

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

**РАБОТА ПРОВЕРЕНА**

Рецензент, должность

\_\_\_\_\_/ А.П. Щербак /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_/ И.М. Кирпичникова /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНИЦИИ 220/10 кВ С**  
**МАЛОЙ РАСПРЕДЕЛЁННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ**  
**МОЩНОСТИ НА СТОРОНЕ 10 кВ**

(наименование темы работы)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

**ЮУрГУ – 13.03.02. 2018.276 ВКР**

(код направления, год, номер студенческого билета)

**Руководитель, должность**

\_\_\_\_\_/ А.Н. Андреев

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Автор**

**студент группы П – 472**

\_\_\_\_\_/ Д.Л. Кузнецов /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Нормоконтролер, должность**

\_\_\_\_\_/ А.Н. Андреев /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Челябинск 2018**

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

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

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

**ЗАДАНИЕ**  
на выпускную квалификационную работу студента

Кузнецова Дмитрия Леонидовича

(Ф. И.О. полностью)

Группа П-472

1. Тема работы

Релейная защита и автоматика подстанции 220/10 кВ с малой распределённой генерацией электрической мощности на стороне 10 кВ

утверждена приказом по университету от \_\_\_\_\_ 2018 г. № \_\_\_\_\_

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

3. Исходные данные к работе

1. Схема подключения проектируемой подстанции 220/10 кВ.

2. Мощность КЗ на шинах действующей подстанции (2300 МВА в максимальном режиме, 2100 МВА в минимальном)

3. Параметры воздушной линии W1, W2 ( номинальное напряжение – 220 кВ, длина 70 км

4. К шинам низкого напряжения 10 кВ проектируемой подстанции подсоединены 4 кабельные линии длиной 1.6 км каждая питает РУ с одинаковой нагрузкой:

а. трансформатор 10,5/0,4 кВ ( мощность – 2,5 МВА, кол-во – 4)

б. асинхронный двигатель АД-4 (активная мощность – 4000 кВт, косинус: 0,87, КПД: 97,8%, коэф. запуска: 6,8 кол-во – 2)

4. К шинам низкого напряжения подключены 4 генератора малой мощности ТК-6-2РУ (активная мощность: 6000 кВт; косинус 0,8;  $X_d=1,77$ ;  $X'_d=0,17$ ;  $X''_d=0,11$ ;  $X_2=0,12$ ;  $X_0=0,043$ ;

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

1. Выбор схем распределительных устройств на высокой и низкой сторонах проектируемой подстанции

2. Выбор режимов заземления нейтралей трансформаторов

3. Выбор вида и источника оперативного тока на проектируемой подстанции и РУ

4. Выбор силовых трансформаторов

5. Расчет токов короткого замыкания

6. Выбор и проверка коммутационной аппаратуры на высокой и низкой сторонах проектируемой подстанции и РУ

7. Выбор видов релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, РУ

8. Выбор типоразмера устройств релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, РУ подстанции по каталогам фирмы-разработчика

9. Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, РУ

10. Газовая защита трансформатора

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

- |  |
|--|
| 1. Схема главных электрических соединений подстанции (чертеж формата А1)   |
| 2. Схема размещения устройств релейной защиты и автоматики (чертеж формата А1)                                   |
| 3. Схема подключения устройства релейной защиты и автоматики кабельной линии (чертеж формата А1)                 |
| 4. Схема подключения устройства релейной защиты и автоматики электродвигателя 10 кВ КРУ цеха (чертеж формата А1) |
| 5. Газовая защита трансформатора (плакат формата А1)   |
|  |
|  |
|  |
|  |

Всего 5 листов

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

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель \_\_\_\_\_  
(подпись)

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_  
(подпись студента)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Выбор схем соединений проектируемой ПС	1 неделя	
Выбор режимов заземления нейтрали трансформаторов	1 неделя	
Выбор вида оперативного тока на проектируемой ПС и РУ	1 неделя	
Выбор силовых трансформаторов	2 неделя	
Расчет токов короткого замыкания	2 неделя	
Выбор и проверка коммутационной аппаратуры ПС и РУ	3 неделя	
Выбор видов УРЗА для всех объектов проектируемой ПС	3 неделя	
Выбор типоразмера УРЗА для всех объектов проектируемой ПС	4 неделя	
Расчет параметров РЗА всех объектов проектируемой ПС и РУ	4 неделя	
Газовая защита трансформатора	5 неделя	
Оформление пояснительной записки	5 неделя	
Графическая часть	6 неделя	

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

Руководитель работы \_\_\_\_\_ /А.Н. Андреев/

Студент \_\_\_\_\_ /Д.Л. Кузнецов/

## АННОТАЦИЯ

Кузнецов Д. Л. – Разработка релейной защиты и автоматики проектируемой подстанции 220/10 кВ – Челябинск: ЮУрГУ, П-472, 2018 г., стр. 110, илл. 20, табл. 42. Список литературы – 42 наименований. 5 листов чертежей формата А1

В выпускной квалификационной работе выбраны устройства релейной защиты и автоматики для проектируемой подстанции 220/10 кВ. В соответствии с исходными данными и обоснованным выбором схем главных соединений на стороне ВН и НН, а также вида и источника оперативного тока, выбор видов РЗА для всех объектов ПС производился на основании ПУЭ, НТП ФСК ЕЭС и прочей документации. Выбор типоисполнения терминалов устройств РЗА производился согласно каталогу заданной фирмы разработчика. 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.

					<i>ПЗ.03.02.2018.276 ВКР</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Разработка релейной защиты и автоматики проектируемой подстанции 220/10 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Кузнецов Д.Л.</i>						2	
<i>Провер.</i>	<i>Андреев А.Н.</i>					<i>ЮУрГУ</i>		
<i>Реценз.</i>						<i>Кафедра ЭССиСЭ</i>		
<i>Н. Контр.</i>	<i>Андреев А.Н.</i>							
<i>Утверд.</i>	<i>Горшков К.Е.</i>							

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 ВЫБОР СХЕМ СОЕДИНЕНИЙ НА СТОРОНАХ 220 И 10 КВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС .....	8
1.1. Выбор схемы РУ на стороне ВН подстанции .....	8
1.2 Выбор схемы РУ на стороне НН подстанции .....	9
2 ВЫБОР РЕЖИМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ .....	11
2.1 Выбор заземления нейтрали .....	11
2.2 Выбор сечения кабельной линии.....	12
2.3 Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю .....	13
3 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПС.....	14
3.1 Выбор вида оперативного тока.....	14
3.2 Выбор источников оперативного тока.....	14
3.3 Определение мощности ТСН.....	14
3.4 Выбор предохранителей на ТСН.....	17
4 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	18
4.1 Определение суммарной максимальной нагрузки ПС.....	18
4.2 Определение мощности основных трансформаторов ПС .....	18
4.3 Выбор трансформатора 10/0,4 кВ РУ ПС .....	19
5 РАСЧЕТ ТКЗ .....	20
5.1 Расчет ТКЗ в программе ТоКо.....	20
5.1.1 Выбор сечения ВЛ .....	20
5.1.2 Расчет максимального и минимального режимов в программе ТоКо.....	20
6 ВЫБОР СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ, КРУ . 23	
6.1 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС .....	23
6.1.1 Нормативные требования.....	23
6.1.2 Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя .....	23
6.1.3 Определение периодической составляющей ТКЗ .....	24
6.1.4 Определение ударного тока трехфазного КЗ.....	24

6.1.5	Определение апериодической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя .....	24
6.1.6	Расчет термического воздействия ТКЗ .....	24
6.2	<b>ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ НА СТОРОНЕ НН ПС .....</b>	<b>26</b>
6.2.1	Нормативные требования.....	26
6.2.2	Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя. ....	26
6.2.3	Определение периодической составляющей ТКЗ .....	27
6.2.4	Определение ударного тока трехфазного КЗ .....	27
6.2.5	Определение апериодической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя .....	27
6.2.6	Расчет термического воздействия ТКЗ .....	27
6.3	Проверка КЛ по термической стойкости.....	28
6.4	Положение секционных выключателей в нормальном режиме работы.....	29
7	<b>ВЫБОР ВИДОВ РЗА ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НА СТОРОНЕ ВН И НН .....</b>	<b>30</b>
7.1	Кабельная линия 10 кВ .....	30
7.2	Электродвигатель 10 кВ .....	31
7.3	Трансформатор 10/0,4 кВ .....	32
7.4	Генератор 10 кВ.....	34
7.5	Вводной выключатель .....	35
7.6	Секционный выключатель 10 кВ.....	35
7.7	Шины 10 кВ .....	36
7.8	Трансформатор 220/10 кВ .....	37
7.9	Воздушная линия 220 кВ.....	39
8	<b>ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ УРЗА НА СТОРОНЕ 220 И 10 КВ. ....</b>	<b>41</b>
8.1	Выбор фирмы-производителя УРЗА.....	41
8.2	Выбор типоразмера УРЗА КЛ 10 кВ к РП, отходящих от шин НН ПС с изолированной нейтралью .....	41
8.3	Выбор типоразмера УРЗА ЭД 10 кВ. ....	44
8.4	Выбор типоразмера УРЗА трансформатора 10/0,4 кВ .....	45
8.5	Выбор типоразмера УРЗА генератора 10 кВ.....	45



8.6	Выбор типоразмера УРЗА ВВ секции шин 10 кВ ПС .....	46
8.7	Выбор типоразмера УРЗА СВ секции шин 10 кВ ПС .....	47
8.8	Выбор исполнения ЗДЗ КРУ 10 кВ ПС .....	47
8.9	Выбор исполнения УРЗА в ячейке ТН секции 10 кВ ПС .....	48
8.10	Выбор типоразмера УРЗА трансформатора 220/10 кВ .....	49
8.11	Выбор УРЗА на выключатель 220 кВ .....	52
8.12	Выбор типоразмера УРЗА тупиковой ВЛ 220 кВ, .....	53
9	РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ РЗА .....	56
9.1	Электродвигатель 10 кВ .....	56
9.1.1	Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к ЭД 10 кВ-АТД4 4000 кВт.....	56
9.1.2	Защита от перегрузки .....	59
9.1.3	Защита от блокировки ротора и затынутого пуска .....	61
9.1.4	УРОВ .....	62
9.2	Ячейка КРУ выключателя к трансформатору 10 кВ .....	64
9.2.1	Токовая отсечка трансформатора.....	64
9.2.2	Максимальная токовая защита трансформатора .....	66
9.2.3	Защита от перегрузки трансформатора .....	68
9.2.4	Защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора.....	70
9.2.5	УРОВ .....	72
9.3	Ячейка КРУ выключателя КЛ к ТП .....	73
9.3.1	Токовая отсечка КЛ .....	74
9.3.2	Максимальная токовая защита с зависимой выдержкой времени.....	74
9.3.3	УРОВ .....	78
9.5	Трансформатор ТРДН-63000/220 .....	79
9.5.1	Дифференциальная защита трансформаторов .....	80
9.5.2	Максимальная токовая защита силового трансформатора ТРДН-63000/220 .....	83
9.5.3	Защита от перегрузки силового трансформатора ТДН- 63000/220.....	86
9.5.4	УРОВ трансформатора ТДН-63000/220.....	87
9.6	Воздушная линия 220 кВ.....	88

9.6.1 Токовая отсечка ВЛ 220 кВ.....	88
9.6.2 УРОВ ВЛ 220 кВ.....	89
9.6.3 Дистанционная защита линий 220 кВ.....	90
9.6.4 АПВ ВЛ 220 кВ.....	101
10 ГАЗОВАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА.....	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	106
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	107

					<i>13.03.02.2018.276 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

## 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.

					<i>13.03.02.2018.276 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

# 1 ВЫБОР СХЕМ СОЕДИНЕНИЙ НА СТОРОНАХ 220 И 10 КВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

## 1.1. Выбор схемы РУ на стороне ВН подстанции

От схемы распределительных устройств зависят виды и типоразмеры РЗА, соответственно изменение схемы в процессе проектирования ведет к переделке как специальной, так и общей частей проекта. Выбор схемы РУ осуществляется на основе сравнения нескольких конкурентоспособных вариантов по критерию надежности электроснабжения и минимума приведенных затрат.

Выбираем схемы соединений РУ, руководствуясь требованиями нормативных документов. Для ПС относящихся к ОАО «ФСК ЕЭС» это:

- положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» [3];
- схемы принципиальные электрические РУ подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [5];
- рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем РУ подстанций 35-750 кВ [8].

В соответствии с положением о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» по пункту 2.3.1 [3] для РУ 35-220 кВ должны применяться 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 критериев их предпочтительного использования.

Для тупиковой двухтрансформаторной ПС без частых коммутаций трансформаторов применяется «4Н Два блока линия - трансформатор с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (рисунок 1.1.2).

В соответствии со схемами принципиальных электрических распределительных устройств подстанций 35-750 кВ [5], типовыми решениями: по пункту 1.5.5 [5] для ПС с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий применяется на напряжении 35-220 кВ для тупиковых ПС.

