

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(национальный исследовательский университет)  
Факультет Энергетический  
Кафедра “Электрические станции, сети и системы  
электроснабжения”

РАБОТА ПРОВЕРЕНА  
Рецензент

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_/И.М.Кирпичникова/  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Разработка релейной защиты и автоматики отпаечной подстанции 110/10 кВ  
«Карауловская»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ-13.03.02.2018.320.00.00 ПЗ ВКР

Руководитель работы

\_\_\_\_\_/К.Е. Горшков/

к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ 2018 г.

Автор работы

Студент группы П-472

\_\_\_\_\_/К.Е.Гаврилов/

\_\_\_\_\_ 2018 г.

Нормоконтролёр

\_\_\_\_\_/К.Е. Горшков /

к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ 2018 г.

Челябинск 2018 г.

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

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

Гаврилова Кирилла Евгеньевича

(Ф. И.О. полностью)

Группа П-472

1. Тема работы

Разработка релейной защиты и автоматики отпаечной подстанции 110/10 кВ  
«Карауловская»

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

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

3. Исходные данные к работе

1. Схема подключения проектируемой подстанции 110/10 кВ.

2. Мощность КЗ на шинах существующей подстанции ( 1400(1700) МВА в максимальном режиме, 1200(1500) МВА в минимальном)

3. Параметры воздушной линии W1(W2) ( номинальное напряжение – 110 кВ, длина 30(25) км)

4. Транзитная мощность 40 МВА

5. К шинам низкого напряжения 10 кВ проектируемой подстанции подсоединены 8 кабельные линии длиной 1,2 км каждая питает РУ с одинаковой нагрузкой:

- а. Трансформатор 10,5/0,4 кВ ( Мощность – 630 кВА, кол-во – 6)
- б. Асинхронный двигатель АД4 (Активная мощность – 630 кВт, кол-во– 6)
- 4. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)
  - 1. Выбор схем распределительных устройств на сторонах 110 и 10 кВ проектируемой ПС
  - 2. Выбор режимов заземления нейтралей трансформаторов
  - 3. Собственные нужды ПС
  - 4. Выбор силовых трансформаторов и ВЛ
  - 5. Расчет токов короткого замыкания
  - 6. Расчет токов короткого замыкания в программе «ТОКО» в максимальном и минимальном режимах
  - 7. Выбор и проверка коммутационной аппаратуры
  - 8. Выбор видов и типоразмера УРЗА для проектируемой ПС
  - 9. Расчет уставок УРЗА присоединений 10 кВ
  - 10. Расчет уставок УРЗА присоединений 110 кВ
  - 11. Проверка на допустимую погрешность ТТ на стороне 10 кВ трансформатора 10/0,4
  - 12. Оптические трансформаторы тока и напряжения

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 РЗА (чертеж формата А1)

---

3. Схема подключения терминала электродвигателя 10 кВ (чертеж формата А1)

---

4. Схема подключения терминала секционного выключателя (чертеж формата А1)

---

5. Оптические трансформаторы тока и напряжения (чертеж формата А1)

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

Всего 5 листов

6. 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
1. Анализ исходных данных		
2. Расчет силовой части		
3. Расчет токов КЗ		
4. Выбор видов и типоразмеров УРЗА		
5. Расчет уставок РЗА		
6. Оптические трансформаторы тока и напряжения		
7. Оформление ПЗ		
8. Разработка чертежей		

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

Руководитель работы \_\_\_\_\_/К.Е.Горшков/

Студент \_\_\_\_\_/К.Е.Гаврилов/

## Аннотация

Гаврилов К.Е. Разработка релейной защиты и автоматики отпаечной подстанции 110/10 кВ «Карауловская» — Челябинск: ЮУрГУ, П - 472, 2018 г., 131 с, 40 ил., 47 табл., библиогр. список — 58 наименований. 5 листов чертежей формата А1

В выпускной квалификационной работе были рассчитаны релейная защита и автоматика для проектируемой ПС. 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. На основании составленной схемы замещения сети были определены ТКЗ, произведен расчет параметров устройств защиты и автоматики указанных в исходных данных элементов подстанции. Выбор типа исполнения терминалов устройств РЗА производился согласно каталогу заданной фирмы разработчика. В завершении были разработаны чертежи главной схемы подстанции и схемы подключения МП терминалов.

					<i>13.03.02.2018.320 ПЗ ВКР</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Разработка релейной защиты и автоматики отпаечной подстанции 110/10 кВ «Карауловская»</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Гаврилов</i>						6	131
<i>Провер.</i>	<i>Горшков</i>					<i>ЮУрГУ</i>		
<i>Реценз.</i>						<i>Кафедра ЭССиСЭ</i>		
<i>Н. Контр.</i>	<i>Горшков</i>							
<i>Утверд.</i>	<i>Кирпичникова</i>							

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НА СТОРОНАХ 110 И 10 КВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС.....	11
2 ВЫБОР РЕЖИМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	14
2.1 Выбор сечения кабельной линии.....	14
2.2 Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю.....	16
2.3 Компенсация емкостного тока.....	17
3 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПС.....	18
3.1 Выбор вида и источника оперативного тока.....	18
3.2 Определение мощности ТСН.....	19
4 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ВЛ.....	21
4.1 Выбор трансформаторов 110/10 и трансформаторов 10/0,4.....	21
4.2 Выбор сечения ВЛ.....	22
5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМКНАНИЯ.....	24
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМКНАНИЯ В ПРОГРАММЕ «ТОКО» В МАКСИМАЛЬНОМ И МИНИМАЛЬНОМ РЕЖИМАХ.....	27
7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ.....	37
7.1 Выбор выключателя и разъединителя на стороне ВН.....	38
7.2 Выбор выключателя и разъединителя на стороне НН.....	40
7.3 Секционный выключатель шин НН ПС.....	42
7.5 Выключатель трансформатора 10/0,4.....	43
7.6 Выключатель двигателя АТД 4.....	45
7.7 Выключатель к ТСН 10кВ.....	47
7.8 Выключатель КЛ к РП.....	49
7.9 Проверка КЛ на термическую стойкость при коротком замыкании.....	51
8 ВЫБОР ВИДОВ И ТИПОИСПОЛЕНИЯ УРЗА ДЛЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС .	52
8.1 Трансформатор 10/0,4.....	53
8.2 Электродвигатель 10 кВ.....	54

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

8.3 РЗА трансформатора напряжения 10 кВ РУ ГПП.....	57
8.4 Устройства РЗА КЛ 10 кВ .....	58
8.5 Секционный выключатель.....	59
8.6 УРЗА ВВ секции шин 10 кВ ПС .....	59
8.7 Трансформатор 110/10 .....	60
8.8 ВЛЭП 110 кВ.....	64
9 РАСЧЕТ УСТАВОК УРЗА ПРИСОЕДИНЕНИЙ 10 КВ .....	66
9.1 Электродвигатель 10 кВ.....	66
9.1.1 Токовая отсечка (ТО) ЭД .....	66
9.1.2 Защита от перегрузки (ЗП).....	69
9.1.3 Защита от блокировки ротора и затынутого пуска .....	70
9.1.4 УРОВ .....	72
9.1.5 Защита от ОЗЗ ЭД .....	73
9.2 Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к трансформатору 10 кВ .....	74
9.2.1 Расчет однофазного тока КЗ на стороне 0,4 кВ .....	75
9.2.2 Токовая отсечка трансформатора.....	75
9.2.3 МТЗ трансформатора.....	77
9.2.4 Защита от перегрузки трансформатора 10/0,4 кВ .....	79
9.2.5 Защита от однофазных КЗ (ЗОЗЗ).....	80
9.2.6 УРОВ .....	82
9.3 Ячейка КРУ выключателя КЛ.....	83
9.3.1 Токовая отсечка КЛ .....	83
9.3.2 МТЗ с зависимой выдержкой времени .....	84
9.3.3 УРОВ .....	88
9.4 Секционный выключатель 10 кВ.....	89
9.4.1 ЛЗШ.....	91
9.4.2 УРОВ .....	92
9.4.3 АВР .....	93
9.5 Вводной выключатель 10 кВ.....	94
9.5.1 ЛЗШ.....	95



9.5.2 УРОВ .....	96
10 РАСЧЕТ УСТАВОК УРЗА ПРИСОЕДИНЕНИЙ 110 кВ .....	98
10.1 Трансформатор ТРДН 63000/110 .....	98
10.1.1 ДЗТ .....	98
10.1.2 МТЗ трансформатора ТРДН 63000/110 .....	102
10.1.3 Защита от перегрузки трансформатора ТРДН 63000/110.....	104
10.1.4 УРОВ трансформатора ТРДН 63000/110 .....	105
10.2 Воздушная линия 110 кВ .....	106
10.2.1 Дистанционная защита линий 110 кВ.....	106
10.2.2 УРОВ .....	113
10.2.3 АПВ ВЛ 110.....	114
11 ПРОВЕРКА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ ТТ НА СТОРОНЕ 10 КВ ТРАНСФОРМАТОРА 10/0,4 .....	116
12 ОПТИЧЕСКИЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ .....	119
12.1 Оптический трансформатор тока.....	122
12.2 Оптический трансформатор напряжения.....	124
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	126
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	127
ПРИЛОЖЕНИЕ А СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ТЕРМИНАЛОВ.....	132

## ВВЕДЕНИЕ

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

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

В системе электроснабжения, состоящей из двух питающих узлов 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. Проектирование 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 проектирования релейной защиты является обеспечение требований по быстродействию, надежности и селективности проектируемой защиты, а также снижению затрат на установку устройств РЗ.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

# 1 ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НА СТОРОНАХ 110 И 10 КВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

Выбор схемы РУ на стороне ВН подстанции:

От схемы распределительных устройств зависят виды и типоразмеры РЗА. Выбор схемы распределительных устройств осуществляется на основе сравнения нескольких конкурентоспособных вариантов по показателям надежности электроснабжения и минимальных приведенных затрат.

Выбирая схемы РУ, следует руководствоваться некоторыми нормативными документами. А именно:

- положение о технической политике ПАО «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].

Основные требования, предъявляемые к схемам РУ заключаются в обеспечении качества функционирования ПС: надежности, экономичности, наглядности и простоте, возможности и безопасности обслуживания, выполнения ремонтов и расширения, компактности и др [5].

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. Выбираем схему для проектируемой отпаечной ПС 110/10 кВ, «4Н Два блока линия - трансформатор с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий» (рисунок 1.1).

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

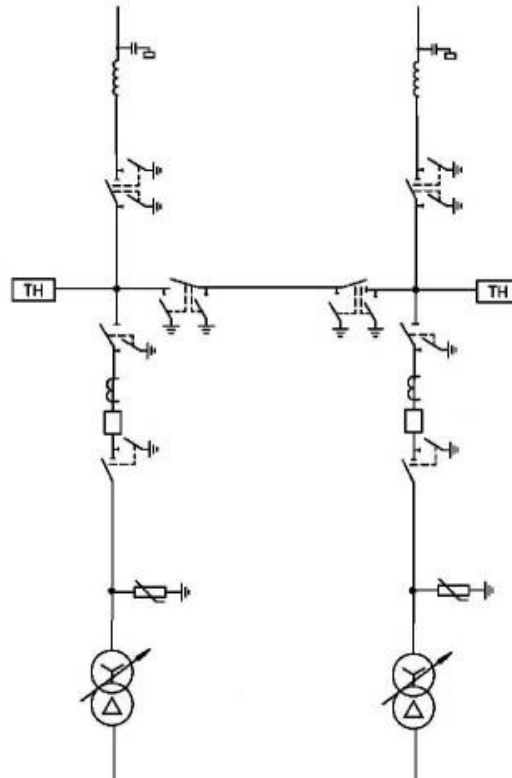


Рисунок 1.1. Выбор схемы РУ на стороне НН подстанции

По пункту 1.11 [5] — «Одна секционированная выключателем система шин» 10(6)-1 (рисунок 1.2) применяется при двух трансформаторах на подстанции.

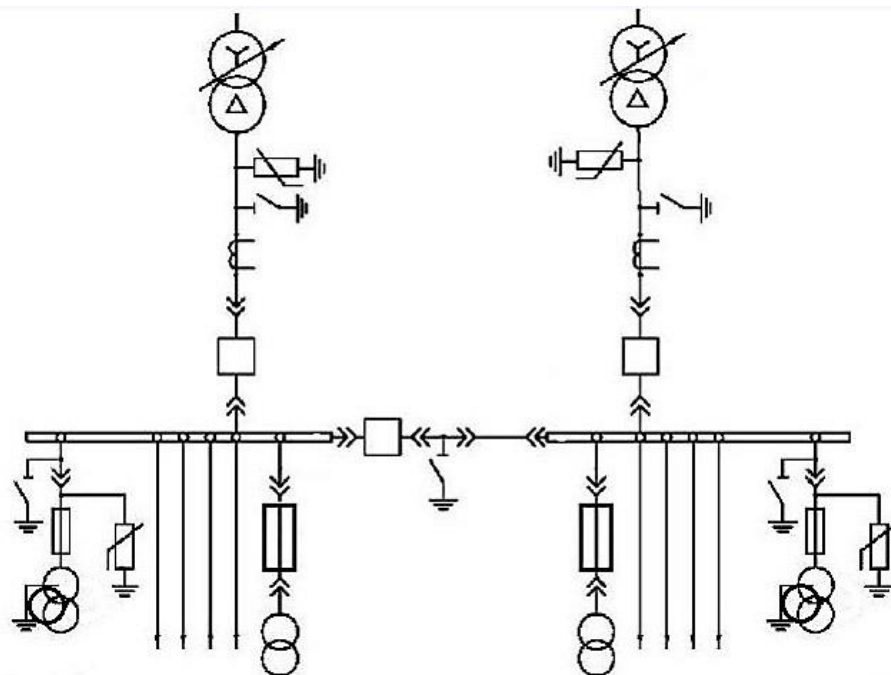


Рисунок 1.2. Схема «Одна секционированная выключателем система шин 10(6)-1»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР

Распределительные пункты (РП) на 10(6) кВ обычно выполняются с одной секционированной системой шин. Питание РУ осуществляется по радиальной схеме от разных секций шин НН ПС (рисунок 1.3).

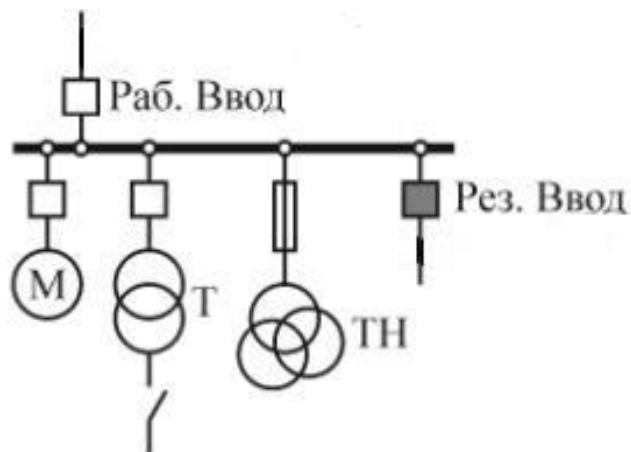


Рисунок 1.3. Схема РП 10кВ, питаемого от секции шин НН ПС

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

*П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР*

Лист

13

## 2 ВЫБОР РЕЖИМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Выбор нейтрали зависит от напряжения сети. Так в сетях 110 кВ предусматривается режим с эффективно заземленной нейтралью.

На стороне 10 кВ предусматривается режим с изолированной или заземленной через дугогасящие реакторы нейтралью.

Согласно пункту 1.2.16 [1]: «Работа электрических сетей 3–35 кВ должна предусматриваться с изолированной или заземленной через дугогасящие реакторы нейтралью».

В соответствии с пунктом 5.11.8 [2], компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими реакторами должна применяться при емкостных токах, превышающих следующие значения, сведенные в таблицу 2.1.

Таблица 2.1. Компенсация емкостного тока

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

Таким образом выберем режимы нейтрали сети:

- режим сети 110 кВ с эффективно заземленной нейтралью;
- режим сети 10 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью (окончательный выбор будет определен после расчета суммарного емкостного тока замыкания на землю и сечения КЛ).

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

### 2.1 Выбор сечения кабельной линии

Произведем выбор КЛ на стороне 10 кВ. Исходные данные следующие:

- 6 трансформаторов 10/0,4 630 кВА каждый;

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

- 6 асинхронных двигателей АД4, мощность 630 кВт,  $\cos\varphi_d = 0,85$ , КПД=93,4.

Исходя из данных полная мощность нагрузки определяется по формуле:

$$S_H = (N_T \cdot S_T) + \frac{N_D \cdot P_D}{\cos\varphi_d \cdot \eta} \quad (1)$$

$$S_H = (6 \cdot 0,63) + \frac{6 \cdot 0,63}{0,85 \cdot 0,934} = 8,541 \text{ МВА.}$$

Длительный ток нагрузки нормального режима определяется по формуле:

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (2)$$

$$I_H = \frac{8,541}{\sqrt{3} \cdot 10} = 493,1 \text{ А.}$$

Максимальный ток нагрузки послеаварийного режима  $I_{H, \text{макс}} = I_H$ .

Сечение для КЛ выбирается согласно пункту 1.3 ПУЭ [1]:

- По предельно допустимому нагреву с учетом послеаварийных режимов:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{H, \text{макс}}}{K_{\Pi} \cdot K_{CH} \cdot K_{CP}} \quad (3)$$

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

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

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

$K_{CH}$  – коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой прокладке КЛ, определяемый по таблице 1.3.26 ПУЭ [1]. Согласно таблице для двух работающих КЛ проложенных рядом в земле на расстоянии 300 мм коэффициент снижения токовой нагрузке  $K_{CH}$  составляет 0,93.

$K_{CP}$  – коэффициент, учитывающий температуру среды. Для нормальной температуры среды  $K_{CP}$  составляет 1.

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{493,1}{1,1 \cdot 0,93 \cdot 1} = 481,9 \text{ А.}$$

- По экономической плотности тока:

$$q_{\text{э}} = \frac{I_H}{J_{\text{э}}} \quad (4)$$

где  $q_{\text{э}}$  – ближайшее экономическое целесообразное сечение, мм<sup>2</sup>;

$I_H$  – длительный ток нагрузки нормального режима, А;

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

$J_{э}$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>. Определяется по 1.3.36 ПУЭ [1].

$$q_{э} = \frac{493,1}{2,5} = 197,2 \text{ мм}^2.$$

Исходя из выбора по экономической плотности тока, следует выбрать кабель ПвБВ 3х240/25 с длительно допустимым током 490 А. Но он не проходит по проверке на термическую стойкость. Поэтому выберем ПвПГ 1х300/25 с длительно допустимым током 590 А.

## 2.2 Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю

Примерно можно определить величину суммарного емкостного тока по удельным значениям емкостных токов в зависимости от сечения кабеля и номинального напряжения сети.

$$I_{с\sum} = N_{к\text{Л}} \cdot N_{ц} \cdot L_{к\text{Л}} \cdot k_{к\text{Л}}, \quad (5)$$

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

$N_{ц}$  – количество цепей в КЛ;

$L_{к\text{Л}}$  – длина КЛ в км;

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

$$k_{к\text{Л}} = 3 \cdot \omega \cdot C_{оф} \cdot U_{ф} \cdot 10^{-6} \text{ А/км}, \quad (6)$$

где  $\omega$  – угловая частота напряжения, с<sup>-1</sup>;

$C_{оф}$  – емкость 1 км кабеля, мкФ;

$U_{ф}$  – фазное напряжение, В.

Согласно каталогу фирмы производителя [26] удельное емкостное сопротивление кабеля ПвПГ 1×300/25-10 составляет 2,6 А/км.

$$I_{с\sum} = N_{к\text{Л}} \cdot N_{ц} \cdot L_{к\text{Л}} \cdot k_{к\text{Л}} = 8 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot 2,6 = 24,96.$$

Для такой сети требуется компенсация.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



### 2.3 Компенсация емкостного тока

Компенсация емкостного тока осуществляется в соответствии с «Типовой инструкцией по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ».

Компенсация емкостного тока осуществляется заземляющими дугогасящими реакторами (ДГР). ДГР подключается в нейтраль отдельного трансформатора (НОТ) через разъединитель, а НОТ подключается к каждой секции НН ПС питающей сети с компенсированной нейтралью.

Согласно пункту 3.1. [43] мощность ДГР выбирается по значению емкостного тока сети с учетом её развития на 10 лет, а при отсутствии таковых данных — по значению емкостного тока сети увеличенному на 25%.

Расчетная мощность реакторов определяется следующим образом:

$$Q_k = I_{C\Sigma} \cdot \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}}. \quad (7)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение сети кВ;

$I_{C\Sigma}$  – емкостной ток замыкания на землю.

$$Q_k = 1,25 \cdot 24,96 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3}} = 180,13 \text{ кВА.}$$

Для компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях 6–35 кВ рекомендуется применять плавнорегулируемые ДГР с автоматическим регулятором настройки. ДГР подключаем в нейтраль ТСН, так как мощность ДГР меньше мощности ТСН.

Выберем фирму производителя, которая допущена к применению на объектах ПАО «ФСК ЕЭС»- ОАО «Электrozавод» г. Москва. Согласно каталогу фирмы [36] выберем подходящий реактор:

РЗДПОМА-190/10 У1 — реактор заземляющий, дугогасящий с плавным однофазный, с естественной циркуляцией воздуха и масла, на 500 кВА, на номинальное напряжение 10кВ, с диапазоном регулирования токов компенсации 5-80 А, встроенным ТТ. ДГР подключаются через фильтры, поэтому выберем фильтр заземляющий ФЗМ-190/10 У1.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

### 3 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПС

#### 3.1 Выбор вида и источника оперативного тока

При выборе вида оперативного тока проектируемой подстанции следует руководствоваться разделом 9[4]: «Питание устройств РЗА, устройств управления коммутационным оборудованием, приводов вводных и секционных автоматов ЩСН, аварийного освещения ответственных помещений на подстанциях 110 кВ и выше должно осуществляться от систем оперативного постоянного тока (СОПТ).»

Согласно пункту 9.3.1.2[4], СОПТ должна обеспечивать рабочее и резервное питание следующих основных электроприемников:

- устройств РЗА;
- устройств управления высоковольтными КА (кроме питания приводов разъединителей и заземляющих ножей, питание приводов выключателей возможно при обосновании);
- устройств связи, обеспечивающих передачу сигналов и команд РЗА;
- устройств коммуникации, обеспечивающих передачу сигналов и команд между устройствами РЗА;
- устройств полевого уровня и уровня присоединений АСУ ТП;
- устройств сбора информации для АСУ ТП и ССПИ;
- приводов автоматических вводных и секционных выключателей ЩСН напряжением 0,4 кВ;
- устройств сигнализации.

