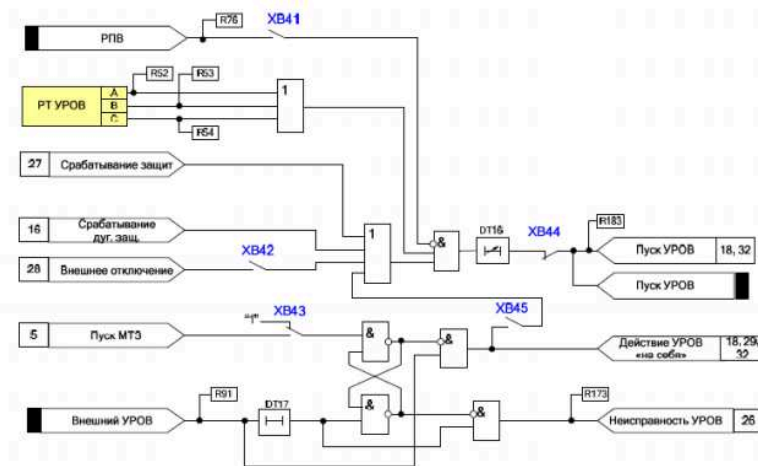


Рисунок 9.1.4 Функциональная схема УРОВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [20].

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = I_{\text{д.ном}} \cdot 0,05 = 0,05 \cdot 44,2 = 2,21 \text{ А.}$$

Хотя токовые уставки ступеней МТЗ терминала БЭ настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ,  $I_{2.\text{ном}}$  равного 5 А:

$$I_{S.\text{уст}} = \frac{I_{\text{уров}}}{I_{2.\text{ном}} \cdot n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = 0,0442 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{возв.уров}} + t_{\text{погреш.уров}} + t_{\text{зап}},$$

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

$t_{\text{возв.уров}}$  — время возврата реле тока УРОВ (0,06 с согласно [18]);

$t_{\text{погреш.уров}}$  — погрешность реле времени УРОВ в сторону ускорения действия (0,01 с согласно [19]);

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

$$t_{\text{уров}} = 0,05 + 0,06 + 0,25 + 0,1 = 0,235 \text{ с.}$$

Таблица 9.1.4 Уставки УРОВ

Уставка	Значение
УРОВ	Вывод
Ток срабатывания	2,21 А



Время срабатывания УРОВ	0,235 с
Контроль РПН	Не предусмотрен
Действие внешнего отключения на УРОВ	Предусмотрено
Контроль по току при действии УРОВ на себя	Не предусмотрен
Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	предусмотрено

9.2. Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к трансформатору 10 кВ  
 Произведем выбор уставок МП терминала РЗА БЭ2502А0103-27Е2 УХЛЗ.1. производства ООО НПП «ЭКРА». Исходные данные для расчета параметров представлены на рисунке 9.2.

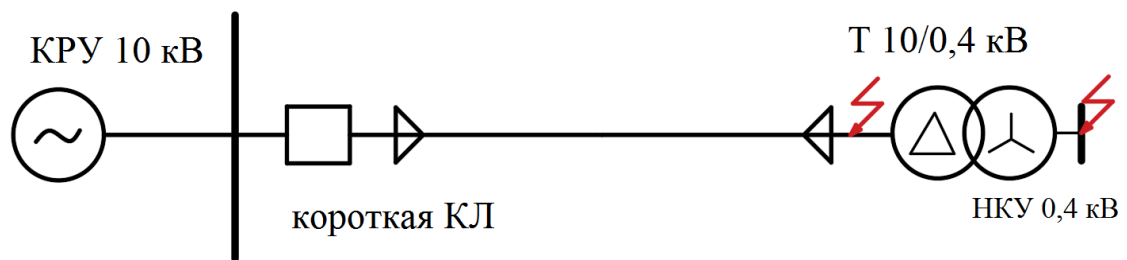


Рисунок 9.2. Исходные данные для расчёта уставок защиты трансформатора

$$I_{кз.макс.вн\ 10} = 11,011 \text{ кА}$$

$$I_{кз.мин.вн\ 10} = 8,15 \text{ кА}$$

$$I_{кз.макс.нн\ 10} = 2,031 \text{ кА}$$

$$I_{кз.мин.нн\ 10} = 1,074 \text{ кА}$$

$$S_T = 630 \text{ кВА.}$$

### 9.2.1. Расчет тока однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ

Многие программы расчета ТКЗ в сетях 6...500 кВ не считают токи при повреждениях в сетях ниже 1000 В, или не могут считать отдельные режимы (несимметричные КЗ за трансформаторами звезда / треугольник – 11 группа, ОЗЗ в сетях с изолированной, компенсированной нейтралью, однофазные КЗ

на стороне 0,4 кВ за трансформаторами с соединением обмоток звезда / звезда и т.д.).

Произведем ручной расчет однофазного ТКЗ за трансформатором (рисунок 9.2) при заданных или посчитанных в программе ТОКО токах трехфазного КЗ за трансформатором (токи приведены к стороне 10 кВ).

Методика расчета однофазного ТКЗ за трансформатором 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток звезда / звезда рассмотрена в [16].

Схема замещения однофазного ТКЗ за трансформатором представлена на рисунке 9.2.1.1.

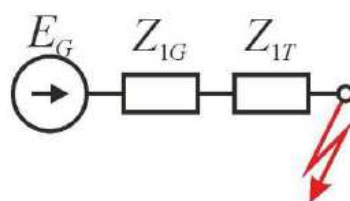


Рисунок 9.2.1.1. Схема замещения при однофазной КЗ за трансформатором.

Сопротивление системы  $Z_{G1}$  приведенное к стороне 0,4 кВ:

$$Z_{G1} = \frac{E_G}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.мин.нн.10}}^{(3)}} \cdot \left( \frac{U_{\text{ср.ном.нн}}}{U_{\text{ср.ном.вн}}} \right)^2 = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1074} \cdot \left( \frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 8,2 \cdot 10^{-6} \text{ Ом}$$

Значение  $Z_{T1}$  приведенное к стороне 0,4 кВ приводятся во многих справочных пособиях, например из [16] приведено в таблице 9.2.1.1.

Таблица 9.2.1.1. Сопротивление трансформатора, приведенное к стороне 0,4 кВ.

$S_T$ , кВА	$U_{\text{ном.вн}}$ , кВ	$1/3 Z_{1T}$ , Ом	$Z_{1T}$ , Ом
100	6...35	0,26	0,78
160	6...35	0,16	0,48
250	6...35	0,1	0,3
400	6...35	0,065	0,195
630	6...35	0,042	0,126

Ток однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ, с учетом сопротивления питающей сети:

$$I_{\text{кз.мин.нн}}^{(1)} = \frac{3 \cdot U_{\text{ср.ном.ф}}}{2 \cdot Z_{1G} + Z_{1T}} = \frac{3 \cdot 230}{2 \cdot 8,2 \cdot 10^{-6} + 0,126} = 5475 \text{ А.}$$

Ток однофазного КЗ приведенный к стороне ВН:

$$I_{\text{кз.мин.вн}}^{(1)} = \frac{I_{\text{кз.мин.нн}0,4}^{(1)}}{\left(\frac{U_{\text{ср.ном.вн}}}{U_{\text{ср.ном.нн}}}\right)} = \frac{5475}{\left(\frac{10}{0,4}\right)} = 219 \text{ А.}$$

### 9.2.2. Токовая отсечка трансформатора

Токовые защиты сетей 6...35 кВ рассчитываются по методикам для фирм-разработчиков с сайта ОАО «ФСК ЕЭС», рекомендациям руководства по эксплуатации на устройство или по общей методике Шабада [16].

Ток срабатывания токовой отсечки по условию отстройки от максимального ТКЗ за трансформатором:

$$I_{\text{с. о. 1}} \geq k_n \cdot I_{\text{кз. макс. нн}} 10^{(3)} = 1,2 \cdot 1074 = 1288,8 \text{ А.}$$

По второму условию ток срабатывания отсечки отстраивается от бросков тока намагничивания трансформатора:

$$I_{\text{с. о. 2}} \geq k_n \cdot I_{\text{т. раб. макс}},$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности без замедления ТО и без автоматического удвоения уставки ТО при включении выключателя трансформатора по [16] принимается равным 5;

$I_{\text{т. раб. макс}}$  – рабочий максимальный ток трансформатора.

Рабочий максимальный ток трансформатора:

$$I_{\text{т. раб. макс}} = \frac{k_p \cdot S_{\text{т. ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т. ном. вн}}} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 50,9 \text{ А.}$$

где  $k_p$  – коэффициент перегрузки, принимается равным 1,4.

Ток срабатывания ТО по второму условию:

$$I_{\text{с. о. 2}} \geq 5 \cdot 50,9 = 254,5 \text{ А.}$$

За окончательное значение тока срабатывания ТО принимается больше из двух значений:

$$I_{\text{с. о.}} = \max\{I_{\text{с. о. 1}}; I_{\text{с. о. 2}}\} = \max\{1288,8; 254,5\} = 1288,8 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{\text{с.о.втор}} = \frac{I_{\text{с.о.}}}{n_T} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}.$$

									Лист
									73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				



### 9.2.3. Максимальная токовая защита трансформатора

Ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению:

$$I_{с.з} = \frac{k_H \cdot k_{с.зап}}{k_B} \cdot I_{т.раб.макс}$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности;

$k_{с.зап}$  – коэффициент самозапуска;

$k_B$  – коэффициент возврата.

По рекомендации [20] принимаем значение  $k_H$  равным 1,2. Так как в составе нагрузки трансформатора отсутствуют ЭД 6...10 кВ согласно [20] выбираем  $k_{с.зап}$  равным 1,3. Коэффициент возврата МТЗ 2 ступени терминала БЭ2502А01 по данным [21] равен 0,94.

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,94} \cdot 50,9 = 84,47 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность МТЗ при КЗ в ОЗД на выводах НН трансформатора:

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз. мин. нн10^{(3)}}}{I_{с.з}} \cdot \text{кот. ч. сч}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1074}{84,47} \cdot 1 = 11 \geq 1,5.$$

Расчетный коэффициент чувствительности превышает нормативное значение. Пуск по напряжению для МТЗ не требуется.

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з.2} = \frac{I_{с.з}}{n_T} \cdot k_{сч}^{(3)} = \frac{84,47 \cdot 5}{150} \cdot 1 = 2,8 \text{ А.}$$

Хотя токовые уставки ступеней МТЗ терминала БЭ2502А01 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ,  $I_{2.ном.тт}$  равного 5 А:

$$I_{с.з.о.е} = \frac{I_{с.з.2}}{I_{2.ном.тт}} = \frac{2,8}{5} = 0,56.$$

Полученное значение укладывается в допустимый диапазон (0,2...40,0)  $I_H$ .

									Лист
									75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				

Для выбора выдержки времени МТЗ необходимо учесть выдержки времени расцепителей автоматических выключателей НКУ 0,4 кВ и выбрать ступень селективности между терминалом защиты силового трансформатора и вводом НН (рисунок 9.2.3.).

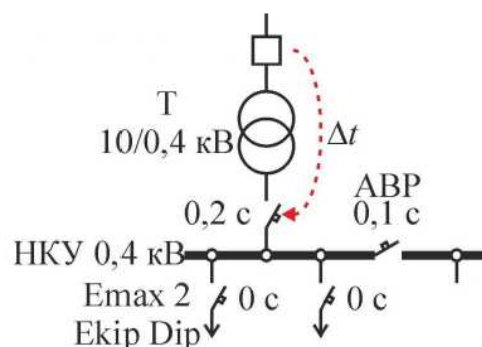


Рисунок 9.2.3. НКУ 0,4 кВ на НН трансформатора 10 кВ

В рассматриваемом примере в НКУ 0,4 кВ на стороне НН трансформатора 10/0,4 кВ установлены автоматические выключатели Emax 2 производства АББ с МП расцепителями Ekip Dip LSIG. Для защиты от КЗ в расцепителях используются ТО и МТЗ с независимой выдержкой времени. Выдержки времени автоматов отходящих присоединений, секционного и вводных автоматов представлены на рисунке 9.2.3.

Для выбора выдержки времени МТЗ терминала трансформатора 10/0,4 кВ необходимо рассчитать значение ступени селективности  $\Delta t$  между МТЗ терминала и МТЗ расцепителя вводного автомата 0,4 кВ:

$$\begin{aligned} \Delta t &= t_{\text{откл.авт.вв}} + t_{\text{погреш.авт.вв}} + t_{\text{погреш.терм.т}} + t_{\text{возв.мтз.т}} + t_{\text{зап}} \\ &= 0,04 + 0,02 + 0,025 + 0,065 + 0,1 = 0,25 \text{ с;} \end{aligned}$$

где  $t_{\text{откл.авт.вв}}$  – время отключения автомата ВВ, по данным [22] составляет 0,04 с;

$t_{\text{погреш.авт.вв}}$  – погрешность выдержки времени МТЗ расцепителя автомата ВВ, по данным [22] составляет 0,02 с;

$t_{\text{погреш.терм.т}}$  – погрешность выдержки времени МТЗ терминала РЗА трансформатора, по данным [21] составляет 0,025 с;

$t_{\text{возв.МТЗ.Т}}$  – время возврата МТЗ терминала РЗА трансформатора, по данным [22] составляет 0,065 с; время запаса примем 0,1 с.

Степень селективности  $\Delta t$  можно оставить равным 0,25 с, можно округлить до 0,3 с, можно принять рекомендованное [20] 0,4 с.

В данном примере примем  $\Delta t$  равной 0,3 с.

Выдержка времени МТЗ трансформатора:

$$t_{\text{МТЗ.Т}} = t_{\text{МТЗ.ВВ0,4}} + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5 \text{ с.}$$

Параметры второй ступени МТЗ терминала БЭ2502А01 представлены в таблице 9.2.3.

Таблица 9.2.3. Параметры второй ступени МТЗ терминала БЭ2502А01.

Уставки 2 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-2	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-2	4,47 А
Время срабатывания МТЗ-2	0,5 с
Контроль направленности МТЗ-2	предусмотрен
Пуск по напряжению МТЗ-2	не предусмотрен
Ускорение МТЗ-2	предусмотрено

#### 9.2.4. Защита от перегрузки трансформатора

Рассчитаем параметры защиты от перегрузки трансформатора по [20].