					<i>13.03.02.2018.276 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

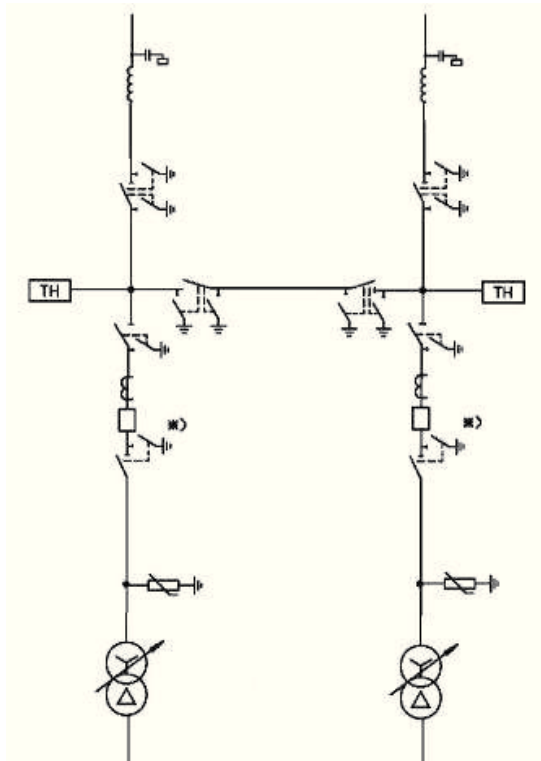


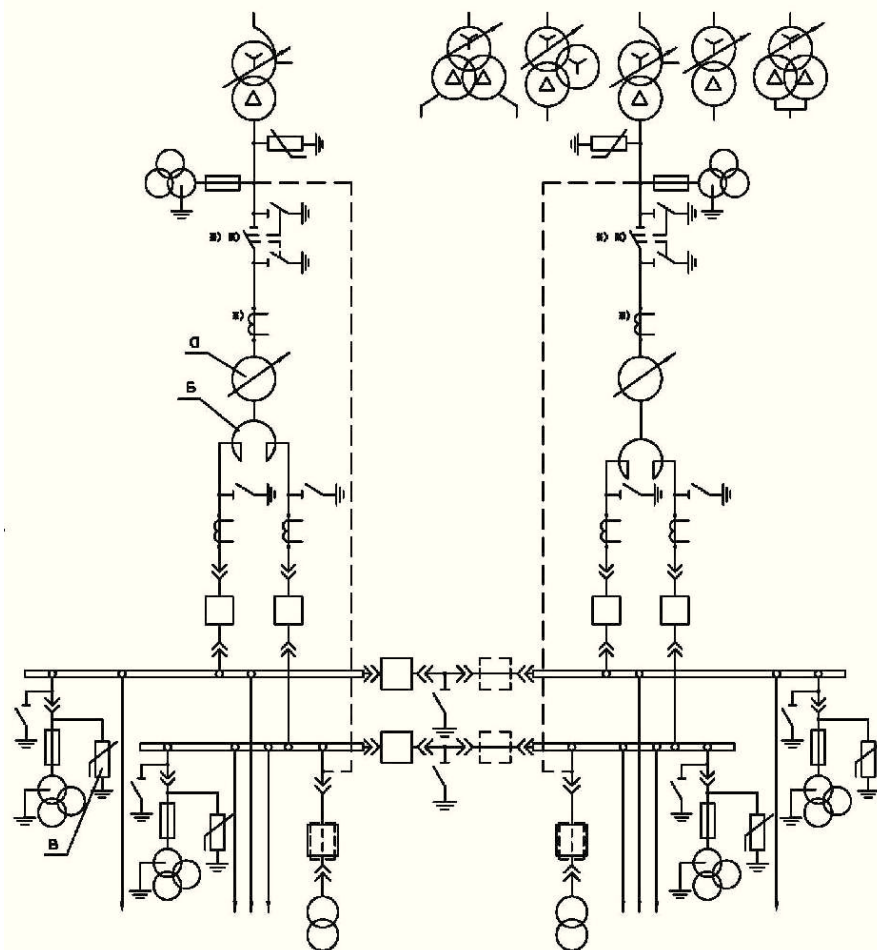
Рисунок 1.1.2 - Схема №220-4Н

## 1.2 Выбор схемы РУ на стороне НН подстанции

Так как уровень токов КЗ на проектируемой подстанции высок и требует применения трансформаторов с расщеплённой обмоткой (см. далее раздел 5), то применим секционирование шин 10 кВ.

По пункту 1.11 [5] – «Две, секционированные выключателями, системы шин» 10(6)-2 (рисунок 1.2) применяется при двух трансформаторах на подстанции.

					13.03.02.2018.276 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9



1. Необходимость установки элементов а,б,в, и второго секционного выключателя, а также тип защитного аппарата в цепи трансформатора СН определяются при конкретном проектировании.
2. При оперативном переменном и выпрямленном токе трансформатор СН присоединяется непосредственно к выводам трансформаторов (до выключателя, см. пункт 1).
3. Трансформаторы тока, отмеченные \*, устанавливаются при соответствующем обосновании.
4. Разъединители, отмеченные \*\*), устанавливаются только при наличии линейно-регулирующих трансформаторов.
5. Присоединения 10(6) кВ показаны условно без ТТ и других аппаратов.

Рисунок 1.2.1 - Схема №10(6)-2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.276 ВКР

Лист

10

## 2 ВЫБОР РЕЖИМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

### 2.1 Выбор заземления нейтрали

Режим нейтрали зависит от напряжения сети:

- для сетей с напряжением 220 кВ принят режим эффективно-заземленной нейтрали;
- сети 6-35 кВ выполняются с изолированной нейтралью. По пункту 5.2.1 [4]: «Электрические сети 3-35 кВ должны работать с изолированной или через резистор или дугогасящий реактор нейтралью».

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

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

Номинальное напряжение сети, кВ	6	10	15-20	35 и выше
Емкостный 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 220 кВ трансформаторов выбирается с учетом... допустимых значений токов однофазного КЗ по условиям выбора оборудования...

5.4.3. Нейтрали обмоток 220 кВ трансформаторов, которые в процессе эксплуатации могут быть изолированы от земли, должны быть защищены ограничителями перенапряжений (ОПН) типа ОПНН или ОПН-220...

Таким образом для заданного варианта НН 10 кВ и ВН 220 кВ примем:

- сеть 10 кВ – с изолированной или компенсированной нейтралью (определится в дальнейшем расчете);
- сеть 220 кВ – с эффективно заземленной нейтралью.

## 2.2 Выбор сечения кабельной линии

При выборе режима нейтрали сети 10 кВ считаем значение суммарного емкостного тока замыкания на землю, который определяется сечением кабельных линий сети и их общей протяженностью. 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:

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

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 КЛ

$$S_{\text{ис}} = \left( (N_{\text{т}} \cdot S_{\text{т}}) + \frac{N_{\text{д}} \cdot P_{\text{д}}}{\cos(\varphi_{\text{д}}) \cdot \eta} \right) = (4 \cdot 2,5) + \frac{2 \cdot 4}{0,86 \cdot 0,978} = 19,59 \text{ МВА}$$

									Лист
									12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР				



Длительный ток нагрузки нормального режима:

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{19,59}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,131 \text{ кА.}$$

Максимальный ток нагрузки послеаварийного режима:

$$I_{H.МАКС} = 2 \cdot I_H = 2 \cdot 1,131 = 2,26 \text{ кА.}$$

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

$$I_{ДОП} \geq \frac{I_{H.МАКС}}{K_{П} \cdot K_{С.Н} \cdot K_{СР}} = \frac{2,26}{1,1 \cdot 0,93 \cdot 1} = 2,209 \text{ кА.}$$

Выбор сечения по экономической плотности тока:

$$q_{Э} = \frac{I_H}{J_{Э}} = \frac{2,209}{2,5} = 883 \text{ мм}^2.$$

Так как сечение, выбранное по длительному нагреву больше, чем выбранное по экономической плотности тока, окончательно принимаем КЛ к РП – ПвБВ 3×300/35-10.

### 2.3 Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю

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

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

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

$N_{Ц}$  – количество цепей в КЛ;

$L_{КЛ}$  – длина КЛ в км;

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

$$k_{КЛ} = 3 \cdot \omega \cdot C_{0Ф} \cdot U_{Ф} \cdot 10^{-6} \text{ А/км}$$

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

$C_{0Ф}$  – емкость 1 км кабеля, мкФ;

$U_{Ф}$  – фазное напряжение, В.

По каталогу фирмы производителя [32] емкость 1 км кабеля типа ПвБВ 3×300/35-10 составляет 0,57 мкФ.

$$k_{КЛ} = 3 \cdot \omega \cdot C_{0Ф} \cdot U_{Ф} \cdot 10^{-6} = 3 \cdot 314 \cdot 0,478 \cdot 5770 \cdot 10^{-6} = 2,59 \frac{\text{А}}{\text{км}}$$

$$I_{С\Sigma} = N_{КЛ} \cdot N_{Ц} \cdot L_{КЛ} \cdot k_{КЛ} = 4 \cdot 1 \cdot 1,6 \cdot 2,59 = 16,576 \text{ А}$$

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

									Лист
									13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР				

### 3 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПС

#### 3.1 Выбор вида оперативного тока

В соответствии с [3 п. 2.3.5.2] на проектируемой подстанции 220 кВ питание устройств РЗА, устройств управления оборудованием будет осуществляться от систем оперативного постоянного тока (СОПТ) напряжением 220 В. В РУ ВН применяем одну аккумуляторную батарею и два зарядных устройства.

В соответствии с [3, п. 2.3.5.5] в РП и ТП 6-20 кВ рекомендуется применять переменный оперативный ток (ПОТ). Источниками для питания цепей защиты и управления являются ТТ и предварительно заряженные конденсаторы.

#### 3.2 Выбор источников оперативного тока

В соответствии с [4 п. 6.1.] на всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд (ТСН);

Мощность каждого ТСН должна быть не более 630 кВА для ПС 220 кВ.

На ПС с СОПТ ТСН должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ НН 10 кВ.

На ПС с ПОТ ТСН должны присоединяться через предохранители на участке между вводами и их выключателями.

#### 3.3 Определение мощности ТСН

Количество ячеек КРУ 10 кВ для схемы 10-1 – одна секционированная выключателем система шин:

Таблица 3.3.1 - Расчет количества ячеек КРУ 10 кВ

Назначение	Количество, шт
Вводы 1 и 2 секции	2
Секционный выключатель	1
Секционный разъединитель	1
ТСН1 и ТСН2	2
ТН 1 секции и 2 секции	2

Отходящие присоединения	4
Итого	12

Таблица 3.3.2 - Определение суммарной активной нагрузки.

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Мощность, кВт
Охлаждение трансформаторов 220 кВ	5	2	10
Подогрев выключателей 220 кВ	5	2	10
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	12	12
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			397

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{\text{СН}} = k_c \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = 0,8 \frac{397}{0,9} = 352,88 \text{ кВА},$$

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

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

Выбираем фирму-изготовителя ТСН ОАО «ПК ХК «Электрозавод», г. Москва.

По каталогу [34] выбираем ТСН:

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР				

ТМГ-400/10-У1 – 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
Секционный выключатель	1
Секционный разъединитель	1
ТСН	1
ТН	1
Отходящие присоединения	4
Итого	12

Таблица 3.3.4 - Определение суммарной активной нагрузки:

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Мощность, кВт
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	10	10
Потребление ЗРУ	10	1	10
Итого			20

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{\text{СН}} = k_c \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = 0,8 \frac{22}{0,9} = 17,777 \text{ кВА.}$$

Выбираем фирму-изготовителя ТСН ОАО «ПК ХК Электрозавод», г.Москва.

По каталогу фирмы выбираем ТСН:

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

										Лист
										16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР					

### 3.4 Выбор предохранителей на ТСН

Согласно [4 п. 6.1] 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. По таблице «Технические характеристики» каталога [35] выбираем предохранитель ПКТ-102-10-50-12,5 УЗ, с током отключения 12,5 кА.

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 ОАО «НВА» выбираем предохранитель ПКТ-101-3,2-12,5

					<i>13.03.02.2018.276 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

## 4 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

### 4.1 Определение суммарной максимальной нагрузки ПС

Максимальная нагрузка ПС 220/10 кВ:

$$S_{\text{ПС}} = \left( (N_{\text{T}} \cdot S_{\text{T}}) + \frac{N_{\text{Д}} \cdot P_{\text{Д}}}{\cos(\varphi_{\text{Д}}) \cdot \eta} \right) \cdot N_{\text{П}}$$
$$S_{\text{ПС}} = \left( (4 \cdot 2,5) + \frac{2 \cdot 4}{0,86 \cdot 0,978} \right) \cdot 4 = 78,05 \text{ МВА}$$

### 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 220 кВ силовые трансформаторы выбираются по [39], требования к ним изложены в [3 п.2.3.3.1]

Трансформаторы 220 кВ должны быть оснащены устройствами РПН и не менее 4 встроенными ТТ.

Минимальная мощность трансформатора с учетом коэффициента аварийной перегрузки.

$$S_{\text{Т.НОМ.}} \geq \frac{78,05}{1,4} = 55,75 \text{ МВА.}$$

По [7] выбираем двухобмоточный трансформатор с РПН  $\pm 12\%$ ,  $\pm 9$  ступеней – ТРДН-63000 220/10 У<sub>н</sub>/Д-11:

ТРДН-63000/220;

$S_{\text{НОМ}} = 63000 \text{ кВА};$

$U_{\text{НОМ.ВН}} = 242 \text{ кВ};$

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

РПН в нейтрали ВН  $\pm 12\%$ ,  $\pm 9$  ступеней;

Схема соединения обмоток У<sub>н</sub>/Д – 11

Максимальный коэффициент аварийной перегрузки:

					<i>13.03.02.2018.276 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

$$k_{\Pi} = \frac{S_{\text{ПС}}}{S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{78,05}{63} = 1,23.$$

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

По ПЕТП (п. 2.3.3.1) [3] требования к трансформаторам с высшей обмоткой 6-35 кВ: должны применяться силовые трансформаторы маслонеполненные герметичные, а также сухие; со схемой соединения обмоток Д/Ун.

По каталогу ОАО «Электростанция» выбираем ТМГ-2500/10-У1 с параметрами:

$$S_{\text{Н}} = 2500 \text{ кВА};$$

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

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

$$\text{ПБВ} \pm 2 \times 2,5\%;$$

Схема и группа соединения обмоток Д/У<sub>н</sub>-11.

					<i>13.03.02.2018.276 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

## 5 РАСЧЕТ ТКЗ

### 5.1 Расчет ТКЗ в программе ТоКо

Расчеты ТКЗ для проверки выбранного оборудования, определения и проверки параметров РЗА проводятся в программе ТоКо.

#### 5.1.1 Выбор сечения ВЛ

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

$$I_{\text{РАБ.МАКС.ВЛ}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ.ВЛ}}} = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,231 \text{ кА.}$$

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

$$I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{N_{\text{ВЛ}} \cdot \sqrt{3} U_{\text{НОМ.ВЛ}}} = \frac{78,05}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,092 \text{ кА.}$$

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

$$S = \frac{I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}}}{J_{\text{ЭК}}} = \frac{0,102}{1,1} = 113 \text{ мм}^2.$$

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

Принимаем сталеалюминевый провод марки АС сечением 100/24.