СОПТ должна обеспечивать резервное питание:

- инверторов резервного питания АСУ ТП;
- светильников аварийного освещения помещений АБ, ОПУ, РЩ, ЗРУ, насосных, камер задвижек пожаротушения.

А также согласно этому же разделу: «для подстанций 220 кВ и выше и ПС 110 кВ с более чем тремя выключателями в РУ ВН применять две АБ и четыре ЗУ по два на каждую АБ. На остальных ПС 110 кВ и ПС 35 кВ применять одну АБ и два

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗУ.» Поэтому, исходя из выбранной схемы, применим одну аккумуляторную батарею и два зарядных устройства.

Для РП и ТП6-20 кВ следует применять переменный оперативный ток (ПОТ).

При выборе источника оперативного тока воспользуемся нормативными документами. В соответствии с пунктом 9.1.1 [4]: «На всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд». И пунктом 9.1.8 [4]: «Мощность каждого трансформатора собственных нужд с НН 0,4 кВ, должна быть не более 630 кВА для ПС 110-220 кВ и не более 1000 кВА для ПС 330 кВ и выше».

На подстанции с системой оперативного постоянного тока ТСН должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ НН 6-35 кВ, пункт 9.1.12 [4].

### 3.2 Определение мощности ТСН

Определим количество ячеек КРУ 10 кВ на стороне НН для схемы- одна секционированная выключателем система шин (таблица 3.1).

Таблица 3.1. Количество ячеек КРУ 10 кВ

Назначение	Количество, шт
Вводы 1 и 2 секции	4
Секционный выключатель	2
Секционный разъединитель	2
ТСН1, ТСН2	2
ТН 1 секции и 2 секции	4
Отходящие присоединения	8
Итого	22

Таблица 3.2. Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Мощность на единицу	Количество	Мощность
Охлаждение трансформаторов 110/10 кВ	5	2	10
Подогрев выключателей 110 кВ	5	2	10
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	22	22
Потребление ОПУ	100	1	100
Потребление ЗРУ	10	1	10
Освещение ОРУ	5	1	5

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Продолжение таблицы 3.2

Маслохозяйство	200	1	200
Два зарядных устройства АКБ	25	2	50
Итого			408

Полную мощность нагрузки собственных нужд рассчитываем по формуле:

$$S_{СН} = k_C \cdot \frac{P_{\Sigma}}{\cos\varphi}, \quad (8)$$

где  $k_C$  – коэффициент спроса, который принимаем равным 0,8.

А также  $\cos\varphi$  принимаем равным 0,9.

$$S_{СН} = 0,8 \cdot \frac{408}{0,9} = 362,67 \text{ кВА.}$$

Выберем трансформатор ТМГ-400/10 У1. Фирма производитель ОАО «Электrozавод», г. Москва [28].

Так как мы подключаем ДГР в нейтраль ТСН, то ТСН подключается через выключатели.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

## 4 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ВЛ

### 4.1 Выбор трансформаторов 110/10 и трансформаторов 10/0,4

Определим суммарную нагрузку. Ранее была посчитана суммарная нагрузка на 1 КЛ. Исходя из исходных данных к ПС подключены 8 КЛ.

Максимальная суммарная нагрузка ПС 110/10:

$$S_{\text{ПС}} = N_{\text{КЛ}} \cdot S_{\text{н}} = 8 \cdot 8,541 = 68,328 \text{ МВА.}$$

Определение мощности основных трансформаторов ПС.

Для ПС 110 кВ силовые трансформаторы выбираются по [31], требования к ним изложены в [3 п.2.3.3.1]. Трансформаторы 110 кВ должны быть оснащены устройствами РПН и не менее 4 встроенными ТТ. Максимальная мощность трансформатора выбирается с учетом коэффициента аварийной перегрузки. Согласно следующими уравнениями:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_{\text{ПС}}}{k_{\text{П}}}, \quad (9)$$

где  $k_{\text{П}}$  – коэффициент перегрузки (принимаем 1,4).

$$S_{\text{т.ном}} \geq k_3 S_{\text{ПС}}, \quad (10)$$

где  $k_3$  – коэффициент загрузки в нормальном режиме (принимаем 0,7).

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{68,328}{1,4} = 48,8 \text{ МВА}; S_{\text{т.ном}} \geq 0,7 \cdot 68,328 = 47,8.$$

Трансформатор проходит по обоим требованиям.

Фирму производителя выберем ту же, что и при выборе ДГР. По каталогу производителя [7] выберем трансформатор с расщепленной обмоткой ТРДН-63000/110-У1.

Таблица 4.1. – Трансформатор ТРДН 63000/110–У1

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Вид, диапазон и число ступеней регулирования напряжения
		ВН	НН		
ТРДН-63000/110-У1	63000	115	11-11	Y <sub>н</sub> /Д-Д-11-11	РПН в нейтрали ВН ±16%, (±9 ступеней)

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Исходя из того, что мы выбрали трансформатор с расщепленной обмоткой, следует изменить схему РУ НН на «две секционированные выключателем системы шин».

Выбор трансформатора 10/0,4 кВ РУ ПС, выбираем трансформатор серии ТМГ-630:

Таблица 4.2. – Трансформатор ТМГ-630

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Вид, диапазон и число ступеней регулирования напряжения
		ВН	НН		
ТМГ-630	630	10	0,4	Д/УН-11	±2х2,5

#### 4.2 Выбор сечения ВЛ

Рабочий ток нормального режима определяется по формуле:

$$I_{\text{раб.норм}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{N_{\text{ВЛ}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (11)$$

где  $S_{\text{ПС}}$  – суммарная нагрузка подстанции;

$N_{\text{ВЛ}}$  – количество линий питающих п/ст (принимаем 2).

$$I_{\text{раб.норм}} = \frac{68,328}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,179 \text{ кА} = 179 \text{ А.}$$

Рабочий ток максимального режима определяется по формуле:

$$I_{\text{раб.норм}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{(N_{\text{ВЛ}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (12)$$

$$I_{\text{раб.норм}} = \frac{68,328}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,359 \text{ кА} = 359 \text{ А.}$$

Согласно пункту 1.3.25 [1] экономически целесообразное сечение определяется:

$$S = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{э}}}, \quad (13)$$

где  $j_{\text{э}}$  – экономическая плотность тока, равняется 1,1 по 1.3.36 таблица [3].

$$S = \frac{179}{1,1} = 162,7 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод сталеалюминевый АС-185/29. По таблице 1.3.4 [1] ПУЭ провод АС-185/29 по условию нагрева может выдержать ток 510 А.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Согласно справочнику Файбисовича [15] таблица 3.7, по условию короны и радиопомех минимальное сечение ВЛ 110 кВ равняется 70 мм<sup>2</sup>. Поэтому принимаем к установке провод АС185/29.

Сечение ВЛ действующих подстанций:

- Рабочий ток нормального режима определяется по формуле:

$$I_{\text{раб.норм}} = \frac{S_{\text{ПС}} + S_{\text{транз}}}{N_{\text{ВЛ}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (14)$$

где  $S_{\text{ПС}}$  – суммарная нагрузка подстанции;

$N_{\text{ВЛ}}$  – количество линий питающих п/ст (принимаем 2).

$$I_{\text{раб.норм}} = \frac{68,328 + 40}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,285 \text{ кА} = 285 \text{ А.}$$

Рабочий ток максимального режима определяется по формуле:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{ПС}} + S_{\text{транз}}}{(N_{\text{ВЛ}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (15)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{68,328 + 40}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,57 \text{ кА} = 570 \text{ А.}$$

- Согласно пункту 1.3.25 [1] экономически целесообразное сечение определяется:

$$S = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_э}, \quad (16)$$

где  $j_э$  – экономическая плотность тока, определенная по ПУЭ таблица 1.3.36 [1], равная 1,1.

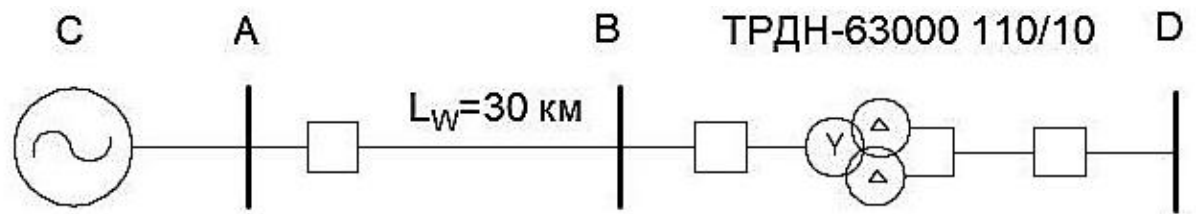
$$S = \frac{285}{1,1} = 259,09 \text{ мм}^2.$$

Согласно ПУЭ [1] пункту 1.3.25, сечение проводника при расчете по экономической плотности тока округляется до ближайшего стандартного сечения. Округлив до ближайшего стандартного выберем провод АС-240/32 с длительно допустимым током 610 А.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

## 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМКАНИЯ

Расчет токов КЗ очень важен для выбора оборудования и уставок релейной защиты. Поэтому необходимо как можно точнее определить токи короткого замыкания. Для упрощения нахождения токов КЗ используется программа «ТОКО». А также нужно уметь рассчитывать токи в ручную, поэтому произведем расчет токов кз для упрощенной схемы и сравним данные полученные в программе, с данными полученными при расчете в ручную. А затем произведем расчет в «ТОКО» для полной схемы. Для проверки, рассчитаем ток КЗ на шинах 10 кВ при замкнутых друг на друга обмоток НН трансформатора.



$$S_{кз} = 1400 \text{ МВА}$$

Рисунок 5.1. Расчетная схема для определения тока короткого замыкания

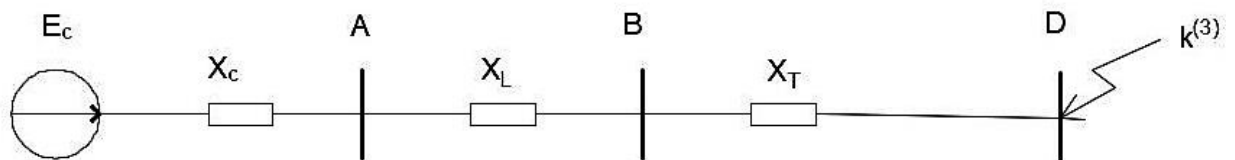


Рисунок 5.2. Схема замещения

Ручной расчет:

Согласно ГОСТ 27514-87 и ГОСТ 28249-93 ЭДС системы равняется среднему номинальному напряжению сети.

ЭДС системы:  $E_c = 115 \text{ кВ}$ .

Реактанс системы:

$$X_c = \frac{U_{ср.ном}^2}{S_{кз}^{(3)}} = \frac{115^2}{1400} = 9,45 \text{ Ом,}$$



где  $S_{кз}^{(3)}$  – согласно исходным данным равняется 1400 МВА.

Сопротивление ВЛ 110 кВ:

$$X_W = X_{уд} \cdot L_W = 0,413 \cdot 30 = 12,39 \text{ Ом},$$

где  $X_{уд}$  –индуктивное сопротивление линии АС 185/29 равняется 0,413.

Сопротивление трансформатора:

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{ср.ном}^2}{S_T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{63} = 22,04 \text{ Ом},$$

где  $U_k$  –исходя из характеристик трансформатора равняется 10,5.

Точка короткого замыкания расположена на другой ступени напряжения, поэтому необходимо привести расчеты к напряжению 10 кВ.

Коэффициент трансформации:

$$K_T = \frac{U_{ном.т вн}}{U_{ном.т нн}} = \frac{115}{10,5} = 10,95.$$

Приведение расчетов:

$$E_{с нн} = \frac{E_c}{K_T} = \frac{115}{10,95} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$X_{с нн} = \frac{X_c}{K_T^2} = \frac{9,45}{10,95^2} = 0,0788 \text{ Ом};$$

$$X_{W нн} = \frac{X_W}{K_T^2} = \frac{12,39}{10,95^2} = 0,103 \text{ Ом};$$

$$X_{T нн} = \frac{X_T}{K_T^2} = \frac{22,04}{10,95^2} = 0,18 \text{ Ом}.$$

Рассчитаем ток КЗ:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{E_{с нн}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с нн} + X_{T нн} + X_{W нн})} = \frac{10,45}{\sqrt{3} \cdot (0,0788 + 0,18 + 0,103)} = 16,6 \text{ кА}.$$

Теперь сравним полученный результат с данными программы. Используем те же допущения, что и в ручном расчете, представленном выше.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25



Рисунок 5.3. Расчетные данные в программе «ТОКО»

Видно, что результаты совпадают. Поэтому дальнейший расчет произведем в программе «ТОКО».

## 6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМКНАНИЯ В ПРОГРАММЕ «ТОКО» В МАКСИМАЛЬНОМ И МИНИМАЛЬНОМ РЕЖИМАХ

Токи КЗ в максимальных и минимальных режимах необходимо знать для выбора оборудования и уставок релейной защиты. Учитывая расщепление трансформатора:

В максимальном режиме подпитка метка КЗ осуществляется от обеих систем. А в минимальном режиме подпитка осуществляется от одной системы.

В точках  $K_9$  и  $K_{10}$  ток короткого замыкания определяется с учетом отключения одной линии. По исходным данным мощность КЗ на шинах, действующих п/ст:

Максимальный режим 1400(1700) МВА.

Минимальный режим 1200(1500) МВА.

Расчет максимального режима:

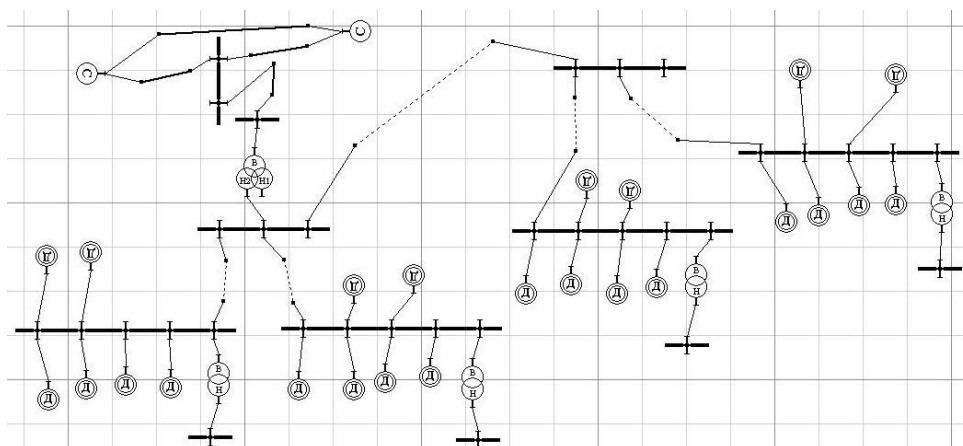


Рисунок 6.1. Схема замещения максимального режима

Расчетная схема максимального режима для точки К1:

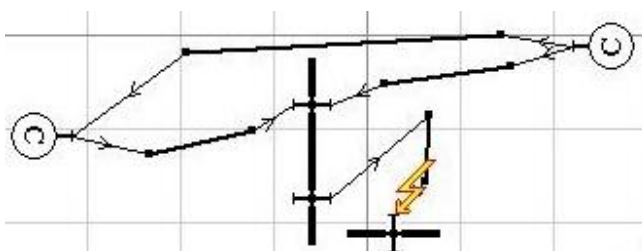


Рисунок 6.2. Схема замещения максимального режима для К1

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Расчетная схема максимального режима для точки К2:

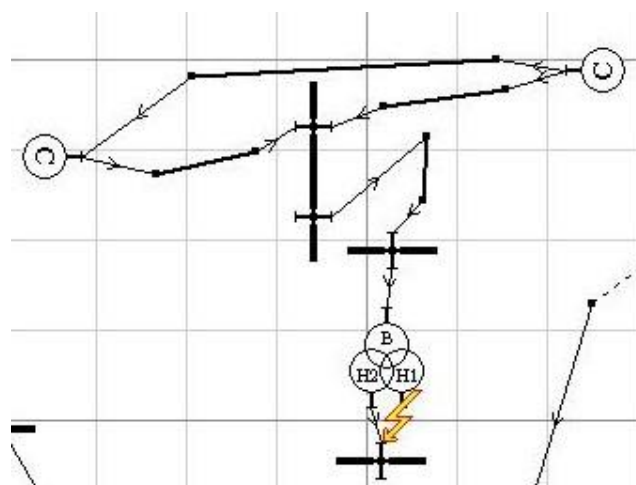


Рисунок 6.3. Схема замещения максимального режима для К2

Расчетная схема максимального режима для точки К3:

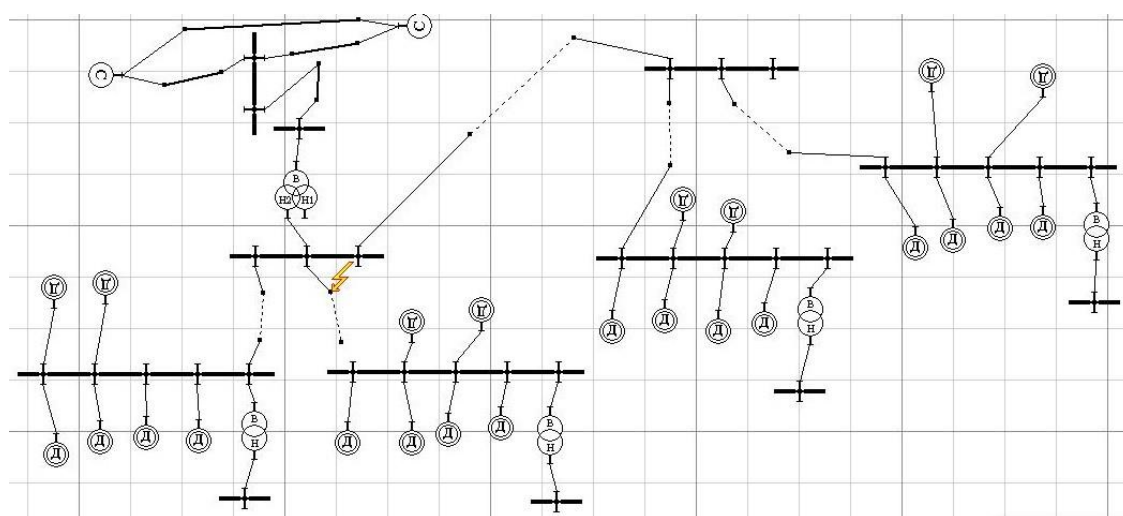


Рисунок 6.4. Схема замещения максимального режима для К3

Расчетная схема максимального режима для точки К4 представлена на рисунке 6.5.

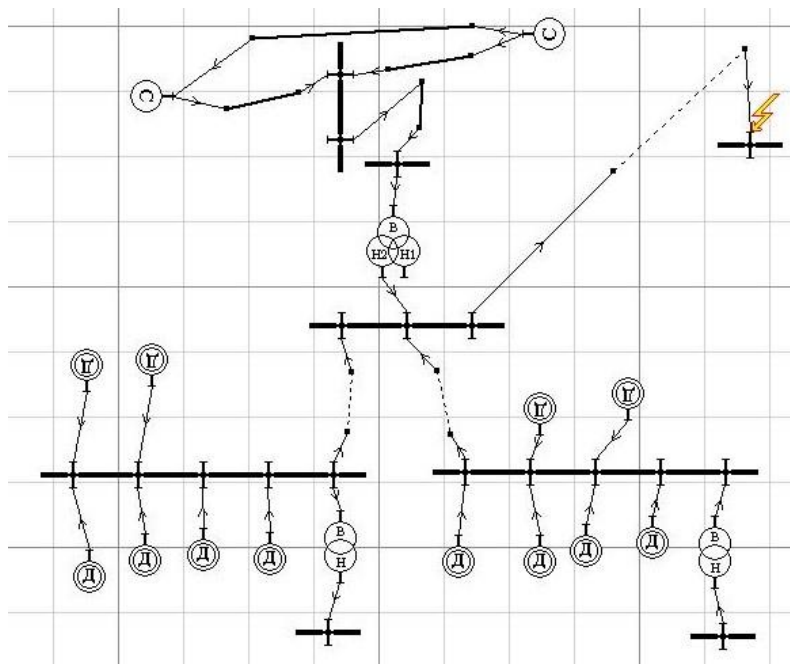


Рисунок 6.5. Схема замещения максимального режима для К4

Расчетная схема максимального режима для точки К5:

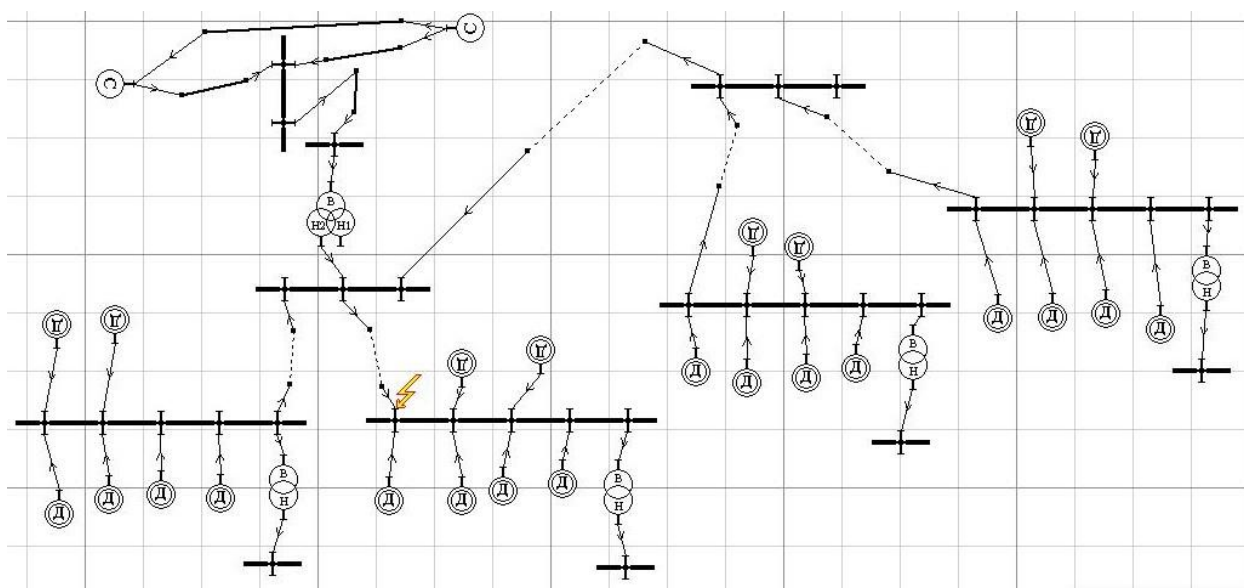


Рисунок 6.6. Схема замещения максимального режима для К5

Расчетная схема максимального режима для точки К6 представлена на рисунке 6.7.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