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{с.з.п}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{т.ном}};$$

где  $k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, по [20] принимается 1,05;

$k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата;

$I_{\text{т.ном}}$  – номинальный ток трансформатора.

Коэффициент возврата третьей ступени МТЗ, на которой реализуется защита от перегрузки по [21] выставляем  $k_{\text{в}}$  равным 0,94.

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{т.ном}} = \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т.ном.вн}}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,37 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{с.з.п} = \frac{1,05}{0,94} \cdot 36,37 = 40,62 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{с.з.п.2} = \frac{I_{с.з.п}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{40,62 \cdot 5}{150} \cdot 1 = 1,35 \text{ А.}$$

Хотя токовые уставки ступеней МТЗ терминала БЭ2502А01 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ,  $I_{2.ном.тт}$  равного 5 А:

$$I_{с.з.п.о.е} = \frac{I_{с.з.п.2}}{I_{2.ном.тт}} = \frac{1,35}{5} = 0,27 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания входит в допустимый диапазон  $(0,08...20,0)I_{н.}$

По условию отстройки режимов кратковременных перегрузок ФСК [20] рекомендует принимать выдержку времени защиты от перегрузки из диапазона 9...10 с. Окончательно принимаем  $t_{п.т}$  равным 10 с.

Настройки третьей ступени МТЗ работающей как защиты от перегрузки показаны в таблице 9.2.4.

Таблица 9.2.4. Настройки третьей ступени МТЗ с работающей как защита от перегрузки.

Уставки 3 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-3	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-3	2,149 А
Время срабатывания МТЗ-3	10 с
Контроль направленности МТЗ-3	не предусмотрен
Пуск по напряжению МТЗ-3	не предусмотрен
Действие МТЗ-3 на отключение	не предусмотрен
Ускорение МТЗ-3	не предусмотрен
Выбор характеристики	независимая
Базисный ток	5 А

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

Рассчитаем параметры защиты от однофазных КЗ по методике, изложенной в [16].



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

$$I_{с.з.0} = k_H \cdot I_{нб.макс} = 0,5 \cdot I_{т.раб.макс.нн},$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности, равный 2;

$I_{нб.макс}$  – наибольший ток небаланса в нулевом проводе трансформатора со схемой соединения обмоток звезда/звезда в нормальном режиме, по [23] равен  $0,25 \cdot I_{т.раб.макс.нн}$ ;

$I_{т.раб.макс.нн}$  – рабочий максимальный ток стороны НН трансформатора.

Рабочий максимальный ток стороны НН:

$$I_{т.раб.макс.нн} = \frac{k_{п} \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т.ном.нн}} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1273 \text{ А},$$

где  $k_{п}$  – коэффициент перегрузки, принимается равным 1,4.

Сечение жил определяем исходя из номинальной мощности трансформатора, затем по таблице 3.36 каталога [19] находим сечение:

Так как  $S_{т.ном} = 0,63$  МВА, то выбираем медные жилы сечение  $16 \text{ мм}^2$ .

Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.0} = 0,5 \cdot 1273 = 636,52 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз. мин. нн0,4^{(1)}}}{I_{с.з.0}} = \frac{5475}{636,52} = 8,6 \geq 2.$$

Первичный номинальный ток трансформатор тока в нейтрали выбирается по максимальному току небаланса:

$$I_{нб.макс} = 0,25 \cdot I_{т.раб.макс.нн} = 0,25 \cdot 1273 = 318,25 \text{ А};$$

Для ТТ ТНШЛ-0,66 [17] выбираем  $I_{1.ном.тт.0}$  равным 400 А, а  $I_{2.ном.тт.0}$  равным 1 А (так как вход для подключения ТТНП заданного БЭ2502А01 рассчитан на номинальный ток 1 А).

Вторичное значение тока срабатывания защиты:

									Лист
									79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				



### 9.2.6. УРОВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [20]. Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{Т.НОМ}} = 0,05 \cdot 36,37 = 1,81 \text{ А};$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{T}}} \cdot \text{КСХ}^{(3)} = \frac{1,81 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 0,09 \text{ А}.$$

Хотя токовые уставки терминала БЭ2502А01 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ, I<sub>2.НОМ.ТТ</sub> равного 5 А:

$$I_{\text{уров.2.о.е}} = \frac{I_{\text{уров.2}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ}}} = \frac{0,09}{5} = 0,0181$$

Минимально возможная уставка в о.е. равна 0,07, что дает вторичный ток срабатывания 0,07·5=0,35 А.

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.в.т}} + t_{\text{в.уров}} + t_{\text{п.уров}} + t_{\text{зап}} = 0,065 + 0,03 + 0,025 + 0,1 = 0,22 \text{ с}.$$

Время возврата УРОВ  $t_{\text{в.уров}}$  и погрешность таймера УРОВ  $t_{\text{п.уров}}$  взяты из [20]. По рекомендациям [20] принимаем выдержку времени УРОВ равной 0,3 с.

Настройка УРОВ приведена в таблице 9.2.6.

Таблица 9.2.6. Настройка УРОВ.

Уставки УРОВ	Значение
УРОВ	работа
Ток срабатывания УРОВ	0,35 А
Время срабатывания УРОВ	0,3 с
Контроль РПВ	не предусмотрен
Действие внешнего отключения на УРОВ	предусмотрено

Контроль по току при действии УРОВ на себя	не предусмотрен
Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	предусмотрено

### 9.3. Ячейка КРУ выключателя КЛ к ТП

Произведем выбор уставок МП РЗА терминала КЛ питающей ТП. Типоисполнение устройства РЗА БЭ2502А01, производство ООО НПП «ЭКРА». Схема сети и некоторые исходные данные для расчета параметров представлены на рисунке 9.3.

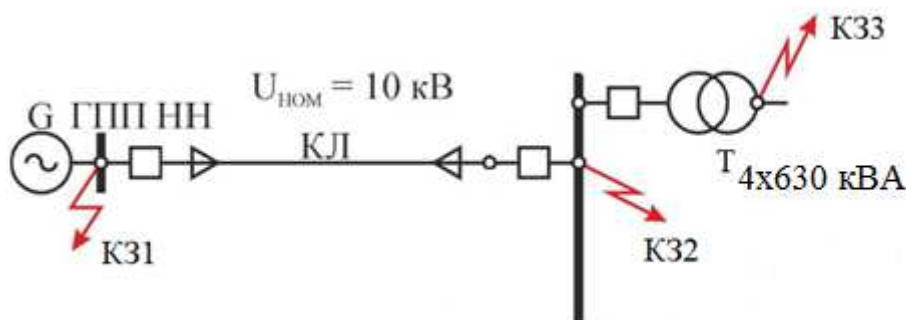


Рисунок 9.3. КЛ питающая ТП

Виды РЗА подлежащие расчету приведены в таблице 2. Значение ТКЗ в точках, указанных на рисунке 9.3 представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3. Значения ТКЗ в отдельных точках схемы замещения.

Режим работы энергосистемы	Значение трехфазного ТКЗ в точках КЗ1...КЗ4, приведенное к стороне 10 кВ, А		
	КЗ1	КЗ2	КЗ3
Максимальный режим	13216	11011	2,031
Минимальный режим	9200	8150	1074

Справочные данные по терминалу РЗА представлены в руководстве по эксплуатации [21]. Так как методика расчета для МП терминалов РЗА 6...35 кВ фирмы ООО НПП «ЭКРА» присутствует на сайте ОАО «ФСК ЕЭС», то воспользуемся ей [20].

### 9.3.1. Токовая отсечка КЛ

Ток срабатывания мгновенной отсечки по первому условию отстраивается от максимального тока трехфазного КЗ в конце линии:

$$I_{c.o.1} \geq k_n \cdot I_{кз. макс. кз2}^{(3)} = 1,2 \cdot 11011 = 13213,2 \text{ А,}$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности по [20] принимаем равным 1,2.

В учебных целях рассмотрим расчет тока срабатывания отсечки по второму условию, отстройке от бросков тока намагничивания (БТН) силовых трансформаторов нагрузки и пусковых токов двигателей:

$$I_{c.o.2} \geq k_n \cdot \sum I_{T.ном} = 5 \cdot (4 \cdot 36,37) = 727,4 \text{ А,}$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, учитывающий БТН, для быстродействующих устройств РЗ (время срабатывания менее 100 мс) принимается 5.

Номинальные токи трансформатора были рассчитаны выше.

В руководстве по эксплуатации терминала БЭ2502А01 [21] написано, что с целью отстройки от пусковых токов при двигательной нагрузке для первой ступени предусмотрен режим работы с заглублением уставки.

Так как ток срабатывания, рассчитанный по первому условию, меньше тока, рассчитанного по второму условию, то берем ток срабатывания больший и рассчитываем фактический ток срабатывания:

$$I_{c.o.ф} = \frac{I_{c.o.ф}}{2} = \frac{727,4}{2} = 363,7 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность ТО:

$$k_{ч.озд} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз. мин. кз2}^{(3)}}{I_{с.з.2}} \cdot \text{кот. ч. сч}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8150}{363,7} \cdot 1 = 19,4 \geq 1,5.$$

Коэффициент чувствительности зоны резервирования  $>1,5$ , то токовая отсечка является основной защитой линии.

					Лист
					84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

*П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР*

### 9.3.2. Максимальная токовая защита с зависимой выдержкой времени

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

$$I_{с.з.1} \geq \frac{k_H \cdot k_3}{k_B} \cdot I_{раб.макс.кл}$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности, по [20] принимаем равным 1,2;

$k_B$  – коэффициент возврата, по [РЭ А01] равен 0,94.

Рабочий максимальный ток КЛ:

$$I_{раб.макс.кл} = \sum I_{т.ном} = 4 \cdot 36,37 = 145,48 \text{ А.}$$

По каталогу ТТ [17] выбираем ТТ ТОЛ-10 с пт равным 750/5.

Ток срабатывания МТЗ по 1 условию:

$$I_{с.з.1} \geq \frac{1,2 \cdot 1,6}{0,94} \cdot 145,48 = 297,15 \text{ А.}$$

По второму условию ток срабатывания МТЗ КЛ согласовывается с током срабатывания МТЗ Т ТП:

$$I_{с.з.2} = k_{н.с} \cdot I_{МТЗ.Т} = k_{н.с} \cdot \frac{1,4 \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,1 \cdot \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 53,34 \text{ А,}$$

где  $k_{н.с}$  – коэффициент надежности согласования, по [16] принимается равным 1,1;

$I_{МТЗ.Т}$  – ток срабатывания МТЗ Т ТП, так как нагрузка у Т и КЛ одинакова, составляет 53,34 А.

Окончательный ток срабатывания МТЗ КЗ принимается большим по двум условиям, т.е. 297,15 А.

Коэффициент чувствительности в ОЗД:

$$k_{ч.озд} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз. мин. кз2}^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot \text{кот. ч. сх}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8150}{297,5} \cdot 1 = 23,7 \geq 1,5.$$

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования (ЗР):

$$k_{ч.зр} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз. мин. кз3}^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot \text{кот. ч. сх}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1074}{297,5} \cdot 1 = 3,12 > 1,2.$$

									Лист
									85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				

МТЗ КЛ по чувствительности соответствует, значит больше никаких предпринимать не потребуется.

Выбор выдержки времени МТЗ.

Выдержка времени МТЗ Т независимая, отстроенная от МТЗ КЛ. Методика расчетов выдержки времени МТЗ трансформаторов 10/0,4 кВ рассмотрена выше. По исходным данным кабельные линии (КЛ) питают распределительные устройства с максимальной выдержкой времени 1,5 с. Степень селективности для выключателей и терминалов РЗА БЭ2502А01 была определена выше и составляет 0,3 с. В этом случае выдержка времени МТЗ КЛ при КЗ в точке КЗ2:

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t = 1,5 + 0,3 = 1,8 \text{ с};$$

Кратность МТЗ КЛ при КЗ в точке КЗ2 составит:

$$K_{\text{КЗ2}} = \frac{I_{\text{кз. макс. кз2}}^{(3)}}{I_{\text{с. з}}} = \frac{11,011}{297,5} = 37.$$

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

- нормально инверсная;
- сильно инверсная;
- чрезвычайно инверсная.

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

Аналитическое представление характеристик дано в технических описаниях терминалов. Для сильно инверсной характеристики терминала БЭ2502А01:

$$t = \frac{k \cdot \beta}{\left(\frac{I}{I_B}\right)^\alpha - 1},$$

где  $t$  – время срабатывания;

$I$  – сродной ток;

									Лист
									86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				



$I_b$  – базисный ток, соответствующий предельному значению тока, при котором защита с зависимой выдержкой не срабатывает;

$\beta$  и  $\alpha$  – коэффициенты, определяющие степень инверсии, соответственно равные 13,5 и 1,00;

$k$  - уставка МТЗ по времени.

Выразим из приведенного выше выражения уставку по времени:

$$k = \frac{t \cdot ((K_{кз2})^\alpha - 1)}{\beta} = \frac{1,8 \cdot ((37)^1 - 1)}{13,5} = 4,8 \text{ с.}$$

Доступный диапазон 0,1...20 с по [21].

Выдержка времени МТЗ КЛ при максимальном ТКЗ в начале линии:

$$t_{кз1} = \frac{k \cdot 13,5}{(I_{кз. макс. кз1}^{(3)} / I_b)^2 - 1} = \frac{4,8 \cdot 13,5}{(13,216 / 297,5)^2 - 1} = 0,033 \text{ с.}$$

Карта селективности для МТЗ КЛ представлена на рис. 9.3.2.

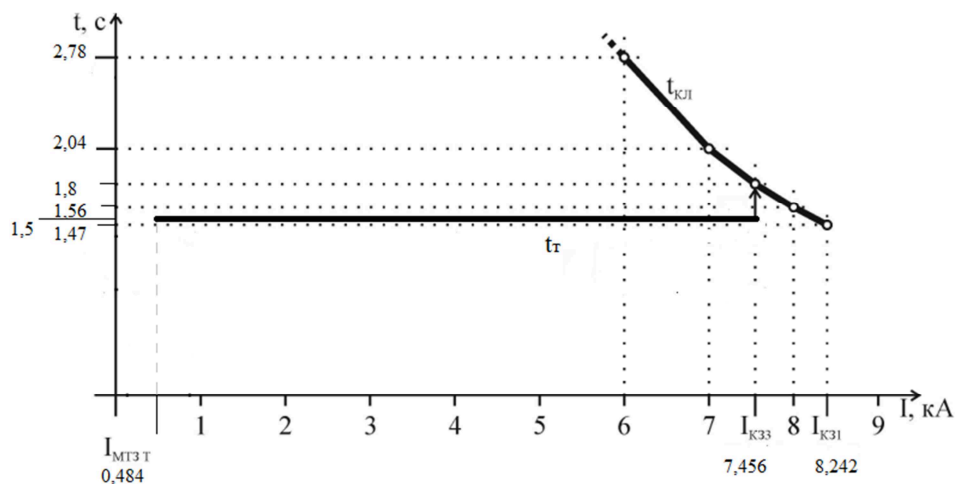


Рисунок 9.3.2. Карта селективности для МТЗ КЛ

Для построения плавной обратнозависимой кривой МТЗ КЛ посчитаны промежуточные значения выдержек времени таблица 9.3.2.