По условию нагрева по ПУЭ (табл. 1.3.29) [1] неизолированный провод сечением  $100 \text{ мм}^2$  выдержит ток 400 А.

По условиям короны и радиопомех (тал.3.7 Файбисович) [37] минимальное сечение ВЛ 220 кВ –  $240 \text{ мм}^2$ .

Тогда следует принять провод ВЛ: АС - 240/32.

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

Составим расчетную схему для максимального режима программе ТоКо (рисунок 5.1.2.1):

					<i>13.03.02.2018.276 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20



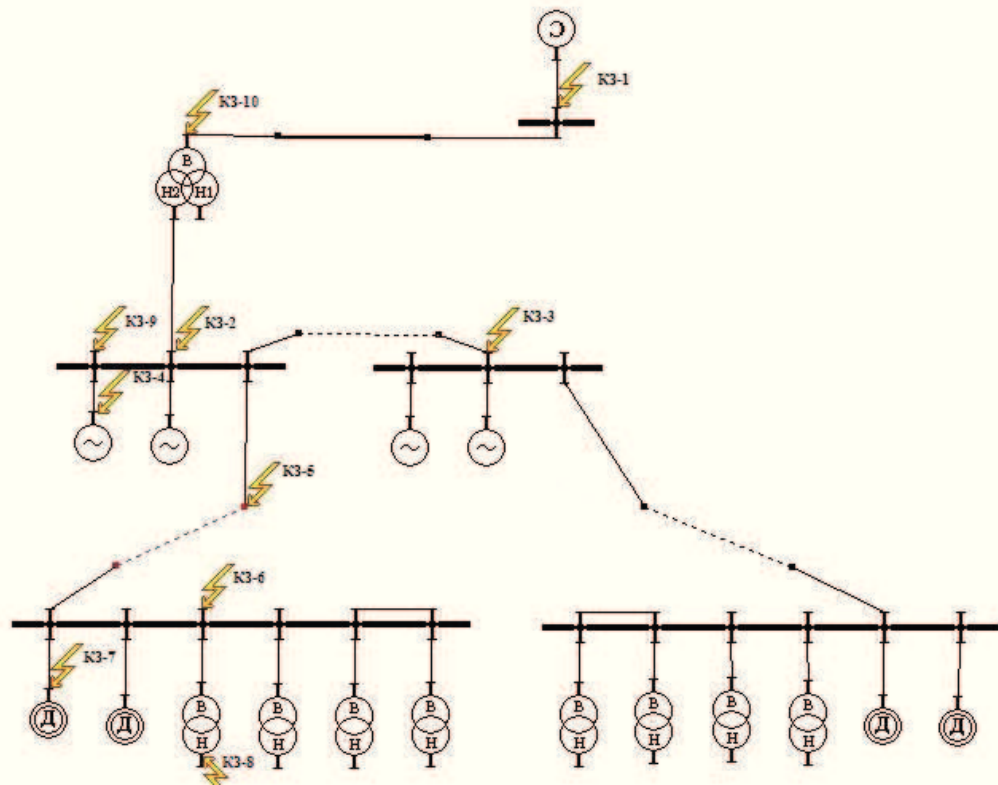


Рисунок 5.1.2.1 - Расчетная схема в программе ТоКо для максимального режима

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	5,805
КЗ 2	13,965
КЗ 3	25,085
КЗ 4	32,207
КЗ 5	33,105
КЗ 6	23,518
КЗ 7	23,518
КЗ 8	7,03
КЗ 9	36,207
КЗ 10	2,507

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

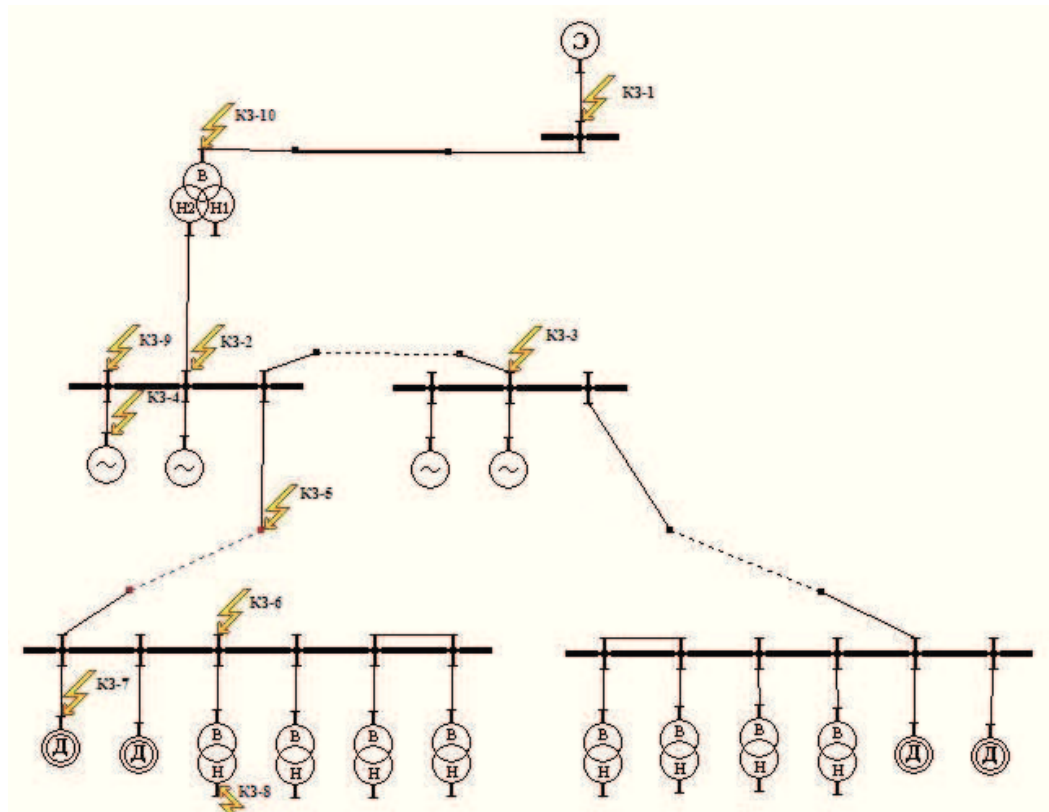


Рисунок 5.1.2.2 - Расчетная схема в программе ТоКо для минимального режима

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	5,3
КЗ 2	13,819
КЗ 3	24,94
КЗ 4	32,062
КЗ 5	32,961
КЗ 6	23,465
КЗ 7	23,465
КЗ 8	7,03
КЗ 9	36,062
КЗ 10	2,408

## 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 220 кВ и выше в качестве коммутационной аппаратуры следует применять элегазовые выключатели колонковые и баковые взрывобезопасные;
- На ПС 220 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;

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

Выбираем к установке элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-220 и разъединители РПД-УЭТМ-220 на номинальное напряжение 220 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>13.03.02.2018.276 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,231 \text{ кА.}$$

### 6.1.3 Определение периодической составляющей ТКЗ

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя  $I_{К.П}^{(3)} = 2,5$  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]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К.П}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,5 = 6,364 \text{ кА.}$$

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

### 6.1.5 Определение апериодической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя

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

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{К.П}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 2,5 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,05}\right)} = 1,589 \text{ кА}$$

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

$t$  — сумма минимального значения времени срабатывания РЗ (принимаяем 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:

$$W_K = (I_{К.П}^{(3)})^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_A) = 2,5^2 \cdot (1,055 + 0,05) = 6,906 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

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

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

										Лист
										24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР					

$t_{0.B} = 0,055$  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-220.

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	231	$I_{НОМ}, А$	3125
$I_{К.П}^{(3)}, кА$	2,5	$I_{0.НОМ.}, кА$	50
$i_y, кА$	6,364	$i_{дин}, кА$	125
$i_{a.t}, кА$	1,589	$i_{a.доп.} = 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 50 =$	34,8 кА
$В_K, кА^2 \cdot с$	6,906	$В_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 3 =$	7500 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
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	231	$I_{НОМ}, А$	2500
$I_{К.П}^{(3)}, кА$	2,5	-	-
$i_y, кА$	6,364	$i_{дин}, кА$	102
$i_{a.t}, кА$	1,589	-	-
$В_K, кА^2 \cdot с$	6,906	$В_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 =$ =	4800 кА <sup>2</sup> ·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 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-70-10 с вакуумным выключателем серии ВАН 15-50-8000-27 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.

					<i>13.03.02.2018.276 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Максимальный рабочий ток через вводной выключатель секции шин НН ПС:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,092 \text{ кА.}$$

### 6.2.3 Определение периодической составляющей ТКЗ

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя:  $I_{К.П}^{(3)} = 33,105 \text{ кА}$ , посчитано в программе ТоКо.

### 6.2.4 Определение ударного тока трехфазного КЗ

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

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К.П}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 33,105 = 65,545 \text{ кА}$$

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

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

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

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{К.П}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 33,105 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,01}\right)} = 0,857 \text{ кА}$$

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:

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

### 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:

$$W_K = (I_{К.П}^{(3)})^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_A) = 33,105^2 \cdot (3,05 + 0,01) = 3354 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

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

									Лист
									27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР				

где  $t_{P3, \text{МАКС}} = 1 \text{ с}$  — максимальное время действия P3;

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

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

Сопоставление расчетных параметров VAN 15-50-8000-27 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
$I_{\text{В.РАБ.МАКС}}, \text{ А}$	5092	$I_{\text{НОМ}}, \text{ А}$	8000
$I_{\text{К.П.}}^{(3)}, \text{ кА}$	33,105	$I_{\text{О.НОМ.}}, \text{ кА}$	50
$i_y, \text{ кА}$	65,545	$i_{\text{ДИН}}, \text{ кА}$	50
$i_{a,t}, \text{ кА}$	0,857	$i_{a,\text{ДОП.}}$	34,8
$W_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	3354	$W_{\text{ТЕР}}$	7500

Сопоставление расчетных параметров РВР—10/8000 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
$I_{\text{В.РАБ.МАКС}}, \text{ А}$	5092	$I_{\text{НОМ}}, \text{ А}$	800
$I_{\text{К.П.}}^{(3)}, \text{ кА}$	33,105	-	-
$i_y, \text{ кА}$	65,545	$i_{\text{ДИН}}, \text{ кА}$	125
$i_{a,t}, \text{ кА}$	0,857	-	-
$W_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	3354	$W_{\text{ТЕР}}$	7500

### 6.3 Проверка КЛ по термической стойкости

Проверка кабеля к РП ПвБВ 3×300/35-10 на термическую стойкость при КЗ, если ТКЗ на шинах НН ПС  $I_{\text{К.П.}}^{(3)} = 6,897$ , а продолжительность КЗ  $t_{\text{ОТКЛ}} = 3,05 \text{ с}$ .



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

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

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

в этом случае допустимый ток составит:

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

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:

$$S_{\text{т.ном}} + \left( N_{\Gamma} \cdot \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi} \right) = 63 + \left( 4 \cdot \frac{6}{0,8} \right) = 93 \text{ МВА} > S_{\text{н.пс}} = 78,05 \text{ МВА}, \text{ то}$$

СВ включен.

									Лист
									29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 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 дугую защиту и устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ). Все устройства защиты для КЛ 10 кВ сведём в таблицу 7.1.

					<i>13.03.02.2018.276 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

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/самопуска, 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 самопуска 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.

					13.03.02.2018.276 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

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 маслянных 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.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.276 ВКР

Лист

33

#### 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 7.6.

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.

					13.03.02.2018.276 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36



## 7.8 Трансформатор 220/10 кВ

Согласно [1, п. 3.2.51] для трансформаторов 220/10 кВ предусматриваются защиты от:

1. междуфазных КЗ в обмотках и на выводах;
2. однофазных КЗ в обмотке и на выводах 220 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 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 220 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.

									Лист
									37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР				

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 220 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;
5. автоматика регулирования РПН;
6. защита от перегрузки.

Согласно [4, п. 9.7.2] струйное реле должно действовать через устройство дифференциальной защиты и устройство резервной защиты стороны ВН (необходимо оснащать данные реле двумя отключающими контактами).

Резервная защита на стороне ВН выполняется в виде ступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ с пуском по напряжению.

На каждом выключателе 220 кВ и выше согласно [4, п. 9.11.1] предусматривается УРОВ с пуском от защит присоединений.

УРОВ реализуется двухступенчатым действием:

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

Все виды РЗА для трансформатора 220/10 кВ сведем в таблицу 7.8.

Таблица 7.8 - Принятые к установке виды РЗА ТРДН 220/10 кВ

Вид РЗА	Примечание
ДЗТ	От повреждений внутри бака и на выводах, частичной защиты от витковых замыканий

Газовая защита	От повреждений внутри бака и понижения уровня масла; две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение
Защита устройства РПН	Струйное реле и реле давления
Резервная защита ВН	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
Резервная защита НН	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал. Устанавливается на стороне ВН
Автоматика регулирования РПН	Автоматический регулятор коэффициента трансформации силового трансформатора
Автоматика управления выключателем	-
УРОВ	Выключателя стороны ВН

### 7.9 Воздушная линия 220 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 220 кВ возможны качания, следовательно по [1 п. 3.2.107] УРЗ ВЛ должны быть устройствами, блокирующими действие РЗ при качаниях.

					13.03.02.2018.276 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

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.

В соответствии с [4, п. 9.9.6] на ВЛ с односторонним питанием устанавливаются два КСЗ, каждый из которых включает:

- ДЗ от междуфазных КЗ;
- ТНЗНП от однофазных КЗ.

Защиты, имеющие цепи напряжения, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения, если это может привести к ложному отключению [4 п. 9.9.7].

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

По [4 п.9.11.1] на каждом выключателе 220 кВ и выше предусматривается УРОВ с пуском от защит присоединений, двухступенчатого действия.

Все виды РЗА для ВЛ 220 кВ сведем в таблицу 7.9.