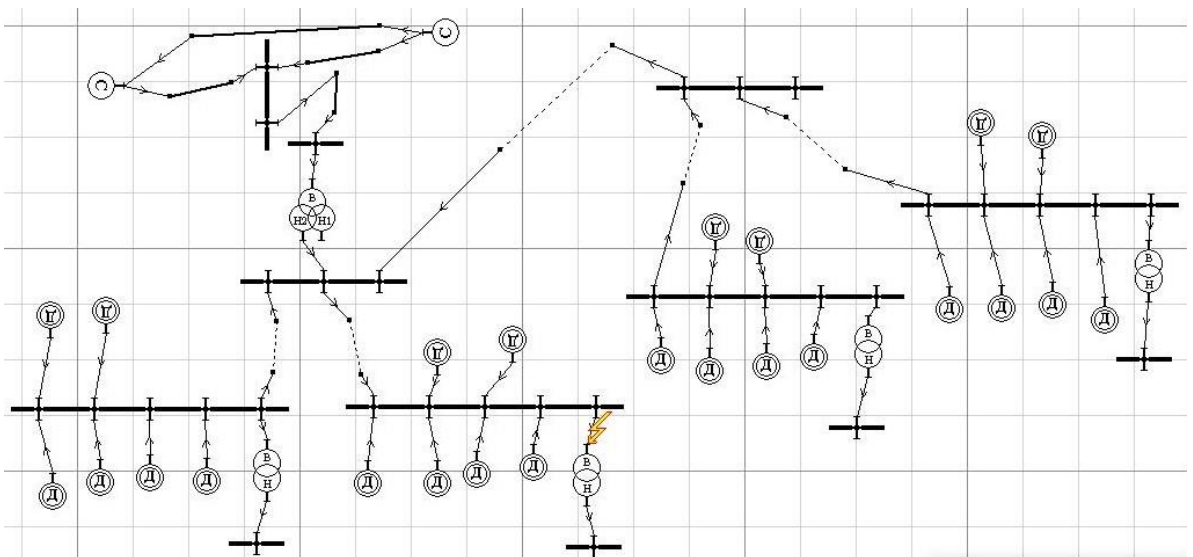


Рисунок 6.7. Схема замещения максимального режима для К6

Расчетная схема максимального режима для точки К7:

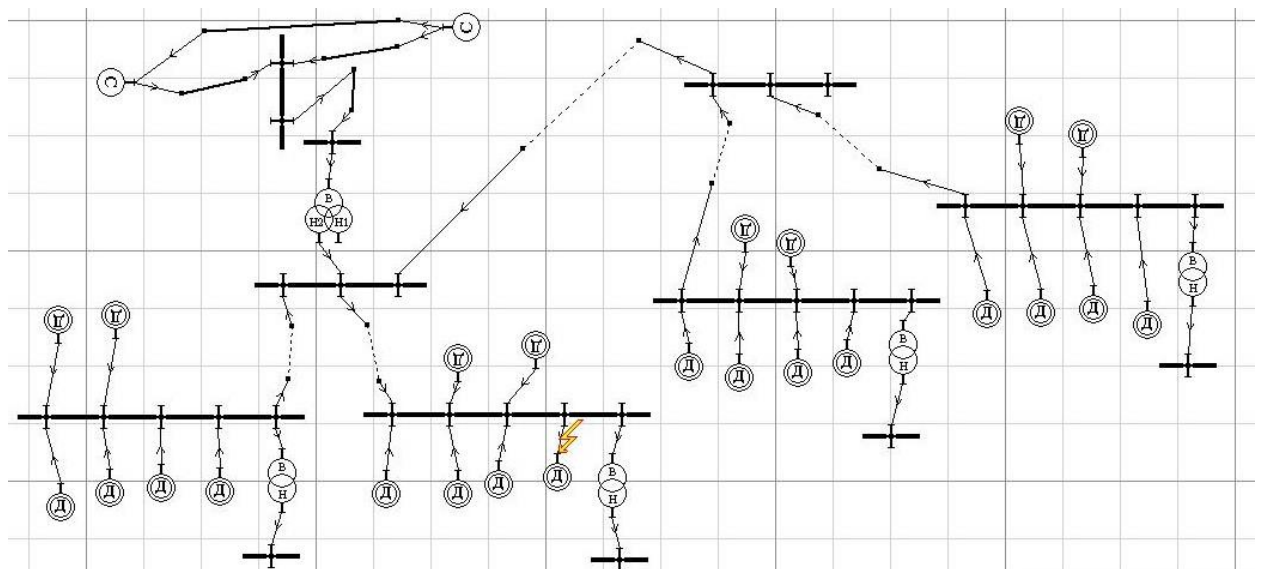


Рисунок 6.8. Схема замещения максимального режима для К7

Расчетная схема максимального режима для точки К8 представлена на рисунке 6.9.

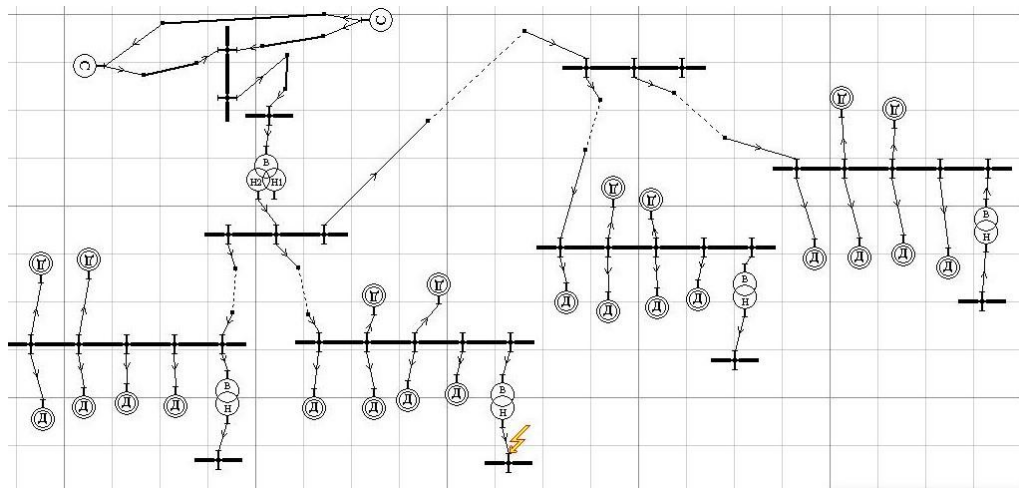


Рисунок 6.9. Схема замещения максимального режима для К8

Расчетная схема максимального режима для точки К9:

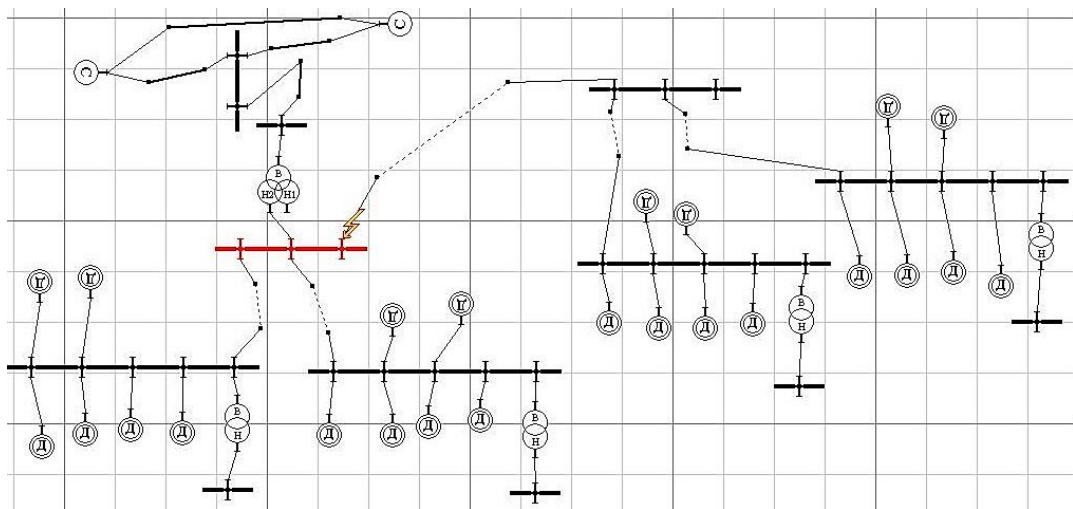


Рисунок 6.10. Схема замещения максимального режима для К9

Таблица 6.1. Результат расчета в программе «ТОКО»

Точка КЗ	$I_{к.п}^{(3)}, \text{кА}$	$I_a, \text{кА}$	$I_y, \text{кА}$
К1	6,322	8,941	9,119
К2	14,03	19,841	20,238
К3	24,493	34,638	35,331
К4	21,005	29,706	30,3
К5	16,965	23,996	24,476
К6	16,965	23,996	24,476
К7	16,965	23,996	24,476
К8	7,245	10,246	10,451
К9	27,981	39,571	40,363

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

Расчет минимального режима:

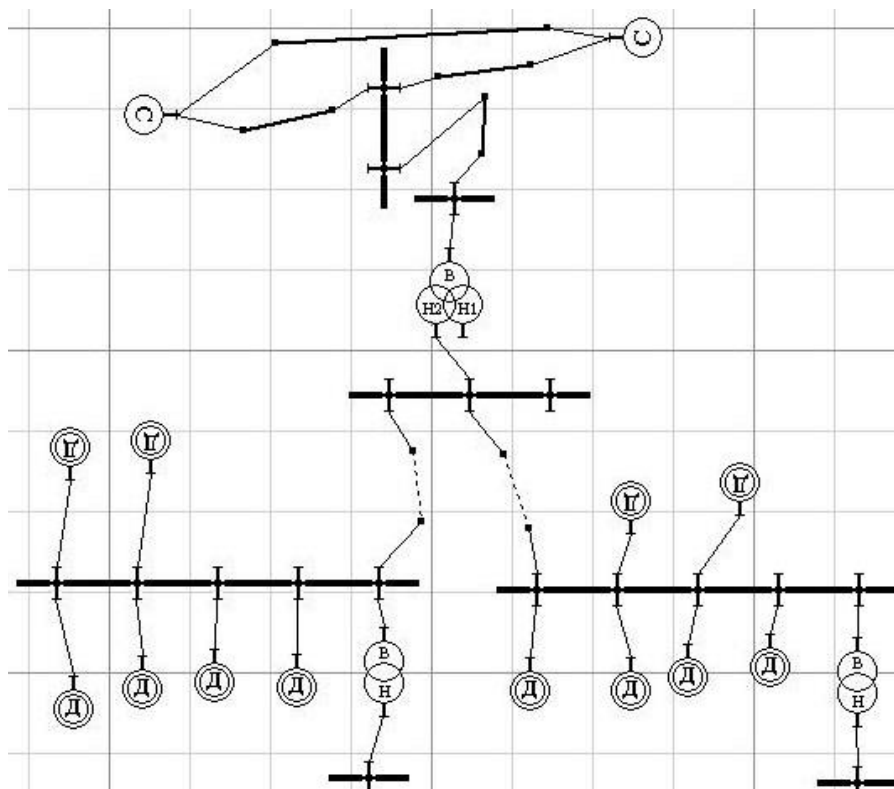


Рисунок 6.11. Схема замещения минимального режима

Расчетная схема минимального режима для точки К1:

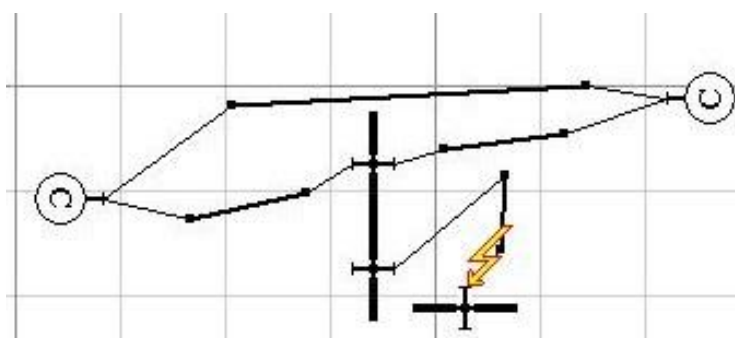


Рисунок 6.12. Схема замещения минимального режима для К1

Расчетная схема минимального режима для точки К2 представлена на рисунке 6.13.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



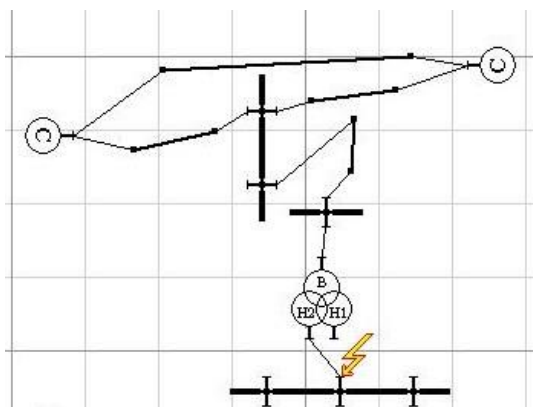


Рисунок 6.13. Схема замещения минимального режима для К2

Расчетная схема минимального режима для точки К3:

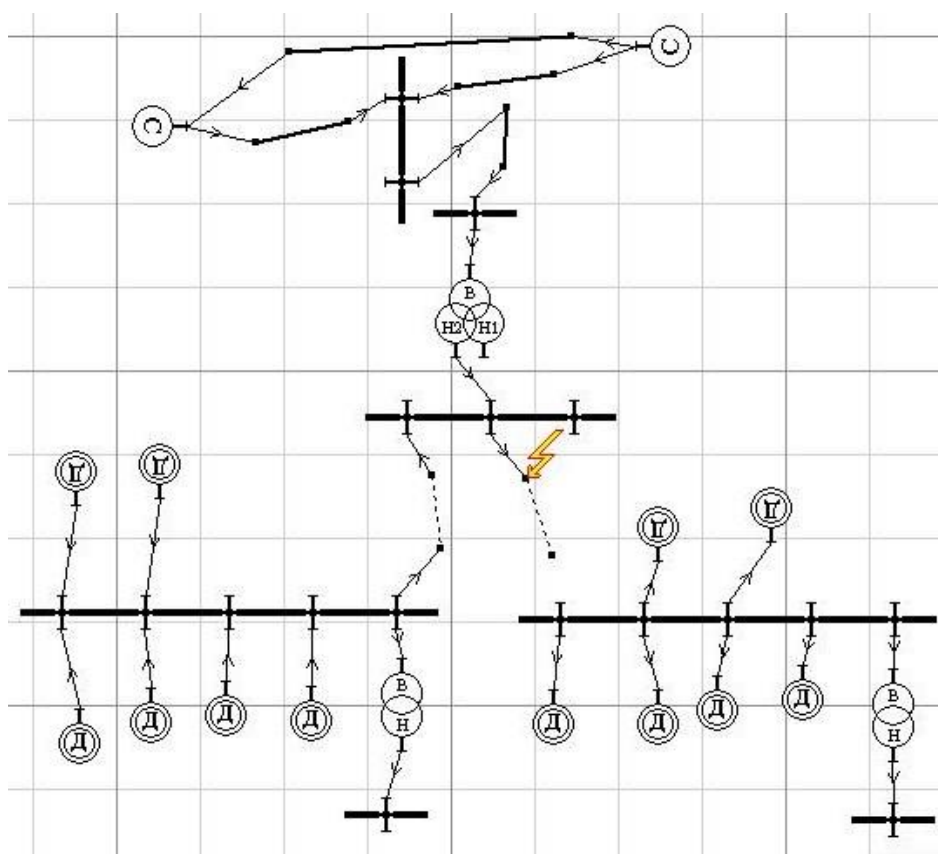


Рисунок 6.14. Схема замещения минимального режима для К3

Расчетная схема минимального режима для точки К4 представлена на рисунке 6.15.

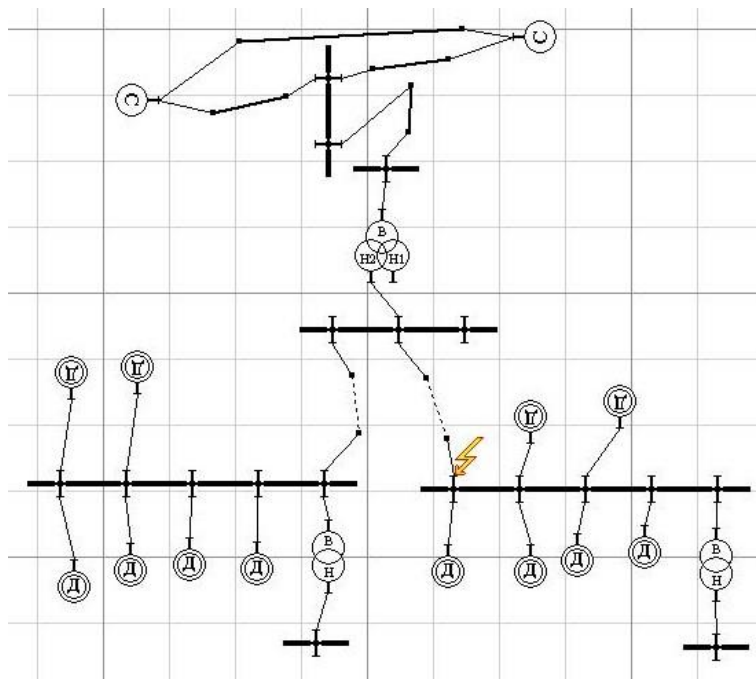


Рисунок 6.15. Схема замещения минимального режима для К4

Расчетная схема минимального режима для точки К5:

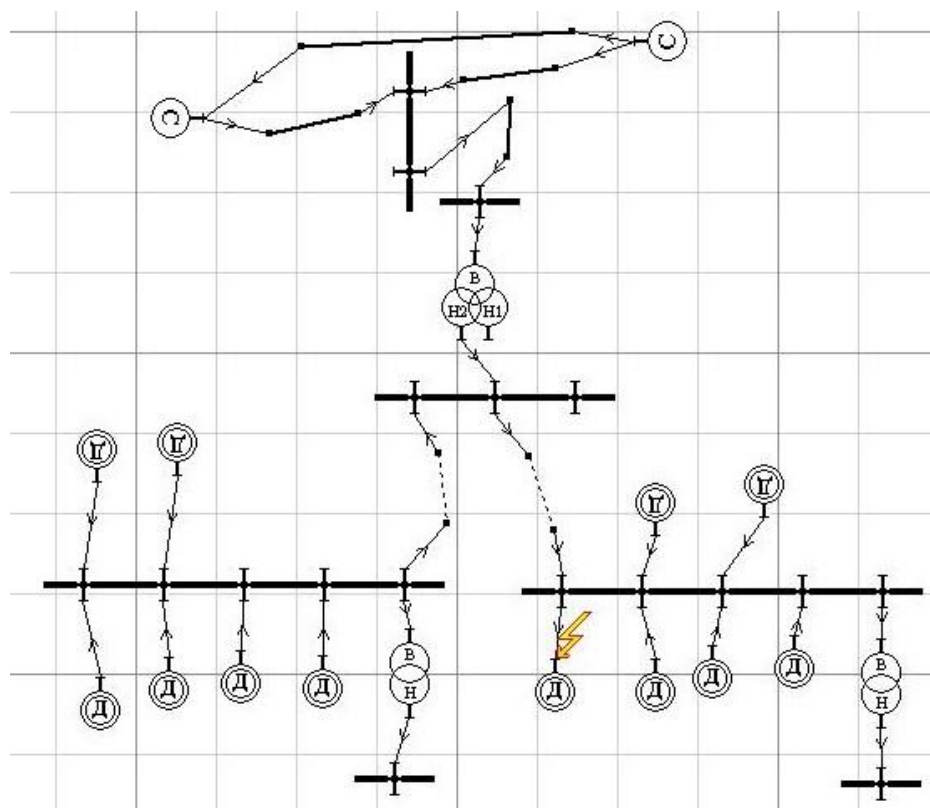


Рисунок 6.16. Схема замещения минимального режима для К5

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Расчетная схема минимального режима для точки К6:

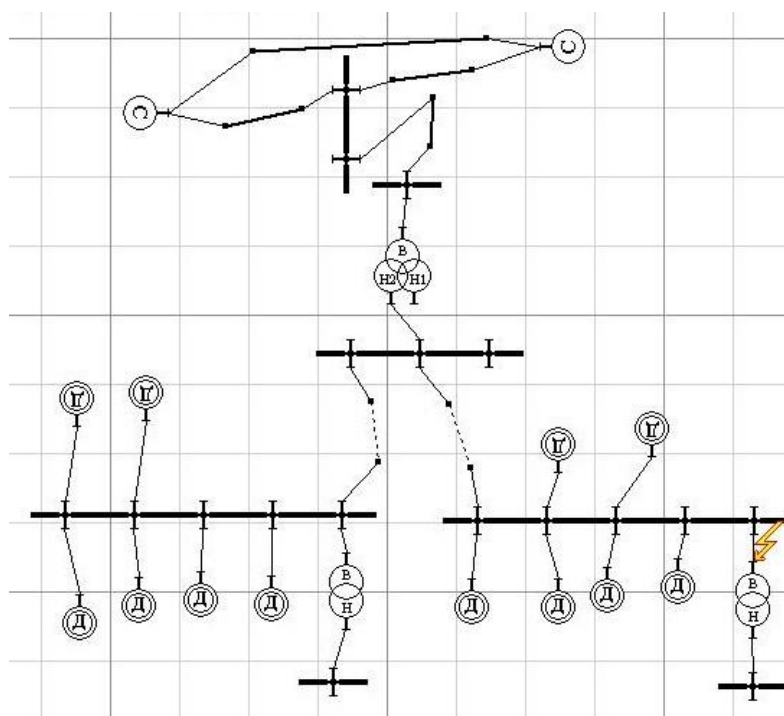


Рисунок 6.17. Схема замещения минимального режима для К6

Расчетная схема минимального режима для точки К7:

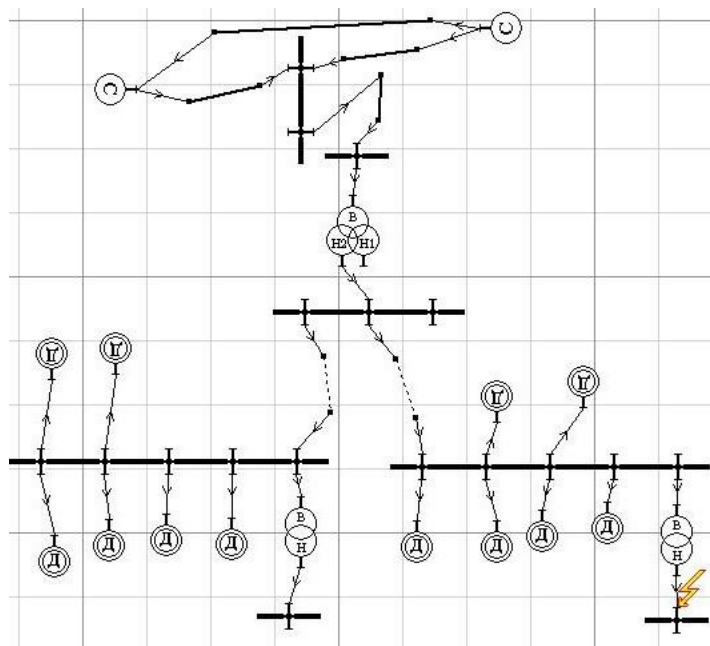


Рисунок 6.18. Схема замещения минимального режима для К7

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР

Таблица 6.2. Результат расчета в программе «ТОКО»

Точка КЗ	$I_{к.п}^{(3)}, \text{кА}$	$I_a, \text{кА}$	$I_y, \text{кА}$
К1	5,965	8,436	8,604
К2	20,837	29,469	30,059
К3	17,35	24,537	25,027
К4	16,154	22,849	23,306
К5	16,154	22,849	23,306
К6	16,154	22,849	23,306
К7	8,36	11,823	12,059

## 7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ

Коммутационный аппарат — это аппарат, предназначенный для коммутации электрической цепи.