Таблица 9.3.2.1. Значения выдержек времени для построение плавной обратнозависимой кривой МТЗ КЛ.

Ток, А	8000	7000	6000	5000	4000	3000
Выдержка времени, с	1,56	2,04	2,78	4,02	6,32	11,4

Как видно из таблицы 9.3.2.1 при уменьшении тока, расчетная чрезвычайно инверсная выдержка времени резко возрастает.

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.2}} = \frac{I_{\text{с.з}}}{n_{\text{T}}} \cdot \text{КСХ}^{(3)} = \frac{846,78 \cdot 5}{750} \cdot 1 = 5,6452 \text{ А.}$$

Хотя токовые уставки терминала БЭ2502А01 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ,  $I_{2.\text{НОМ.ТТ}}$  равного 5 А:

$$I_{\text{МТЗ2.о.е}} = \frac{I_{\text{МТЗ2}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ}}} = \frac{5,64}{5} = 1,129.$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ укладывается в допустимый диапазон  $(0,2 \dots 40) \cdot I_{\text{НОМ}}$ , А по каталогу [21].

Настройка МТЗ представлена в таблице 9.3.2.2.

Таблица 9.3.2.2. Настройка третьей ступени МТЗ.

Уставки МТЗ-3	Значение
Работа МТЗ-3	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-3	5,64 А
Время срабатывания МТЗ-3	1,72 с
Контроль направленности МТЗ-3	не предусмотрен
Пуск по напряжению МТЗ-3	не предусмотрен
Ускорение МТЗ-3	не предусмотрено
Характеристика	Чрезвычайно инверсная

### 9.3.3. УРОВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [20]. Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{КЛ.НОМ}} = 0,05 \cdot \frac{S_{\text{КЛ.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 0,05 \cdot \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 8,66 \text{ А.}$$

По каталогу [17] выбираем ТТ ТОЛ-10  $n_{\text{T}}=750/5$ .

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_T} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{8,66 \cdot 5}{750} \cdot 1 = 0,06 \text{ А.}$$

Хотя токовые уставки терминала БЭ2502А01 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ, I<sub>2.ном.тт</sub> равного 5 А:

$$I_{\text{уров.2.о.е}} = \frac{I_{\text{уров.2}}}{I_{2.\text{ном.тт}}} = \frac{0,06}{5} = 0,01.$$

Минимально возможная уставка о.е. равна 0,07, что дает вторичный ток срабатывания 0,07·5=0,35 А.

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.в.т}} + t_{\text{в.уров}} + t_{\text{п.уров}} + t_{\text{зап}} = 0,065 + 0,03 + 0,025 + 0,1 = 0,22 \text{ с}$$

Время возврата УРОВ t<sub>в.уров</sub> и погрешность таймера УРОВ t<sub>п.уров</sub> взяты из [20].

По рекомендациям [20] принимаем выдержку времени УРОВ равной 0,3 с.

Настройка УРОВ приведена в таблице 9.3.3.

Таблица 9.3.3. Настройка УРОВ.

Уставки УРОВ	Значение
УРОВ	работа
Ток срабатывания УРОВ	0,35 А
Время срабатывания УРОВ	0,3 с
Контроль РПВ	не предусмотрен
Действие внешнего отключения на УРОВ	предусмотрено
Контроль по току при действии УРОВ на себя	не предусмотрен
Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	предусмотрено

#### 9.4. Генератор 10 кВ

В рамках выпускной квалификационной работы все необходимые функции релейной защиты, автоматики, технологических защит, системы управления генератором и газопоршневым двигателем выполняет специализированный контроллер.

УРЗА в ячейке КРУ НН ПС короткой КЛ к генератору выполняет чисто резервные функции.

##### 9.4.1. Ненаправленная МТЗ и токовая защита от ОЗЗ

Определим параметры МТЗ и токовой защиты от ОЗЗ резервного УРЗА в ячейке КРУ НН ПС КЛ к генератору.

Исходные данные:

$$I_{\text{КЗ.1.МИН}}^{(3)} = 9,2 \text{ кА}; \quad I_{\text{С.}\Sigma} = 7,46 \text{ А};$$
$$I_{\text{КЗ.2}}^{(3)} = 8,15 \text{ кА}; \quad \text{КЛ: ПвП } 3 \times 185/25$$
$$I_{\text{Г.НОМ}} = \frac{S_{\text{Г.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{P_{\text{Г}} / \cos \varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1875}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 103 \text{ А}; \quad L_{\text{КЛ}} = 1,3 \text{ км};$$
$$C_{\text{С.Г}} = 0,04 \text{ мкФ}.$$

Расчетная схема замещения представлена на рисунке 9.4.1.

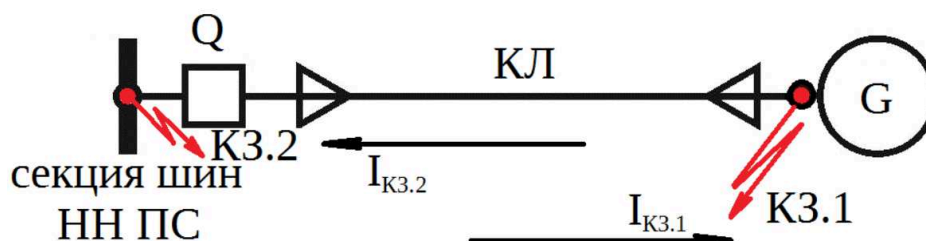


Рисунок 9.4.1 Расчетная схема замещения

##### 9.4.2. МТЗ

Первая ступень МТЗ (мгновенная ТО) может быть настроена на срабатывание без выдержки времени при КЗ в генераторе (на КЛ к генератору) от тока КЗ системы и несрабатывание от тока КЗ генератора (т.к. он гораздо меньше составляющей тока КЗ от системы):

$$I_{\text{МТЗ.Г.1}} = k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{КЗ.2}}^{(3)} = 1,2 \cdot 8,15 = 9,72 \text{ кА}.$$

Чувствительность (для схемы неполная звезда с дополнительным реле) при таком токе срабатывания составит:

$$k_{\text{ч.МТЗ.Г.1}} = \left( \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{КЗ.1.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.Г.1}}} \right) k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \left( \frac{0,886 \cdot 9,1}{9,72} \right) \cdot 1 = 0,81.$$

Вторая ступень МТЗ отстраивается от номинального тока генератора:

$$I_{\text{МТЗ.Г.2}} = \frac{k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Г.НОМ}}}{k_{\text{В}}} = \frac{1,1 \cdot 103}{0,95} = 119 \text{ А.}$$

Чувствительность при внешних КЗ:

$$k_{\text{ч.МТЗ.Г.2}} = \left( \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{КЗ.2}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.Г.2}}} \right) k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \left( \frac{0,866 \cdot 8,15}{0,119} \right) \cdot 1 = 59.$$

Выдержка времени второй ступени МТЗ теоретически должна быть дольше выдержки времени присоединений шин НН ПС:

Выдержка времени ВВ зависит от направления тока (мощности).

#### 9.5. Трансформатор ТРДН-25000/110

На стороне 110 кВ ПС могут применяться токовые защиты от междуфазных КЗ: мгновенная ТО и МТЗ. Расчет параметров токовых защит 110 кВ аналогичен расчету токовых защит присоединений 10 кВ, рассмотренных в предыдущей главе.

В качестве основной защиты от КЗ силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более используется дифференциальная токовая защита (ДЗТ) с торможением. В качестве резервных защит транзитных линий 110 кВ применяются трехступенчатая дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных КЗ и четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП) от однофазных КЗ.

На шинах или ошиновке трансформаторов 110 кВ устанавливается дифференциальная защита шин (ДЗШ).

						Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР	

Обычно на ВЛ и шинах 110 кВ устанавливаются АПВ линий и шин соответственно. На каждом выключателе 110 кВ и выше устанавливается УРОВ.

#### 9.5.1. Дифференциальная защита трансформаторов

Рассчитаем параметры ДЗТ трансформатора ТРДН-25000/110.

Вначале определим первичные токи на сторонах ВН и НН защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности. По этим токам определяются соответствующие вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициентов трансформации ТТ, выбранных по максимальным рабочим токам сторон, посчитанным по номинальным токам с учетом и возможной и коэффициентов схемы таблица 9.5.1. Так как силовой трансформатор напряжения ТРДН имеет расщеплённую обмотку с одинаковыми нагрузочными параметрами, то рассмотрим и рассчитает токи токи на одной «ноге». Для второй принять аналогичные значения.

Таблица 9.5.1. Данные по трансформатору.

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для сторон	
		ВН-110 кВ	НН-10 кВ
Ином стороны, соответствующий $S_{ном}, А$	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,51$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1312$
Схема ТТ		У	Δ
пт стороны	$\frac{I_{1.ном.тт}}{I_{2.ном.тт}}$	300/5	1500/5
Ивтор стороны, соответствующий $S_{ном}, А$	$\frac{I_{ном} \cdot kcX^{(3)}}{n_T}$	$\frac{50,2 \cdot 1 \cdot 5}{300} = 0,836$	$\frac{524,86 \cdot 1 \cdot 5}{1500} = 1,75$

Если защищаемый трансформатор со стороны ВН подключен через два выключателя, то первичный номинальный ток ТТ стороны ВН определяется

по максимальному рабочему току выключателя, рассчитанному по максимальной тупиковой мощности ПС формула (16).

$$I_{\text{раб. макс. в. вн}} = \frac{S_{\text{макс, w}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{26,28 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 110 \text{ кВ}} = 137,9 \text{ А.}$$

По каталогу [17] выбираем первичный номинальный ток ТТ  $I_{1, \text{ном. ТТ}} = 300 \text{ А}$ .

Определим по каталогу [20] в о.е.  $I_{\text{с.р. мин}}$  приняв за базовый ток  $I_{\text{ном. вн}}$ , по первому условию:

$$I_{\text{с.р. мин}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб. расч}},$$

где  $k_{\text{отс}}$  - коэффициент отстройки, принят равный 1,3.

$I_{\text{нб. расч}}$  - относительный ток небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора, определяемый по выражению:

$$I_{\text{нб. расч}} = (k_{\text{одн}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{нач. торм}},$$

где  $k_{\text{одн}}$  - коэффициент однотипности ТТ, равен 1;

$k_{\text{пер}}$  - коэффициент, учитывающий переходный процесс, равен 2;

$\varepsilon$  - относительное значение полной погрешности ТТ, равен 0,1;

$\Delta U$  - относительная погрешность, обусловленная РПН;

$\Delta f_{\text{выр}}$  - относительная погрешность выравнивания токов плеч, принята равной 0,02;

$I_{\text{нач. торм}}$  - расчетное значение тока начала торможения, согласно рекомендациям принимаем 0,6 о.е., т.к. трансформатор не нагружен ( $\frac{S_{\Sigma/2}}{S} = \frac{13,14}{25} = 0,52$ )

$$I_{\text{с.р. мин}} = 1,3 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 0,6 = 0,296 \text{ о. е.}$$

Максимальное значение трехфазного ТКЗ за защищаемым трансформатором на шинах НН (таблица 7.14) составляет 13216 А. Приведем этот ток к стороне ВН и приведем к о.е.

$$\begin{aligned} I_{\text{кз. макс}} &= I_{\text{кз. макс. кз1}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{ср. ном. нн}}}{U_{\text{ср. ном. вн}}} \cdot \frac{1}{I_{\text{ном. вн}}} = 13216 \cdot \frac{11}{115} \cdot \frac{1}{125,51} \\ &= 10,1 \text{ о. е.} \end{aligned}$$

Максимальный ток небаланса при токе  $I_{\text{кз. макс}}$  :

					Лист
					93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР</i>

$$I_{с.р.макс} = k_{отс} \cdot (k_{одн} \cdot k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{выр}) \cdot I_{кз. макс},$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки принят равный 1,1 по каталогу [20]

$$I_{с.р.макс} = 1,1 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 10,1 = 4,2218 \text{ о. е.}$$

Коэффициент торможения должен быть не менее:

$$k_T \geq \frac{k_{отс} \cdot I_{нб} - I_{с.р.мин}}{I_{кз.макс} - I_{нач\ торм}} = \frac{4,2218 - 0,296}{10,1 - 0,6} = 0,413.$$

Посчитанный коэффициент торможения укладывается в допустимый диапазон (0,2...0,7) о.е.

Ток торможения блокировки:

$$I_{т.бл} = k_{отс} \cdot k_{пред.нагр} \cdot I_{ном} = 1,1 \cdot 0,9 \cdot 1 = 1 \text{ о. е.},$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки принят равный 1,1 по каталогу [20];

$k_{пред.нагр}$  – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора, т.к. трансформатор почти всегда ненагружен, то прием равным 0,9.

$$I_{ном} = \frac{I_{ном.вн}}{I_{втор} \cdot n_T} = \frac{125,51}{1,34 \cdot 300/5} = 15,61 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

По условию отстройки от броска тока намагничивания, которая достигается установкой минимальной уставки:

$$I_{отс} \geq 6,5 \text{ о. е.}$$

По условию отстройки от максимального тока небаланса внешнего КЗ:

$$\begin{aligned} I_{отс} &= 1,5 \cdot I_{кз. макс} \cdot (k_{одн} \cdot k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{выр}) \\ &= 1,5 \cdot 10,1 \cdot (1 \cdot 3 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) = 7,27. \end{aligned}$$

где  $k_{пер}$  - коэффициент, учитывающий переходный процесс, равен 3.