Таблица 7.9 - Принятые к установке виды РЗА ВЛ 220 кВ

Вид РЗА	Примечание
ДЗ	Две ступени, от междуфазных КЗ
ТНЗНП	Три ступени, от однофазных КЗ
Автоматика управления выключателем	Для каждого выключателя
ТАПВ	Двукратное, простое АПВ
УРОВ	Для каждого выключателя

## 8 ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ УРЗА НА СТОРОНЕ 220 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);

									Лист
									41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР				

- 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 УХЛ3.1.

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).

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

Таблица 8.2.1 - Конфигурация дискретных входов и выходов терминала БЭ2502А01 фирмы ООО НПП «ЭКРА»

Входы			Выходы		
X2	Назначение	Применение	X5	Назначение	Применение
1	Привод не готов	Используется	1	Отключение 1	Используется
2	Автомат ШП	Используется	3	Отключение 2	Используется

3	Сигнализация ЗДЗ	Используется	5	Включение 1	Используется
4	Сброс	Используется	7	Пуск УРОВ	Используется
6	Внешнее отключение	Не используется	11	Аварийное от- ключение	Используется
7	Блокировка АПВ	Не используется	16	Пуск МТЗ	Используется
8	РКО	Используется	X6		
9	РКВ	Используется	9	Контр. выход	Используется
11	АЧР	Используется	11	Вызов	Используется
13	Отключение от ЗДЗ	Используется	15	Неисправный терминал	Используется
15	РПО	Используется			
17	РПВ	Используется			
X3					
1	Внешняя сигнализация	Не используется			
2	Блокировка управления	Используется			
3	ГЗ – откл	Не используется			
4	ГЗ – сигнал	Не используется			
6	Отключение по ТУ	Не используется			
7	Включение по ТУ	Не используется			
9	Разрешение ЧАПВ	Используется			

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.276 ВКР

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

											Лист
											44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР						



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, 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;

					<i>13.03.02.2018.276 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

- 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;
- 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.

					<i>13.03.02.2018.276 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

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 защиты и автоматики:

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

Все требуемые виды защиты 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 типоразмера, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер БЭ2502А0201-2702 УХЛ3.1. Терминал подключается по аналоговым 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».

					<i>13.03.02.2018.276 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

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».

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.

									Лист
									48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР				

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 220/10 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:

- 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;

										Лист
										49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР					

- 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;
- 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.

					<i>13.03.02.2018.276 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Таблица 8.10.1 - 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 220 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.

Для шкафа ШЭ 2607 019 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 019-27E2УХЛ4.

В таблице 8.11 приведены требуемые функции комплекта защит АУВ ОАО «ФСК ЕЭС» из каталога [6] и рассмотрено, присутствуют ли в шкафу ШЭ 2607 019 данные функции.

Таблица 8.11.1 - Требуемые функции основных защит и присутствие их в шкафу ШЭ 2607 019.

Требуемые функции	Их присутствие в шкафу
АПВ	Присутствует
Осциллографирование	Присутствует
Регистрация событий	Присутствует
Автоматика управления выключателем	Присутствует
Свободно – программируемая логика	Фирма гарантирует, что в течение суток исправит логику на ту, которая нужна



Контроль напряжения (наличие/отсутствие на ЛЭП, шинах), синхронизма, улавливание синхронизма	Присутствует
Контроль включенного/отключенного положения выключателя	Присутствует
Контроль состояния готовности выключателя	Присутствует
Оперативная блокировка разъединителей	-
Контроль цепей отключения	Присутствует

В качестве реле газовой защиты трансформатора и струйной защиты от-сека РПН выбираем современные реле отечественного производства РГТ–80 и РСТ–25. Расстановка терминалов и шкафов РЗА представлена на рисунке 8.11.

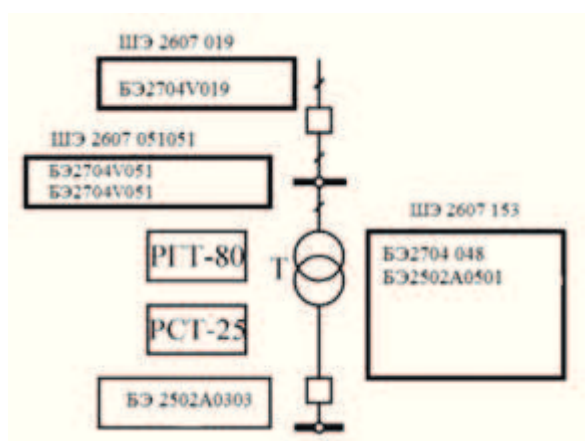


Рисунок 8.11 - Расстановка шкафов и терминалов РЗА двухобмоточных трансформаторов при 1 выключателе на стороне ВН

### 8.12 Выбор типоразмера УРЗА тупиковой ВЛ 220 кВ,

Выберем типоразмер для ВЛ с односторонним питанием 220 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;

									Лист
									54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР				

- 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.

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

Требуемые функции	Их присутствие в шкафу
Продольная ДЗЛ	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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.276 ВКР

Лист

55

## 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 4000 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 подключены 2 ЭД:

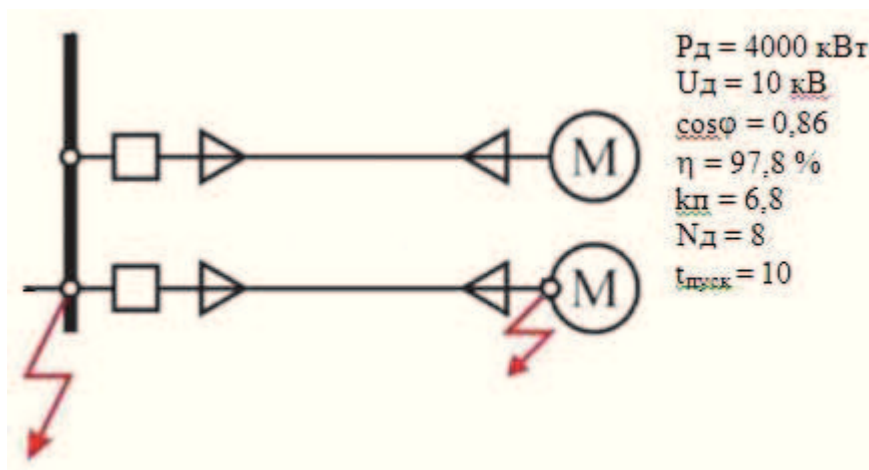


Рисунок 9.1.1.1 - Данные к расчету уставок РЗА ЭД.

Токовая отсечка электродвигателя.

Ток срабатывания ТО отстраивается от пускового тока ЭД:

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

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

$k_p$  – коэффициент пуска, по исходным данным составляет 6,8;

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

Номинальный ток ЭД определяется по формуле:

$$I_{\text{д.ном}} = \frac{P_{\text{д.ном}}}{\sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot \eta \cdot U_{\text{д.ном}}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 0,87 \cdot 0,978 \cdot 10} = 271,42 \text{ А.}$$

									Лист
									56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР				

$$I_{с.о.д.} = 1,15 \cdot 6,8 \cdot 271,42 = 2,123 \text{ кА.}$$

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

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ.мин}^{(3)}}{I_{с.о.д.}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 23465}{2123} \cdot 1 = 9,572 \text{ А,}$$

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:

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

где  $n_{т}$  - коэффициент трансформации;

$k_{сх}^{(3)}$  - коэффициент схемы.

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

Коэффициент трансформации равен отношению номинальных первичного и вторичного токов ТТ:

$$n_{т} = \frac{I_{1.ном}}{I_{2.ном}}$$

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

$$I_{1.ном} \geq I_{раб.макс.д.} = I_{д.ном} = 271,42 \text{ А.}$$

$$I_{1.ном} = 300 \text{ А.}$$

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

$$I_{о.д.вт} = \frac{2123 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 35,38 \text{ А.}$$

									Лист
									57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР				

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

$$I_{0,уст} = \frac{I_{с.о.д.2}}{I_{2,ном.}} = \frac{35,38}{5} = 7,076 \text{ А.}$$

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;
- 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
$I_{ср}, \text{ А}$	35,38 А
$T_{ср}, \text{ с}$	0,00
Автоматическое загроубление 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].

$$I_{з.п.д} = 1,1 \cdot 271,42 = 298,56 \text{ А.}$$

Отношение пускового тока к току срабатывания защиты:

$$\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д}} = \frac{k_{п} \cdot I_{д.ном}}{I_{з.п.д}} = \frac{6,8 \cdot 271,42}{298,56} = 6,18.$$

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  $k$ :

					13.03.02.2018.276 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

$$k = \frac{t_{з.п.д} \cdot \left( \left( \frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д}} \right)^1 - 1 \right)}{120} = \frac{15 \cdot (6,18^1 - 1)}{120} = 0,647 \text{ с.}$$

Вторичный ток срабатывания ЗП ЭД МТЗ-3:

$$I_{з.п.д.вт} = \frac{298,56 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 4,975 \text{ А.}$$

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	4,975 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



### 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.

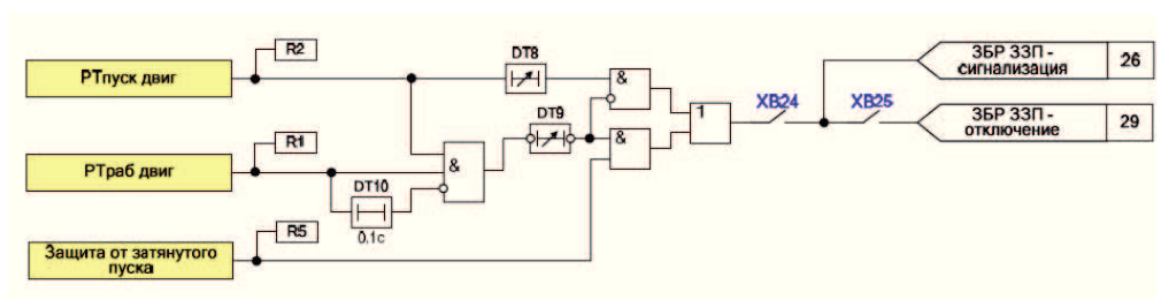


Рисунок 9.1.3 - Функционирование защиты от блокировки ротора и затынутого пуска

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

$$I_S = \frac{k_{\text{П}} \cdot I_{\text{Д.НОМ}}}{2} = \frac{6,8 \cdot 271,42}{2} = 922,828 \text{ А.}$$

Вторичный пусковой ток:

$$I_{S.\text{уст}} = \frac{I_S}{I_{2.\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = 3,07 \text{ А.}$$

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.

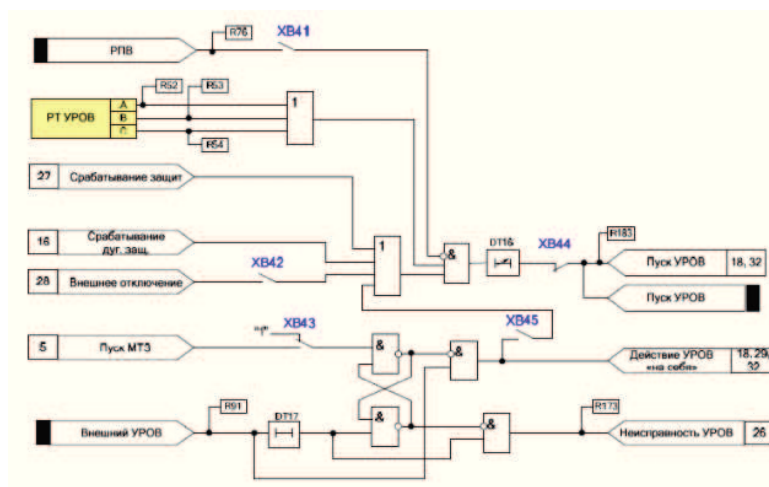


Рисунок 9.1.4 - Функциональная схема УРОВ

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

13.03.02.2018.276 ВКР

Лист

62

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

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = I_{\text{д.ном}} \cdot 0,05 = 0,05 \cdot 54,059 = 2,7 \text{ А.}$$

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:

$$I_{\text{с.уст}} = \frac{I_{\text{уров}}}{I_{2.\text{ном}} \cdot n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = 0,27 \text{ А.}$$

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	2,7 А
Время срабатывания УРОВ	0,24 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 к трансформатору 10 кВ

Произведем выбор уставок МП терминала РЗА БЭ2502А0103-27Е2

УХЛ3.1. производства ООО НПП «ЭКРА». Исходные данные для расчета параметров представлены на рисунке 9.2.1.

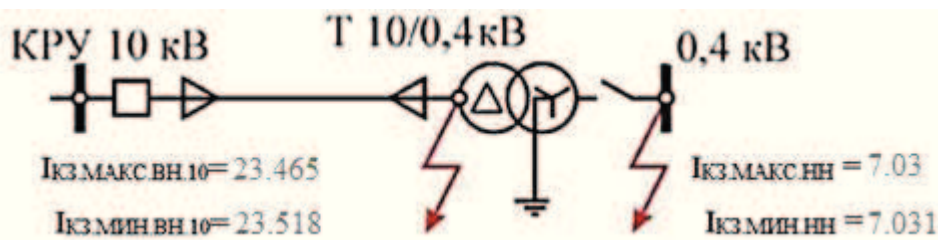


Рисунок 9.2.1 - Исходные данные для расчёта уставок защиты трансформатора

### 9.2.1 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:

$$I_{c.o.1} \geq k_n \cdot I_{кз.макс.нн}^{(3)} = 1,2 \cdot 7031 = 8437 \text{ А.}$$

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

$$I_{c.o.2} \geq k_n \cdot I_{т.раб.макс}$$

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

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

Рабочий максимальный ток трансформатора:

$$I_{т.раб.макс} = \frac{k_{п} \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т.ном.вн}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 202,31 \text{ А.}$$

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

Ток срабатывания ТО по второму условию:

$$I_{c.o.2} \geq 5 \cdot 202,31 = 1011,55 \text{ А.}$$

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

$$I_{c.o.} = \max\{I_{c.o. 1}; I_{c.o. 2}\} = \max\{8437; 1011,55\} = 8437 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{c.o.втор} = \frac{I_{c.o.}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)}.$$

Выбираем ТТ ТОЛ-10 с коэффициентом трансформации  $n_T$  равным 300/5.