Высоковольтный выключатель — это коммутационный аппарат, предназначенный для оперативных переключений (включения, отключения) цепей или электрооборудования энергосистемы, как в ручном, так и в автоматическом(дистанционном) управлении, в нормальных и аварийных режимах.

В ходе данной работе нам нужно выбрать выключатели. К выключателям предъявляются следующие нормы и требования, согласно пункту 2.3.3.2 [3]:

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

Исходя из НТП ПС:

- при выборе типов выключателей следует руководствоваться следующим в ОРУ 110-750 кВ следует предусматривать элегазовые выключатели, которые должны обеспечивать работоспособность во всем требуемом диапазоне температур;
- в РУ 6, 10 кВ должны предусматриваться шкафы КРУ с вакуумными или элегазовыми выключателями.

Согласно указаниям по выбору выключателей на напряжение от 3 до 1150 кВ, стандарт организации ПАО ФСК ЕЭС необходимо рассчитать:

- рабочий максимальный ток в месте установки выключателя
- максимальное начальное действующее периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания;
- ударный ток короткого замыкания;
- определение апериодической составляющей тока короткого замыкания в момент размыкания контактов выключателя;

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

- расчет термического воздействия токов короткого замыкания.

## 7.1 Выбор выключателя и разъединителя на стороне ВН

Максимальный рабочий ток через выключатель ВН равен:

$$I_{\text{раб.в.макс.вн пс}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН ПС}}} \quad (17)$$

$$I_{\text{раб.в.макс.вн пс}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН ПС}}} = \frac{68,328}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,395 \text{ кА} = 395 \text{ А.}$$

Максимальное начальное действующее периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в месте установки выключателя в максимальном режиме  $I_{\text{к.п}}^{(3)} = 6,322 \text{ кА}$ . (из расчета в программе «ТОКО»)

Ударный ток трехфазного КЗ:

В расчете программы ударный ток равен 8,941 кА.

По ГОСТ 27514-87:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{к.п}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,322 = 16,093 \text{ кА.}$$

где  $K_{\text{уд}}=1,8$  по рекомендации ГОСТ 27514-84 [44] таблица 3.

Определение апериодической составляющей тока КЗ.

$$i_{\text{a.t}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к.п}}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_{\text{А}}}\right)} = \sqrt{2} \cdot 6,322 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,05}\right)} = 4,01 \text{ кА,}$$

где  $T_{\text{А}} = 0,05 \text{ с}$  – по рекомендации ГОСТ 27514-87 [9];

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

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

В программе «ТОКО» апериодическая составляющая равняется 9,119 кА.

Тепловое воздействие токов КЗ:

$$W_{\text{К}} = (I_{\text{к.п}}^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{А}}); \quad (18)$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз.макс}} + t_{\text{ов}}, \quad (19)$$

где  $t_{\text{рз.макс}} = 3 \text{ с}$  – максимальное время действия РЗ;

$t_{\text{о.в}} = 0,055 \text{ с}$  – полное время отключения выключателя.

$$t_{\text{откл}} = 3 + 0,055 = 3,055 \text{ с;}$$

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

$$W_K = (6,322)^2 \cdot (3,055 + 0,05) = 124,09 \text{ кА}^2.$$

Выбираем к установке элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-УЭТМ-110 и разъединители РЭБ-УЭТМ-110 на номинальное напряжение 110 кВ производства ООО «Эльмаш (УЭТМ)», г. Екатеринбург [57].

Сравнения расчетных данных и каталожных параметров для выключателя ВЭБ-УЭТМ-110 сведены в таблицу ниже.

Таблица 7.1. Сравнение расчетных и каталожных параметров для выключателя ВЭБ-УЭТМ-110

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	395	$I_{НОМ}, \text{ А}$	2500
$I_{К.П}^{(3)}, \text{ кА}$	6,322	$I_{О.НОМ.}, \text{ кА}$	40
$i_{У}, \text{ кА}$	16,093	$i_{ДИН}, \text{ кА}$	102
$i_{a.t}, \text{ кА}$	4,01	$i_{a.доп.} = 0,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 40$	22,6 кА
$W_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	124,09	$W_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3$	4800 кА <sup>2</sup> ·с

По результатам сравнения видно, что данный выключатель проходит по всем показателям.

Далее проведем сравнение расчетных параметров с каталожными для разъединителя РПД-УЭТМ. Данные представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2. Сравнение расчетных параметров с каталожного разъединителя РПД-УЭТМ

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	395	$I_{НОМ}, \text{ А}$	2500
$I_{К.П}^{(3)}, \text{ кА}$	6,322	-	-
$i_{У}, \text{ кА}$	16,093	$i_{ДИН}, \text{ кА}$	102
$i_{a.t}, \text{ кА}$	4,01	-	-
$W_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	124,09	$W_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3$	4800 кА <sup>2</sup> ·с

## 7.2 Выбор выключателя и разъединителя на стороне НН

Выбираем к установке КРУ СЭЩ-70 (К-70) с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-10 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Группа компаний «Электрощит» — ТМ Самара», г.Самара.

Максимальный рабочий ток через выключатель НН равен:

$$I_{\text{раб.в.макс.вн пс}} = \frac{S_{\text{пс}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вн пс}}} \quad (20)$$

$$I_{\text{раб.в.макс.вн пс}} = \frac{S_{\text{пс}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вн пс}}} = \frac{68,328}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 1,973 \text{ кА} = 1973 \text{ А.}$$

Максимальное начальное действующее периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в месте установки выключателя в максимальном режиме  $I_{\text{к.п}}^{(3)} = 14,03 \text{ кА}$ . (из расчета в программе «ТОКО»).

Ударный ток трехфазного КЗ:

В расчете программы ударный ток равен 20,238 кА.

По ГОСТ 27514-87:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{к.п}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 14,03 = 36,71 \text{ кА,}$$

где  $K_{\text{уд}}=1,85$  по рекомендации ГОСТ 27514-84 [44] таблица 3.

Определение апериодической составляющей тока КЗ.

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к.п}}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 14,03 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,06}\right)} = 10,18 \text{ кА,}$$

где  $T_A = 0,06 \text{ с}$  – по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [9];

$t$  – сумма минимального значения времени срабатывания РЗ (принимем 0,01 с) и минимального времени отключения выключателя.

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

В программе «ТОКО» апериодическая составляющая равняется 20,325 кА.

Тепловое воздействие токов КЗ:

$$W_K = (I_{\text{к.п}}^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_A); \quad (21)$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз.макс}} + t_{\text{ов}}, \quad (22)$$

где  $t_{\text{рз.макс}} = 2,5 \text{ с}$  – максимальное время действия РЗ;

$t_{\text{о.в}} = 0,055 \text{ с}$  – полное время отключения выключателя.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



$$t_{откл} = 2,5 + 0,055 = 2,555 \text{ с};$$

$$W_K = (14,03)^2 \cdot (2,555 + 0,06) = 514,74 \text{ кА}^2.$$

Выбираем к установке КРУ СЭЩ-70-10 с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-10 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Группа компаний «Электрощит» — ТМ Самара», г. Самара [37].

Сравнение данных полученных при расчете с каталожными параметрами выключателя ВВУ-СЭЩ-10 сведены в таблицу 7.3.

Таблица 7.3. Сравнение расчетных и каталожных параметров для выключателя ВВУ-СЭЩ-10

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	1973	$I_{НОМ}, \text{ А}$	4000
$I_{КЛ}^{(3)}, \text{ кА}$	14,03	$I_{О.НОМ.}, \text{ кА}$	50
$i_y, \text{ кА}$	36,71	$i_{дин}, \text{ кА}$	128
$i_{a.t}, \text{ кА}$	10,18	$i_{a.доп} = (50\%/100\%) \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ}$	35,4 кА
$W_K, \text{ кА}^2\text{с}$	514,74	$W_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3$	4800 кА <sup>2</sup> с

По результатам сравнения видно, что выключатель проходит по всем параметрам.

Далее проведем сравнение расчетных параметров с каталожными для разъединителя СЭЩ-70-10. Данные представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4. Сравнение расчетных параметров с каталожного разъединителя СЭЩ-70-10

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	1973	$I_{НОМ}, \text{ А}$	4000
$I_{КЛ}^{(3)}, \text{ кА}$	14,03	-	-
$i_y, \text{ кА}$	36,71	$i_{дин}, \text{ кА}$	128
$i_{a.t}, \text{ кА}$	10,18	-	-
$W_K, \text{ кА}^2\text{с}$	514,74	$W_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3$	4800 кА <sup>2</sup> с

### 7.3 Секционный выключатель шин НН ПС

Максимальный рабочий ток через секционный выключатель НН ПС:

$$I_{\text{раб.в.макс.вн пс}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вн пс}}} \quad (23)$$

$$I_{\text{раб.в.макс.вн пс}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вн пс}}} = \frac{68,328}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 0,986 \text{ кА} = 986 \text{ А.}$$

Максимальное начальное действующее периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в месте установки выключателя в максимальном режиме  $I_{\text{к.п}}^{(3)} = 21,005 \text{ кА}$  (из расчета в программе «ТОКО»).

Ударный ток трехфазного КЗ:

В расчете программы ударный ток равен 30,3 кА.

По ГОСТ 27514-87:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{к.п}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 21,005 = 54,96 \text{ кА.}$$

где  $K_{\text{уд}}=1,85$  по рекомендации ГОСТ 27514-84 [44] таблица 3.

Определение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{a.t}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к.п}}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 21,005 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,06}\right)} = 15,2 \text{ кА.}$$

где  $T_A = 0,06 \text{ с}$  – по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [9];

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

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

В программе «ТОКО» апериодическая составляющая равняется 29,706 кА.

Тепловое воздействие токов КЗ:

$$W_K = (I_{\text{к.п}}^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_A); \quad (24)$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз.макс}} + t_{\text{ов}}, \quad (25)$$

где  $t_{\text{рз.макс}} = 2,5 \text{ с}$  – максимальное время действия РЗ;

$t_{\text{о.в}} = 0,055 \text{ с}$  – полное время отключения выключателя.

$$t_{\text{откл}} = 2,5 + 0,055 = 2,555 \text{ с;}$$

$$W_K = (21,005)^2 \cdot (2,555 + 0,06) = 1153,76 \text{ кА}^2.$$

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Выбираем к установке КРУ СЭЩ-70-10 с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-10 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» — ТМ Самара», г. Самара [37].

Сравнение данных полученных при расчете с каталожными параметрами выключателя ВВУ-СЭЩ-10 сведены в таблицу 7.5.

Таблица 7.5. Сравнение расчетных и каталожных параметров для выключателя ВВУ-СЭЩ-10

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	986	$I_{НОМ}, А$	2000
$I_{КЛ}^{(3)}, кА$	20,906	$I_{О.НОМ.}, кА$	31,5
$i_{у}, кА$	54,96	$i_{ДИН}, кА$	81
$i_{a.t}, кА$	15,2	$i_{a.доп} = (50\%/100\%) \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ}$	22,3 кА
$W_{К}, кА^2с$	1153,76	$W_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3$	2976,8 кА <sup>2</sup> с

По результатам сравнения видно, что выключатель проходит по всем параметрам.

Далее проведем сравнение расчетных параметров с каталожными для разъединителя СЭЩ-70-10. Данные представлены в таблице 7.6.

Таблица 7.6. Сравнение расчетных параметров с каталожного разъединителя СЭЩ-70-10

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	986	$I_{НОМ}, А$	2000
$I_{КЛ}^{(3)}, кА$	20,906	-	-
$i_{у}, кА$	54,96	$i_{ДИН}, кА$	81
$i_{a.t}, кА$	15,2	-	-
$W_{К}, кА^2с$	1153,76	$W_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3$	2976,8 кА <sup>2</sup> с

#### 7.5 Выключатель трансформатора 10/0,4

Максимальный рабочий ток через выключатель трансформатора 10/0,4:

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

$$I_{\text{раб.в.макс.вн пс}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН ПС}}} \quad (26)$$

$$I_{\text{раб.в.макс.вн пс}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН ПС}}} = \frac{1,4 \cdot 0,63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,0509 \text{ кА} = 50,9 \text{ А.}$$

Максимальное начальное действующее периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в месте установки выключателя в максимальном режиме  $I_{\text{к.п}}^{(3)} = 16,965 \text{ кА}$  (из расчета в программе «ТОКО»).

Ударный ток трехфазного КЗ:

В расчете программы ударный ток равен 24,476 кА.

По ГОСТ 27514-87:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{к.п}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 16,965 = 33,6 \text{ кА.}$$

где  $K_{\text{уд}}=1,4$  по рекомендации ГОСТ 27514-84 [44] таблица 3.

Определение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{a.t}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к.п}}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_{\text{А}}}\right)} = \sqrt{2} \cdot 16,965 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,01}\right)} = 0,43 \text{ кА.}$$

где  $T_{\text{А}} = 0,01 \text{ с}$  – по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [9];

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

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

В программе «ТОКО» апериодическая составляющая равняется 23,996 кА.

Тепловое воздействие токов КЗ:

$$W_{\text{К}} = (I_{\text{к.п}}^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{А}}); \quad (27)$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз.макс}} + t_{\text{ов}}. \quad (28)$$

где  $t_{\text{рз.макс}} = 1 \text{ с}$  – максимальное время действия РЗ;

$t_{\text{о.в}} = 0,055 \text{ с}$  – полное время отключения выключателя.

$$t_{\text{откл}} = 1 + 0,055 = 1,055 \text{ с;}$$

$$W_{\text{К}} = (16,965)^2 \cdot (1,055 + 0,06) = 320,9 \text{ кА}^2.$$

Выбираем к установке КРУ СЭЩ-70-10 с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-10 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» — ТМ Самара», г. Самара [37].

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Сравнение данных полученных при расчете с каталожными параметрами выключателя ВВУ-СЭЩ-10 сведены в таблицу 7.7.

Таблица 7.7. Сравнение расчетных и каталожных параметров для выключателя ВВУ-СЭЩ-10

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	50,9	$I_{НОМ}, А$	1000
$I_{к.п.}^{(3)}, кА$	16,965	$I_{о.НОМ.}, кА$	25
$i_y, кА$	33,6	$i_{дин}, кА$	51
$i_{a.t}, кА$	0,43	$i_{a.доп} = (50\%/100\%) \sqrt{2} \cdot I_{о.НОМ}$	17,7 кА
$W_K, кА^2 \cdot с$	320,9	$W_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3$	1875 кА <sup>2</sup> ·с

По результатам сравнения видно, что выключатель проходит по всем параметрам.

Далее проведем сравнение расчетных параметров с каталожными для разъединителя СЭЩ-70-10. Данные представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8. Сравнение расчетных параметров с каталожного разъединителя СЭЩ-70-10

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	50,9	$I_{НОМ}, А$	1000
$I_{к.п.}^{(3)}, кА$	16,965	-	-
$i_y, кА$	33,6	$i_{дин}, кА$	51
$i_{a.t}, кА$	0,43	-	-
$W_K, кА^2 \cdot с$	320,9	$W_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3$	1875 кА <sup>2</sup> ·с

## 7.6 Выключатель двигателя АДД 4

Максимальный рабочий ток через выключатель двигателя АДД4:

$$I_{раб.в.макс.вн пс} = \frac{S_{д.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.вн пс}} \quad (29)$$

$$S_{д.НОМ} = \frac{P_d}{\cos \varphi \cdot \eta} = \frac{0,63}{0,85 \cdot 0,934} = 0,794 \text{ МВА.}$$

$$I_{раб.в.макс.вн пс} = \frac{S_{д.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.вн пс}} = \frac{0,794}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,045 \text{ кА} = 45,84 \text{ А.}$$

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Максимальное начальное действующее периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в месте установки выключателя в максимальном режиме  $I_{к.п}^{(3)} = 16,965$  кА (из расчета в программе «ТОКО»).

Ударный ток трехфазного КЗ:

В расчете программы ударный ток равен 24,476 кА.

По ГОСТ 27514-87:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{к.п}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 16,965 = 33,6 \text{ Ка.}$$

где  $K_{уд}=1,4$  по рекомендации ГОСТ 27514-84 [44] таблица 3.

Определение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{к.п}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 16,965 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,01}\right)} = 0,43 \text{ Ка.}$$

где  $T_A = 0,01$  с – по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [9];

$t$  – сумма минимального значения времени срабатывания РЗ (принимается 0,01 с) и минимального времени отключения выключателя.

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

В программе «ТОКО» апериодическая составляющая равняется 22,732 кА.

Тепловое воздействие токов КЗ:

$$W_K = (I_{к.п}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_A); \quad (30)$$

$$t_{откл} = t_{рз.макс} + t_{о.в.} \quad (31)$$

где  $t_{рз.макс} = 1$  с – максимальное время действия РЗ;

$t_{о.в} = 0,055$  с – полное время отключения выключателя.

$$t_{откл} = 1 + 0,055 = 1,055 \text{ с;}$$

$$W_K = (16,965)^2 \cdot (1,055 + 0,06) = 320,9 \text{ кА}^2.$$

Выбираем к установке КРУ СЭЩ-70-10 с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-10 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» — ТМ Самара», г. Самара [37].

Сравнение данных полученных при расчете с каталожными параметрами выключателя ВВУ-СЭЩ-10 сведены в таблицу 7.9.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Таблица 7.9. Сравнение расчетных и каталожных параметров для выключателя ВВУ-СЭЦ-10

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	45,84	$I_{НОМ}, А$	1000
$I_{К.П}^{(3)}, кА$	16,965	$I_{О.НОМ.}, кА$	25
$i_{У}, кА$	33,6	$i_{ДИН}, кА$	51
$i_{a.t}, кА$	0,43	$i_{a.доп} = (50\%/100\%) \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ}$	17,7 кА
$W_{К}, кА^2 \cdot с$	320,9	$W_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3$	1875 кА <sup>2</sup> ·с

По результатам сравнения видно, что выключатель проходит по всем параметрам.

Далее проведем сравнение расчетных параметров с каталожными для разъединителя СЭЦ-70-10. Данные представлены в таблице 7.10.

Таблица 7.10. Сравнение расчетных параметров с каталожного разъединителя СЭЦ-70-10

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	45,84	$I_{НОМ}, А$	1000
$I_{К.П}^{(3)}, кА$	16,965	-	-
$i_{У}, кА$	33,6	$i_{ДИН}, кА$	51
$i_{a.t}, кА$	0,43	-	-
$W_{К}, кА^2 \cdot с$	320,9	$W_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3$	1875 кА <sup>2</sup> ·с

### 7.7 Выключатель к ТСН 10кВ

Максимальный рабочий ток через выключатель к ТСН НН ПС:

$$I_{раб.в.макс.вн пс} = \frac{S_{ТСН} + S_{дгр}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН ПС}} = \frac{590}{\sqrt{3} \cdot 10} = 32,5 А.$$

Максимальное начальное действующее периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в месте установки выключателя в максимальном режиме  $I_{К.П}^{(3)} = 27,981$  кА (из расчета в программе «ТОКО»).

Ударный ток трехфазного КЗ:

В расчете программы ударный ток равен 40,3 кА.

По ГОСТ 27514-87:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{к.п}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 27,981 = 72,8 \text{ кА.}$$

где  $K_{уд}=1,85$  по рекомендации ГОСТ 27514-84 [44] таблица 3.

Определение апериодической составляющей тока КЗ.

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{к.п}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 27,981 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,06}\right)} = 20,3 \text{ кА.}$$

где  $T_A = 0,06 \text{ с}$  – по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [9];

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

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

В программе «ТОКО» апериодическая составляющая равняется 39,571 кА.

Тепловое воздействие токов КЗ рассчитаем по формулам 30 и 31:

$$t_{откл} = 2,5 + 0,055 = 2,555 \text{ с;}$$

$$W_K = (27,981)^2 \cdot (2,555 + 0,06) = 1263,5 \text{ кА}^2.$$

Выбираем к установке КРУ СЭЩ-70-10 с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-10 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» — ТМ Самара», г. Самара [37].

Сравнение данных полученных при расчете с каталожными параметрами выключателя ВВУ-СЭЩ-10 сведены в таблицу 7.11.

Таблица 7.11. Сравнение расчетных и каталожных параметров для выключателя ВВУ-СЭЩ-10

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	32,5	$I_{НОМ}, \text{ А}$	2000
$I_{к.п}^{(3)}, \text{ кА}$	27,981	$I_{о.НОМ.}, \text{ кА}$	31,5
$i_{у}, \text{ кА}$	72,8	$i_{дин}, \text{ кА}$	81
$i_{a.t}, \text{ кА}$	20,3	$i_{a.доп} = (50\%/100\%) \sqrt{2} \cdot I_{о.НОМ}$	22,3 кА
$W_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	1263,5	$W_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3$	2976,8 кА <sup>2</sup> ·с

По результатам сравнения видно, что выключатель проходит по всем параметрам.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48



Далее проведем сравнение расчетных параметров с каталожными для разъединителя СЭЩ-70-10. Данные представлены в таблице 7.12.