Коэффициент торможения равен:

$$k_T = \frac{I_{с.р.макс} - I_{с.р.мин}}{I_{кз. макс} - I_{нач.торм}} = \frac{4,2218 - 0,296}{10,1 - 0,6} = 0,413.$$

Расчетное значение  $k_T$  соответствует углу наклона тормозной характеристики  $22,4^\circ$  (рисунок 9.5.1).

										Лист
										94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР					



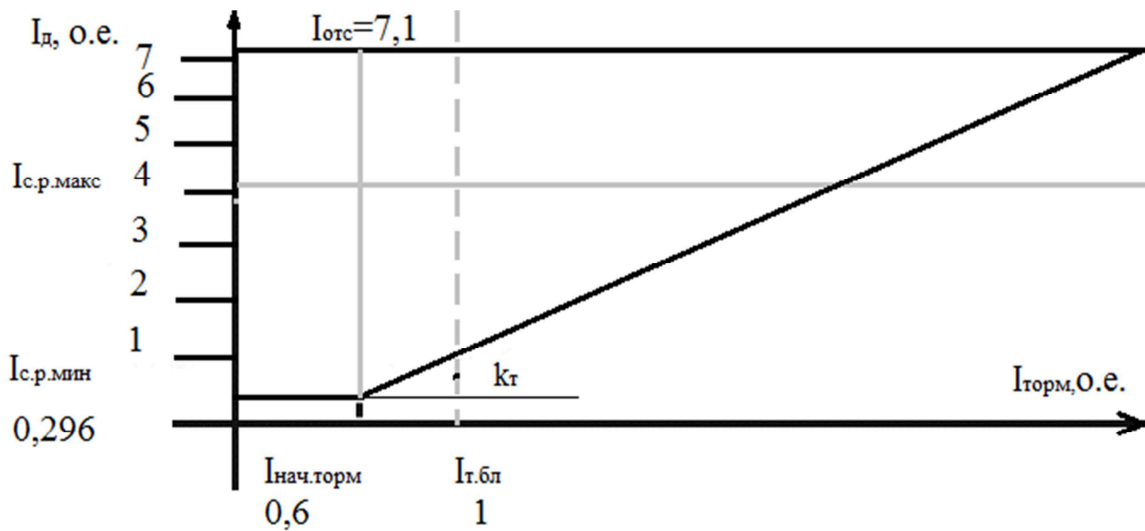


Рисунок 9.5.1. Расчетная характеристика торможения

Оценим чувствительность ДЗТ. Ток трехфазного КЗ за защищаемым трансформатором в минимальном режиме работы энергосистемы составляет 9200 А. Приведем значение ТКЗ к стороне ВН. Коэффициент относительной чувствительности схемы к двухфазным КЗ на стороне НН трансформатора со схемой соединения обмоток звезда-треугольник равен 1.

$$I_{кз.т} = I_{кз.мин.кз1}^{(3)} \cdot \frac{U_{ср.ном.нн}}{U_{ср.ном.вн}} \cdot \frac{кот.ч.сх^{(2)}}{I_{ном.вн}} = 9200 \cdot \frac{11}{115} \cdot \frac{1}{125,51} = 7 \text{ о. е.}$$

Так как  $I_2 = 0$ , то  $I_T = 0$ , поэтому при расчете  $k_{ч}$  берем  $I_{с.р.мин}$ .

$$k_{ч} = \frac{I_{кз.т}}{I_{с.р.мин}} = \frac{7}{0,296} = 23,68 \geq 2.$$

### 9.5.2. Максимальная токовая защита силового трансформатора ТРДН-25000/110

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки:

$$I_{с.з} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_{зап}}{k_{в}} \cdot I_{раб.макс}$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, по [20] принимаем равным 1,2;

$k_B$  – коэффициент возврата, по [20] равен 0,9;

$I_{\text{раб.макс}}$  – рабочий максимальный ток в месте установки защиты:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{26280}{\sqrt{3} \cdot 110} = 137,9 \text{ А};$$

$k_{\text{зап}}$  – коэффициент самозапуска, равный:

$$k_{\text{зап}} = \frac{S_{\text{сам.зап}}}{S_{\text{раб.макс}}} = \frac{\frac{k_{\text{п}} \cdot P_{\text{эд}}}{\cos\varphi \cdot \eta} \cdot N_{\text{эд.с.з}} + N_{\text{т}} \cdot k_{\text{с.з.т}} \cdot S_{\text{т}}}{\frac{P_{\text{эд}}}{\cos\varphi \cdot \eta} \cdot N_{\text{эд}} + N_{\text{т}} \cdot S_{\text{т}}}$$
$$= \frac{\frac{5,2 \cdot 630}{0,85 \cdot 0,968} \cdot 2 + 8 \cdot 1,3 \cdot 630}{\frac{630}{0,85 \cdot 0,968} \cdot 2 + 8 \cdot 630} = 2,2 \geq 1,5,$$

$k_{\text{с.з.т}}$  – коэффициент самозапуска трансформатора, ранее принимали 1,3;

$k_{\text{с.з.тп}}$  – коэффициент самозапуска нагрузки КЛ, равен 1,6.

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,2}{0,9} \cdot 137,9 = 404,5 \text{ А.}$$

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском или без пуска по напряжению по условию согласования по чувствительности рассматриваемой защиты:

$$I_{\text{с.з1}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{с.з}} = 1,1 \cdot 404,5 = 444,95 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{с.з.2}} = \frac{I_{\text{с.з}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{404,5 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 6,74 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ ВН укладывается в допустимый диапазон (0,1-100)А.

Оценим чувствительность МТЗ при КЗ в ОЗД на выводах НН трансформатора.

$$k_{\text{ч.озд}} = \frac{I_{\text{кз. мин. вн110}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \cdot \text{кот. ч. сх}^{(2)} = \frac{2550}{444,95} \cdot 1 = 5,7 \geq 1,5.$$

Оценим чувствительность МТЗ при КЗ в ЗР за трансформатором 10/0,4.

$$k_{\text{ч.зр}} = \frac{I_{\text{кз. мин. тр10/0,4}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \cdot \text{кот. ч. сх}^{(2)} = \frac{1074}{444,95} \cdot 1 = 2,4 > 1,2.$$

					Лист
					96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<b>П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР</b>

Оценим чувствительность МТЗ при КЗ в ЗР в конце КЛ к ТП:

$$k_{ч.зр} = \frac{I_{кз. мин. кл}^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot \text{кот. ч. сх}^{(2)} = \frac{8150}{444,95} \cdot 1 = 18,3 \geq 1,2.$$

Выдержка времени представлена на рисунке 9.5.2.

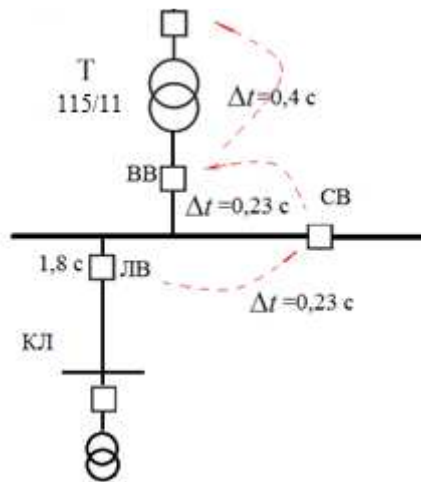


Рисунок 9.5.2. Выбор выдержки времени МТЗ силового трансформатора  
Для выбора выдержки времени МТЗ терминала силового трансформатора необходимо рассчитать значение степени селективности  $\Delta t$  между МТЗ терминала и МТЗ ВВ, между ВВ и СВ и между СВ и КЛ:

$$t_{с.в.} = t_{МТЗ.кЛ} + \Delta t = 1,8 + \Delta t.$$

$$\begin{aligned} \Delta t &= t_{откл.кЛ} + t_{погреш.св} + t_{погреш.кЛ} + t_{возв.МТЗ.св} + t_{зап} \\ &= 0,06 + 2 \cdot 0,02 + 0,03 + 0,1 = 0,23 \text{ с}, \end{aligned}$$

где  $t_{откл.с.в}$  – время отключения ВВ, по данным [9] составляет 0,06 с;

$t_{погреш.с.в}$  и  $t_{погреш.кЛ}$  – погрешность выдержки времени МТЗ КЛ и СВ, по данным [24] составляет 0,02 с;

$t_{возв.МТЗ.т}$  – время возврата МТЗ терминала РЗА трансформатора, по данным [24] составляет 0,03 с; время запаса примем 0,1 с.

$$t_{с.в.} = 1,8 + 0,23 = 2,03 \text{ с}.$$

$$t_{в.в.} = t_{с.в.} + \Delta t = 2,03 + \Delta t.$$

$$\Delta t = t_{откл.св} + t_{погреш.в.в} + t_{погреш.с.в} + t_{возв.МТЗ.в.в} + t_{зап}.$$

где  $t_{откл.св}$  – время отключения ВВ, по данным [9] составляет 0,06 с;

$t_{\text{погреш.вв}}$  и  $t_{\text{погреш.св}}$  – погрешность выдержки времени МТЗ ВВ и СВ, по данным [24] составляет 0,02 с;

$t_{\text{возв.мтз.вв}}$  – время возврата МТЗ терминала РЗА трансформатора, по данным [24] составляет 0,03 с; время запаса примем 0,1 с.

$$t_{\text{в.в.}} = 2,03 + 0,23 = 2,26 \text{ с.}$$

$$t_{\text{мтз.тр}} = t_{\text{в.в.}} + \Delta t = 2,26 + \Delta t;$$

где  $\Delta t$  – ступень селективности, может быть принята при малых выдержках времени равной 0,4 с.

$$t_{\text{мтз.тр}} = 2,26 + 0,4 = 2,66 \text{ с.}$$

Настройка МТЗ ВН представлена в таблице 9.5.2.

Таблица 9.5.2. Настройка МТЗ ВН.

Уставки МТЗ ВН	Значение
Пуск МТЗ ВН	предусмотрен
Ток срабатывания МТЗ ВН	3,71 А
Время срабатывания МТЗ ВН	2,66 с
Пуск МТЗ ВН по напряжению	не предусмотрен
Пуск МТЗ ВН при выводе МТЗ НН	не предусмотрен
Блокировка МТЗ ВН при БТН	не предусмотрена, т.к. выдержка времени
	ни

### 9.5.3. Защита от перегрузки силового трансформатора ТРДН-25000/110

Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки ВН:

$$I_{\text{зп.вн}} = \frac{I_{\text{ном.вн}} \cdot k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} = \frac{125,51 \cdot 1,05}{0,9} = 146,42 \text{ А,}$$

где  $k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, равный 1,05 по [20];

$k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата по [20] равен 0,9;

$I_{\text{ном.вн}}$  – первичный номинальный ток высокой стороны трансформатора.

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки ВН:

$$I_{\text{зп.вн2}} = \frac{I_{\text{зп.вн}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{146,42 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 2,44 \text{ А.}$$

Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки НН:

$$I_{зп.нн} = \frac{I_{ном.нн} \cdot k_{отс}}{k_B} = \frac{1312 \cdot 1,05}{0,9} = 1530,66 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки НН:

$$I_{зп.нн2} = \frac{I_{зп.нн}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{1530,66 \cdot 5}{1500} \cdot 1 = 5,1 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки ВН укладывается в допустимый диапазон (0,1-100) А и ток срабатывания защиты от перегрузки НН тоже укладывается в допустимый диапазон (0,1-10) А.

Время срабатывания защиты необходимо отстраивать от режимов кратковременных перегрузок и можно принимать без расчета 9 с.

#### 9.5.4. УРОВ трансформатора ТРДН-25000/110

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [20].

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{т.ном} = 0,05 \cdot 125,51 = 6,27 \text{ А.}$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{уров.2} = \frac{I_{уров}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{6,27 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 0,104 \text{ А.}$$

Данное значение укладывается в допустимый диапазон (0,04-2) А.

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{сз} = t_{откл.в} + t_{в.уров} + t_{зап} = 0,065 + 0,03 + 0,1 = 0,2 \text{ с.}$$

Время возврата УРОВ  $t_{в.уров}$  и погрешность таймера УРОВ  $t_{зап}$  взяты из [20].

Настройка УРОВ приведена в таблице 9.5.4.

									Лист
									99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				

Таблица 9.5.4. Настройка УРОВ.

Уставки УРОВ	Значение
Действие УРОВ ВН	предусмотрено
Ток срабатывания УРОВ ВН	0,067 А
Время срабатывания УРОВ	0,2 с
Ток срабатывания УРОВ ВН на себя	0,01 с
Подтверждение пуска УРОВ ВН от сигнала	не предусмотрено
Действие УРОВ ВН на себя	предусмотрено
Действие УРОВ ВН на себя	предусмотрено

## 9.6. Воздушная линия 110 кВ

### 9.6.1. Токовая отсечка ВЛ 110 кВ

Ток срабатывания мгновенной отсечки по первому условию отстраивается от максимального тока трехфазного КЗ за трансформатором:

$$I_{c.o.} = I_{кз. макс.} \cdot k_H = 3,957 \cdot 1,2 = 4,748 \text{ кА.}$$

где  $k_H$ - коэффициент надежности по каталогу [25] равен 1,2.

Оценим чувствительность ТО:

$$k_{ч.озд} = \frac{I_{кз. мин. в начале вл}^{(3)}}{I_{c.o.}} \cdot \text{кот. ч. сч}^{(2)} = \frac{5,78}{4,748} \cdot 1 = 1,29 < 1,5.$$

Определим зону действия отсечки.

Построив график зависимости тока короткого замыкания от длины линии рисунок 9.6.1 видно, что токовая отсечка действует 29,5 км. Это составляет 74 % от всей длины линии.