Коэффициент схемы для трехфазного режима для схемы неполная звезда с дополнительным реле равен 1.

Для трансформатора тока ТОЛ-10 по каталогу [17] фирмы ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» выбираем  $I_{1.ном}$  равным 300 А.

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{c.o.втор} = \frac{8437 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 140,61 \text{ А.}$$

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:

$$I_{c.o.o.e} = \frac{I_{c.o.втор}}{I_{2.ном.тТ}} = \frac{140,61}{5} = 28,12.$$

Полученное значение укладывается в допустимый диапазон (0,4...40,0) In.

Чувствительность ТО проверяется при трехфазном КЗ в максимальном режиме на выводах ВН трансформатора:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз.макс.вн}^{(3)}}{I_{c.o.}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{23,518}{8437} \cdot 1 = 2,78 \geq 1,2.$$

Уставку по времени ТО принимаем минимально возможную 0с.

Таблица 9.2.1.1 - Настройка параметров ТО.

Уставки 1 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-1	предусмотрена
Ток срабатывания зазубленной МТЗ-1	140,61

Ток срабатывания МТЗ-1	140,61
Время срабатывания МТЗ-1	0,06 с
Автомат. загрузка уставки МТЗ-1	предусмотрено
Контроль направленности МТЗ-1	не предусмотрен
Пуск по напряжению МТЗ-1	не предусмотрен

### 9.2.2 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:

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,94} \cdot 202,31 = 335,74 \text{ А.}$$

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

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин.нн10}^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7031}{335,74} \cdot 1 = 18,1 \geq 1,5.$$

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

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з.2} = \frac{I_{с.з}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{335,74 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 5,59 \text{ А.}$$

					13.03.02.2018.276 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

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:

$$I_{с.з.о.е} = \frac{I_{с.з.2}}{I_{2.ном.ТТ}} = \frac{5,59}{5} = 1,118.$$

Полученное значение укладывается в допустимый диапазон  $(0,2 \dots 40,0) I_{Н}$ .

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 9.2.2.1).

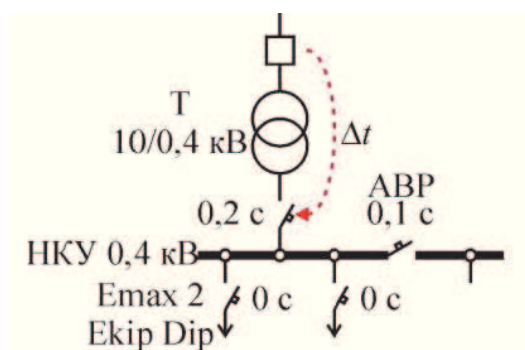


Рисунок 9.2.2.1 - НКУ 0,4 кВ на НН трансформатора 10 кВ

В рассматриваемом примере в НКУ 0,4 кВ на стороне НН трансформатора 10/0,4 кВ установлены автоматические выключатели Еmax 2 производства АББ с МП расцепителями Еkip 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 9.2.2.1

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:

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

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

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

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

$t_{возв.мтз.т}$  – 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:

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

Параметры второй ступени МТЗ терминала БЭ2502А01 представлены в таблице 9.2.2.1.

Таблица 9.2.2.1 - Параметры второй ступени МТЗ терминала БЭ2502А01.

Уставки 2 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-2	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-2	5,56 А
Время срабатывания МТЗ-2	0,5 с
Контроль направленности МТЗ-2	предусмотрен
Пуск по напряжению МТЗ-2	не предусмотрен
Ускорение МТЗ-2	предусмотрено

### 9.2.3 Защита от перегрузки трансформатора

Рассчитаем параметры защиты от перегрузки трансформатора по [20].

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

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



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

$k_B$  – коэффициент возврата;

$I_{Т.НОМ}$  – номинальный ток трансформатора.

Коэффициент возврата третьей ступени МТЗ, на которой реализуется защита от перегрузки по [21] выставляем кв равным 0,94.

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{Т.НОМ} = \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т.НОМ.ВН}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 144,3 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{с.з.п} = \frac{1,05}{0,94} \cdot 144,3 = 161,18 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{с.з.п.2} = \frac{I_{с.з.п}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{161,18 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 2,686 \text{ А.}$$

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:

$$I_{с.з.п.о.е} = \frac{I_{с.з.п.2}}{I_{2.НОМ.ТТ}} = \frac{2,686}{5} = 0,51 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания входит в допустимый диапазон  $(0,08...20,0)I_H$ .

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 9.2.3.1.

Таблица 9.2.3.1 - Настройки третьей ступени МТЗ с работающей как защита от перегрузки.

Уставки 3 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-3	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-3	2,686 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

#### 9.2.4 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:

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

где  $k_n$  – 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:

$$I_{т.раб.макс.нн} = \frac{k_{п} \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т.ном.нн}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 5057,8 \text{ А},$$

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  $S_{т.ном} = 2,5 \text{ МВА}$ , то выбираем медные жилы сечение  $70 \text{ мм}^2$ .

Ток срабатывания защиты:

										Лист
										70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР					

$$I_{c.з.о} = 0,5 \cdot 5057,8 = 2528,9 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз. мин. нн0,4}^{(1)}}{I_{c.з.о}} = \frac{7003}{2528,9} = 2,769 \geq 2.$$

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

$$I_{нб.макс} = 0,25 \cdot I_{Т.раб.макс.нн} = 0,25 \cdot 5057,8 = 1264,45 \text{ А;}$$

Для ТТ ТНШЛ-0,66 [17] выбираем  $I_{1.ном.тт.о}$  равным 1500 А, а  $I_{2.ном.тт.о}$  равным 1 А (так как вход для подключения ТТНП заданного БЭ2502А01 рассчитан на номинальный ток 1 А).

Вторичное значение тока срабатывания защиты:

$$I_{c.з.о.2} = \frac{I_{c.з.о}}{n_{т.о}} = \frac{2528,9 \cdot 1}{1500} = 1,685 \text{ А.}$$

Хотя токовые уставки терминала БЭ2502А01 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ,  $I_{2.ном.тт}$  равного 1 А:

$$I_{c.з.о.о.е} = \frac{I_{c.з.о.2}}{I_{2.ном.тт.о}} = \frac{1,685}{1} = 1,685.$$

Вторичный ток срабатывания защиты от однофазных КЗ укладывается в допустимый диапазон  $(0,01 \dots 4,0) I_{н}$ .

Выдержка времени защиты должна быть отстроена от действия защиты от однофазных КЗ расцепителей автоматических выключателей ввода 0,4 кВ 0,2 с:

$$t_{з.о.т} = t_{з.о.вв0,4} + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5 \text{ с.}$$

Степень селективности между терминалом БЭ2502А01 и расцепителем автомата ввода  $\Delta t$  была определена ранее.

Настройки защиты от однофазных КЗ представлены в таблице 9.2.4.1.

Таблица 9.2.4.1 - Настройка защиты от однофазных КЗ.

Уставки ступени защиты от замыканий на землю(ТЗНП)	Значение
Ток срабатывания 3ОЗ3-1	1,685 А

Время срабатывания ЗОЗЗ-1	0,5 с
Работа только по напряжению U0	не предусмотрена
Работа только по току I0	Предусмотрена
Работа по току I0 и мощности S0	не предусмотрена
Действие ЗОЗЗ-1 на отключение	Предусмотрено

### 9.2.5 УРОВ

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

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{т.ном}} = 0,05 \cdot 202,31 = 10,11 \text{ А};$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{10,11 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 0,168 \text{ А}.$$

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:

$$I_{\text{уров.2.о.е}} = \frac{I_{\text{уров.2}}}{I_{2.\text{ном.тт}}} = \frac{0,168}{5} = 0,033$$

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.

										Лист
										72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР					

Таблица 9.2.5.1 - 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 9.3.1.

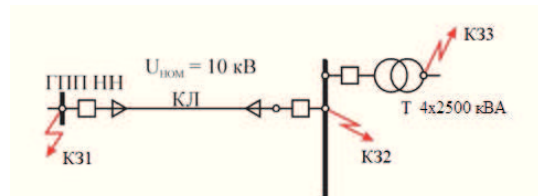


Рисунок 9.3.1. КЛ питающая ТП

Виды РЗА подлежащие расчету приведены в таблице 2. Значение ТКЗ в точках, указанных на рисунке 9.3.1 представлены в таблице 9.3.1.

Таблица 9.3.1 - Значения ТКЗ в отдельных точках схемы замещения.

Режим работы энергосистемы	Значение трехфазного ТКЗ в точках КЗ1...КЗ3, приведенное к стороне 10 кВ, А		
	КЗ1	КЗ2	КЗ3
Максимальный режим	36,207	23,518	7,031
Минимальный режим	36,062	23,465	7,03

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:

$$I_{c.o.1} \geq k_n \cdot I_{кз.макс.кз2}^{(3)} = 1,2 \cdot 23518 = 28221 \text{ А,}$$

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:

$$I_{c.o.2} \geq k_n \cdot \sum I_{т.ном} = 5 \cdot (4 \cdot 202,31) = 4046 \text{ А,}$$

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.

$$I_{c.з.2} = \frac{I_{c.o.1}}{2} = \frac{28221}{2} = 14110 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность ТО:

$$k_{ч.озд} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин.кз2}^{(3)}}{I_{c.з.2}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 23465}{14110} \cdot 1 = 1,52 \geq 1,5.$$

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

### 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:

										Лист
										74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР					

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

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:

$$I_{\text{раб.макс.кл}} = \sum I_{\text{т.ном}} = 4 \cdot 202,31 = 809,24 \text{ А.}$$

По каталогу ТТ [17] выбираем ТТ ТОЛ-10 с пт равным 1000/5.

Ток срабатывания МТЗ по 1 условию:

$$I_{с.з.1} \geq \frac{1,2 \cdot 1,6}{0,94} \cdot 809,24 = 1652,9 \text{ А.}$$

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

$$I_{с.з.2} = k_{н.с} \cdot I_{\text{МТЗ.Т}} = k_{н.с} \cdot \frac{1,4 \cdot S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,1 \cdot \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5310,78 \text{ А,}$$

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

Окончательный ток срабатывания МТЗ КЗ принимается большим по двум условиям, т.е. 5310,7 А.

Коэффициент чувствительности в ОЗД:

$$k_{ч.озд} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.мин.кз2}}^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 23465}{5310,78} \cdot 1 = 3,82 \geq 1,5.$$

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования (ЗР):

$$k_{ч.зр} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.мин.кз3}}^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7030}{5310,78} \cdot 1 = 1,24 \geq 1,2.$$

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

									Лист
									75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР				

выше и составляет 0,3 с. В этом случае выдержка времени МТЗ КЛ при КЗ в точке К32:

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

Кратность МТЗ КЛ при КЗ в точке К32 составит:

$$K_{\text{КЗ2}} = \frac{I_{\text{КЗ.макс.КЗ2}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{23469}{5310,78} = 4,4.$$

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 чрезвычайно инверсной характеристики терминала БЭ2502А01:

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

где  $t$  – время срабатывания;

$I$  – сходящий ток;

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

$\beta$  и  $\alpha$  – коэффициенты, определяющие степень инверсии, соответственно равные 80,00 и 2,00;

$k$  - уставка МТЗ по времени.

Выразим из приведенного выше выражения уставку по времени:

$$k = \frac{t \cdot ((K_{\text{КЗ2}})^\alpha - 1)}{\beta} = \frac{1,8 \cdot ((4,4)^2 - 1)}{80} = 0,22 \text{ с}.$$

									Лист
									76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР				



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

Выдержка времени МТЗ КЛ при максимальном ТКЗ в начале линии:

$$t_{кз1} = \frac{k \cdot 80}{(I_{кз.макс.кз1}^{(3)} / I_0)^2 - 1} = \frac{0,22 \cdot 80}{(36207 / 5310)^2 - 1} = 0,38 \text{ с.}$$

Карта селективности для МТЗ КЛ представлена на рис. 9.3.2.

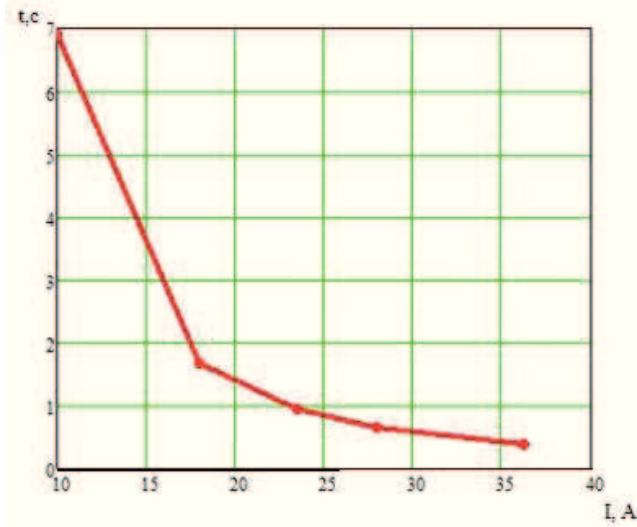


Рисунок 9.3.2.1 - Карта селективности для МТЗ КЛ

Для построения плавной обратнозависимой кривой МТЗ КЛ посчитаны промежуточные значения выдержек времени таблица 9.3.2.1.

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

Ток, А	36207	28000	23518	18000	10000	7030
Выдержка времени, с	0,38	0,65	0,94	1,67	6,91	23,38

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

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{МТЗ.2} = \frac{I_{с.з}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{5310 \cdot 5}{1000} \cdot 1 = 26,55 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{МТЗ2.о.е}} = \frac{I_{\text{МТЗ2}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ}}} = \frac{26,55}{5} = 5,31.$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ укладывается в допустимый диапазон (0,2...40)·I<sub>ном</sub>, 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	26,55 А
Время срабатывания МТЗ-3	0,22 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:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{кл.ном}} = 0,05 \cdot \frac{S_{\text{кл.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0,05 \cdot \frac{19590}{\sqrt{3} \cdot 10} = 56,55 \text{ А.}$$

По каталогу [17] выбираем ТТ ТОЛ-10 n<sub>Т</sub>=1000/5.