Таблица 7.12. Сравнение расчетных параметров с каталожного разъединителя СЭЩ-70-10

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	32,5	$I_{НОМ}, А$	2000
$I_{К.П}^{(3)}, кА$	21,981	-	-
$i_y, кА$	72,8	$i_{ДИН}, кА$	81
$i_{a.t}, кА$	20,3	-	-
$W_K, кА^2 \times с$	1263,5	$W_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3$	2976,8 $кА^2 \times с$

### 7.8 Выключатель КЛ к РП

Максимальный рабочий ток через выключатель на кабельной линии к РП:

$$I_{раб.в.макс.вн\ пс} = \frac{2 \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН\ пс}} \quad (32)$$

$$I_{раб.в.макс.вн\ пс} = \frac{2 \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН\ пс}} = \frac{17,082}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,986 \text{ кА} = 986 \text{ А.}$$

Максимальное начальное действующее периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в месте установки выключателя в максимальном режиме  $I_{К.П}^{(3)} = 24,493 \text{ кА}$  (из расчета в программе «ТОКО»).

Ударный ток трехфазного КЗ:

В расчете программы ударный ток равен 30,3кА.

По ГОСТ 27514-87:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{К.П}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 24,493 = 64,08 \text{ кА.}$$

где  $K_y=1,85$  по рекомендации ГОСТ 27514-84 [44] таблица 3.

Определение апериодической составляющей тока КЗ.

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{К.П}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 24,493 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,06}\right)} = 17,77 \text{ кА.}$$

где  $T_A = 0,06 \text{ с}$  – по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [9];

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

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

$$t = t_{p.z.min} + t_{o.v.min} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с.}$$

В программе «ТОКО» апериодическая составляющая равняется 34,835 кА.

Тепловое воздействие токов КЗ рассчитаем по формулам 30 и 31:

$$t_{откл} = 2 + 0,055 = 2,055 \text{ с;}$$

$$W_K = (24,493)^2 \cdot (2,055 + 0,06) = 1268,8 \text{ кА}^2.$$

Выбираем к установке КРУ СЭЩ-70-10 с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-10 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» — ТМ Самара», г. Самара [37].

Далее проведем сравнение расчетных параметров с каталожными для разъединителя СЭЩ-70-10. Данные представлены в таблице 7.13.

Таблица 7.13. Сравнение расчетных и каталожных параметров для выключателя ВВУ-СЭЩ-10

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{в.р.а.б.макс}, \text{ А}$	986	$I_{ном}, \text{ А}$	4000
$I_{к.п.}^{(3)}, \text{ кА}$	24,493	$I_{о.ном.}, \text{ кА}$	50
$i_y, \text{ кА}$	64,08	$i_{дин}, \text{ кА}$	128
$i_{a.t}, \text{ кА}$	17,77	$i_{a.доп} = (50\%/100\%) \sqrt{2} \cdot I_{о.ном}$	35,4 кА
$W_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	1268,8	$W_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3$	4800 кА <sup>2</sup> ·с

По результатам сравнения видно, что выключатель проходит по всем параметрам.

Далее проведем сравнение расчетных параметров с каталожными для разъединителя СЭЩ-70-10. Данные представлены в таблице 7.14.

Таблица 7.14. Сравнение расчетных параметров с каталожного разъединителя СЭЩ-70-10

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{в.р.а.б.макс}, \text{ А}$	986	$I_{ном}, \text{ А}$	4000
$I_{к.п.}^{(3)}, \text{ кА}$	24,493	-	-
$i_y, \text{ кА}$	64,08	$i_{дин}, \text{ кА}$	128
$i_{a.t}, \text{ кА}$	17,77	-	-
$W_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	1268,8	$W_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3$	4800 кА <sup>2</sup> ·с

По указаниям руководителя примем допущение, что выключатели на вводе к КЛ и резервном вводе будем устанавливать такие же, как и в начале КЛ из соображений унификации.

### 7.9 Проверка КЛ на термическую стойкость при коротком замыкании

В начале проекта был выбран кабель ПвПГ 1х300/25. Кабель нужно проверить на термическую стойкость. Ток короткого замыкания в начале КЛ

$$I_{к.п}^{(3)} = 24,632 \text{ кА, а продолжительность отключения равняется } 2,055 \text{ с.}$$

Исходя из технических данных кабель, представленных на сайте производителя [46], допустимый ток односекундного короткого замыкания кабеля сечением 300 мм<sup>2</sup> с алюминиевой жилой равняется  $I_{доп.к1} = 42,9 \text{ кА}$ .

Расчетная продолжительность короткого замыкания отличается от той, что в каталоге, поэтому рекомендуется применять поправочный коэффициент:

$$k = \frac{1}{\sqrt{t_{отк}}} = \frac{1}{\sqrt{2,055}} = 0,697.$$

Используя коэффициент определим допустимый ток:

$$I_{доп.к.2} = I_{доп.к1} \cdot k = 42,9 \cdot 0,697 = 29,9 \text{ кА.}$$

$$I_{к.п}^{(3)} < I_{доп.к.2}.$$

Кабель проходит по термической стойкости.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

## 8 ВЫБОР ВИДОВ И ТИПОИСПОЛЕНИЯ УРЗА ДЛЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

Выбор поколения устройств РЗА на стадии проектирования заключается в выполнении требований заказчика. Требования устройствам РЗА

устанавливаемых на ПС ПАО «ФСК ЕЭС» изложены в [3]:

- снижение времени отключения КЗ за счет повышения быстродействия устройств РЗ;

- выявление повреждения элементов сети на ранних стадиях их возникновения за счет повышения чувствительности и применения новых

- принципов построения РЗА;

- повышение надежности функционирования за счет встроенной в

- устройства непрерывной диагностики;

- возможность получения практически любых форм характеристик

- устройств РЗА;

- снижение эксплуатационных трудозатрат за счет повышения производительности труда путем применения программно-аппаратных инструментальных средств и применения дистанционного управления режимами работы устройств РЗА;

- сокращения времени принятия решений оперативным персоналом в

- аварийных ситуациях за счет полноты информации и оперативности её

- представления, в том числе за счет автоматически получаемых сообщений;

- переход от периодического технического обслуживания к техническому обслуживанию по состоянию.

Выполнение перечисленных основных требований может быть обеспечено только путем внедрения современных устройств, реализованных на

МП элементной базе.

Выберем фирму изготовителя устройств релейной защиты ООО НПП «ЭКРА».

Все данные по шкафам и терминалам примем из соответствующих каталогов.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

## 8.1 Трансформатор 10/0,4

По ПУЭ [1] пункт 3.2.51 трансформаторах 10/0,4 применяются защиты от:

- многофазных КЗ в обмотке и на выводах;
- витковых замыканий;
- внешних трехфазных и м/у фазных КЗ;
- внешних однофазных КЗ в сети 0,4 кВ;
- понижения уровня масла;
- перегрузки рабочими токами.

От внутренних повреждений и понижения уровня масла устанавливается газовая защита с действием на сигнал при слабом газообразовании и снижения уровня масла.

Согласно [1] 3.2.53 газовая защита устанавливается на:

- трансформаторы 6,3 МВА и выше;
- внутри цеховые трансформаторы 630 кВА и выше;
- современные трансформаторы от 1-4 МВА со встроенной газовой защитой.

От внутренних повреждений устанавливаются токовые защиты согласно [1] 3.2.54:

- ДЗТ (на трансформаторах 6,3 МВА и выше);
- ТО (без выдержки времени со стороны 10 кВ, при срабатывании отключающая выключатели с обеих сторон трансформатора).

От внешних КЗ устанавливается:

- МТЗ от 3-х фазных и м/у фазных КЗ;
- ТЗНП от однофазных в сети 0,4 кВ при 0 последовательности.

От перегрузки устанавливаем многоступенчатую МТЗ с действием на сигнал.

Согласно ПУЭ [1] 3.3.26 на цеховом трансформаторе должно быть АПВ, если нет АВР на стороне 0,4 кВ. Примем, что в цехах проектируемой подстанции, шины 0,4 кВ резервируют друг друга и АПВ не требуется.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Согласно НТП ФСК [4] 9.14.4 так же следует предусмотреть для внутрицеховых трансформаторов:

- ЗДЗ (защита от дуговых замыканий);
- УРОВ.

Таблица 8.1. Принятые к установке виды РЗА трансформатора 10/0,4 кВ

№	Вид РЗА	Исполнение	Примечание
1	Газовая защита	РГТ-80	І ступень- на сигнал ІІ ступень- на срабатывание
2	ТО	2хТТ и 2-ух релейная звезда	Без выдержки времени
3	ТЗНП	Подключение к нейтрали трансформатора 0,4 кВ	Без выдержки времени
4	МТЗ	2хТТ и 2-ух релейная звезда	С выдержкой времени
5	ЗП-защита от перегрузки	2хТТ и 2-ух релейная звезда	І ступень- на сигнал ІІ ступень- на срабатывание
6	УРОВ	-	-
7	ЗДЗ	-	-
8	АУВ	-	-

Выбираем терминал фирмы-производителя ООО НПП «ЭКРА».

Фирма-производитель не предлагает терминал для трансформатора 10/0,4 кВ, поэтому используем терминал для КЛ БЭ2502А0101-2702 УХЛ1.3, который обладает всеми требуемыми функциями, согласно [45].

## 8.2 Электродвигатель 10 кВ

Согласно ПУЭ [1] пункту 5.3.43 двигатель нужно защищать от следующих ситуаций:

- внутренние повреждения и КЗ на выводах;
- замыкание на землю;
- перегрузка;
- снижение напряжения;
- блокировка ротора.

Виды защит.

От внутренних повреждений и КЗ на выводах, согласно пункту 5.3.46 ПУЭ [1]:

- однорелейная ТО;
- трехрелейная ТО;
- дифференциальная защита.

Однорелейную ТО можно применить на электродвигателе до 2-ух МВт.

Трехрелейная ТО применяется если мощность электродвигателя больше 2 МВт или однорелейная не проходит по чувствительности.

Дифференциальная защита на электродвигателе мощностью больше 5 МВт или трехрелейная ТО не проходит по чувствительности.

Если не предусмотрено защиты от ОЗЗ, то трансформатор тока и реле следует ставить в каждую фазу.

Защита от ОЗЗ, согласно пункту 5.3.48 ПУЭ [1]:

- на электродвигателе до 2 МВт при токе замыкания на землю  $I_c \geq 10$  А;
- на электродвигатель 2 МВт и более при  $I_c \geq 5$  А.

Защита от ОЗЗ должна выполняться в виде ТНЗНП без выдержки времени с отключением электродвигателя. На микропроцессорных терминалах в большинстве случаев защита, направленная и это можно использовать.

Защита от перегрузки, согласно пункту 5.3.49 ПУЭ [1]:

Для защиты от перегрузки и блокировки применяют специальные защиты, которые так и называются «Защиты от перегрузки» ЗП.

- I ступень- на сигнал (если перегрузка);
- II ступень-на отключение (если блокировка ротора).

От снижения напряжения, согласно 5.3.52 ПУЭ [1]:

Устройство ЗМН-защита минимального напряжения.

Защита на основе минимального реле напряжения отстраивается от токовых защит по времени  $U_{уст} < 70\%$ . Действует на отключение. В ЗМН следует дополнить АПВ. Для самозапуска при восстановлении напряжения НТП ФСК никаких специальных требований не предъявляет, только общие, требующие наличия УРОВ и ЗДЗ.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Таблица 8.2. Принятые к установке виды РЗА

№	Вид РЗА	Исполнение	Примечание
1(а)	ТО	2хТТ и трехрелейная схема	Без ВВ
1(б)	ТО	3хТТ и трехрелейная схема	Если $P \geq 2$ МВА Без ВВ
1(в)	Дифф. Защита	3хТТ и трехрелейная схема	Если $P \geq 5$ МВА Без ВВ
2	ТЗНП(ТНЗНП)	-	Без ВВ
3	ЗП	-	I ст- сигнал при перегрузки II ст- на откл. при блокировки ротора
4	АПВ	-	-
5	УРОВ	-	-
6	ЗДЗ	-	-
7	ЗМН	-	-

Выберем терминал для электродвигателя 10 кВ производства ООО НПП «ЭКРА». Выберем серию БЭ2502А0701.

Терминал выполняет функции РЗА для ЭД, согласно [46]:

- 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.

Все необходимые функции для электродвигателя терминал выполняет.

Для терминала БЭ2502А07 доступны три типоразмера, на номинальное напряжение 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56



1 А и 5 А. Выбираем типоразмер БЭ2502А0701-27Е2 УХЛЗ.1. Устройство релейной защиты должно обеспечить дистанционное и местное управления выключателем ячейки КРУ электродвигателя. ПАО «ФСК ЕЭС» допущены к применению в сетях с номинальным напряжением 6-35 кВ терминалы защиты, автоматики и управления серии БЭ2502 производства ООО НПП «ЭКРА».

### 8.3 РЗА трансформатора напряжения 10 кВ РУ ГПП

Так как при повреждении трансформатора напряжения его дальнейшая работа не возможна, то для защиты трансформатора достаточно устройства однократного действия, а именно предохранителя с плавкой вставкой.

Однако трансформатор напряжения помимо собственной защиты в своей ячейке может содержать элементы РЗА других объектов. Такими элементами являются:

- УКИ (устройство контроля изоляции), фиксируют появления ОЗЗ на шинах РУ цеха к отходящим присоединениям;

- блоки пуска тех МТЗ у которых реализована блокировка по напряжению;

- блоки ЗМН терминалов защит электродвигателей и вводного выключателя.

Выберем терминалы фирмы-производителя ООО НПП «ЭКРА» БЭ2502А0402.

Данный терминал, согласно [48], обладает следующими функциями:

- трехступенчатая ЗМН;

- ЗПН;

- ЗОЗЗ;

- АВР;

- контроль исправности ТН;

- АЧР.

Выберем типоразмер терминала БЭ2502А1102-27Е2 УХЛЗ.1.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

## 8.4 Устройства РЗА КЛ 10 кВ

По ПУЭ [1] пункту 3.2.91, следует предусмотреть защиту от:

Многофазных замыканий (двухступенчатая защита ТО и МТЗ, 2хТТ и трехрелейная схема).

Однофазных замыканий:

- Устройство УКИ;
- ТЗНП (можно сделать селективность только при большом числе кабелей без контроля напряжения  $3U_0$ );
- ТНЗНП (селективный вариант защиты, но самый дорогой, т.к. требует  $3I_0$ ,  $3U_0$ ).

Применение защит от ОЗЗ зависит от требований безопасности. ТНЗНП на КЛ обязательно установка в условиях агрессивной среды (шахты, химическое производство и т.д.). В остальных случаях можно ограничиться УКИ если с высоковольтным оборудованием не работают люди и у них нет доступа к нему. Иначе нужна либо ТЗНП либо ТНЗНП. На практике как правило имеют больший функционал, чем требуется, что позволяет применить и УКИ, и токовую защиту.

Согласно ПУЭ [1] пункту 3.2.18, применение УРОВ не требуется. Однако они есть во всех терминалах, поэтому можно использовать. Пункт 3.3.2 ПУЭ [1], АПВ следует установить на воздушных и кабельно-воздушных линиях. На одиночных КЛ АПВ не требуется.

Исходя из НТП ФСК [4], кроме перечисленного требуется еще ЗДЗ (с 3мя датчиками).

Выберем терминал, который выбирали ранее для трансформатора 10/0,4.

Фирма-производитель ООО НПП «ЭКРА» БЭ2502А01. Типоисполнение примем БЭ2502А0103-27Е2 УХЛЗ.1.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

## 8.5 Секционный выключатель

Согласно ПУЭ [1] пункт 3.2.129 устанавливается двух ступенчатая токовая защита от многофазных КЗ: МТЗ и ТО. По ПУЭ [1] пункт 3.3.30 обязательно предусмотреть АВР. НТП ФСК [4] требует установку:

- МТЗ;
- ЗДЗ;
- АВР;
- УРОВ.

Выберем терминал фирмы-производителя ООО НПП «ЭКРА» БЭ2502А0201.

Терминал выполняет функции, согласно [49], которые удовлетворяют нашим требованиям:

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

Выбираем типоразмер БЭ2502А0201-2702 УХЛЗ.1. Терминал подключается по аналоговым цепям только к ТТ, оснащен 24 дискретными входами и 16 выходами.

## 8.6 УРЗА ВВ секции шин 10 кВ ПС

Исходя из ПУЭ [1] пункт 3.2.125, если мощность подключенных генераторов(каждый) меньше 12 МВт, то специальной защиты не требуется.

Согласно пункту 3.3.79 ПУЭ [1], на шинах ГПП должно быть АЧР и ЧАПВ. НТП ФСК требует установки:

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

- ЗДЗ;
- УКИ;
- ЛЗШ.

Выберем терминал РЗА рабочего ввода НН ГПП фирмы изготовителя ООО НПП «ЭКРА», БЭ2502А03.

Данный терминал выполняет следующие функции, согласно [47]:

- МТЗ;
- ЗДЗ;
- ЛЗШ;
- ЗНР;
- ЗМН;
- УРОВ;
- АПВ;
- АУВ;
- АВР.

Выберем типоразмер БЭ2502А0301-2702 УХЛЗ.1

Для вводного выключателя ГПП и цеха такие же требования, исходя из этого выберем такой же терминал. На резервный ввод цеха, так же установим аналогичный терминал.

### 8.7 Трансформатор 110/10

Согласно ПУЭ такой трансформатор следует защищать от всех режимов и ситуаций, описанных ранее для цехового трансформатора. А также нужно предусмотреть защиту от повреждений в баке РПН.

Согласно НПТ ФСК [4] на трансформаторах 35-220 кВ устанавливается:

- один комплект дифференциальной токовой защиты;
- газовая защита;
- защита устройства РПН с использованием струйных реле;

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

- резервные защиты на сторонах ВН и НН;
- автоматика регулирования РПН;
- защита от перегрузки.

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 110 кВ и выше согласно НТП ФСК [4] 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.

Сведем защиты в таблицу 8.3.

Таблица 8.3. Принятые к установке виды РЗА трансформатора 110/10 кВ

№	РЗА	Исполнение	Примечание
1	Газовое реле	РГТ-80	-
2	Струйное реле	РСТ 25	В баке РПН
3	ДЗТ	ДЗТ+ДО	-
4	Резервные защиты	ТО+МТЗ	Устанавливается на выключатель ВН
5	Защиты от однофазных КЗ	ТНЗНП	Как дополнительная защита к ТНЗНП линий
6	Защита от перегрузки	ЗП	-
7	Автоматика РПН	-	-
8	АУВ	УРОВ+АУВ	-

АПВ к установке на двух трансформаторной подстанции можно не предусматривать. Так как один трансформатор способен выдержать всю нагрузку подстанции.

Выберем шкаф фирмы производителя ООО НПП «ЭКРА», для двухобмоточных трансформаторов с двумя выключателями на стороне ВН, ШЭ2607 153. Этот шкафы 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, согласно [50]:

- дифференциальную токовую защиту трансформатора (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака;
- токовую защиту нулевой последовательности стороны высшего напряжения ВН (ТЗНП);
- максимальную токовую защиту стороны ВН с пуском по напряжению (МТЗ ВН);
- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения (НН) с пуском по напряжению (МТЗ НН);
- реле минимального напряжения стороны НН1 реагирующее на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН;
- реле максимального напряжения стороны НН реагирующее на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН;
- защиту от перегрузки (ЗП);
- реле тока для блокировки РПН при перегрузке;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- реле минимального напряжения стороны НН реагирующее на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН;
- УРОВ выключателя ВН.

Прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗТ), газовой защиты РПН трансформатора (ГЗ РПН), датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

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

Комплект 2 реализует функции, согласно [50]:

- 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.

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

Так же установим шкаф ШЭ 2607 019 этой же фирмы производителя.

Исходя из [51] используется в качестве АУВ и УРОВ. А также имеет резервную защиту.

Этот шкаф имеет два типоисполнения. Выберем ШЭ2607 019-27Е1УХЛ4.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

## 8.8 ВЛЭП 110 кВ

Согласно ПУЭ [1] пунктам с 3.2.106 по 3.2.108 требуется РЗА при:

- однофазных и многофазных КЗ;
- асинхронного хода и качания;
- сохранения устойчивости энергетической системы.

По пункту 3.2.111 ПУЭ [1] на ВЛЭП с двухсторонним питанием установим:

- трехступенчатую ДЗЛ как основную защиту;
- ступенчатую ДЗ (три ступени), как резервную защиту от между фазных КЗ;
- ТНЗНП, как дополнительную защиту от однофазных КЗ.

ПУЭ [1] пункт 3.3.2, гласит от том, что на всех ВЛЭП обязательна установка АПВ. На линии с двухсторонним питанием устанавливается однократное АПВ.

НТП ФСК [4] обуславливает следующие требования к УРЗА присоединений 110 кВ:

- ДЗЛ;
- ДФЗ (на ВЛЭП средней и большой длины);
- НВЧЗ;
- НМТЗ.

На каждом выключателе 110 кВ и выше предусматривается УРОВ с пуском от защит присоединений, двухступенчатого действия.

Таблица 8.4. Виды РЗА на ВЛЭП 110 кВ.

Вид РЗА	Примечание
ДЗЛ	Три ступени, от всех видов КЗ
ДЗ	Три ступени, от междуфазных КЗ
ТНЗНП	Три ступени, от однофазных КЗ
АУВ	Для каждого выключателя
АПВ	Двукратное, простое АПВ
УРОВ	Для каждого выключателя

Выберем шкаф фирмы-производителя ООО НПП «ЭКРА». Для ВЛЭП с одним выключателем ШЭ2607 091. Выбираем типоразмер ШЭ2607 091-27Е2 УХЛ4.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64



Внутри шкафа установлен терминал БЭ2704V091. Данный терминал выполняет следующие функции, согласно [52]:

- ДЗЛ (содержит три независимых дифференциальных реле тока (фазы А, фазы В, фазы С) с торможением);
- комплекта ступенчатых защит;
- устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- токовой отсечки (ТО).

Комплект резервных защит содержит:

- трехступенчатую дистанционную защиту (ДЗ) от междуфазных и одна ступень от однофазных КЗ на землю с блокировкой при качаниях (БК);
- четырехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП) с реле направления мощности нулевой последовательности (РНМНП);
- автоматику 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 выберем шкаф ШЭ2607 016. Выберем типоразмер ШЭ2607 016-27Е1УХЛ4. Внутри шкафа установлен терминал БЭ2704V091. Данный терминал выполняет следующие функции:

- ДЗ;
- ТНЗНП;
- ТО;
- МТЗ;
- АУВ(+УРОВ);
- АПВ.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

## 9 РАСЧЕТ УСТАВОК УРЗА ПРИСОЕДИНЕНИЙ 10 КВ

Расчет уставок произведем, используя различные методики представленные в методических указания и руководства по эксплуатации.