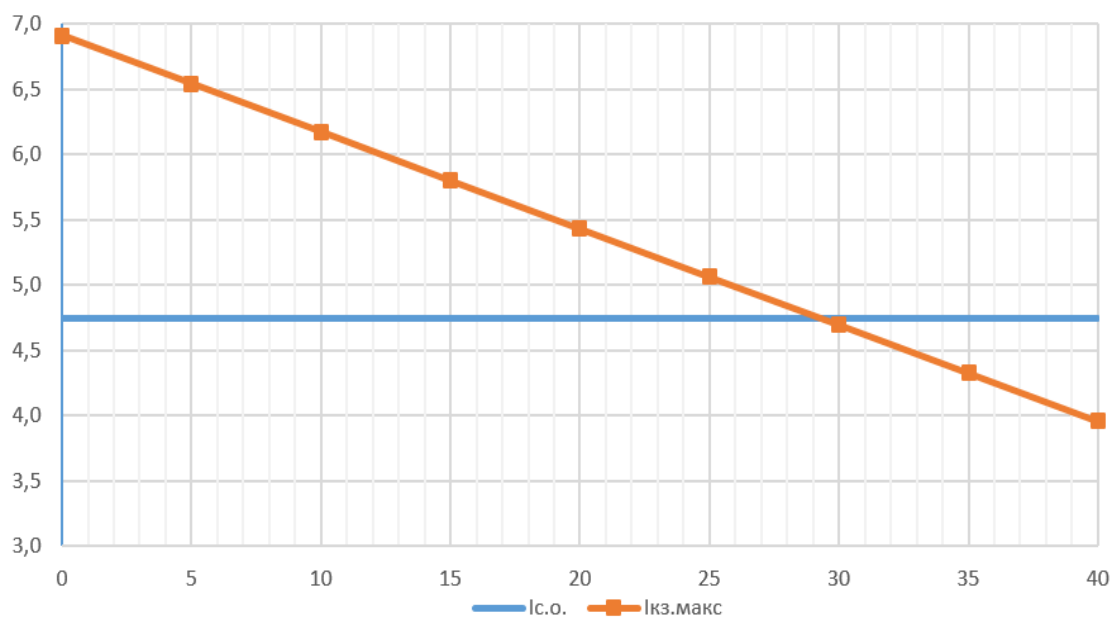


Рисунок 9.6.1. График зависимости тока КЗ от длины линии.

Настройка ТО приведена в таблице 9.6.1.

Таблица 9.6.1. Настройка ТО.

Уставки ТО	Значение
Ток срабатывания ТО	4,75 кВ
Действие ТО при включении	постоянно
ТО	работа

### 9.6.2. УРОВ ВЛ 110 кВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [20]. Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{кл. ном}} = 0,05 \cdot \frac{S_{\text{вл. ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot \frac{50000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 13,11 \text{ А.}$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ.

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{nt} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}$$





«ЭКРА», то расчет параметров производится по руководящим указаниям [26]. Уставки настраиваются по технической документации фирмы на МП терминал ДЗ.

Рассчитаем параметры ДЗ установленной на ВЛ у шин ПС.

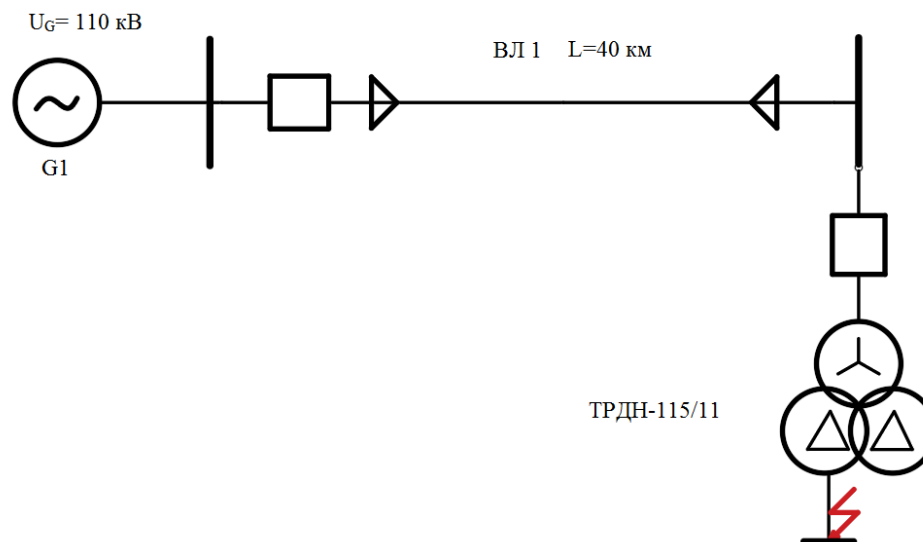


Рисунок 9.6.3.1. Схема для параметрирования ДЗ ВЛ ПС.

Расчет параметров ДЗ зависит от топологии сети, так для проходной ПС параметры рассчитываются по рисунку 35, а каталога [26].

Расчетные выражения для определения сопротивлений срабатывания первой и второй ступеней ДЗ линий приводятся в таблицах указаний [26].

Для проходной линии сопротивление срабатывания первой ступени рассчитывается по выражению строки 2 из таблицы 8 каталога [26]:

$$Z_{с.з.1} = \frac{Z_{вл}}{1 + \beta + \delta};$$

где  $\beta$  – коэффициент, учитывающий погрешности ТТ и ТН и терминала ДЗ в сторону увеличения защищаемой зоны, по данным принимается 0,05;

$\delta$  – коэффициент, учитывающий погрешность, вызванную неточностью расчета первичных электрических величин, принимается 0,1;

$Z_{вл}$  – сопротивление защищаемой линии.

Максимальная нагрузка ВЛ может быть определена по нагрузке трансформатора, т.е. 10 МВА. Если ГПП выполнена по схеме четырехугольник, то при отсутствии точных данных о нагрузке ГПП, максимальная нагрузка ВЛ

определяется по мощности трансформатора с учетом нормируемого коэффициента перегрузки.

По таблице 3.14 [19] сечение ВЛ 120 мм<sup>2</sup>. Погонные параметры ВЛ по таблице 3.8 [19]:

$$r_0 = 0,159 \text{ Ом/км}, x_0 = 0,413 \text{ Ом/км}.$$

Сопротивление ВЛ:

$$R_{\text{ВЛ}} = r_0 \cdot L_{\text{ВЛ}} = 0,159 \cdot 40 = 6,36 \text{ Ом}.$$

$$X_{\text{ВЛ}} = x_0 \cdot L_{\text{ВЛ}} = 0,413 \cdot 40 = 16,52 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{\text{ВЛ}} = 6,36 + j16,52 = 17,7 \cdot e^{j69^\circ}.$$

Абсолютная величина сопротивления трансформатора:

$$Z_{\text{T1}} = \frac{uk}{100} \cdot \frac{(U_{\text{ном. вн}})^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 55,55 \text{ Ом}.$$

Потери короткого замыкания по данным таблицы 5.16 [19] 120 кВт, следовательно, активное сопротивление трансформатора:

$$R_{\text{T1}} = \Delta P_{\text{К}} \cdot \frac{(U_{\text{ном. вн}})^2}{(S_{\text{ном}})^2} = 120000 \cdot \frac{115^2}{25000^2} = 2,54 \text{ Ом}.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_{\text{T1}} = \sqrt{(Z_{\text{T1}})^2 - (R_{\text{T1}})^2} = \sqrt{55,55^2 - 2,54^2} = 55,6 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление трансформатора:

$$Z_{\text{T1}} = 2,54 + j55,55 = 55,6 \cdot e^{j87,4^\circ}.$$

Абсолютная величина сопротивления первой ступени ДЗ:

$$Z_{\text{с. з. 1}} = \frac{17,7 \cdot e^{j69^\circ}}{1 + 0,05 + 0,1} = 15,4 \cdot e^{j69^\circ} \text{ Ом}$$

Для определения вторичного сопротивления срабатывания определим коэффициенты трансформации ТТ и ТН.

Для ТН НАМИ-110 [27] коэффициент трансформации:

$$n_{\text{Н}} = \frac{U_{1. \text{ ном}}}{U_{2. \text{ ном}}}.$$

									Лист
									104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				

$$n_n = \frac{110000}{100}.$$

Для схемы ГПП с одним трансформатором рабочий максимальный ток линии определяется по номинальному току трансформатора:

$$I_{\text{раб. макс. вл}} = \frac{S_{\text{нагр. вл}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном. вл}}}.$$

$$I_{\text{раб. макс. вл}} = \frac{50000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 262 \text{ А}.$$

Для ТТ встроенного в выключатель ДТ1-145 по данным [17] минимальное значение первичного тока равно 262 А, откуда коэффициент трансформации:

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

$$n_n = \frac{300}{5}.$$

Вторичное значение сопротивления срабатывания 1 ступени ДЗ:

$$Z_{с. з. 1. \text{ втор}} = Z_{с. з. 1.} \cdot \frac{n_T}{n_n}.$$

Угол максимальной чувствительности 1 ступени ДЗ составляет 60,3 градуса. Определим параметры (в первичных величинах) характеристики 1 ступени ДЗ линии в виде четырехугольника (рис. 7.12).

						Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР	

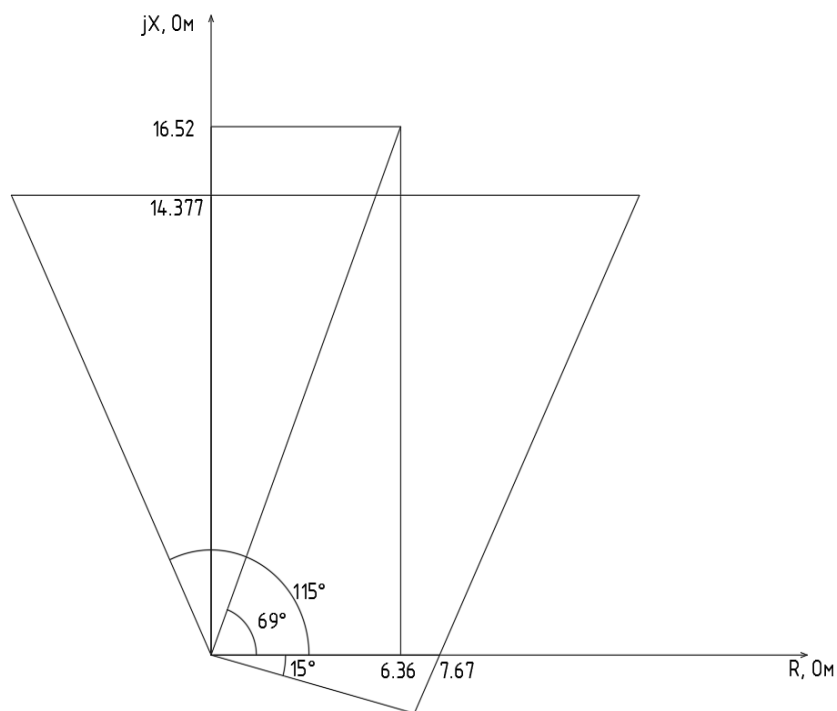


Рисунок 9.6.3.2. Характеристика 1 ступени ДЗ в виде четырехугольника

Уставка по оси X 1 ступени:

$$X_{1.ст} = Z_{1.ст} \cdot \sin \varphi_{1.ст};$$

$$X_{1.ст} = 15,4 \cdot \sin 69 = 14,377 \text{ Ом.}$$

Уставка по оси R 1 ступени:

$$R_{1.ст} = Z_{1.ст} \cdot \cos \varphi_{1.ст};$$

$$R_{1.ст} = 15,4 \cdot \cos 69 = 5,52 \text{ Ом.}$$

Уставка по оси R характеристики 1 ступени определяется из условия действия защиты при КЗ в конце линии при двухфазном КЗ в минимальном режиме работы через максимально-возможное сопротивление дуги.

Сопротивление дуги по [26] определяется как:

$$r_{д.макс} = \frac{\Delta U_{д}}{I_{кз.мин.вл}^{(2)}}$$

где  $\Delta U_{д}$  - падение напряжения на дуге, кВ.

Возможное падение напряжения на дуге может быть определено по выражению:

										Лист
										106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР					

$$\Delta U_d = 1,05 \cdot l.$$

где  $l$ -длина дуги с учетом ее раздувания за время действия защиты, м.

Так как 1 ступень ДЗ является быстродействующей, то длина дуги не превысит расстояния между фазными проводами, для ВЛ 110 кВ сечением провода 120 мм<sup>2</sup> междуфазное расстояние при применении железобетонных опор по данным [28] составляет 4,5 м.

Возможное падение напряжения на дуге:

$$\Delta U_d = 1,05 \cdot 4,5 = 4,725 \text{ кВ.}$$

Ток в минимальном режиме работы энергосистемы при двухфазном КЗ в конце 1 линии:

$$I_{\text{кз.мин.вл}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.мин.вл}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,55 = 2,2 \text{ кА.}$$

где  $I_{\text{кз.мин.вл}}^{(3)}$  -ток трехфазного КЗ в конце линии 110 кВ посчитан в программе ТОКО.

Сопротивление дуги:

$$r_{\text{д.макс}} = \frac{4,725}{2,2} = 2,15 \text{ Ом.}$$

Суммарное активное сопротивление ВЛ и дуги:

$$R_{1\text{ст}} + r_{\text{д. макс}} = 5,52 + 2,15 = 7,67 \text{ Ом.}$$

Угол наклона нижней части характеристики принимаем по рекомендации фирмы (ЭКРА)  $-15^\circ$ . Угол наклона левой части характеристики  $115^\circ$ .

Определим сопротивления срабатывания 2 ступени ДЗ для нашей схемы, изображенной на рисунке 9.6.3.2. При КЗ на стороне НН трансформаторов Т ГПП (оба трансформатора одинаковы, работают раздельно) суммарный максимальный ток трехфазного КЗ на стороне ВН трансформатора  $I_{\text{кз.т}} = 0,939$  кА, составляющая ТКЗ протекающая по линии W1 составляет  $I_{\text{кз.w1}} = 0,477$  кА. Данные токи рассчитаны в программе ТОКО.

					Лист
					107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

*П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР*

Расчет второй ступени ДЗ, линии W1 установленной на ПС А производится по схеме рис. 35, а [26]. Сопротивление срабатывания 2 ступени ДЗ выбирается по двум условиям.

Согласование с 1 ступенью ДЗ линии W2 установленной на ГПП В:

$$Z_{с.з.2}^{II} \leq 0,85 \cdot Z_{вл1} + \frac{0,66}{K_{тII}} \cdot Z_{вл2}.$$

где  $K_{тII}$  – коэффициент токораспределения.

Коэффициент токораспределения  $K_{тII}$  равен отношению ТКЗ протекающего по линии W1 к ТКЗ протекающему по линии W2 при повреждении на шинах ПС С. Так как на ГПП В нет источников мощности, то ТКЗ линий W1 и W2 одинаковы и  $K_{тII} = 1$ .