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{56,55 \cdot 5}{1000} \cdot 1 = 0,282 \text{ А.}$$

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:

$$I_{\text{уров.2.о.е}} = \frac{I_{\text{уров.2}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ}}} = \frac{0,282}{5} = 0,05.$$

Минимально возможная уставка о.е. равна 0,07, что дает вторичный ток срабатывания  $0,07 \cdot 5 = 0,35$  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 9.3.3.1.

Таблица 9.3.3.1 - 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

#### 9.5 Трансформатор ТРДН-63000/220

На стороне 220 кВ ПС могут применяться токовые защиты от междуфазных КЗ: мгновенная ТО и МТЗ. Расчет параметров токовых защит 220 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 220 кВ применяются трехступенчатая дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных КЗ и че-

тырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП) от однофазных КЗ.

На шинах или ошиновке трансформаторов 220 кВ устанавливается дифференциальная защита шин (ДЗШ).

Обычно на ВЛ и шинах 110 кВ устанавливаются АПВ линий и шин соответственно. На каждом выключателе 220 кВ и выше устанавливается УРОВ.

### 9.5.1 Дифференциальная защита трансформаторов

Рассчитаем параметры ДЗТ трансформатора ТРДН-63000/220.

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 9.5.1.1.

Таблица 9.5.1.1 - Данные по трансформатору.

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для сторон	
		ВН-220 кВ	НН-10 кВ
Ином стороны, соответствующий $S_{НОМ}, А$	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ,ср}}$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 230}$ = 157,4	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5}$ = 3448,2
Схема ТТ		У	Δ
пт стороны	$\frac{I_{1,НОМ.ТТ}}{I_{2,НОМ.ТТ}}$	250/5	4000/5
Ивтор стороны, соответствующий $S_{НОМ}, А$	$\frac{I_{НОМ} \cdot k_{сх}^{(3)}}{n_T}$	$\frac{157,4 \cdot 1 \cdot 5}{250}$ = 3,14	$\frac{3448,2 \cdot 1 \cdot 5}{4000}$ = 4,31

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).

$$I_{\text{раб. макс. в. вн}} = \frac{S_{\text{макс, w}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{78,05 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 220 \text{ кВ}} = 203 \text{ А.}$$

По каталогу [17] выбираем первичный номинальный ток ТТ  $I_{1.\text{ном.тт}} = 250 \text{ А}$ .

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 ( $\frac{S_{\Sigma/2}}{S} = \frac{7,2}{16} = 0,45$ )

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

Максимальное значение трехфазного ТКЗ за защищаемым трансформатором на шинах НН (таблица 7.14) составляет 8242 А. Приведем этот ток к стороне ВН и приведем к о.е.

$$I_{\text{кз.макс}} = I_{\text{кз.макс.кз1}} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном.нн}}}{U_{\text{ср.ном.вн}}} \cdot \frac{1}{I_{\text{ном.вн}}} = 8242 \cdot \frac{11}{115} \cdot \frac{1}{50,2} = 15,7 \text{ о. е.}$$

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

									Лист
									81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР				

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

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

$$I_{с.р.макс} = 1,1 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 15,7 = 6,5626 \text{ о. е.}$$

Коэффициент торможения должен быть не менее:

$$k_T \geq \frac{k_{отс} \cdot I_{нб} - I_{с.р.мин}}{I_{кз.макс} - I_{нач\ торм}} = \frac{6,5626 - 0,296}{15,7 - 0,6} = \frac{6,266}{15,1} = 0,414.$$

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.

$$I_{ном} = \frac{I_{ном.вн}}{I_{втор} \cdot n_T} = \frac{50,2}{1,34 \cdot 300/5} = 0,624 \text{ о. е.}$$

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:

$$\begin{aligned} I_{отс} &= 1,5 \cdot I_{кз. макс} \cdot (k_{одн} \cdot k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{выр}) \\ &= 1,5 \cdot 15,7 \cdot (1 \cdot 3 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) = 11,304 \text{ А.} \end{aligned}$$

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

Коэффициент торможения равен:

$$k_T = \frac{I_{с.р.макс} - I_{с.р.мин}}{I_{кз.макс} - I_{нач.торм}} = \frac{6,5626 - 0,296}{15,7 - 0,6} = \frac{6,266}{15,1} = 0,414.$$

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

									Лист
									82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР				

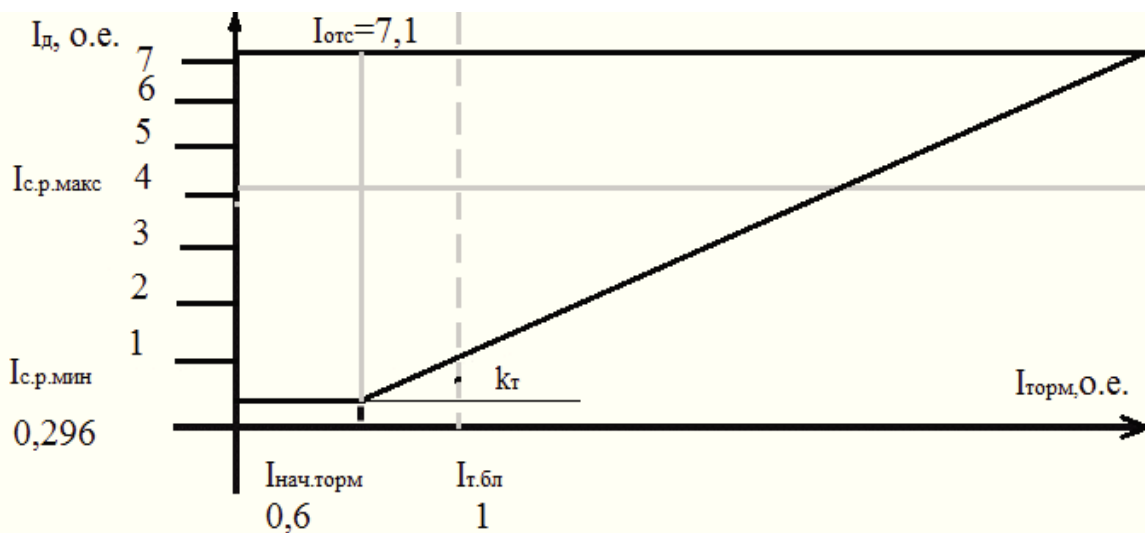


Рисунок 9.5.1.2 Расчетная характеристика торможения

Оценим чувствительность ДЗТ. Ток трехфазного КЗ за защищаемым трансформатором в минимальном режиме работы энергосистемы составляет 5348 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.

$$I_{кз.т} = I_{кз.мин.кз1}^{(3)} \cdot \frac{U_{ср.ном.нн}}{U_{ср.ном.вн}} \cdot \frac{кот.ч.сх^{(2)}}{I_{ном.вн}} = 5348 \cdot \frac{11}{115} \cdot \frac{1}{50,2} = 10,19 \text{ о. е.}$$

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

$$k_{ч} = \frac{I_{кз.т}}{I_{с.р.мин}} = \frac{10,19}{0,296} = 34,42 \geq 2.$$

### 9.5.2 Максимальная токовая защита силового трансформатора ТРДН-63000/220

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

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

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:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{14350}{\sqrt{3} \cdot 220} = 75,3 \text{ А};$$

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

$$k_{\text{зап}} = \frac{S_{\text{сам.зап}}}{S_{\text{раб.макс}}} = \frac{k_{\text{п}} \cdot P_{\text{эд}} \cdot N_{\text{эд.с.з}} + N_{\text{т}} \cdot k_{\text{с.з.т}} \cdot S_{\text{т}}}{\frac{P_{\text{эд}}}{\cos\varphi \cdot \eta} \cdot N_{\text{эд}} + N_{\text{т}} \cdot S_{\text{т}}}$$
$$= \frac{5,3 \cdot 4000}{0,86 \cdot 0,978} \cdot 2 + 4 \cdot 1,3 \cdot 2500 + \frac{4000}{0,86 \cdot 0,978} \cdot 4 + 4 \cdot 2500} = 1,798 \geq 1,5,$$

где  $N_{\text{эд.с.з}} = \frac{N_{\text{эд}}}{2} = \frac{4}{2} = 2$  в рассматриваемом примере, т.к. имеется ЗМН;

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

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

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 1,798}{0,9} \cdot 75,3 = 146,285 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{с.з1}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{с.з}} = 1,1 \cdot 146,285 = 160,91 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{с.з.2}} = \frac{I_{\text{с.з}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{160,91 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 2,68 \text{ А.}$$

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

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

$$k_{\text{ч.озд}} = \frac{I_{\text{кз. мин. вН110}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \cdot \text{кот. ч. сх}^{(2)} = \frac{441}{160,91} \cdot 1 = 2,74 \geq 1,5.$$

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

									Лист
									84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР				



$$k_{ч.зр} = \frac{I_{кз.мин.тр10/0,4}^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{39}{160,91} \cdot 1 = 0,24 < 1,2.$$

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

$$k_{ч.зр} = \frac{I_{кз. мин. кл}^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot k_{от. ч. сх}^{(2)} = \frac{405}{160,91} \cdot 1 = 2,516 \geq 1,2.$$

Выдержка времени представлена на рисунке 9.5.2.

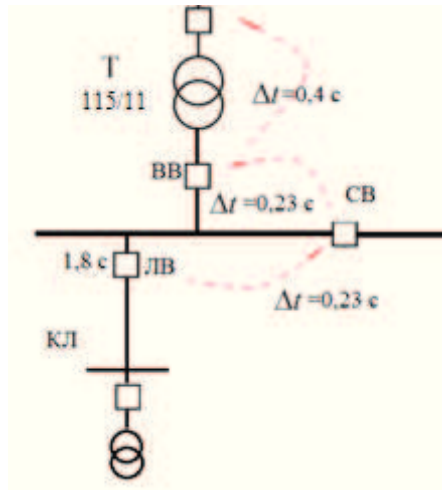


Рисунок 9.5.2.1 Выбор выдержки времени МТЗ силового трансформатора

Для выбора выдержки времени МТЗ терминала силового трансформатора необходимо рассчитать значение ступени 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;

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

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

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

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

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

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

Настройка МТЗ ВН представлена в таблице 9.5.2.1

Таблица 9.5.2.1 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

### 9.5.3 Защита от перегрузки силового трансформатора ТДН-63000/220

Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки ВН:

$$I_{зп.вн} = \frac{I_{ном.вн} \cdot k_{отс}}{k_{в}} = \frac{50,2 \cdot 1,05}{0,9} = 58,566 \text{ А,}$$

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

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

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

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки ВН:

$$I_{зп.вн2} = \frac{I_{зп.вн}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{58,566 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 0,976 \text{ А.}$$

Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки НН:

$$I_{зп.нн} = \frac{I_{ном.нн} \cdot k_{отс}}{k_B} = \frac{840 \cdot 1,05}{0,9} = 980 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки НН:

$$I_{зп.нн2} = \frac{I_{зп.нн}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{980 \cdot 5}{1500} \cdot 1 = 3,27 \text{ А.}$$

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 ТДН-63000/220

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

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{Т,ном} = 0,05 \cdot 50,2 = 2,51 \text{ А.}$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{уров.2} = \frac{I_{уров}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{2,51 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 0,0418 \text{ А.}$$

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 9.5.4.1.

Таблица 9.5.4.1 - Настройка УРОВ.

Уставки УРОВ	Значение
Действие УРОВ ВН	предусмотрено

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.276 ВКР

Лист

87

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 220 кВ

### 9.6.1 Токовая отсечка ВЛ 220 кВ

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

$$I_{c.o.} = \max\{I_{кз.макс.В.G1}^{(3)}; I_{кз.макс.А.G2}^{(3)}\} \cdot k_H = \max\{1,94; 2,8\} \cdot 1,2 = 3,35 \text{ кА.}$$

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

Оценим чувствительность ТО:

$$k_{ч.озд} = \frac{I_{кз.мин.в\ начале\ вл}^{(3)}}{I_{c.o.}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{4,52}{3,35} \cdot 1 = 1,35 < 1,5.$$

Определим зону действия отсечки.

Построив график зависимости тока короткого замыкания от длины линии рисунок 9.6.1 видно, что токовая отсечка действует 12,2 км. Это составляет 61 % от всей длины линии.

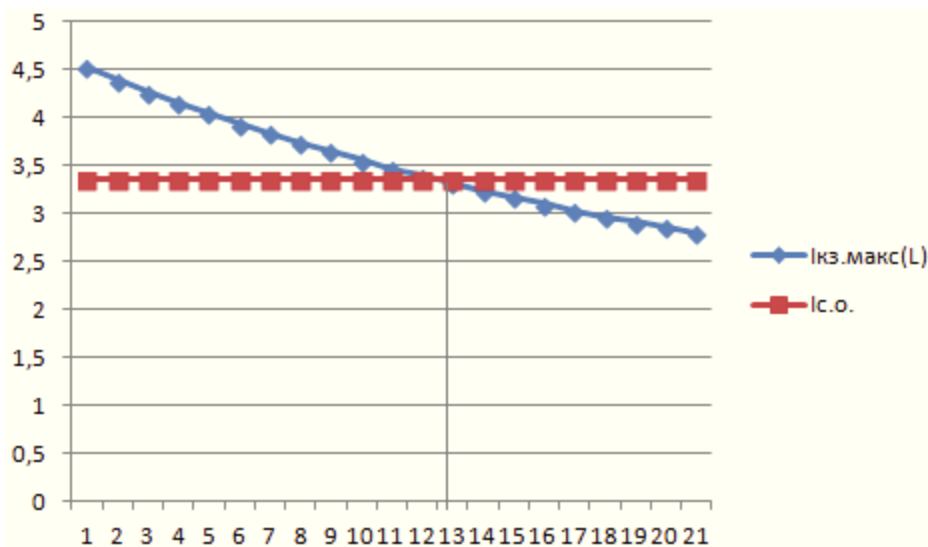


Рисунок 9.6.1.1 - График зависимости тока КЗ от длины линии.