### 9.1 Электродвигатель 10 кВ

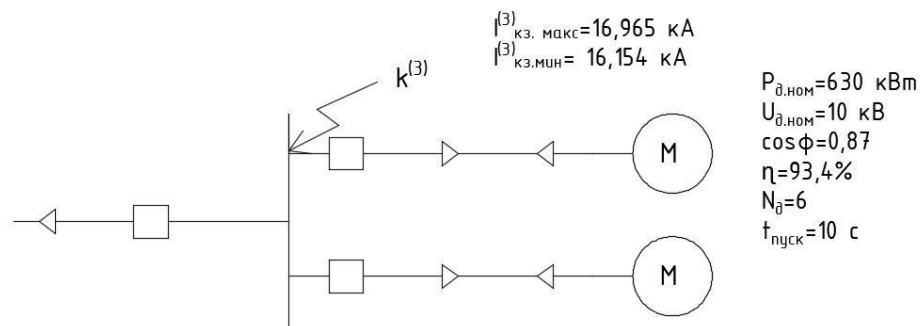


Рисунок 9.1. К расчету РЗ ЭД

#### 9.1.1 Токовая отсечка (ТО) ЭД

Ток срабатывания токовой отсечки отстраивается от пускового тока электродвигателя:

$$I_{с.о.д} = k_H \cdot k_P \cdot I_{д.ном}, \quad (33)$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности примем равный 1,15, по РЭ [13];

$k_P$  – коэффициент пуска, примем равным 5,7, по исходным данным;

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

Найдем номинальный ток ЭД:

$$I_{д.ном} = \frac{P_{д.ном}}{\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot \eta \cdot U_{д.ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,85 \cdot 0,934} = 45,84 \text{ А.}$$

$$I_{с.о.д} = 1,15 \cdot 5,7 \cdot 45,84 = 300,5 \text{ А.}$$

Определим коэффициент чувствительности ТО при 2-ух фазном КЗ на выводах электродвигателя в минимальном режиме:

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин}^{(3)}}{I_{с.о.д}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 16154}{300,5} \cdot 1 = 45,55,$$

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

где  $k_{от.ч.сх}^{(2)}$  – коэффициент относительной чувствительности схемы к 2-ух фазным КЗ, для схемы неполная звезда с доп. реле равняется 1.

Исходя из ПУЭ [1] коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5. Расчетный коэффициент больше, чем 1,5, следовательно, чувствительность токовой отсечки электродвигателя обеспечена.

В рассматриваемом УРЗА, уставки по току срабатывания задаются вторичным током, непосредственно подающийся к токовым аналоговым входам.

Определим вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{с.о.д 2} = \frac{I_{с.о.д}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)}, \quad (34)$$

где  $n_T$  – коэффициент трансформации ТТ;

$k_{сх}^{(3)}$  – коэффициент схемы, примем равным 1 (для схемы соединения неполная звезда с доп. реле).

Для определения коэффициента трансформации выберем трансформатор тока. ТТ выбирается по условию  $I_{1.ном} \geq I_{раб.макс.д}$ .

$$I_{раб.макс.д} = I_{д.пуск} = 45,84 \text{ А.}$$

Выберем трансформатор тока ТОЛ-10 производство ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» [43], первичный ток которого равен 75 А.

Номинальный вторичный ток примем 5 А.

$$n_T = \frac{I_{1.ном}}{I_{2.ном}} = \frac{75}{5} = 15.$$

Вторичный ток срабатывания защит:

$$I_{с.о.д 2} = \frac{I_{с.о.д}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{300,5}{15} \cdot 1 = 20,03 \text{ А.}$$

Токовые уставки терминала БЭ2502А0701 настраиваются в амперах, но их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ.

$$I_{0.уст} = \frac{I_{с.о.д 2}}{I_{2.ном}} = \frac{30,05}{5} = 4,006 \text{ А.}$$

Минимальная выдержка времени токовой отсечки может быть установлена равной 0 с.

Защита электродвигателя от КЗ в терминале БЭ2502А0701 выполнена трехступенчатой, пункт 1.2.10.1.1[12]:

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

- первая МТЗ-1, с независимой времятоковой характеристикой;
- вторая МТЗ-2, с независимой времятоковой характеристикой;
- третья МТЗ-3, с независимой или зависимой времятоковой характеристикой.

Согласно пункту 1.2.10.1.3 [12] диапазон уставок по току срабатывания:

- МТЗ-1: от  $0,4 \cdot I_{\text{НОМ}}$  до  $40 \cdot I_{\text{НОМ}}$ ;
- МТЗ-2: от  $0,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$  до  $40 \cdot I_{\text{НОМ}}$ ;
- МТЗ-3: от  $0,08 \cdot I_{\text{НОМ}}$  до  $20 \cdot I_{\text{НОМ}}$ .

Исходя из пункта 1.2.10.1.4 [12], для МТЗ 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 выбрать одну из представленных. Примем для ТО наиболее грубую, а именно 1-ую ступень. Уставки первой ступени сведем в таблицу 9.1.

Таблица 9.1. Уставки первой ступени МТЗ для ТО электродвигателя от м/у фазных КЗ

Уставки защиты МТЗ-1	Значение
МТЗ-1	ВКЛ
$I_{\text{ср}}, \text{А}$	20,03
$t_{\text{ср}}, \text{с}$	0,00
Автоматическое загроуление уставки	Не предусмотрено
Контроль направленности МТЗ-1	Не предусмотрено
Пуск по напряжению МТЗ-1	Не предусмотрено
МТЗ-2	Выведено
МТЗ-3	Выведено

### 9.1.2 Защита от перегрузки (ЗП)

В выбранном терминале БЭ2502А0701 есть защита от перегрузки, работающая на основе тепловой модели электродвигателя. Но для наиболее точного функционирования модели нужно задать постоянные времени нагрева и охлаждения двигателя. Эти постоянные достаточно трудно узнать на стадии проектирования. Помимо этого, данные характеристики изменяются от температуры окружающей среды, что может быть предусмотрено только наличием соответствующего датчика, подсоединенного к терминалу. При выполнении ЗП ЭД небольшой мощности (стоимости) на производстве с дежурным обслуживающим персоналом на сигнал, доступна реализация защиты в виде токовой МТЗ с независимой выдержкой времени.

Ток срабатывания ЗП определим следующим образом:

$$I_{с.з.п.д} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{д.доп}, \quad (35)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, равный 1,05;

$k_B$  – коэффициент возврата соответствующего вида устройства, примем 0,95 согласно [12].

По пункту 5.2.2 [40] номинальная мощность ЭД должна сохраняться при отклонении напряжения до  $\pm 10\%$ :

$$I_{д.доп} = 1,1 \cdot I_{д.ном} = 1,1 \cdot 45,84 = 50,424 \text{ А.}$$

$$I_{с.з.п.д} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{д.доп} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 50,424 = 55,73 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания ЗП:

$$I_{с.з.п.д 2} = \frac{I_{с.з.п.д}}{n_T} k_{сх}^{(3)} = \frac{55,73}{15} = 3,72 \text{ А.}$$

Уставка ЗП:

$$I_{п.д.уст} = \frac{I_{с.з.п.д 2}}{I_{2.ном}} = \frac{3,72}{5} = 0,774 \text{ А.}$$

Выдержка времени защиты от перегрузки выбирается из условия надежного несрабатывания защиты при пуске и самозапуске:

$$t_{с.з.п.д} = k_3 \cdot t_{пуск} = 1,3 \cdot 10 = 13 \text{ с,}$$

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

где  $k_3$  – коэффициент запаса, примем равным 1,3;

$t_{\text{пуск}}$  – время пуска, заданный по исходным данным.

Сведем уставки в таблицу 9.3.

Таблица 9.3. Уставки третьей ступени МТЗ для выполнения ЗП ЭД 10кВ

Уставки защиты МТЗ-3	Значение
МТЗ-3	ВКЛ
$I_{\text{ср}}, \text{А}$	3,72
$t_{\text{ср}}, \text{с}$	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	13 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. ЗП с действием на сигнал в этом случае неэффективна. В каждом из МП терминалов, которые специализируются на защите электродвигателя, обычно, предусматривается специальная защита от блокировки ротора, действующая на отключение. Данная защита предназначена для выявления неуспешного пуска ЭД в следствии недопустимой нагрузки. Защита срабатывает если максимальный из фазных токов становится выше уставки пускового тока, в течении времени уставки выдержки времени.

Защита от блокировки ротора предназначена для выявления возникновения во время работы недопустимой нагрузки. Эта защита срабатывает если максимальный из фазных токов выше уставки срабатывания защиты в течении времени уставки выдержки времени.

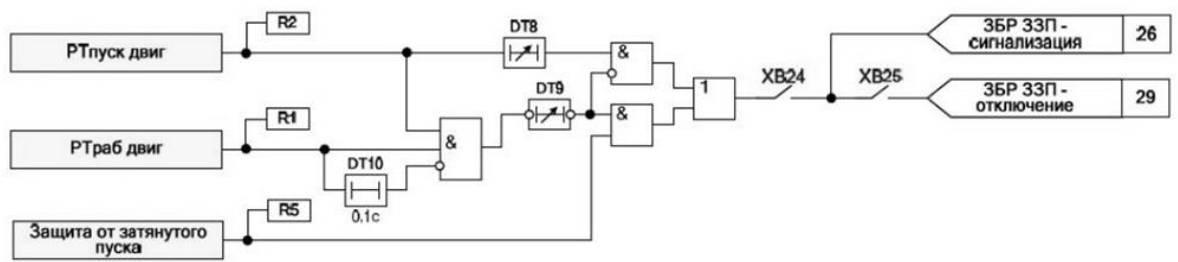


Рисунок 9.1. Схема работы защит блокировка ротора и затынутого пуска

Выбранное УРЗА определяет режим запуска по факту возрастания фазного тока от  $0,13 \cdot I_{д.ном}$  до  $I_{пуск}$  менее чем за 100 мс., завершение этого режима определяется уменьшением тока до  $1,25 \cdot I_{д.ном}$ .

Ток срабатывания защиты от заклинивания ротора выбирается по условию обеспечения коэффициента чувствительности (равного 2) в режиме пуска ЭД. Если коэффициент пуска электродвигателя меньше 2, то в этом случае реализовать защиту от блокировки тока чисто токовой не получится и нужно будет ставить датчик скорости.

Ток срабатывания защиты от заклинивания ротора:

$$I_S = \frac{k_{п} \cdot I_{д.ном}}{2} = \frac{5,7 \cdot 45,84}{2} = 130,64 \text{ А.}$$

Ток уставки:

$$I_{S,уст} = \frac{I_S}{n_T \cdot I_{2.ном}} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{130,64}{15 \cdot 5} \cdot 1 = 1,7.$$

Уставки защит от блокировки ротора и затынутого пуска электродвигателя сведем в таблицу 9.4.

Таблица 9.4. Уставки защит от блокировки ротора и затынутого пуска электродвигателя

Уставка защиты	Значение
Работа ЗБС	ВКЛ
Действие ЗМН на отключение	ВКЛ
Время пуска электродвигателя	10 с
Пусковой ток двигателя	68,76 А
$I_{ср}, \text{ А}$	1,7

## 9.1.4 УРОВ

УРОВ обеспечивает пуск на вышестоящий выключатель при срабатывании любых защит терминала (или внешних защит) и неуспешном отключении контролируемого выключателя.

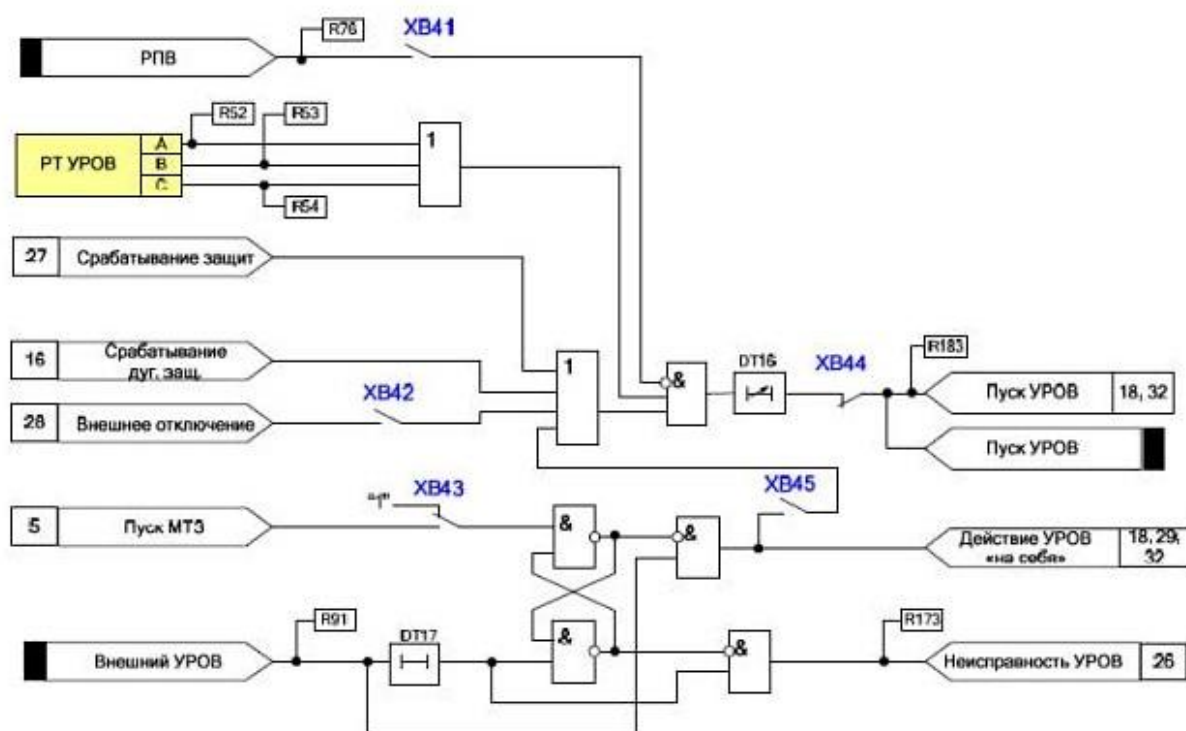


Рисунок 9.2. Схема работы УРОВ

Уставки УРОВ вычисляются по методикам ПАО «ФСК ЕЭС», приведенным в методических указаниях по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования.

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

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,07 \cdot I_{\text{д.ном}} = 0,07 \cdot 45,84 = 3,21 \text{ А.}$$

Токовые уставки ступеней МТЗ выбранного терминала настраиваются в амперах, но возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ:



$$I_{\text{УРОВ,уст}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{I_{2.\text{ном}} \cdot n_T} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{3,21}{5 \cdot 15} \cdot 1 = 0,04.$$

Выдержка времени УРОВ выбирается по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя согласно выражению:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{в.УРОВ}} + t_{\text{п.УРОВ}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 0,03 + 0,04 + 0,1 = 0,22 \text{ с,}$$

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

$t_{\text{в.УРОВ}}$  – время возврата токового органа УРОВ, примем 0,03 с [16];

$t_{\text{п.УРОВ}}$  – погрешность выдержки времени, принимаем 0,04 с [12];

$t_{\text{зап}}$  – время запаса, принимается равным 0,1.

Уставки УРОВ сведем в таблицу 9.5.

Таблица 9.5. Уставки УРОВ

Уставка УРОВ	Значение
УРОВ	ВКЛ
Ток срабатывания, А	0,04
Время срабатывания, с	0,22

### 9.1.5 Защита от ОЗЗ ЭД

Ток срабатывания защиты от ОЗЗ находится по формуле:

$$I_{\text{с.з.озз}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{б}} \cdot I_{\text{с}}, \quad (36)$$

где  $k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, равный 1,2[58];

$k_{\text{б}}$  – коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока присоединения в начальный момент внешнего ОЗЗ, примем равным 2, согласно рекомендациям, для МП терминалов [41];

$I_{\text{с}}$  – собственный емкостный ток присоединения.

Собственный емкостной ток присоединения состоит из собственного емкостного тока ЭД и собственного емкостного тока КЛ к ЭД:

$$I_{\text{с}} = I_{\text{с.д}} + I_{\text{с.кл}}; \quad (37)$$

$$I_{\text{с.кл}} = k \cdot L_{\text{кл}}, \quad (38)$$

где  $k$  – удельные значения емкостного тока КЛ, согласно каталогу фирмы изготовителя указанного ранее, примем 2,6;

$L_{\text{КЛ}}$  – длина КЛ к ЭД в км.

$$I_{\text{с.кл}} = k \cdot L_{\text{КЛ}} = 2,6 \cdot 0,05 = 0,13 \text{ А.}$$

Емкость фазы ЭД:

$$C_{\text{Д}} = \frac{0,0187 \cdot S_{\text{Д.НОМ}} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{U_{\text{Д.НОМ}} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{\text{Д.НОМ}})}}, \quad (39)$$

где  $S_{\text{Д.НОМ}}$  – полная мощность ЭД, посчитанная ранее, равняется 0,794 МВА;

$U_{\text{Д.НОМ}}$  – номинальное напряжение ЭД, равняется 10 кВ.

Подставим значения в формулу:

$$C_{\text{Д}} = \frac{0,0187 \cdot S_{\text{Д.НОМ}} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{U_{\text{Д.НОМ}} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{\text{Д.НОМ}})}} = 6,874 \cdot 10^{-10} \text{ Ф.}$$

Собственный емкостный ток ЭД равен:

$$I_{\text{с.д}} = \frac{2\pi f \cdot 3C_{\text{Д}} \cdot U_{\text{Д.НОМ}}}{\sqrt{3}} = \frac{2\pi \cdot 50 \cdot 3 \cdot 6,874 \cdot 10^{-10} \cdot 10000}{\sqrt{3}} = 0,0037 \text{ А,}$$

где  $f$  – частота сети, 50 Гц.

Собственный емкостный ток присоединения равен:

$$I_{\text{с}} = I_{\text{с.д}} + I_{\text{с.кл}} = 0,0037 + 0,13 = 0,134 \text{ А.}$$

Полученный результат меньше, чем требуется по ПУЭ для установки ЗОЗЗ, поэтому ее применять не будем.

## 9.2 Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к трансформатору 10 кВ

Выберем уставки для МП терминала БЭ2502А0101-2702 УХЛ1.3.

Исходные данные для расчета параметров предоставлены ниже.

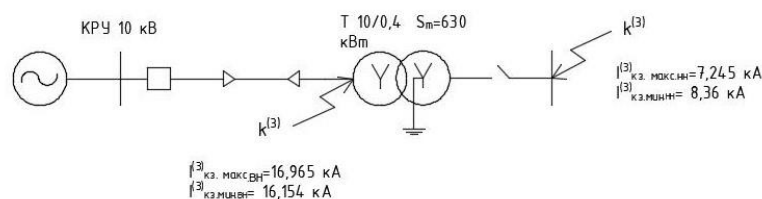


Рисунок 9.3. Трансформатор 10/0,4 кВ подключенный к КРУ 10 кВ

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

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

Произведем ручной расчет однофазного тока КЗ за трансформатором при посчитанных значениях тока трехфазного КЗ. Методика расчета рассмотрена в [13].

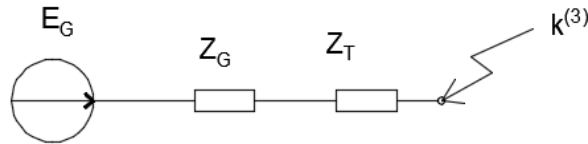


Рисунок 9.4. Схема замещения при однофазном КЗ за трансформатором

Сопротивление системы  $Z_G$  приведенное к стороне 0,4 кВ:

$$Z_G = \frac{E_G}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.мин.нн}}^{(3)}} \cdot \left( \frac{U_{\text{ср.ном.нн}}}{U_{\text{ср.ном.вн}}} \right)^2 = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 8360} \cdot \left( \frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 1,05 \cdot 10^{-6} \text{ Ом.}$$

Сопротивление  $Z_T$  найдем из таблиц во многих справочных пособиях, к примеру [16].  $Z_T$  примем равным 0,126 Ом.

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

$$I_{\text{кз.мин.нн}}^{(1)} = \frac{3 \cdot U_{\text{ср.ном.ф}}}{2 \cdot Z_G + Z_T} = \frac{3 \cdot 230}{2 \cdot 1,05 \cdot 10^{-6} + 0,126} = 5476 \text{ А.}$$

Ток однофазного КЗ приведенный к стороне ВН:

$$I_{\text{кз.мин.вн}}^{(1)} = \frac{I_{\text{кз.мин.0,4}}^{(1)} \cdot \left( \frac{U_{\text{ср.ном.вн}}}{U_{\text{ср.ном.нн}}} \right)}{\left( \frac{10,5}{0,4} \right)} = \frac{5476}{\left( \frac{10,5}{0,4} \right)} = 208,6 \text{ А.}$$

### 9.2.2 Токовая отсечка трансформатора

Ток срабатывания ТО по условию отстройки от максимального тока КЗ за трансформатором:

$$I_{\text{с.о.1}} \geq k_n \cdot I_{\text{кз.макс.нн}}^{(3)} = 1,1 \cdot 7245 = 7969,5 \text{ А,}$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, примем равным 1,12 [13];

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

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

$$I_{c.o.2} \geq k_H \cdot I_{T,раб.макс} = 6 \cdot 50,9 = 305,4 \text{ А},$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности без замедления ТО и без автоматического удвоения уставки ТО при вкл. выкл. трансформатора принимается равным 5 [13];

$I_{T,раб.макс}$  – рабочий максимальный ток трансформатора, посчитанный ранее, равен 50,9 А.

За конечное значение тока срабатывания ТО принимается большее из значений, а именно 7969,5 А.

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{c.o.втор} = \frac{I_{c.o.}}{n_T} \cdot k_{CX}^{(3)}. \quad (40)$$

Выберем ТТ ТОЛ-10, фирмы ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». С первичным током, выбранным из каталога [43] 250 А, так как при ближайшем к номинальному первичному будет 100 А, но при 100 А коэффициент трансформации будет равен 20. С таким коэффициентом трансформации токовая уставка выходит за диапазон, заданный производителем, поэтому примем решение завысить коэффициент трансформации.

Коэффициент трансформации данного ТТ равен:

$$n_T = \frac{I_{1,ном}}{I_{2,ном}} = \frac{250}{5} = 50.$$

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{c.o.втор} = \frac{I_{c.o.}}{n_T} \cdot k_{CX}^{(3)} = \frac{7969,5}{50} \cdot 1 = 159,39 \text{ А}.$$

Токовые уставки терминала БЭ2502А0101 настраиваются в амперах, но их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ.

$$I_{c.o.o.e} = \frac{I_{c.o.втор}}{I_{2,ном}} = \frac{159,39}{5} = 31,878.$$

Полученное значение укладывается в допустимый диапазон от 0,25 до 40,0.