Сопротивление срабатывания 1 ступени ДЗ линии W2 установленной на ГПП определяется как:

$$Z_{с.з.2}^{II} \leq 0,85 \cdot (6,36 + j16,52) + \frac{0,66}{K_{тII}} \cdot (6,36 + j16,52);$$

$$Z_{с.з.2}^{II} \leq 9,6 + j24,9.$$

Сопротивление 2 ступени ДЗ линии W1:

$$Z_{с.з.2}^{II} \leq 0,85 \cdot \left( Z_{вл1} + \frac{Z_{т}}{K_{т.тр}} \right),$$

где  $K_{т.тр}$  – коэффициент токораспределения при КЗ за трансформатором.

Коэффициент токораспределения  $K_{т.тр}$  равен отношению ТКЗ протекающего по линии W1 к ТКЗ протекающему по стороне ВН трансформатора Т ГПП В при повреждении на шинах НН ГПП В. В рассматриваемом примере:

$$K_{т.тр} = \frac{I_{кз.в1}}{I_{кз.т}} = \frac{0,477}{0,939} = 0,5.$$

Сопротивление 2 ступени ДЗ по второму условию:

$$Z_{с.з.2}^{II} \leq 0,85 \cdot \left( (6,36 + j16,52) + \left( \frac{2,54 + j55,55}{0,5} \right) \right) = 9,72 + j108,47 \text{ Ом.}$$

										Лист
										108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР					

Так как сопротивление трансформаторов много больше сопротивления линий, то определяющим, как правило, является меньшее значение, то есть первое условие:

$$Z_{с.з.2}^{II} = 9,6 + j24,9 \text{ Ом.}$$

Чувствительность 2 ступени ДЗ будет обеспечена, если выполняется условие:

$$\frac{Z_{л2}}{Z_{л1}} \geq 0,6 \cdot K_{т. II};$$

$$\frac{9,6 + j24,9}{6,36 + j16,52} = 1,5 \geq 0,6 \cdot 1.$$

Нормативное условие выполняется.

Уставка по оси X 2 ступени:

$$X_{2. ст} = Z_{2. ст} \cdot \sin\varphi_{1. ст.};$$

$$X_{2. ст} = 26,7 \cdot \sin 69^\circ = 24,9 \text{ Ом.}$$

Уставка по оси R 2 ступени:

$$R_{2. ст} = Z_{1. ст} \cdot \cos\varphi_{1. ст.};$$

$$R_{2. ст} = 26,7 \cdot \cos 69^\circ = 9,57 \text{ Ом.}$$

Суммарное активное сопротивление ВЛ и дуги:

$$R_{2ст+rд.макс} = 9,57 + 2,15 = 11,72 \text{ Ом.}$$

					Лист
					109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

*П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР*

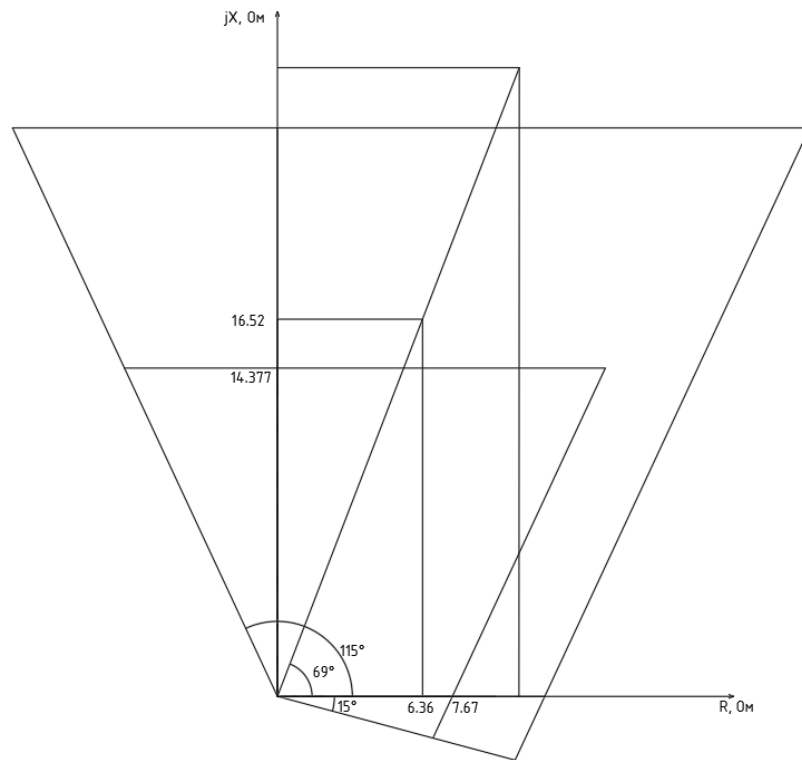


Рисунок 9.6.3.3. Характеристика 1 и 2 ступени ДЗ в виде четырехугольника

Сопротивление срабатывания третьей ступени выбирается по формуле по [26]:

$$Z_{с.з.3} = \frac{Z_{самозап}}{k_n \cdot k_v \cdot \cos(\varphi_{3.ст} - \varphi_{раб})}$$

где  $Z_{самозап}$  – минимальное значение первичного сопротивления в месте установки защиты в условиях самозапуска ЭД;

$\varphi_{3.ст}$  – угол максимальной чувствительности 3 ступени ДЗ, совпадает с  $\varphi_{1.ст}$ ;

$k_n$  – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2;

$k_v$  – коэффициент возврата реле, определяемый по технической документации на МП терминалы ДЗ.

Минимальное сопротивление в условиях самозапуска  $Z_{самозап}$  может быть определено по выражению.

$$Z_{самозап} = \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} \cdot k_{самозап} \cdot I_{раб. макс}}$$



где  $U_{\text{мин}}$  – минимальное значение первичного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска ЭД, должно определяться расчетом; грубо ориентировочно может быть принято равным  $0,8 \dots 0,9 U_{\text{раб.мин}}$ ;

$k_{\text{самозап}}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока при самозапуске ЭД, ориентировочно может приниматься равным по указаниям [26]  $1,5 \dots 2,0$  для проходной линии.

$I_{\text{раб.макс}}$  – максимальное значение первичного рабочего тока в защищаемой линии.

Коэффициент возврата дистанционных органов зависит от фирмы разработчика устройств МП РЗА, например для фирмы ЭКРА рекомендованный к расчету  $k_{\text{в}}$  составляет 1,05.

Минимальное напряжение в месте установки:

$$U_{\text{мин}} = 0,8 \cdot U_{\text{ном. вн.}}$$

$$U_{\text{мин}} = 0,8 \cdot 115 = 92 \text{ кВ.}$$

Сопротивление самозапуска:

$$Z_{\text{самозап}} = \frac{92}{\sqrt{3 \cdot 2 \cdot 84}} = 316 \text{ Ом.}$$

Если в составе нагрузки есть ЭД с  $\cos\phi = 0,89$ , то в нормальном режиме угол не может превысить  $28^\circ$ .

Сопротивление срабатывания третьей ступени:

$$Z_{\text{самозап}} = \frac{316}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(60,3^\circ - 28^\circ)} = 297 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени третьей ступени ДЗ отстраивается от выдержки времени МТЗ трансформатора ГПП (9.6.3.4.).



Рисунок 9.6.3.4. Расчет выдержки времени 3 ступени

$$t_{3 \text{ ст.дз}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t.$$

$$t_{3 \text{ ст.дз}} = 2,66 + 0,4 = 3,06 \text{ с.}$$

Степень селективности и выдержка времени МТЗ трансформатора рассчитываются по той же методике, что и для токовых защит сети 10 кВ рассмотренной выше. Характеристики выдержки времени – независимые.

Для представления на комплексной плоскости кабельной линии трансформатора 10 кВ приведем их параметры к стороне 110 кВ.

Коэффициент трансформации:

$$K_{\text{T}} = \frac{U_{\text{ср.ВН}}}{U_{\text{ср.НН}}};$$

$$K_{\text{T}} = \frac{115}{11} = 10,45.$$

Погонные параметры линии ПвП 3×240 мм<sup>2</sup>, по данным табл. 3.29 [19]:

$$r_0 = 0,094 \text{ Ом/км}, \quad x_0 = 0,08 \text{ Ом/км.}$$

Длина КЛ составляет 1,3 км. Приведем активное и индуктивное сопротивление КЛ к стороне ВН:

$$R_{\text{кл 110}} = r_0 \cdot L_{\text{кл1}} \cdot K_{\text{T}}^2.$$

$$R_{\text{кл 110}} = 0,094 \cdot 1,3 \cdot 10,45^2 = 13,34 \text{ Ом.}$$

$$X_{\text{кл 110}} = x_0 \cdot L_{\text{кл1}} \cdot K_{\text{T}}^2.$$

$$X_{\text{кл 110}} = 0,08 \cdot 1,3 \cdot 10,45^2 = 11,35 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление КЛ:

$$Z_{\text{кл 110}} = 13,34 + j11,35 = 17,51 \cdot e^{j40,4^\circ}.$$

Потери короткого замыкания по данным таблицы 5.12 [19] 7,6 кВт, следовательно, активное сопротивление трансформатора:

$$R_{\text{T3}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{ном. ВН}}^2}{S_{\text{ном}}^2}.$$

$$R_{\text{T3}} = 7600 \cdot \frac{115^2}{630^2} = 253,23 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_{\text{T3}} = \sqrt{(Z_{\text{T2}})^2 - (R_{\text{T2}})^2} = \sqrt{1154,5^2 - 253,23^2} = 86,7 \text{ Ом.}$$

									Лист
									112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				

Параметры трансформатора Т2, приведенные к стороне 110 кВ:

$$Z_{T2} = \frac{uk}{100} \cdot \frac{(U_{ном. вН})^2}{S_{ном}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{115^2}{0,63} = 1154,5 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление трансформатора явно выходит за пределы характеристики 3 ступени ДЗ линии 110 кВ, поэтому активное и индуктивное сопротивление трансформатора можно не уточнять.

Уставка по оси Х 3 ступени:

$$X_{3.ст} = 86,7 \cdot \sin 40,4 = 56,1 \text{ Ом.}$$

Уставка по оси R 3 ступени:

$$R_{3.ст} = 253,23 \cdot \cos 40,4 = 192,9 \text{ Ом.}$$

На рисунке 9.6.3.5. третья ступень непропорционально уменьшена (1 см=5 Ом), а сопротивление трансформатора Т2 показано не полностью. Рассчитав уставки по оси Х и R, видно, что 3 ступень ДЗ ВЛ охватывает весь трансформатор Т1 110/10 кВ и всю КЛ, отходящую от шин НН ГПП, выполняя функцию дальнего резервирования, так же она охватывает и часть второго трансформатора.

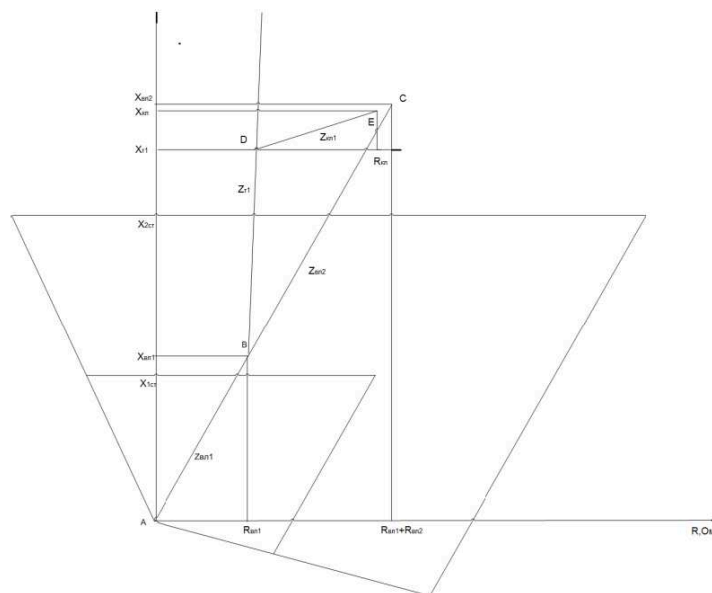


Рисунок 9.6.3.5. Характеристика 3 ступени ДЗ ВЛ наложенная на сеть ГПП

#### 9.6.4. АПВ ВЛ 110 кВ

На линиях 110 кВ в качестве резервной защиты обычно применяется трехступенчатые дистанционная и токовая защиты нулевой последовательно-сти с независимыми характеристиками выдержек времени. Для расчета выдержек времени устройства АПВ не учитывается основная быстродействующая защита, т.е. рассматривается худший случай, обуславливающий наибольшие выдержки времени устройства АПВ. Расчетным является случай, когда с того конца, для которого производится расчет, линия отключается I ступенью токовой защиты или дистанционной с временем действия в среднем 0,1-0,15 с. С противоположного конца  $t_p$  линия отключается обычно с выдержкой времени II ступени защиты, имеющей коэффициент не менее 1,2 для дистанционной и 1,5 для токовой защит. Если же защиты имеют меньшие коэффициенты, то следует учитывать выдержку времени III ступени.

Время отключения выключателя конца линии, для которой ведется расчет  $t_{0.в.с}$  не учитывается, так как многие схемы АПВ пускаются при замыкании цепи отключения раньше, чем полностью отключится выключатель. С учетом изложенного выдержка времени устройства АПВ по условию  $t_{апв} > t_d$  должна определяться по выражению:

$$t_{апв} \geq k_{отс} \cdot (t_d + t_{р.з.п} + k_p \cdot \Delta t_{р.з.п} + 1,1 \cdot t_{0.в.п} - t_{р.з.с} - 0,9 \cdot t_{в.в.с} + k_p \cdot \Delta t_{р.с}).$$

где  $t_{р.з.п}$ ,  $t_{р.з.с}$  – время срабатывания релейной защиты своего и противоположного конца линии;

$t_d$  – время деионизации в соответствии с [1] равно 0,2 с;

$\Delta t_{р.з.п}$  – разброс выдержек времени релейной защиты противоположного конца линии;

$\Delta t_{р.с}$  – разброс выдержек времени реле времени устройства АПВ своего конца линии.

Так как устройство АПВ и релейной защиты линии 110 кВ устанавливаются в отапливаемых помещениях, то для них  $k_{отс} = k_p = 1$ .

$$t_{апв} \geq 1 \cdot (0,2 + 0,3 + 1 \cdot 0,3 + 1,1 \cdot 0,05 - 0,3 - 0,9 \cdot 0,065 + 1 \cdot 0,2) = 0,697 \text{ с.}$$

						Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР	

Для АПВ с проверкой синхронизма или отсутствия напряжения, кроме расчета времени срабатывания устройства АПВ, производится расчет уставок реле контроля синхронизма и устройства отбора напряжения.