Настройка ТО приведена в таблице 9.6.1.1.

Таблица 9.6.1.1 - Настройка ТО.

Уставки ТО	Значение
Ток срабатывания ТО	3,35 кВ
Действие ТО при включении	постоянно
ТО	работа

### 9.6.2 УРОВ ВЛ 220 кВ

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

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

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot \frac{50000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 13,12 \text{ А.}$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ.

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

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{13,12 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 0,22 \text{ А.}$$

Хотя токовые уставки шкафа настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ,  $I_{2.\text{ном.тт}}$  равно-го 5 А:

$$I_{\text{уров.2.о.е}} = \frac{I_{\text{уров.2}}}{I_{2.\text{ном.тт}}}$$

$$I_{\text{уров.2.о.е}} = \frac{0,22}{5} = 0,044.$$

Диапазон тока срабатывания  $(0,04-0,4) \cdot I_{\text{ном}}$ , данная уставка входит в диапазон.

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.в.т}} + t_{\text{в.уров}} + t_{\text{зап.}}$$

									Лист
									89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР				

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

Время возврата УРОВ  $t_{в.уров}$  и погрешность таймера УРОВ  $t_{п.уров}$  взяты из [25].

Настройка УРОВ приведена в таблице 9.6.2.1.

Таблица 9.6.2.1 - Настройка УРОВ.

Уставки УРОВ	Значение
УРОВ	работа
Ток срабатывания УРОВ	0,22 А
Время срабатывания УРОВ	0,2 с
Подтверждение пуска УРОВ от КQC	не предусмотрен
Действие УРОВ на себя	предусмотрено

### 9.6.3 Дистанционная защита линий 220 кВ

Параметры МП терминалов РЗА содержащие ДЗ линий считаются в соответствие с методическими указаниями по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций доступными на сайте ФСК ЕЭС, но так как на сайте отсутствуют методические указания для фирмы ООО НПП «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.

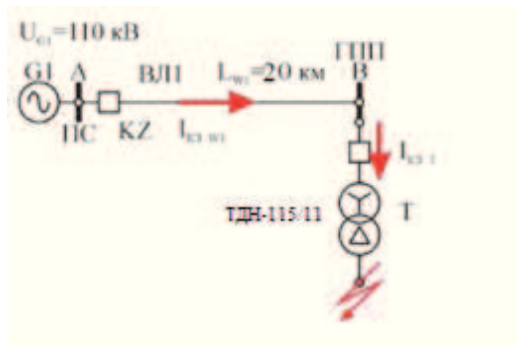


Рисунок 9.6.3.1 - Схема для параметрирования ДЗ ВЛ ПС.

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, по данным [РУслайд209] 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 240 мм<sup>2</sup>. Погонные параметры ВЛ по таблице 3.8 [19]:

$$r_0 = 0,244 \text{ Ом/км}, x_0 = 0,427 \text{ Ом/км}.$$

Сопротивление ВЛ:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot L_{ВЛ} = 0,244 \cdot 20 = 4,88 \text{ Ом}.$$

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot L_{ВЛ} = 0,427 \cdot 20 = 8,54 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{ВЛ} = 4,88 + j8,54 = 9,83 \cdot e^{j60,3^\circ}.$$

Абсолютная величина сопротивления трансформатора:

$$Z_{Т1} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{(U_{НОМ.ВН})^2}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = 86,8 \text{ Ом}.$$

Потери короткого замыкания по данным таблицы 5.16 [19] 85 кВт, следовательно, активное сопротивление трансформатора:

					<i>13.03.02.2018.276 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

$$R_{T1} = \Delta P_K \cdot \frac{(U_{НОМ.ВН})^2}{(S_{НОМ})^2} = 85000 \cdot \frac{230^2}{63000^2} = 4,39 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_{T1} = \sqrt{(Z_{T1})^2 - (R_{T1})^2} = \sqrt{86,8^2 - 4,39^2} = 86,7 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление трансформатора:

$$Z_{T1} = 4,39 + j86,7 = 86,8 \cdot e^{j87,1^\circ}.$$

Абсолютная величина сопротивления первой ступени ДЗ:

$$Z_{с.з.1} = \frac{9,83 \cdot e^{j60,3^\circ}}{1 + 0,05 + 0,1} = 8,55 \cdot e^{j60,3^\circ} \text{ Ом} = 4,243 - j7,426 \text{ Ом.}$$

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

Для ТН НАМИ-220 [27] коэффициент трансформации:

$$n_H = \frac{U_{1.НОМ}}{U_{2.НОМ}}$$

$$n_H = \frac{220000}{100}.$$

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

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

$$I_{\text{раб.макс.вл}} = \frac{50000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 262 \text{ А.}$$

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

$$n_T = \frac{I_{1.НОМ}}{I_{2.НОМ}}$$

$$n_T = \frac{300}{5}.$$

Вторичное значение сопротивления срабатывания 1 ступени ДЗ:

$$Z_{с.з.1.втор} = Z_{с.з.1} \cdot \frac{n_T}{n_H}.$$

									Лист
									92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР				



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).

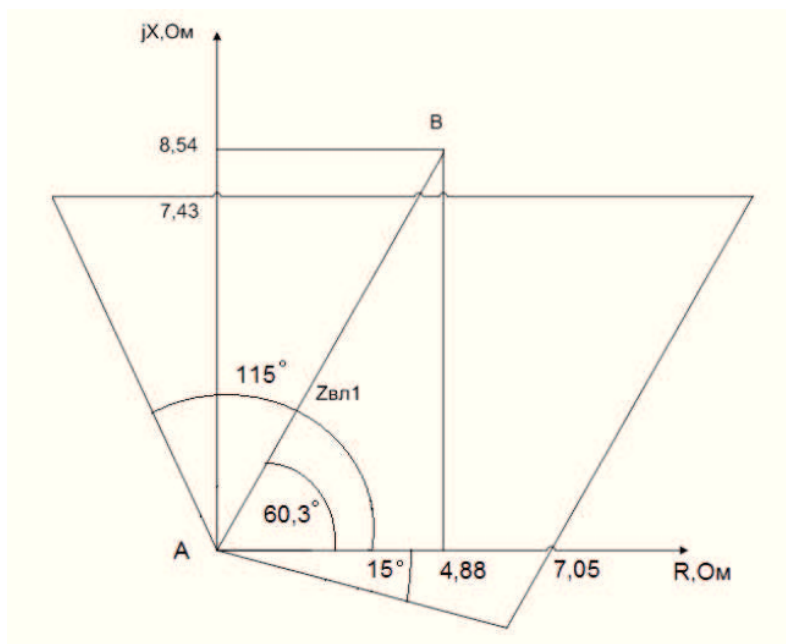


Рисунок 9.6.3.2 - Характеристика 1 ступени ДЗ в виде четырехугольника

Уставка по оси X 1 ступени:

$$X_{1.ст} = Z_{1.ст} \cdot \sin \varphi_{1.ст};$$

$$X_{1.ст} = 8,55 \cdot \sin 60,3 = 7,43 \text{ Ом.}$$

Уставка по оси R 1 ступени:

$$R_{1.ст} = Z_{1.ст} \cdot \cos \varphi_{1.ст};$$

$$R_{1.ст} = 8,55 \cdot \cos 60,3 = 4,24 \text{ Ом.}$$

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
										93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 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 5,5 м.

Возможное падение напряжения на дуге:

$$\Delta U_d = 1,05 \cdot 5,5 = 5,78 \text{ кВ.}$$

Ток в минимальном режиме работы энергосистемы при двухфазном КЗ в конце 1 линии:

$$I_{\text{кз.мин.вл}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.мин.вл}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,38 = 2,06 \text{ кА.}$$

где  $I_{\text{кз.мин.вл}}^{(3)}$  -ток трехфазного КЗ в конце линии 110 кВ посчитан в программе ТОКО.

Сопротивление дуги:

$$r_{\text{д.макс}} = \frac{5,78}{2,06} = 2,81 \text{ Ом.}$$

Суммарное активное сопротивление ВЛ и дуги:

$$R_{1\text{ст}} + r_{\text{д.макс}} = 4,24 + 2,81 = 7,05 \text{ Ом.}$$

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 отдельно) 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.

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:

									Лист
									94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР				

$$Z_{с.з.2}^{II} \leq 0,85 \cdot Z_{вл1} + \frac{0,66}{K_{тII}} \cdot Z_{вл2}.$$

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:

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:

$$Z_{с.з.2}^{II} \leq 0,85 \cdot \left( (4,88 + j8,54) + \left( \frac{4,39 + j86,7}{0,5} \right) \right) = 11,6 + j154,6 \text{ Ом.}$$

Так как сопротивление трансформаторов много больше сопротивления линий, то определяющим, как правило, является меньшее значение, то есть первое условие:

$$Z_{с.з.2}^{II} = 8,97 - j15,7 \text{ Ом.}$$

Чувствительность 2 ступени ДЗ будет обеспечена, если выполняется условие:

$$\frac{Z_{л2}}{Z_{л1}} \geq 0,6 \cdot K_{т. II};$$

$$\frac{7,32 + j12,81}{4,88 + j8,54} = 1,5 \geq 0,6 \cdot 1.$$

Нормативное условие выполняется.

Уставка по оси X 2 ступени:

										Лист
										95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР					

$$X_{2.ст} = Z_{2.ст} \cdot \sin\varphi_{1.ст}$$

$$X_{2.ст} = 18,1 \cdot \sin 60,3 = 15,7 \text{ Ом.}$$

Уставка по оси R 2 ступени:

$$R_{2.ст} = Z_{1.ст} \cdot \cos\varphi_{1.ст}$$

$$R_{2.ст} = 18,1 \cdot \cos 60,3 = 8,97 \text{ Ом.}$$

Возможное падение напряжения на дуге:

$$\Delta U_{д} = 1,05 \cdot 5,5 = 5,78 \text{ кВ.}$$

Ток в минимальном режиме работы энергосистемы при двухфазном КЗ в конце 2 линии:

$$I_{кз.мин.вл}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин.вл}^{(3)}$$

где  $I_{кз.мин.вл}^{(3)}$  - ток трехфазного КЗ в конце линии 220 кВ посчитан в программе ТОКО.

$$I_{кз.мин.вл}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,38 = 2,06 \text{ кА.}$$

Сопротивление дуги:

$$r_{д.макс} = \frac{5,78}{2,06} = 2,81 \text{ Ом.}$$

Суммарное активное сопротивление ВЛ и дуги:

$$R_{2ст} + r_{д.макс} = 8,97 + 2,81 = 11,78 \text{ Ом.}$$

					<i>13.03.02.2018.276 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

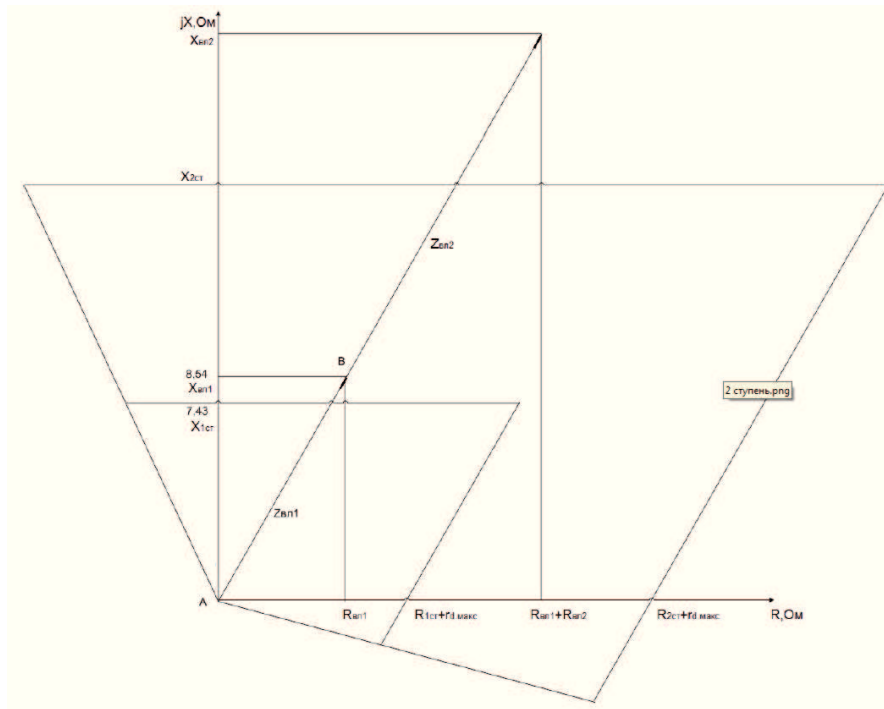


Рисунок 9.6.3.3 - Характеристика 1 и 2 ступени ДЗ в виде четырехугольника

Сопротивление срабатывания третьей ступени выбирается по формуле по [26]:

$$Z_{с. з. 3} = \frac{Z_{самозап}}{k_n \cdot k_{в} \cdot \cos(\varphi_{3.ст} - \varphi_{раб})}$$

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;

$k_{в}$  – 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  $U_{мин}$  – минимальное значение первичного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска ЭД, должно определяться расчетом; грубо ориентировочно может быть принято равным  $0,8 \dots 0,9 U_{раб. мин}$ ;

$k_{\text{самоzap}}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока при самозапуске ЭД, ориентировочно может приниматься равным по указаниям [26] 1,5...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:

$$U_{\text{мин}} = 0,8 \cdot U_{\text{ном.вн.}}$$

$$U_{\text{мин}} = 0,8 \cdot 230 = 184 \text{ кВ.}$$

Сопротивление самозапуска:

$$Z_{\text{самоzap}} = \frac{184}{\sqrt{3 \cdot 2 \cdot 84}} = 316 \text{ Ом.}$$

Если в составе нагрузки есть ЭД с  $\cos\% = 0,89$ , то в нормальном режиме угол не может превысить  $28^\circ$ .