Проверим чувствительность ТО при трехфазном КЗ в максимальном режиме на выводах ВН трансформатора:

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин.вн}}^{(3)}}{I_{\text{с.о}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{16154}{7969,5} \cdot 1 = 2,03 \geq 1,2.$$

Уставку по времени ТО принимаем минимально возможную 0с.

Сведем полученные значения в таблицу 9.6.

Таблица 9.6. Параметры ТО

Уставки 1 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-1	Предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-1	159,39
Коэффициент трансформации ТТ	50
Автоматическое загробление уставки МТЗ-1	Предусмотрено
Контроль направленности МТЗ-1	Не предусмотрен
Пуск по напряжению МТЗ-1	Не предусмотрен

### 9.2.3 МТЗ трансформатора

Ток срабатывания МТЗ определяется по формуле:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{с.зап}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{т.раб.макс}} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,94} \cdot 50,9 = 84,5 \text{ А},$$

где  $k_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, принимаем равным 1,2 согласно [16];

$k_{\text{с.зап}}$  – коэффициент самозапуска, примем равным 1,3 согласно [16];

$k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата, исходя из [21] равен 0,94.

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.мин.нн}}}{I_{\text{с.з}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8360}{84,5} \cdot 1 = 85,7 \geq 1,5.$$

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

Вторичное значения тока срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{с.з.2}} = \frac{I_{\text{с.з}}}{n_{\text{т}}} k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{84,5}{50} = 1,69 \text{ А}.$$

Токовые уставки терминала БЭ2502А0101 настраиваются в амперах, но их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ.

$$I_{\text{с.з.о.е}} = \frac{I_{\text{с.з.2}}}{I_{2.\text{ном ТТ}}} = \frac{1,69}{5} = 0,338.$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ укладывается в допустимый диапазон от 0,25 до 40,0.

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.

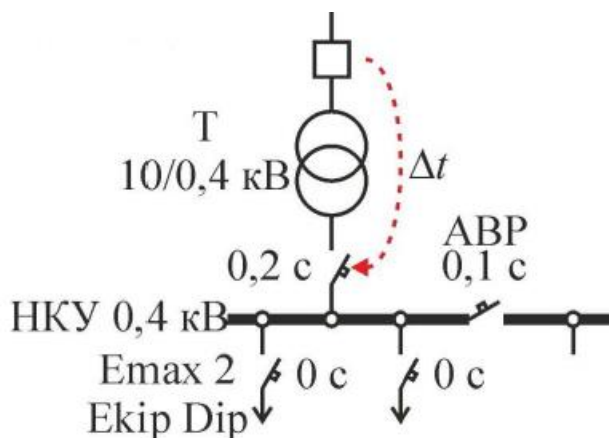


Рисунок 9.5. НКУ 0,4 кВ на НН трансформатора 10 кВ

В данном примере в НКУ 0,4 кВ на стороне НН трансформатора 10/0,4 кВ установлены автоматические выключатели Еmax 3 производства АББ с МП расцепителями Еkip Dip LSIG. Для защиты от КЗ в расцепителях используются ТО и МТЗ с независимой выдержкой времени.

Для выбора выдержки времени МТЗ терминала трансформатора 10/0,4 кВ нужно рассчитать значение ступени селективности между МТЗ терминала и МТЗ расцепителя вводного автомата 0,4кВ.

$$\Delta t = t_{\text{откл.авт.вв}} + t_{\text{погрешн.авт.вв}} + t_{\text{погрешн.терм.т}} + t_{\text{возв.мтз.т}} + t_{\text{зап}}, \quad (41)$$

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

$t_{\text{погрешн.авт.вв}}$  – погрешность выдержки времени МТЗ расцепителя автомата ВВ, принимаем 0,02 с, согласно [18];

$t_{\text{погрешн.терм.т}}$  – погрешность выдержки времени МТЗ терминала РЗА трансформатора, принимаем 0,025 с, согласно [17];

$t_{\text{возв.МТЗ.Т}}$  – время возврата МТЗ терминала РЗА трансформатора, принимаем 0,065 с, согласно [18];

$t_{\text{зап}}$  – время запаса прием равным 0,1 с, по МУ ПАО «ФСК ЕЭС».

$$\Delta t = 0,04 + 0,02 + 0,025 + 0,065 + 0,1 = 0,25 \text{ с.}$$

Степень селективности округляем до 0,3 с. Выдержка времени МТЗ трансформатора:

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

Занесем параметры ступени МТЗ выбранного терминала в таблицу 9.7.

Таблица 9.7. Параметры 2-ой ступени МТЗ для терминала БЭ2502А01

Уставки ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-2	Предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-2, А	1,69
Время срабатывания МТЗ-2,с	0,5
Пуск по напряжению МТЗ-2	Не предусмотрен
Контроль направленности МТЗ-2	Предусмотрен
Ускорение МТЗ-2	Предусмотрено

#### 9.2.4 Защита от перегрузки трансформатора 10/0,4 кВ

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{с.з.п}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{т.ном}}, \quad (42)$$

где  $k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, примем равным 1,05[16];

$k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата, принимаем равным 0,94 согласно [17];

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

Номинальный ток трансформатора:

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

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

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

Вторичные значения тока срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{с.з.п 2}} = \frac{I_{\text{с.з.п}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{40,62}{50} \cdot 1 = 0,8 \text{ А.}$$

Токовые уставки терминала БЭ2502А0101 настраиваются в амперах, но их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ.

$$I_{с.з.п.о.е} = \frac{I_{с.з.п.2}}{I_{2.ном}} = \frac{0,8}{5} = 0,16.$$

Вторичный ток срабатывания входит в допустимый диапазон от 0,08 до 20,0.

Исходя из условия отстройки режимов кратковременных перегрузок ПАО «ФСК ЕЭС» [16], рекомендует принимать выдержку времени защиты от перегрузки из диапазона от 9 до 10 с. Принимаем выдержку времени равной 10 с. Сведем параметры 3-ей ступени МТЗ выполненной как ЗП в таблицу 9.8.

Таблица 9.8. Параметры 3-ей ступени МТЗ выполненной как ЗП

Уставки ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-3	Предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-3, А	0,8
Время срабатывания МТЗ-3, с	10
Базисный ток, А	5
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

### 9.2.5 Защита от однофазных КЗ (ЗОЗЗ)

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

$$I_{с.з.0} = k_H \cdot I_{нб.макс}, \quad (43)$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности, принимаем равным 2;

$I_{нб.макс}$  – наибольший ток небаланса, согласно [19] равняется  $0,25I_{т.раб.макс.нн}$ .

Максимальны рабочий ток НН трансформатора:

$$I_{т.раб.макс.нн} = \frac{k_H \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т.ном.нн}} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1272,73 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.0} = k_H \cdot 0,25I_{т.раб.макс.нн} = 2 \cdot 0,25 \cdot 1272,73 = 636,4 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности защиты:



$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин.нн}}^{(1)}}{I_{\text{с.з.о}}} = \frac{5476}{636,4} = 8,6 \geq 2.$$

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

$$I_{\text{нб.макс}} = 0,25I_{\text{т.раб.макс.нн}} = 0,25 \cdot 1272,73 = 318,2 \text{ А.}$$

Выбираем ТТ ТНШЛ-0,66 фирмы изготовителя производство ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Для него выбираем согласно каталогу [14]  $I_{1.\text{ном.тт.о}}$  равным 400 А, а  $I_{2.\text{ном.тт.о}}$  равным 1 А.

Коэффициент трансформации:

$$n_{\text{т}} = \frac{I_{1.\text{ном.тт.о}}}{I_{2.\text{ном.тт.о}}} = \frac{400}{1} = 400.$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.з.о.2}} = \frac{I_{\text{с.з.о}}}{n_{\text{т}}} = \frac{636,4}{400} = 1,59 \text{ А.}$$

Токовые уставки терминала БЭ2502А0101 настраиваются в амперах, но их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ.

$$I_{\text{с.з.о.о.е}} = \frac{I_{\text{с.з.о.2}}}{I_{2.\text{ном.тт.о}}} = \frac{1,59}{1} = 1,59.$$

Вторичный ток срабатывания защиты от однофазных КЗ уместается в допустимый диапазон от 0,01 до 4,0.

Выдержку времени защиты нужно отстраивать от действий ЗОЗЗ расцепителей автоматических выключателей ввода 0,4 кВ 0,2 с:

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

Степень селективности м/у терминалом БЭ2502А0101 и расцепителем автомата ввода  $\Delta t$  была определена выше.

Параметры ЗОЗЗ сведем в таблицу 9.9.

Таблица 9.9. Параметры ЗОЗЗ

Уставки ступени ЗОЗЗ	Значение
Ток срабатывания ЗОЗЗ-1, А	1,59
Время срабатывания ЗОЗЗ-1, с	0,5
Работа только по напряжению $U_0$	Не предусмотрена
Работа по току $I_0$ и мощности $S_0$	Не предусмотрена
Действие ЗОЗЗ-1 на отключение	Предусмотрено

## 9.2.6 УРОВ

Параметры УРОВ рассчитаем с помощью методики ПАО «ФСК ЕЭС» [16].

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,05 \cdot I_{\text{Т.НОМ}} = 0,05 \cdot 36,37 = 1,82 \text{ А.}$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{УРОВ.2}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СК}}^{(3)} = \frac{1,82}{50} = 0,036 \text{ А.}$$

Токовые уставки терминала БЭ2502А0101 настраиваются в амперах, но их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ.

$$I_{\text{УРОВ.2.ое}} = \frac{I_{\text{УРОВ.2}}}{I_{\text{2.НОМ.ТТ}}} = \frac{0,036}{5} = 0,007.$$

Минимально возможная уставка в о.е. равна 0,07, что дает ток срабатывания равный 0,35 А.

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{В.УРОВ}} + t_{\text{П.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,05 + 0,03 + 0,025 + 0,1 = 0,2 \text{ с.}$$

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

$t_{\text{В.УРОВ}}$  – время возврата, примем 0,03 с, согласно [16];

$t_{\text{П.УРОВ}}$  – погрешность выдержки времени, примем 0,025 с, согласно [16];

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

Согласно рекомендациям [16] примем выдержку времени УРОВ равной 0,3 с.

Параметры УРОВ сведем в таблицу 9.10.

Таблица 9.10. Параметры УРОВ

Уставки УРОВ	Значение
УРОВ	ВКЛ
Ток срабатывания УРОВ, А	0,35
Время срабатывания УРОВ, с	0,3
Действие внешнего отключения на УРОВ	Предусмотрено
Контроль по току при действии УРОВ на себя	Не предусмотрен
Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	Предусмотрен
Контроль РПВ	Не предусмотрен

Пример подключения терминала к трансформатору 10/0,4 (см. приложение А).

### 9.3 Ячейка КРУ выключателя КЛ

Произведем выбор уставок МП РЗА терминала КЛ питающей РП.

Типоисполнение устройства РЗА БЭ2502А01, производство ООО НПП «ЭКРА». Схема сети и некоторые данные представлены ниже.

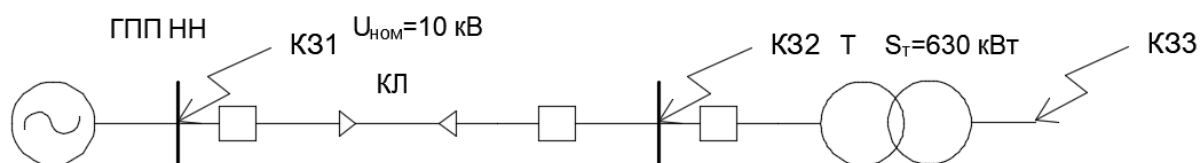


Рисунок 9.6. КЛ питающая РП

Значения тока КЗ в тачках сведены в таблицу 9.11.

Таблица 9.11. Значения тока КЗ в различных точках схемы замещения

Режим работы энергосистемы	Значение трехфазного тока КЗ в точках.		
	КЗ1	КЗ2	КЗ3
Максимальный режим, А	27981	16965	7245
Минимальный режим, А	20837	16154	8360

Справочные данные по терминалу РЗА представлены в руководстве по эксплуатации [17]. Так как методика расчета для МП терминалов РЗА 6-35 кВ фирмы ООО НПП «ЭКРА» присутствует на сайте ПАО «ФСК ЕЭС», то воспользуемся ей [17].

#### 9.3.1 Токовая отсечка КЛ

Ток срабатывания мгновенной отсечки отстраивается от максимального тока 3-х фазного КЗ в конце линии, исходя из первого условия:

$$I_{с.о.1} \geq k_n \cdot I_{кз.макс.КЗ2}^{(3)} = 1,1 \cdot 16965 = 18661,5 \text{ А,}$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, примем равным 1,2, согласно [16].

Рассмотрим ток срабатывания по второму условию. Исходя из второго условия, отстройка происходит от бросков тока намагничивания силовых трансформаторов нагрузки и пусковых токов двигателей:

$$I_{c.o.2} \geq k_n \sum I_{T,ном} + k_p \sum I_{д,ном},$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, учитывающий бросок тока намагничивания, для быстродействующих устройств РЗ со временем срабатывания менее 100 мс, принимается равным 5;

$k_p$  – коэффициент пуска ЭД.

$$I_{c.o.2} \geq k_n \sum I_{T,ном} + k_p \sum I_{д,ном} = 5 \cdot (6 \cdot 36,37) + 5,7 \cdot (6 \cdot 45,84) = 2658,8 \text{ А.}$$

Согласно [21] руководству по эксплуатации терминала БЭ2502А01, с целью отстройки от пусковых токов при двигательных нагрузках для первой ступени предусмотрен режим работы с загрублением уставки. Так как ток срабатывания, рассчитанный по первому условию, больше тока, рассчитанного по второму условию, то берем ток срабатывания больший.

Фактический ток срабатывания:

$$I_{c.o.ф} = \frac{I_{c.o.1}}{2} = \frac{18661,5}{2} = 9330,7 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность ТО:

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3} \cdot I_{кз.мин.К32}^{(3)}}{2}}{I_{c.o.ф}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3} \cdot 16154}{2}}{9330,7} \cdot 1 = 1,51 \geq 1,5.$$

Коэффициент чувствительности резервирования больше 1,5, из этого следует, что ТО является основной защитой КЛ.

### 9.3.2 МТЗ с зависимой выдержкой времени

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

$$I_{c.з.1} \geq \frac{k_n \cdot k_з}{k_в} \cdot I_{раб.макс.кл.}$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, примем равным 1,2, согласно [16];

$k_в$  – коэффициент возврата принимаем равным 0,94;

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

$k_3$  – коэффициент самозапуска;

$I_{\text{раб.макс.кл}}$  – рабочий максимальный ток кабельной линии.

$$k_3 = \frac{k_{\text{п}} \cdot N_3 \cdot S_{\text{д.ном}} + N_{\text{т}} \cdot S_{\text{т.ном}}}{N_{\text{д}} \cdot S_{\text{д.ном}} + N_{\text{т}} \cdot S_{\text{т.ном}}} = \frac{5,7 \cdot 6 \cdot 630 + 6 \cdot 630}{6 \cdot 630 + 6 \cdot 630} = 3,2.$$

где  $N_3$  – количество ЭД участвующих в самозапуске.

Рабочий максимальный ток кабельной линии:

$$I_{\text{раб.макс.кл}} = N_{\text{т}} \cdot I_{\text{т.ном}} + N_{\text{д}} \cdot I_{\text{д.ном}} = 6 \cdot 36,37 + 6 \cdot 45,84 = 493,1 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ по первому условию:

$$I_{\text{с.з.1}} \geq \frac{k_{\text{н}} \cdot k_3}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс.кл}} = \frac{1,2 \cdot 3,2}{0,94} \cdot 493,1 = 2014,4 \text{ А.}$$

По второму условию ток срабатывания МТЗ КЛ согласовывается с МТЗ ВВ РП. Так как нагрузка у ВВ и КЛ одинакова, составляет 2371,2 А.

Ток срабатывания МТЗ КЛ по второму условию:

$$I_{\text{с.з.2}} = k_{\text{н.с}} \cdot I_{\text{МТЗ ВВ}} = 1,1 \cdot 2014,4 = 2215,8 \text{ А,}$$

где  $k_{\text{н.с}}$  – коэффициент надежности согласования, примем равным 1,1, согласно [13].

Окончательный ток срабатывания МТЗ КЛ принимается большим по двум условиям, а именно 2215,8 А.

Выберем ТТ ТОЛ-10 согласно [43] с первичным током 500 А, а вторичным 5 А. фирмы изготовителя производство ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Коэффициент трансформации равен:

$$n_{\text{т}} = \frac{I_{1.\text{ном.тт}}}{I_{2.\text{ном.тт}}} = \frac{500}{5} = 100.$$

Коэффициент чувствительности ОЗД:

$$k_{\text{ч.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.мин.КЗ2}}^{(3)}}{2}}{I_{\text{с.з.2}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3} \cdot 16154}{2}}{2215,8} = 6,3 \geq 1,5.$$

Коэффициент чувствительности ОЗД больше нормативного, следовательно, пуск МТЗ по напряжению не требуется.

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования(ЗР):

$$k_{\text{ч.ЗР}} = \frac{\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.мин.КЗ3}}^{(3)}}{2}}{I_{\text{с.з.2}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3} \cdot 8360}{2}}{2215,8} = 3,3 \geq 1,2.$$

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Коэффициент чувствительности в ЗР больше нормативного, следовательно, МТЗ КЛ обеспечивает чувствительность в ЗП за трансформаторы 10/0,4 кВ.

Выдержка времени МТЗ Т независимая, отстраиваемая от МТЗ КЛ. Методика расчетов выдержки времени МТЗ трансформаторов 10/0,4 кВ рассмотрена ранее. По исходным данным кабельные линии питают РУ с максимальной выдержкой времени 0,5 с. Степень селективности для выключателей и терминалов БЭ2502А01 была определена выше и равняется 0,3 с. В таком случае выдержка времени МТЗ КЛ при КЗ в точке К32:

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

Кратность МТЗ КЛ при КЗ в точке К32:

$$K_{\text{КЗ2}} = \frac{I_{\text{КЗ.макс.КЗ2}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{16965}{2215,8} = 7,66.$$

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

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

Основной задачей МТЗ КЛ с обратозависимой выдержкой времени является уменьшение времени отключения при КЗ на КЛ, наибольший эффект уменьшения времени срабатывания с нарастанием величины тока достигается чрезвычайно инверсной характеристикой.

Аналитическое представление характеристик представлено в технических описаниях терминалов. Для чрезвычайно инверсной характеристики терминала БЭ2502А01:

$$t = \frac{T_p \cdot \beta}{\left(\frac{I}{I_6}\right)^\alpha - 1}, \quad (44)$$

где  $t$  – время срабатывания;

$I$  – сродной ток;

$I_6$  – базисный ток, соответствующий предельному значению тока, при котором защита с зависимой выдержкой не срабатывает;

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

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

$T_p$  – уставка МТЗ по времени.

Из представленного выше уравнения выразим уставку по времени:

$$T_p = \frac{t \cdot ((K_{K32})^\alpha - 1)}{\beta} = \frac{0,8 \cdot ((7,66)^2 - 1)}{80} = 0,6 \text{ с.}$$

Доступный диапазон от 0,1 до 20,0 с, согласно [21].

Выдержка времени МТЗ КЛ при максимальном токе короткого замыкания в начале линии:

$$t_{K31} = \frac{T_p \cdot 80}{\frac{I_{(3)}^{(3)}}{\left(\frac{I_{K3, \text{макс. КЗ1}}}{I_G}\right)^2 - 1}} = \frac{0,6 \cdot 80}{\left(\frac{27981}{2215,8}\right)^2 - 1} = 0,3 \text{ с.}$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.2}} = \frac{I_{с.з2}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{2215,8}{100} \cdot 1 = 22,2 \text{ А.}$$

Токовые уставки терминала БЭ2502А0101 настраиваются в амперах, но их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ.

$$I_{\text{МТЗ2.0.e}} = \frac{I_{\text{МТЗ2}}}{I_{2.\text{ном.ТТ}}} = \frac{22,2}{5} = 4,4.$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ укладывается в допустимый диапазон от 0,2 до 40.

Параметры МТЗ сведем в таблицу 9.12.

Таблица 9.12. Параметры третьей ступени МТЗ

Уставки МТЗ-3	Значение
Работа МТЗ-3	Предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-3, А	22,2
Время срабатывания МТЗ-3, с	0,8
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 настройки УРОВ используя методику расчета уставок, представленной на сайте ПАО «ФСК ЕЭС» [16]. Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{кл.ном}} = 0,05 \cdot 493,1 = 24,66 \text{ А.}$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{24,66}{100} = 0,247 \text{ А.}$$

Токовые уставки терминала БЭ2502А0101 настраиваются в амперах, но их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ.

$$I_{\text{уров.2.ое}} = \frac{I_{\text{уров.2}}}{I_{2.\text{ном.тт}}} = \frac{0,247}{5} = 0,049 \text{ о. е.}$$

Минимально возможная уставка равна 0,07, что дает вторичный ток срабатывания 0,35 А. Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.в.т}} + t_{\text{в.уров}} + t_{\text{п.уров}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 0,03 + 0,025 + 0,1 = 0,2 \text{ с,}$$

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

$t_{\text{в.уров}}$  – время возврата, примем 0,03 с, согласно [16];

$t_{\text{п.уров}}$  – погрешность выдержки времени, примем 0,025 с, согласно [16];

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

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

Параметры УРОВ внесем в таблицу 9.13.

Таблица 9.13. Параметры УРОВ

Уставки УРОВ	Значение
Ток срабатывания УРОВ, А	0,35
Время срабатывания УРОВ, с	0,3
Контроль РПВ	Не предусмотрен
Действия внешнего отключения на УРОВ	Предусмотрено
Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	Предусмотрено
УРОВ	ВКЛ



Пример подключения терминала к КЛ находится в приложении А.

#### 9.4 Секционный выключатель 10 кВ

В рассматриваемом УРЗА МТЗ можно реализовать на первой ступени МТЗ-1. Ток срабатывания МТЗ СВ выбирается по двум условиям. Отстройка от суммарного максимального тока секции, в данном случае нагрузка одинакова:

$$I_{\text{МТЗ.СВ1}} \geq \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сз}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс.св}} = \frac{1,1 \cdot 3,2}{0,94} \cdot 986 = 3692,26 \text{ А.}$$

где  $k_{\text{н}}$  – коэффициент надежности несрабатывания защиты, примем равным 1,1;

$k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата, примем равным 0,94;

$k_{\text{сз}}$  – коэффициент самозапуска, равен 3,2;

$I_{\text{раб.макс.св}}$  – рабочий максимальный ток секционного выключателя.