Первичный ток  $I_1$ , мА, трансформатора ТОН определяется по номинальному напряжению сети  $U_{ном}$ , кВ, и номинальной емкости конденсатора  $C_k$ , мкФ:

$$I_1 = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}} \cdot \omega \cdot C_k = \frac{110}{\sqrt{3}} \cdot 2 = 128 \text{ мА},$$

где  $\omega \cdot C_k = 2$  мкФ, по [31].

Далее выбирается коэффициент трансформации и схема включений первичной обмотки трансформатора ТОН. Полное число витков вторичной обмотки ТОН  $\omega_2 = 1785$ . К обмотке подключается реле контроля синхронизма РН-55 с номинальным напряжением 30 В и током 0,14 А. Необходимое число витков первичной обмотки ТОН определяется как:

$$\omega_1 = \frac{\omega_2 \cdot I_2}{I_1} = \frac{1785 \cdot 0,14}{128} = \frac{250}{128} = 1950.$$

Первичная обмотка ТОН имеет 4 секции по 1850 витков, которые переключаются могут включаться последовательно или параллельно в разных помещениях.

Схема включения и число секций первичной обмотки подбирается на основании рассчитанного значения  $\omega_1$ . Результаты расчета приведены в таблице 9.6.4.

Таблица 9.6.4. Результат расчета обмоток ТОН.

Напряжение сети, кВ	Тип конденсатора	Кол-во	$\omega \cdot C_k$	$I_1$ , мА	Расчетное число витков $\omega_1$	Действительное число витков
220	СМР-220/ $\sqrt{3}$ -0,0064)	1	2	128	1950	1850

## 10. ПРОВЕРКА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ ТТ НА СТОРОНЕ 10 кВ ТРАНСФОРМАТОРА ТМ-1000 кВА 10,5/0,4 кВ

Проверка ТТ, используемых в схемах РЗА, в том числе и на допустимую погрешность изложена в [11;12;29]. В качестве примера рассмотрим проверку ТТ 10,5/0,4 кВ (рис. 10).

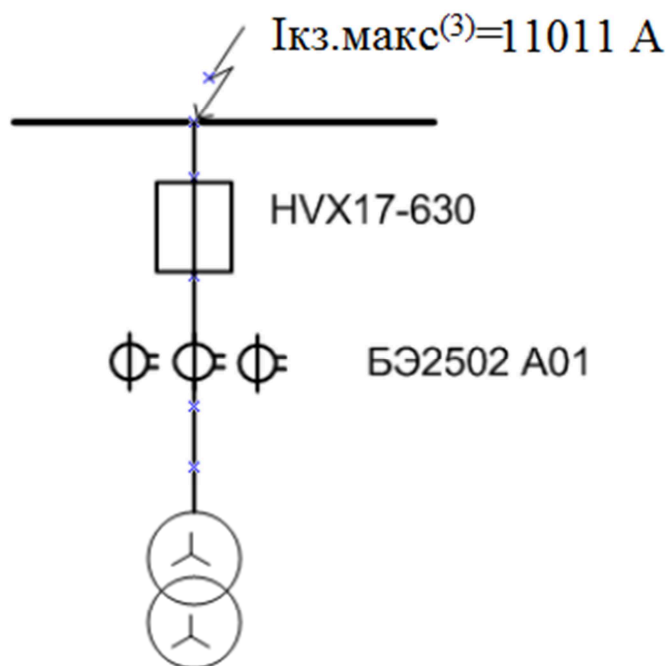


Рисунок 10. Исходные данные к проверке ТТ

Рабочий максимальный ток ТВ выбирается по номинальному току трансформатора на стороне ВН с учетом 40% перегрузки. Если известна полная мощность предприятия, то рабочий максимальный ток может рассчитываться по этой величине.

Рабочий максимальный ток ТВ:

$$I_{\text{раб. макс. тв}} = \frac{k_{\text{пер}} \cdot S_{\text{т. ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном. вн}}}$$

$$I_{\text{раб. макс. тв}} = \frac{1,4 \cdot 630 \text{кВ}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{кВ}} = 50,9 \text{ А.}$$

Ранее был принят к установке ТТ ТОЛ-10 с коэффициентом трансформации  $n_{\text{т}}=150/5$ .

									Лист
									116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				

Ударное значение тока в месте КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{кз.макс}^{(3)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 11,011 \cdot 1,8 = 28 \text{ кА.}$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент, по данным приложения 6, [13] при КЗ на присоединении ВН ПС  $k_{уд} = 1,8$ .

По данным [17], для ТТ ТОЛ-10 электродинамический ток при номинальном первичном токе составляет:

$$i_{дин} = 31,8 \text{ кА.}$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}.$$

Условие электродинамической стойкости ТТ выполняется.

Расчетное значение количественной оценки степени термического воздействия тока КЗ:

$$B_{к.расч} = [I_{кз.макс}^{(3)}]^2 \cdot (t_{рз} + t_{откл.в.}).$$

где  $t_{рз}$  – расчетная выдержка времени МТЗ ТВ при КЗ на шинах НН ГПП;  
 $t_{откл.в.}$  – время отключения выключателя.

Расчетная выдержка времени МТЗ ТВ при КЗ на шинах НН ГПП определяется расчетом. По данным расчета устройства РЗА ТВ выдержка времени ТВ при КЗ на шинах НН ГПП составляет 0,5 с.

По данным [9], полное время отключения ТВ составляет 60мс.

Расчетное время Вк:

$$B_{к.расч} = 11,011^2 \cdot (0,5 + 0,06) = 67,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

По данным [17] односекундный ток термической стойкости при номинальном первичном токе составляет 10 кА, т.о.  $B_{к.расч}$ :

$$B_{к.кат} = [k_{тер} \cdot I_{1.ном}]^2 \cdot t_{тер};$$

$$B_{к.кат} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$B_{к.кат} \geq B_{к.расч}$$

Условие термической стойкости ТТ выполняется.

Определим расчетные значения сопротивления нагрузки для обмоток ТТ:

						Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР	

$$Z_{\text{нагр}} = Z_{\text{реле}} + 2Z_{\text{пров}} + Z_{\text{конт}}$$

где  $Z_{\text{РЕЛЕ}}$  – сопротивление МП терминала РЗА;

$Z_{\text{ПРОВ}}$  – сопротивление соединительных проводов;

$Z_{\text{КОНТ}}$  – сопротивление переходных контактов.

Сопротивление МП терминала определяется по потребляемой мощности от ТТ, по данным [21] для терминалов серии БЭ2502А01 составляет 2 ВА для  $I_{2\text{ном}} = 5$  А. Следовательно, сопротивление реле:

$$Z_{\text{РЕЛЕ}} = \frac{S_{\text{пот}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{2}{5^2} = 0,08 \text{ Ом.}$$

Сопротивление соединительных проводов:

$$Z_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q};$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода;

$l_{\text{расч}}$  – расчетная длина соединительного провода;

$q$  – сечение по условию механической прочности, для меди составляет 2,5 мм<sup>2</sup>.

Удельное сопротивление для меди составляет:

$$\rho_{\text{Cu}} = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}.$$

Для ячеек КРУ длина соединительного провода по данным [30] не превышает 4...6 м, (выбираем 6 м).

Следовательно, сопротивление нагрузки:

$$Z_{\text{нагр}} = 0,08 + 2 \cdot 0,042 + 0,05 = 0,214 \text{ Ом.}$$

По данным [17] номинальная предельная кратность обмотки для защиты при номинальном первичном токе составляет 4, а номинальная вторичная нагрузка обмотки для защиты составляет 50 ВА или  $(50/25) = 2$  Ом.

$$k_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{кз.макс}}^3}{I_{1\text{ном}}} = \frac{8242}{150} = 54,9.$$



Чтоб допустимое сопротивление было больше или равно сопротивлению нагрузки, надо на трансформаторе тока взять 2 обмотки:

$$Z_{\text{доп}} = n_{\text{обм}} \cdot Z_{\text{ном}} \cdot \frac{k_{\text{доп}}}{k_{\text{расч}}} = 2 \cdot 2 \cdot \frac{4}{54,9} = 0,292 \text{ Ом.}$$

$$Z_{\text{доп}} \geq Z_{\text{расч.}}$$

Допустимая сопротивление больше расчетного, поэтому проверяемый ТТ будет работать в заявленном классе точности.

					Лист
					119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

*П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР*

## 11. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ПО ТЕХНОЛОГИИ «ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ»

Последнее время широкое распространение получила идея создания цифровой подстанции, когда измерения передаются к терминалам РЗА и контроллерам присоединений в цифровом виде по протоколу МЭК 61850-9.2LE, а сигналы телеуправления/телесигнализации передаются GOOSE-сообщениями.

Из этого получается коммуникационная шина, или шина процесса, между первичным оборудованием и терминалами РЗА, которая может влиять на корректность и скорость работы цифровых терминалов РЗА. По результатам проведенных исследований, моделирующих различные топологии шины и вариантов загрузки, стало понятно, что возникают задержки при передаче данных и потери пакетов данных.

### 11.1. ПРОБЛЕМЫ ВНЕДРЕНИЯ РЗА НА ЦИФРОВОЙ ПС

Проблемы, возникающие при решении данных задач, условно можно разделить две категории: внешние – это проблемы, которые могут быть устранены техническими решениями, применяемыми по проекту; внутренние – устраняемые только разработчиками оборудования или алгоритмов защиты.

К внешним проблемам можно отнести:

- обеспечение надежности доставки информации к терминалу РЗА, т.е. вопросы, касающиеся резервирования и физической сегментации шины процесса;
- ограниченная пропускная способность шины процесса, что ведет к необходимости применения логической сегментации;
- обеспечение синхронизации времени, причем к этому вопросу можно отнести как саму точность синхронизации в 1 микросекунду, так и ее бесперебойность;
- искажение сигнала или потеря пакетов данных – бороться можно только путем изменения физической топологии сети.

									Лист
									120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				

К внутренним проблемам можно отнести:

- определение рамок надежной работы алгоритма защиты при искажении входного сигнала или потере пакетов данных, что в свою очередь выражается в появлении новых уставок в терминалах РЗА и ряде рекомендаций от разработчиков;
- адаптация существующего алгоритма терминала под цифровую подстанцию.

Рассмотрим каждую из них отдельно.

## 11.2. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ДОСТАВКИ ИНФОРМАЦИИ К ТЕРМИНАЛУ

В шине процесса существуют два типа данных: измерения в формате SV value и телеуправления/сигнализаций в формате GOOSE-сообщений. Измерения передаются с определенной частотой (80 выборок за период) и представляют собой постоянную загрузку сети. GOOSE-сообщения генерируются по изменению состояния дискретных сигналов и представляют собой спорадическую загрузку шины процесса. Возможное решение этой проблемы, повышающее надёжность – разделить шину процесса на два сегмента: сегмент 1-«измерения» и сегмент 2-«GOOSE».

Второй момент касается резервирования. Для двух сегментов шины процесса принимаются различные решения. В случае GOOSE-сегмента: единое устройство DMU в ячейке, которое осуществляет управление выключателем. Все цифровые устройства уровня ячейки (терминалы РЗА, контроллеры) осуществляют управление через DMU. В силу этого, надежность такого устройства должна быть максимальна. Исходя из этих соображений, в каждой ячейке устанавливаются два DMU-модуля, работающих в резервированном варианте, и при этом сегмент шины процесса также резервируется с применением протокола PRP. Сегмент измерений не требует резервирования на уровне каналов связи, т.к. резервируются конечные устройства (основная и резервная защита).

									Лист
									121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				

### 11.3. ОГРАНИЧЕННАЯ ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ ШИНЫ ПРОЦЕССА

В соответствии с действующей редакцией стандарта МЭК 61850, шина процесса базируется на сети Ethernet 100 Мбит/с. Учитывая, что поток мгновенных значений (SV stream 80 выборок/период) соответствует нагрузке порядка 5-6 Мбит. Таким образом, по одному подключению 100 Мбит/с может быть передано не более 6-7 Мбит потоков мгновенных значений, что приводит к необходимости применения логической сегментации сети и накладывает определенные ограничения на реализацию систем дифференциальной защиты и системы ДЗШ в частности. Исходя из этого, важную часть рабочей документации будут составлять таблицы маршрутизации для конфигурирования VLAN и организации правильной логической сегментации.

### 11.4. СИНХРОНИЗАЦИЯ ВРЕМЕНИ

Протокол МЭК 61850 требует обеспечить синхронизацию времени с точностью в одну микросекунду. Возможны несколько протоколов синхронизации времени (IEEE 1588 v2, 1PPS), которые обеспечивают требуемую точность в шине процесса. При этом терминалы РЗА, как правило, ориентированы на синхронизацию по протоколу 1PPS. Таким образом, при реализации распределенной цифровой схемы ДЗШ требуется обеспечить надежность разветвленной системы синхронизации и организовать ее резервирование.

Отдельный момент связан с обеспечением надежности работы системы синхронизации времени. В силу программных ограничений, распределенная цифровая ДЗШ может работать только в режиме глобальной синхронизации, т.е. от единого источника точного времени. Дополнительно в районе строительства подстанции есть определенные проблемы с GPS/GLONASS-антеннами, которые периодически выходят из строя в силу наличия неподалеку аэропорта. Отсюда система синхронизации базируется на цезиевом генера-

									Лист
									122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР</i>				

торе, как основном источнике времени, и на системе GPS/GLONASS, как вспомогательном.

#### 11.5. ИСКАЖЕНИЕ СИГНАЛА ИЛИ ПОТЕРЯ ПАКЕТОВ ДАННЫХ

Максимально эффективный способ борьбы заключается в организации подключения АМУ и терминала РЗА по идеологии «точка-точка», но в этом случае теряется ряд преимуществ, которые дает применение шины процесса. В силу этого, были проведены тесты, которые показали, что наиболее чувствительным типом защит к такого рода задержкам является распределенная ДЗШ. Поэтому при ее реализации было применено подключение «точка-точка», все остальные типы защит получают информацию из шины процесса.

#### 11.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАМОК НАДЕЖНОЙ РАБОТЫ АЛГОРИТМЫ

По результатам оценки влияния возможной потери пакетов или задержки их поступления на работоспособность алгоритма работы терминалов и в частности ДЗШ, было установлено, что в случае применения алгоритма ДЗШ, основанного на анализе «мгновенных значений», накладываются жесткие требования на максимальную задержку в поступлении пакетов измерений в 20 мкс, что автоматически требует подключения «точка-точка» к устройствам сопряжения.