Сопротивление срабатывания третьей ступени:

$$Z_{\text{самоzap}} = \frac{316}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(60,3^\circ - 28^\circ)} = 297 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени третьей ступени ДЗ отстраивается от выдержки времени МТЗ трансформатора ГПП (9.6.3.4.).

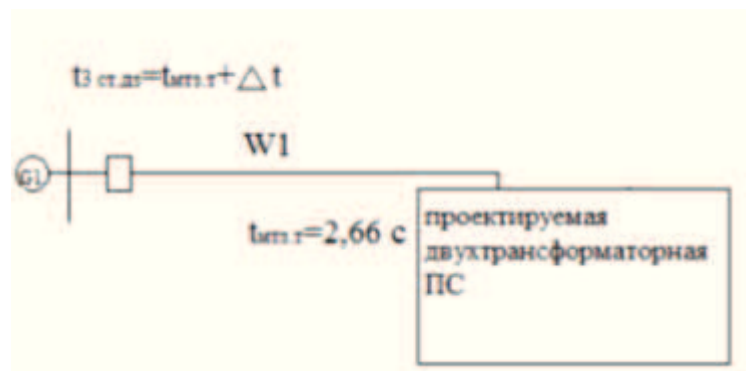


Рисунок 9.6.3.4. Расчет выдержки времени 3 ступени

$$t_{\text{ст.дз}} = t_{\text{мтз.т}} + \Delta t.$$

$$t_{\text{ст.дз}} = 2,66 + 0,4 = 3,06 \text{ с.}$$

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:

$$K_T = \frac{U_{\text{ср.ВН}}}{U_{\text{ср.НН}}};$$

$$K_T = \frac{115}{11} = 10,45.$$

Погонные параметры линии  $A3 \times 120 \text{ мм}^2$ , по данным табл. 3.29 [19]:

$$r_0 = 0,258 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,081 \text{ Ом/км}.$$

Длина КЛ составляет 1,6 км. Приведем активное и индуктивное сопротивление КЛ к стороне ВН:

$$R_{\text{кл } 220} = r_0 \cdot L_{\text{кл1}} \cdot K_T^2.$$

$$R_{\text{кл } 220} = 0,258 \cdot 1,6 \cdot 10,45^2 = 30,99 \text{ Ом}.$$

$$X_{\text{кл } 220} = x_0 \cdot L_{\text{кл1}} \cdot K_T^2.$$

$$X_{\text{кл } 220} = 0,081 \cdot 1,6 \cdot 10,45^2 = 9,74 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление КЛ:

$$Z_{\text{кл } 220} = 30,99 + j9,74 = 32,48 \cdot e^{j17,45^\circ}.$$

Потери короткого замыкания по данным таблицы 5.12 [19] 85 кВт, следовательно, активное сопротивление трансформатора:

$$R_{\text{T3}} = \Delta P_K \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}.$$

$$R_{\text{T3}} = 12200 \cdot \frac{230^2}{63^2} = 406,5 \text{ Ом}.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_{\text{T3}} = \sqrt{(Z_{\text{T2}})^2 - (R_{\text{T2}})^2} = \sqrt{1364,5^2 - 406,5^2} = 86,7 \text{ Ом}.$$

Параметры трансформатора T2, приведенные к стороне 110 кВ:

					<i>13.03.02.2018.276 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

$$Z_{T2} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{(U_{ном. ВН})^2}{S_{ном}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = 1364,5 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление трансформатора явно выходит за пределы характеристики 3 ступени ДЗ линии 220 кВ, поэтому активное и индуктивное сопротивление трансформатора можно не уточнять.

Уставка по оси X 3 ступени:

$$X_{3,ст} = 297 \cdot \sin 85,8 = 290 \text{ Ом.}$$

Уставка по оси R 3 ступени:

$$R_{3,ст} = 297 \cdot \cos 85,8 = 65,7 \text{ Ом.}$$

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 X и R, видно, что 3 ступень ДЗ ВЛ охватывает весь трансформатор Т1 220/10 кВ и всю КЛ, отходящую от шин НН ГПП, выполняя функцию дальнего резервирования, так же она охватывает и часть второго трансформатора.

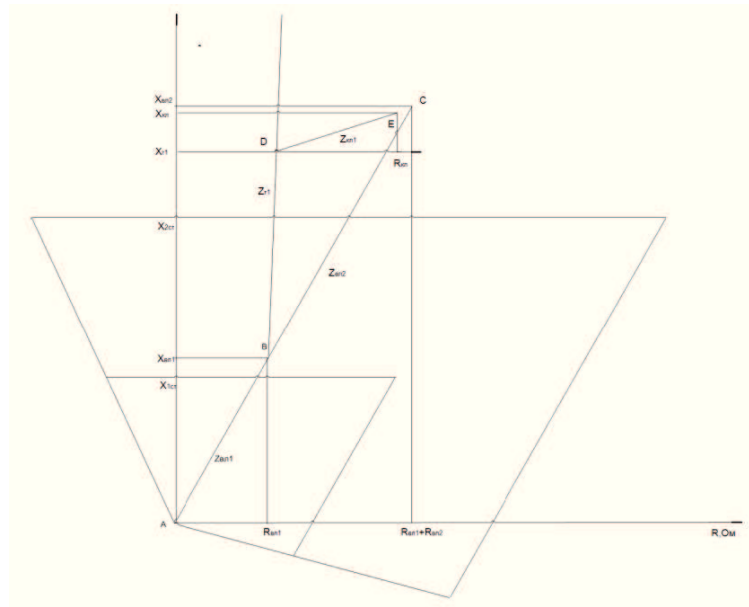


Рисунок 9.6.3.5 - Характеристика 3 ступени ДЗ ВЛ наложенная на сеть

ГПП



#### 9.6.4 АПВ ВЛ 220 кВ

На линиях 220 кВ в качестве резервной защиты обычно применяется трехступенчатые дистанционная и токовая защиты нулевой последовательности 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  $t_{п}$  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  $t_{о.в.с}$  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  $t_{апв} > t_{д}$  должна определяться по выражению:

$$t_{апв} \geq k_{отс} \cdot (t_{д} + t_{р.з.п} + k_{р} \cdot \Delta t_{р.з.п} + 1,1 \cdot t_{о.в.п} - t_{р.з.с} - 0,9 \cdot t_{в.в.с} + k_{р} \cdot \Delta t_{р.с}).$$

где  $t_{р.з.п}$ ,  $t_{р.з.с}$  – время срабатывания релейной защиты своего и противоположного конца линии;

$t_{д}$  – 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  $k_{отс} = k_{р} = 1$ .

$$t_{апв} \geq 1 \cdot (0,2 + 0,3 + 1 \cdot 0,3 + 1,1 \cdot 0,05 - 0,3 - 0,9 \cdot 0,065 + 1 \cdot 0,2) = 0,697 \text{ с.}$$

									Лист
									101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 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 переключателями 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 9.6.4.1 - 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 ГАЗОВАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА

Практически все повреждения внутри кожуха (бака) трансформатора (к.з. между обмотками, витковые замыкания, «пожар» стали магнитопровода, неисправности переключателя РПН и др.) сопровождаются выделением газов в результате разложения масла или других изоляционных материалов под воздействием повышенного нагрева.

Образующиеся газы устремляются в расширитель, являющийся самой высокой частью трансформатора. При интенсивном газообразовании, имеющем место при значительных внутренних повреждениях, бурно расширяющиеся газы вызывают движение масла в сторону расширителя.

Таким образом, образование газов в кожухе трансформатора и движение газов в сторону расширителя могут служить признаками повреждения трансформатора.

Защита, реагирующая на указанные признаки, получила название «газовой». Эта защита осуществляется с помощью так называемых газовых и струйных реле.

Газовые реле используются для защиты масляных трансформаторов, имеющих расширитель мощностью 1 МВА и более, от повреждений внутри бака, при которых происходит выделение газа, снижение уровня масла или возникновение потока масла из бака трансформатора в расширитель.

Трансформаторы, оборудованные газовой защитой устанавливаются так, чтобы крышка бака имела подъём по направлению к газовому реле не менее 1%, а маслопровод от бака к расширителю – не менее 2% (рис. 8-9).

Газовое реле содержит два элемента:

сигнальный, реагирующий на слабые газообразования после накопления определённого объёма масла в реле и отключающий, срабатывающий при внутренних повреждениях трансформатора, сопровождаемых перетоком масла в сторону расширителя с определённой скоростью.

Оба элемента газового реле могут также подействовать при снижении уровня масла ниже газового реле (например, при течи масла из бака трансформатора).

					<i>13.03.02.2018.276 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

В настоящее время промышленностью выпускаются газовые реле РГТ-80 (РГТ-50, РСТ25) совместной разработки ОРГРЭС и ВНИИР. Ранее широко применялись газовые реле РГЧЗ-66 отечественного производства и реле ВФ-80/Г (ВФ-50/10) производства ГДР.

Газовые реле имеют герметически закрытый корпус, который устанавливается в маслопроводе между баком трансформатора и расширителем. В нормальных условиях корпус реле заполнен маслом, и элементы занимают положение, при котором контакты разомкнуты. При незначительном газообразовании в баке трансформатора газ по маслопроводу стремится в сторону расширителя и попадает в верхнюю часть корпуса реле, где расположен сигнальный элемент.

При скоплении в реле определённого количества газа уровень масла в нём снижается, поплавков сигнального элемента опускается под действием силы тяжести и контакт сигнального элемента замыкается. Аналогично сигнальный элемент срабатывает при снижении уровня масла по другим причинам.

При дальнейшем снижении уровня масла, поплавков отключающего элемента также опускается, замыкая отключающий контакт.

Пластина реагирует на скорость потока масла (при к.з. внутри бака трансформатора), замыкая отключающий контакт при отклонении пластины на определённый угол. В реле имеется возможность регулировки уставки срабатывания по скорости потока.

В зависимости от вида и развития повреждения внутри бака трансформатора возможна последовательная (или одновременная) работа сигнального и отключающих элементов реле.

Струйные реле не имеют поплавков, а контакты их срабатывают на отключение при действии напорной пластины, которая аналогично газовому реле имеет регулируемую уставку по скорости потока масла.

Кожух реле имеет смотровое стекло со шкалой, с помощью которой определяется объём скопившегося в реле газа. На крышке газового реле имеется краник для выпуска воздуха и взятия пробы газа для его анализа, а также рас-

									Лист
									104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР				

положена клеммная коробка с зажимами для подключения кабеля к контактам реле, находящимся внутри кожуха.

При значительных повреждениях внутри бака трансформатора движение масла может носить толчкообразный характер при этом контакты отключающего элемента реле замыкаются кратковременно. Поэтому, чтобы обеспечить продолжительность импульса, достаточную для отключения выключателей, в схеме защиты предусматривается самоудержание выходного промежуточного реле П1 на время достаточное для отключения выключателей.

Газовое реле подаёт кратковременный ток в обмотку промежуточного реле П1. которое срабатывает и удерживается последовательно включенными обмотками до отключения выключателей.

Срабатывание газовой защиты при незначительных повреждениях на сигнал позволяет дежурному персоналу перенести нагрузку на другой источник (разгрузить трансформатор) и после этого отключить повреждённый трансформатор от сети без ущерба для потребителей.

Поскольку газовая защита может сработать ложно, например, вследствие выхода воздуха из бака трансформатора после доливки свежего масла, в схеме защиты предусмотрена возможность перевода отключающего органа защиты на сигнал с помощью специального переключающего устройства (накладки) на время (2-3 суток) пока не прекратится выделение воздуха из бака.

Достоинствами газовой защиты являются: простота выполнения, высокая чувствительность и быстрое действие; избирательное действие (на сигнал или отключение) в зависимости от размеров повреждения.

Газовая защита является единственной защитой трансформатора, реагирующей на утечку масла из бака.

Однако, газовая защита естественно не действует при повреждениях вне бака трансформатора (например, при к.з. на выводах), поэтому она не может быть единственной основной защитой трансформатора и, как правило, для мощных трансформаторов, она сочетается с токовой защитой.

Применение газовой защиты считается обязательным не только на трансформаторах, но и на маслонаполненных реакторах.

					<i>13.03.02.2018.276 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

## 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 220/10 кВ было выбрано:

- схемы для сторон 220 и 10 кВ: «4Н Два блока линия - трансформатор с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», «Одна секционированная выключателем система шин» соответственно.
- режимы заземления нейтралей трансформаторов: ВН – эффективно-заземленная, НН – изолированная нейтраль.
- сечение кабельной линии: ПвБВ 3×300/35-10.
- ТСН: ТМГ-400/10-У1.
- предохранители: ПКТ-101-3,2-12,5.
- силовые трансформаторы: ТРДН-63000/220-У1.
- трансформаторы 10/0,4: ТМГ-2500/10-У1.
- ВЛ: АС 240/32.
- выключатели: ВЭБ-220.
- разъединители: РПД-УЭТМ-220.
- КРУ-СЭЩ-70-10 с вакуумным выключателем VAN 15-50-8000.
- виды РЗА для объектов на сторонах 220 и 10 кВ.
- типоразмеры УРЗА на сторонах 220 и 10 кВ.

Для УРЗА были рассчитаны их параметры,

На этом основании можно утверждать, что релейная защита и автоматика подстанции будет верно функционировать в течение запланированного срока службы при выполнении требований по монтажу и эксплуатации цепей и оборудования подстанции.

									Лист
									106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 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 о технической политике ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2011 – 147 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.
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)

										Лист
										107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР					

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](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.

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->

									Лист
									108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.276 ВКР				



[podstancionnogo-oborudovaniya-110-220-kv/zashchity-linii-rezervnye/268-she2607-021.html](http://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

36. ГОСТ 2213-79 «Предохранители переменного тока на напряжения 3 кВ и выше»

37. ТУ3414-016-05755766-2007 «Предохранители плавкие высоковольтные серии «ПКТ-VK, ПКТ, ПКТН»

38. ГОСТ 12965-85. Каталог трансформаторов 110 кВ.

39. ГОСТ 14209 – 97

					<i>13.03.02.2018.276 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

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.

					<i>13.03.02.2018.276 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110