Дополнительно стало очевидно, что избежать таких явлений при реализации цифровой подстанции не получится. В силу чего в состав терминалов были введены дополнительные уставки. Причем эти уставки актуальны для терминалов РЗА, которые работают с несколькими логическими узлами (дифференциальные). Грубо говоря, для максимальной токовой защиты не критично рассогласование поступления нескольких информационных потоков SV.

- Merge Unit delay – для защит, принимающих несколько потоков данных; показывает максимально возможное рассогласование поступающих потоков;
- Опция MUs Delay Search – если заданием соответствующей уставки пользователь инициализирует процесс поиска (MUs Delay

										Лист
										123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР					

Search = Yes), то реле в течение следующих двух секунд начинает отслеживать и выводить на индикацию максимальную обнаруженную задержку между приемом фреймов с идентичным подсчетом выборок;

- Loss Rate Level – расчет степени потерь фреймов ('Frame Loss Rate') выполняется в реле каждую секунду для каждого SV-потока, с которым оно поддерживает связь, а затем полученное значение сравнивается с уставкой Loss Rate Level. Если степень потери фреймов ниже заданной уставки, то алгоритм реле разрешает потерю сети в течение трех последовательных выборок. Если величина потерь фреймов превышает заданную уставку или если потеря сети продолжается более чем 3 последовательных фрейма значений выборок, то это будет иметь тот же эффект, как и метки (теги) недостоверных данных (Invalid), присвоенные фреймам значений выборок; соответствующие функции защиты будут временно запрещены;

- Сигнализация снижения качества или 9-2 Sample Alarm – сигнал, указывающий на выполнение одного или нескольких условий, связанных с контролем качества фреймов значений выборок и их синхронизации. Сигнал выдается, если выполняется одно из перечисленных ниже условий:

- один или более полученный фрейм значений выборок не синхронизирован, как это требуется конфигурацией реле;
- один или более ожидаемый фрейм значений выборок не получен;
- один или более полученный фрейм значений выборок имеет идентификатор низкого качества («invalid»);
- один или более полученный фрейм значений выборок имеет идентификатор сомнительного качества («questionable»), а реле сконфигурировано не воспринимать такие фреймы значений выборок;

									Лист
									124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				

- один или более принятый фрейм значений выборки имеет флаг теста, а реле сконфигурировано на запрет защит при приеме фреймов с флагом теста;
- один или более принятый фрейм значений выборки имеет флаг теста, а реле сконфигурировано на прием только фреймов с флагом теста;
- принятые значения выборки имеют номинальную частоту, отличную от установленной в реле.

### 11.7. АДАПТАЦИЯ СУЩЕСТВУЮЩЕГО АЛГОРИТМА ТЕРМИНАЛА ПОД ЦИФРОВУЮ ПОДСТАНЦИЮ

В ходе реализации проекта стало очевидно, что применение традиционной схемы организации цепей ТН неэффективно, и необходимо ее в корне менять. В результате во всех устройствах шины процесса был реализован механизм переключения между потоками мгновенных значений. Это позволило при необходимости разводить цепи на каждый АМУ-модуль.

Например, при применении схемы «две секции шин», значения напряжения будут поступать с шинных ТН. Причем возможны переключения с одной системы шин на другую, что потребует от терминалов РЗА получать поток данных либо с одного, либо с другого шинного ТН. Таким образом, терминал РЗА должен иметь возможность динамически переключаться между потоками мгновенных значений, генерируемых устройствами сопряжения, установленными на ТН1 и ТН2.

Максимально сильное влияние адаптация под цифровую подстанцию оказала на реализацию системы ДЗШ, что вылилось в необходимость применения разных схем ДЗШ для разных классов напряжения, жесткие ограничения по способу подключения АМУ-модулей, а также схеме синхронизации времени. К терминалу ДЗШ предъявляются жесткие требования по быстродействию и отсутствию ложной работы. При этом он по определению получает измерения от нескольких источников и, соответственно, сталкивается с

					<i>П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

проблемами искажения входного сигнала. В силу этого, более подробно остановлюсь на особенностях организации цифровой системы РЗА по ПС Надежда.

По 220 кВ на подстанции Надежда применена полуторная схема. Для ее защиты были применены два комплекта цифровой централизованной ДЗШ на базе терминала РЗА MiCOM P746. В ходе тестов в центре разработки было выявлено, что алгоритм работы данного терминала, базирующийся на быстрой преобразовании Фурье, достаточно толерантен к задержкам в сети. В силу этого, данные два комплекта централизованной ДЗШ получают измерения из общей шины процесса (сегмент измерений). Единственное ограничение заключается в возможности подключить не более 6 плечей, что связано с пропускной способностью самой шины процесса, ограниченной 100 Мбит/с.

По 110 кВ на подстанции Надежда применена схема две секции шин, и количество защищаемых присоединений составляет 15 шт. (4 резерв), что потребовало применить распределенный принцип ДЗШ на базе терминала P741 и набор периферийных модулей P743. Принцип работы распределенной схемы основан на сравнении мгновенных значений. В силу этого, данный алгоритм оказался крайне чувствителен к задержкам в поступлении пакетов данных. В частности, рассогласование в поступлении сигнала на 20 мкс может привести к его ложной работе ДЗШ. Исходя из этого, по распределенной схеме ДЗШ было принято решение максимально снизить возможные задержки в сети путем подключения периферийных модулей к АМУ-модулям по топологии «точка-точка».

Отдельным сложным моментом при реализации цифровой распределенной ДЗШ стала организация схемы синхронизации времени. Для традиционной распределенной схемы ДЗШ оцифровка значений тока производится на уровне периферийных модулей, которые в свою очередь синхронизируются с центрального модуля. В силу этого, ситуация с рассинхронизацией крайне маловероятна.

При реализации цифровой распределенной ДЗШ оцифровка измерений производится на уровне АМУ-модулей, которые не могут быть синхронизиро-

										Лист
										126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР</i>					



ваны с центрального модуля. В силу этого, каждый AMU-модуль должен быть привязан к единому времени. Причем чтобы избежать ложной работы для распределенной ДЗШ введено условие, что она может работать только в режиме «глобальной» синхронизации. Кадры SV stream включают в себя биты признаков качества, одним из которых является бит типа синхронизации. Он может иметь следующие состояния: глобальная синхронизация от GPS, локальная синхронизация от локального источника времени, без синхронизации.

Такие жесткие требования по организации синхронизации времени, а также наличие неподалеку от подстанции аэропорта, обуславливающего проблемы с GPS/GLONASS-синхронизацией, привели к необходимости применения по проекту уникальной схемы синхронизации времени в составе:

- Основным источником времени является цезиевый генератор;
- Вспомогательным – оборудование Lantime M900 Майнберг, которое может синхронизироваться по GPS/GLONASS-антенне;
- Разветвители оптического 1PPS сигнала, которые позволяют осуществить синхронизацию всех AMU модулей и терминалов РЗА по всей подстанции.

В результате реализации данной схемы синхронизации, все оборудование на подстанции получает резервированный источник единого времени, что обеспечивает независимость подстанции от внешних синхронизаторов времени.

Помимо этого для проверки времени работы традиционной и цифровой централизованной ДЗШ был собран стенд в составе:

- Два терминала MICOM P746 (CIT-NCIT);
- Omicron kit СМС 356;
- Коммутатор;
- AMU- и DMU-модули.

В ходе эксперимента с использованием СМС 356 имитировалась ситуация с возникновением дифференциального тока. При этом на один терминал

										Лист
										127
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР					

P746 данные подавались в аналоговом виде, на другой – через АМУ-модуль и коммутатор. В результате фиксировалось время выдачи телеуправления терминалов.

Было проведено порядка 30 тестов. Усредненные результаты приведены ниже. Время обработки сигнала на уровне АМУ составило 1,5 мс. Общая задержка в работе цифрового P746 составила 2-4 мс.

									Лист
									128
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР</i>				

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработка релейной защиты и автоматики для подстанции была произведена согласно действующим нормативным техническим документам и неоднократно проверенным методикам расчета.

В ВКР для проектируемой подстанции 110/10 кВ «Харлуши» было выбрано:

- схемы для сторон 110 и 10 кВ: «4Н Два блока линия - трансформатор с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», «Две секционированные выключателем системы шин» соответственно.
- режимы заземления нейтралей трансформаторов: ВН – эффективно-заземленная, НН – изолированная нейтраль.
- сечение кабельной линии: ПвП 3×185/25-10.
- ТСН: ТМГ-400/10-У1.
- предохранители: ПКТ-101-3,2-12,5.
- силовые трансформаторы: ТРДН-25000/110-У1.
- трансформаторы 10/0,4: ТМГ-630/10-У1.
- ВЛ: АС 185/24
- выключатели: ВЭБ УЭТМ-110.
- разъединители: РПД-УЭТМ-110.
- КРУ: СЭЩ-59 с вакуумным выключателем ВВУ-СЭЩ-10.
- виды РЗА для объектов на сторонах 110 и 10 кВ.
- типополнения УРЗА на сторонах 110 и 10 кВ.

Для УРЗА были рассчитаны их параметры.

По данному проекту возможно построить тупиковую двухтрансформаторную подстанцию 110/10 кВ, так как он охватывает все нюансы проектирования, за исключением строительных чертежей и расчетов, что не входит в курс обучения специалиста релейной защиты и автоматики.

									Лист
									129
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР				

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок, 6-е и 7-е изд. – Новосибирск, 2007 – 854 с.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, утв. приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. N 229.
3. Положение ПАО «россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе – Москва, 2013 – 196 с.
4. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2009 – 96 с.
5. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2007 – 132 с.
6. Устройства РЗА присоединений 110-220 кВ. Типовые технические требования ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2009 – 29 с.
7. ОАО «Электrozавод». Каталог продукции трансформаторов. - [http://www.elektrozavod.ru/production/2\\_4](http://www.elektrozavod.ru/production/2_4) .
8. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2010 – 128с.
9. РИХ распределительный устройства среднего напряжения. Техническая документация на вакуумный выключатель HVX 17 фирма Alstom Grid.
10. Высоковольтное оборудование фирмы Alstom Grid. Техническая документация на выключатель DT1-145. Краткий каталог оборудования
11. ГОСТ 27514–87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. –М.: Изд-во стандартов, 1989, – 41 с.
12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: Изд-во стандартов, 1998, – 131 с.

										Лист
										130
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР					

13. ООО «Энергопром». Каталог продукции трансформаторов. - [http://energoprom74.ru/kat/transform/trstm/trtmn/trtmn\\_119.html](http://energoprom74.ru/kat/transform/trstm/trtmn/trtmn_119.html)

14. Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем (электротехническая часть). – 2-е изд. – М.: Энергоиздат, 1981. – 632 с.

15. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации электродвигателя типа БЭ2502А0701. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656122.001-0701 РЭ. – <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovaniya-6-35-kv/368-be2502a0701hh.html>.

16. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Изд. 3-е, перераб. и доп. – Ленинград: Энергоатомиздат, 1985 – 297 с.

17. ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Каталог продукции. – [http://www.cztt.ru/userFiles/Catalog%202014/katalog\\_2014\\_all.pdf](http://www.cztt.ru/userFiles/Catalog%202014/katalog_2014_all.pdf).

18. Выбор уставок срабатывания защит асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ. / А.М. Александров. – СПб.: ПЭИПК, 1999.

19. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.; ил.

20. Методические указания от ФСК СТО 56947007-29.120.70.100-2011. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП«ЭКРА».

21. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации линии типа БЭ2502А01ХХ. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656122.001-01 РЭ. – <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovaniya-6-35-kv/368-be2502a01hh.html>.

22. Каталог Emax 2. Новые низковольтные воздушные автоматические выключатели. – [http://www.abb.com/abblibrary/downloadcenter/Emax\\_2.pdf](http://www.abb.com/abblibrary/downloadcenter/Emax_2.pdf).

23. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 1999, – 48 с.

										Лист
										131
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР</i>					

24. Шкаф защиты двухобмоточного трансформатора и управления РПН типа ШЭ2607153.– <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovaniya-35-110-kv>.

25. Шкаф дистанционной и токовой защит линии типа ШЭ2607021.Руководство по эксплуатации. – <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovaniya-110-220-kv/zashchity-linii-rezervnye/268-she2607-021.html>.

26. Руководящие указания по релейной защите, вып. 7. Дистанционная защита линий 35–330 кВ. – М.: Изд-во «Энергия», 1966, – 172 с., ил.

27. Трансформаторы напряжения (антирезонансные однофазные) НАМИ-110 УХЛ1. – <http://www.ktp-tm-kso.ru/trizm/nami-110.html>

28. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ / Под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова. – М.: Папирус Про, 2003. – 640 с.

29. Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты и измерения. РД 153-34.0-35.301-2002. – М.: Изд-во стандартов, 2002, – 72 с.

30. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Кареева, Т.В. Чирикова. – 4-е изд., стер. – М.:Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.

31. Голубев М.Л. Автоматическое повторное включение в распределительных сетях. Выпуск 546. – М.: Изд-во «Москва энергоиздат», 1982, - 93 с.

32. ОАО «Электрокабель». Каталог продукции. – <http://www.elcable.ru/product/catalog/>

33. ОАО «НВА» фирма – производитель трансформаторов собственных нужд.

34. «ПК ХК Электрозавод» г. Москва

35. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.; ил

										Лист
										132
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР					

36. ГОСТ 2213-79 «Предохранители переменного тока на напряжения 3 кВ и выше»

37. ТУ3414-016-05755766-2007 «Предохранители плавкие высковольтные серии «ПКТ-ВК, ПКТ, ПКН»

38. ГОСТ 12965-85. Каталог трансформаторов 110 кВ.

39. ГОСТ 14209 – 97

40. СТО 56947007 – 29.130.10.095 – 2011. Выполнение оперативного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору стандарта организации ОАО «ФСК ЕЭС»

41. РД 34.35.113. «Руководящие указания по выбору автоматики энергосистем».

42. «Типовые технические требования к трансформаторам, автотрансформаторам класса напряжения 110-750 кВ». Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.180.091 – 2011.

									Лист
									133
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>П-472.13.03.02.2018.094 ПЗ ВКР</i>				