По второму условию, согласования с током срабатывания МТЗ отходящих присоединений:

$$I_{\text{МТЗ.СВ.2}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{МТЗ.КЛ}} = 1,1 \cdot 2594,8 = 2854,28 \text{ А.}$$

Определяющим выберем больший ток, а именно 3692,26 А.

Оценим чувствительность МТЗ секционного выключателя.

Коэффициент чувствительности в ОЗД при 2-ух фазном КЗ в минимальном режиме на шинах НН ПС:

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.ОЗД}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.мин.НН.ПС}}^{(3)}}{2 \cdot I_{\text{МТЗ.СВ1}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 20837}{2 \cdot 3692,26} \cdot 1 = 4,89 \geq 1,5.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного, поэтому пуск по напряжению не требуется.

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования при 2-ух фазном КЗ в минимальном режиме в конце КЛ на шинах РП:

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.ЗР}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.мин.РП}}^{(3)}}{2 \cdot I_{\text{МТЗ.СВ1}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 16154}{2 \cdot 3692,26} \cdot 1 = 3,789 \geq 1,2.$$

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования больше нормативного, соответственно надежное резервирование обеспечено.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Выберем ТТ ТОЛ-10 согласно [43], фирмы изготовителя производство ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». По каталогу [44] примем первичный ток равный 1000 А.

$$n_T = \frac{I_{1\text{НОМ.ТТ}}}{I_{2\text{НОМ.ТТ}}} = \frac{1000}{5} = 200 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ.СВ.ВТОР}} = \frac{I_{\text{МТЗ.СВ1}}}{n_T} = \frac{3692,26}{200} = 18,461 \text{ А.}$$

Значение уставки входит в допустимый диапазон.

Токовые уставки терминала настраиваются в амперах, но их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ.

$$I_{\text{МТЗ.СВ.ВТОР.О.Е}} = \frac{I_{\text{МТЗ.СВ.ВТОР}}}{I_{2\text{НОМ.ТТ}}} = \frac{18,461}{5} = 3,692 \text{ о.е.}$$

Выдержка времени МТЗ СВ отстраивается от выдержек времени МТЗ отходящих присоединений секций. В данном случае от времени срабатывания МТЗ КЛ к цеху при трехфазном КЗ в максимальном режиме в начале КЛ.

$$t_{\text{МТЗ.СВ}} = t_{\text{МТЗ.КЛ}} + \Delta t \quad (45)$$

Определим степень селективности между МТЗ СВ и МТЗ КЛ:

$$\Delta t = t_{\text{ОТК.ВВ}} + 2 \cdot t_{\text{ПОГР.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВ}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,05 + 2 \cdot 0,02 + 0,03 + 0,1 = 0,22 \text{ с,}$$

где  $t_{\text{ОТК.ВВ}}$  – полное время отключения выключателя КЛ.

Выдержка времени МТЗ СВ:

$$t_{\text{МТЗ.СВ}} = t_{\text{МТЗ.КЛ}} + \Delta t = 0,8 + 0,22 = 1,02 \text{ с.}$$

Сведем параметры МТЗ в таблицу 9.14.

Таблица 9.14. Параметры МТЗ

Уставки МТЗ	Значение
Работа МТЗ	Предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ, А	18,461
Время срабатывания, с	1,02с

### 9.4.1 ЛЗШ

Логическая защита шин СВ представляет собой ТО с небольшой выдержкой времени, блокируемую по внешнему дискретному сигналу при пуске МТЗ любого из присоединений системы шин НН. Ток срабатывания ТО ЛЗШ выбирается исходя из условия гарантированной чувствительности при токе двухфазного КЗ в минимальном режиме:

$$I_{\text{ЛЗШ}} \leq \frac{\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН}}^{(3)}}{2}}{k_{\text{ч.н}}} k_{\text{СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3} \cdot 20837}{2}}{1,5} \cdot 1 = 12030,3 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{ЛЗШ.втор}} = \frac{I_{\text{ЛЗШ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{12030,3}{200} = 60,2 \text{ А.}$$

Значение ТО ЛЗШ СВ больше тока МТЗ СВ, следовательно, ложных срабатываний от максимальных токов нагрузки не будет. Токовые уставки терминала настраиваются в амперах, но их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ.

$$I_{\text{ЛЗШ.втор.о.е}} = \frac{I_{\text{ЛЗШ.втор}}}{I_{2.\text{ном.тт}}} = \frac{60,2}{5} = 12,04 \text{ о. е.}$$

Полученный результат укладывается в диапазон уставки МТЗ ЛЗШ 0,2-40. Выдержка времени ТО ЛЗШ:

$$t_{\text{ЛЗШ}} \geq t_{\text{сраб.т}} + t_{\text{погреш}} + t_{\text{возв.т}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,225 \text{ с,}$$

где  $t_{\text{сраб.т}}$  – время срабатывания измерительного органа тока, примем равным 0,05с;

$t_{\text{погреш}}$  – погрешность органа времени, примем равной 0,05 с;

$t_{\text{возв.т}}$  – время возврата ИО, примем равной 0,025 с;

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

Параметры ЛЗШ сведем в таблицу 9.15.

Таблица 9.15. Уставки ЛЗШ

Уставка	Работа ЛЗШ	Ток срабатывания, А	Время срабатывания, с
Значение	Предусмотрена	60,2	0,225

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

## 9.4.2 УРОВ

Выберем параметры УРОВ используя методику расчета уставок, представленную на сайте ПАО «ФСК ЕЭС». Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{ном.св}} = 0,05 \cdot 986 = 49,3 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{уров.втор}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{т}}} = \frac{49,3}{200} = 0,247 \text{ А.}$$

Токовые уставки терминала БЭ2502А0101 настраиваются в амперах, но их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ.

$$I_{\text{уров.2.ое}} = \frac{I_{\text{уров.2}}}{I_{2.\text{ном.тт}}} = \frac{0,247}{5} = 0,05 \text{ о. е.}$$

Расчетное значение вторичного тока получилось меньше минимального значения. Минимально возможная уставка равна 0,07, что дает вторичный ток срабатывания 0,35 А.

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.в.т}} + t_{\text{в.уров}} + t_{\text{п.уров}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 0,03 + 0,025 + 0,1 = 0,2 \text{ с,}$$

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

$t_{\text{в.уров}}$  – время возврата, примем 0,03 с, согласно [16];

$t_{\text{п.уров}}$  – погрешность выдержки времени, примем 0,025 с, согласно [16];

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

Примем выдержку времени, рекомендованную ФСК, равную 0,3 с.

Сведем параметры УРОВ в таблицу 9.16.

Таблица 9.16. Параметры УРОВ

Уставка	Значение
УРОВ	Работа
Ток срабатывания, А	0,35
Время срабатывания, с	0,3

### 9.4.3 АВР

В терминале БЭ2502А0201 предусмотрена штатная функция АВР. Представим ниже функциональную схему АВР

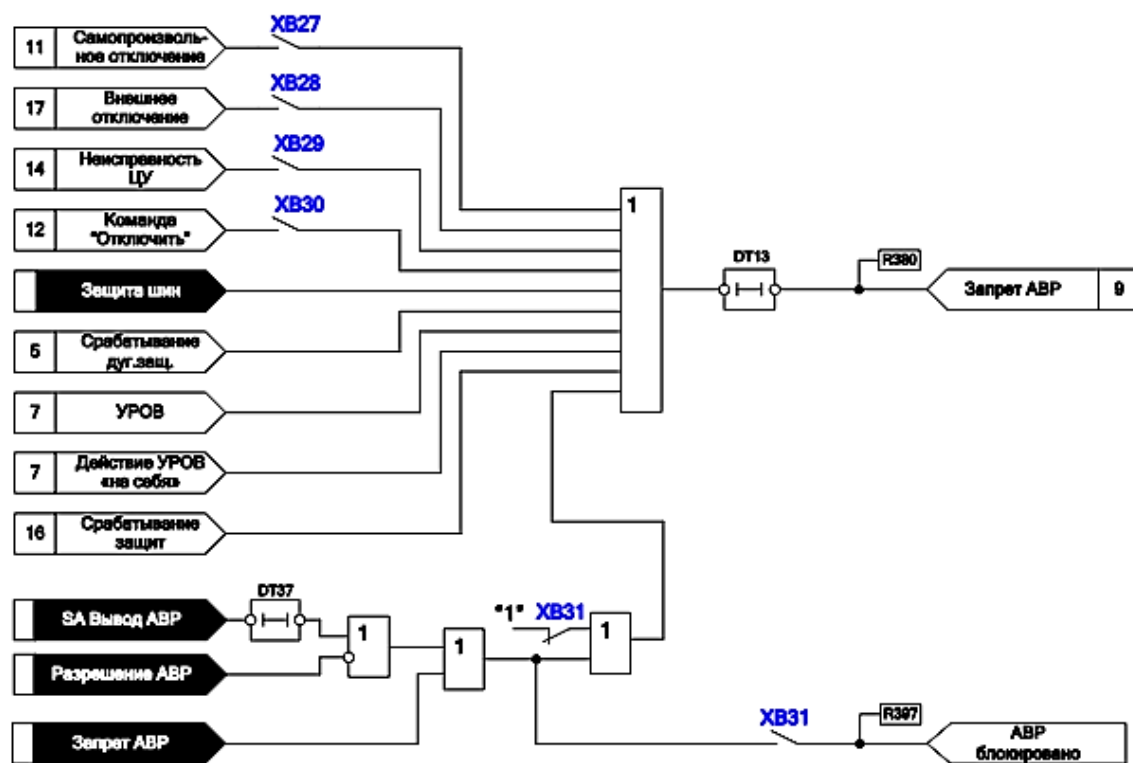


Рисунок 9.1. Функциональная схема запрета АВР

Однократность АВР обеспечивает таймер однократности включения, снимающий сигнал АВР на включение СВ после выдержки времени, достаточной для его включения:

$$t_{o.v.авр} = t_{вкл.св} + t_{зап} = 0,05 + 0,1 = 0,15 \text{ с,}$$

где  $t_{вкл.св}$  – время включения выключателя, составляет 0,05 с, согласно [37].

## 9.5 Вводной выключатель 10 кВ

Для выполнения МТЗ ВВ выбираем 1 ступень. А для выполнения обязательной функции ускорения МТЗ при включении на КЗ используется 2 ступень.

Первая ступень МТЗ. Ток срабатывания МТЗ-1 ВВ отстраивается от тока срабатывания МТЗ СВ:

$$I_{\text{МТЗ.ВВ}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{МТЗ.СВ}} = 1,1 \cdot 3692,26 = 4061,49 \text{ А.}$$

Чувствительность МТЗ-1ВВ в ОЗД:

$$k_{\text{ч.МТЗВВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3} I_{\text{КЗ.МИН.НН}}^{(3)}}{2}}{I_{\text{МТЗ.ВВ}}} = \frac{\frac{\sqrt{3} 20837}{2}}{4061,49} = 4,4 \geq 1,5.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного, а значит пуск по напряжению не требуется.

Чувствительность МТЗ-1 ВВ в ЗР:

$$k_{\text{ч.МТЗ.ВВ.ЗР}} = \frac{\frac{\sqrt{3} I_{\text{КЗ.МИН.РУ.ЦЕХА}}^{(3)}}{2}}{I_{\text{МТЗ.ВВ}}} = \frac{\frac{\sqrt{3} 16154}{2}}{4061,49} = 3,44 \geq 1,2.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного, соответственно чувствительность в ЗР обеспечивается.

Рабочий максимальный ток ВВ посчитан ранее, и равен 1973 А. Исходя из этого выбираем ТТ ТОЛ-10 согласно [43], фирмы изготовителя производство ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». По каталогу [44] примем первичный ток равный 2000 А.

$$n_{\text{T}} = \frac{I_{1\text{НОМ.ТТ}}}{I_{2\text{НОМ.ТТ}}} = \frac{2000}{5} = 400 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ.ВВ.ВТОР}} = \frac{I_{\text{МТЗ.ВВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{4061,49}{400} = 10,154 \text{ А.}$$

Токовые уставки терминала настраиваются в амперах, но их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ.

$$I_{\text{МТЗ.ВВ.ВТОР.О.Е}} = \frac{I_{\text{МТЗ.ВВ.ВТОР}}}{I_{2\text{НОМ.ТТ}}} = \frac{10,154}{5} = 2,03 \text{ о. е.}$$

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

Выдержка времени МТЗ ВВ отстраивается от выдержек МТЗ отходящих присоединений. В данном случае от времени срабатывания МТЗ СВ.

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = t_{\text{МТЗ.СВ}} + \Delta t, \quad (46)$$

Определим ступень селективности между МТЗ ВВ и МТЗ СВ:

$$\Delta t = t_{\text{отк.ВВ}} + 2 \cdot t_{\text{погреш}} + t_{\text{возв}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 2 \cdot 0,02 + 0,03 + 0,1 = 0,22 \text{ с.}$$

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = t_{\text{МТЗ.СВ}} + \Delta t = 1,02 + 0,22 = 1,24 \text{ с.}$$

Вторая ступень МТЗ. Ток срабатывания 2 ступени:

$$I_{\text{МТЗ.ВВ}} = I_{\text{МТЗ.ВВ2}} = 4061,49 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ.ВВ.втор2}} = \frac{I_{\text{МТЗ.ВВ2}}}{n_T} = \frac{4061,49}{400} = 10,154 \text{ А.}$$

Выдержка времени 2 ступени равна максимально допустимой 180 с. Выдержка времени 2 ступени при ускорении равна минимально допустимой 0,1 с.

Параметры уставок сведены в таблицу 9.17.

Таблица 9.17. Параметры уставок МТЗ

Уставки МТЗ	Значение
МТЗ-1	Введена
МТЗ-2	Введена
Ток срабатывания МТЗ-1, А	10,154
Время срабатывания, с	1,24
Ускорение	Предусмотрено
Время ускорения, с	0,1

### 9.5.1 ЛЗШ

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

$$I_{\text{ЛЗШ.ВВ}} \leq \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.мин.нн}}^{(3)}}{k_{\text{ч.н}}} k_{\text{сх}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 20837}{1,5} \cdot 1 = 12030,3 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{ЛЗШ.ВВ.втор}} = \frac{I_{\text{ЛЗШ.ВВ}}}{n_T} = \frac{12030,3}{400} = 30,1 \text{ А.}$$

Токовые уставки терминала БЭ2502А03 настраиваются в амперах, но их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ.

$$I_{\text{ЛЗШ.ВВ.ВТОР.о.е}} = \frac{I_{\text{ЛЗШ.ВВ.ВТОР}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ}}} = \frac{30,1}{5} = 6,02 \text{ о. е.}$$

Выдержка времени ТО ЛЗШ:

$$t_{\text{ЛЗШ}} \geq t_{\text{сраб.ио}} + t_{\text{погрш.}} + t_{\text{возв}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,225 \text{ с.}$$

Сведем полученные параметры в таблицу 9.18.

Таблица 9.18. Параметры ЛЗШ

Уставка	Значение
Работа ЛЗШ	Предусмотрена
Ток срабатывания, А	30,1
Время срабатывания, с	0,225

### 9.5.2 УРОВ

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

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{НОМ.ВВ}} = 0,05 \cdot 986 = 49,3 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{уров.втор}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{T}}} = \frac{49,3}{400} = 0,12 \text{ А.}$$

Токовые уставки терминала БЭ2502А03 настраиваются в амперах, но их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ.

$$I_{\text{уров.2.о.е}} = \frac{I_{\text{уров.2}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ}}} = \frac{0,12}{5} = 0,025 \text{ о. е.}$$

Расчетное значение вторичного тока получилось меньше минимального значения. Минимально возможная уставка равна 0,07, что дает вторичный ток срабатывания 0,35 А.

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.в.т}} + t_{\text{в.уров}} + t_{\text{п.уров}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 0,03 + 0,025 + 0,1 = 0,2 \text{ с,}$$

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

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96



$t_{в.УРОВ}$  – время возврата, примем 0,03 с, согласно [16];

$t_{п.УРОВ}$  – погрешность выдержки времени, примем 0,025 с, согласно [16];

$t_{зап}$  – время запаса принимаем равным 0,1 с.

Примем выдержку времени, рекомендованную ФСК, равную 0,3 с.

Сведем параметры УРОВ в таблицу 9.19.

Таблица 9.19. Параметры УРОВ

Уставка	Значение
УРОВ	Работа
Ток срабатывания, А	0,35
Время срабатывания, с	0,3

Пример подключения ВВ к терминалу находится в приложении А.

## 10 РАСЧЕТ УСТАВОК УРЗА ПРИСОЕДИНЕНИЙ 110 кВ

На стороне 110 кВ ПС могут применяться токовые защиты от м/у КЗ: мгновенная ТО и МТЗ. Данные защиты устанавливаются на секционных, шиносоединительных выключателях в качестве основных защит от междуфазных КЗ, на силовых трансформаторах в качестве резервных защит от м/у фазных КЗ, на силовых трансформаторах в качестве резервных защит, на тупиковых неответственных линиях 110 кВ. Расчет параметров защит 110 кВ аналогичен расчету токовых защит присоединений 6...35 кВ, представленных ранее.

В качестве основной защиты от КЗ силовых трансформаторов используется дифференциальная токовая защита (ДЗТ) и дифференциально-фазная защита (ДФЗ). В качестве основной защиты линии используется дифференциальная защита линии (ДЗЛ), а в качестве резервных для линии защит используется дистанционная защита (ДЗ).

### 10.1 Трансформатор ТРДН 63000/110

#### 10.1.1 ДЗТ

Рассчитаем первичные токи на сторонах ВН и НН защищаемого объекта, по его номинальной мощности. Далее по токам определим вторичные токи согласно коэффициентам трансформации ТТ, выбранных по максимальным рабочим токам сторон.

Номинальный первичный ток:

$$I_{1\text{НОМ.ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 316,28 \text{ А.}$$

$$I_{1\text{НОМ.НН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3307,09 \text{ А.}$$

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ стороны ВН выбирается по номинальной мощности трансформатора с учетом 40% перегрузки вне зависимости от схемы соединения ОРУ ВН ПС:

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

$$I_{1.\text{НОМ.ТТ}} \geq \frac{k_{\text{п}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ.Т.ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 442,79 \text{ А},$$

где  $k_{\text{п}}$  – коэффициент перегрузки, равный 1,4.

Вторичный номинальный ток ТТ стороны ВН выбирается по номинальному аналоговому току входов УРЗА, принято 5 А.

Выберем ТТ ТОМ-110 фирмы изготовителя производство ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». На номинальный первичный ток 500 А, согласно каталогу [42].

$$n_{1\text{Т.ВН}} = \frac{I_{1.\text{НОМ.ТТ.ВН}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ.ВН}}} = \frac{500}{5} = 100 \text{ А}.$$

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ на стороне НН выбирается по номинальной мощности трансформатора с учетом 40% перегрузки. Для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН учитывается распределение суммарной нагрузки по обмотке:

$$I_{1.\text{НОМ.ТТ.НН}} \geq \frac{k_{\text{п}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т.НН}}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 2314,67 \text{ А}.$$

Выберем ТТ ТОЛ-10-М фирмы изготовителя производство ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». На номинальный первичный ток 2500 А, согласно каталогу [54].

$$n_{1\text{Т.НН}} = \frac{I_{1.\text{НОМ.ТТ.НН}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ.НН}}} = \frac{2500}{5} = 500.$$

Вторичный ток для стороны ВН:

$$I_{2.\text{НОМ.ВН}} = \frac{I_{1.\text{НОМ.ВН}}}{n_{1\text{Т.ВН}}} = \frac{316,28}{100} = 3,16 \text{ А}.$$

Вторичный ток для стороны НН:

$$I_{2.\text{НОМ.НН}} = \frac{I_{1.\text{НОМ.НН}}}{n_{1\text{Т.НН}}} = \frac{2314,67}{500} = 4,63 \text{ А}.$$

Для снижения тока небаланса из-за неравенства вторичных токов в плечах ДЗТ в МП терминалах применяются коэффициенты выравнивания:

$$k_{\text{В.ВН}} = \frac{I_{2.\text{НОМ.ТТ.ВН}}}{I_{2.\text{НОМ.ВН}}} = \frac{5}{3,16} = 1,58;$$

$$k_{\text{В.НН}} = \frac{I_{2.\text{НОМ.ТТ.НН}}}{I_{2.\text{НОМ.НН}}} = \frac{5}{4,63} = 1,08.$$

Определим в о.е. по каталогу [16]  $I_{\text{с.р.мин}}$  приняв за базовый ток  $I_{\text{НОМ.ВН}}$  по первому условию:

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

$$I_{с.р.мин} \geq k_{отс} \cdot I_{нб.расч}, \quad (47)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, равен 1,3;

$I_{нб.расч}$  – относительный ток небаланса.

$$I_{нб.расч} = (k_{одн} \cdot k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{выр}) \cdot I_{нач.торм}, \quad (48)$$

где  $k_{одн}$  – коэффициент однотипности ТТ, примем равным 1;

$k_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс, равен 2;

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

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

$\Delta f_{выр}$  – относительная погрешность выравнивания токов, примем равной 0,02;

$I_{нач.торм}$  – расчетное значение тока начала торможения, исходя из рекомендаций принимаем 0,6 о.е., так как трансформатор не нагружен.

$$I_{с.р.мин} \geq k_{отс} \cdot I_{нб.расч} = 1,3 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,2) \cdot 0,6 = 0,44 \text{ о.е.}$$

Максимальное значение трехфазного тока короткого замыкания за защищаемым трансформатором на шинах НН  $I_{кз.макс.ннК2}^{(3)} = 27,981 \text{ кА}$ . Приведем данное значение тока к стороне ВН в о.е.:

$$I_{кз.макс} = I_{кз.макс.ннК2}^{(3)} \cdot \frac{U_{ср.ном.нн}}{U_{ср.ном.вн}} \cdot \frac{1}{I_{ном.вн}} = 27981 \cdot \frac{11}{115} \cdot \frac{1}{316,28} = 8,46 \text{ о.е.}$$

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

$$I_{ср.макс} = k_{отс} \cdot (k_{одн} \cdot k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{выр}) \cdot I_{кз.макс}, \quad (49)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, примем равным 1,1, согласно [16].

$$I_{ср.макс} = 1,1 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 8,46 = 3,5 \text{ о.е.}$$

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  $k_{пред.нагр}$  – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора, примем равным 0,9;

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

По условию отстройки от броска тока намагничивания, достигаемая применением минимальной уставки:  $I_{отс} \geq 6,5 \text{ о.е.}$

По условию отстройки от максимального тока небаланса внешнего КЗ:

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

$$I_{отс} = 1,5 \cdot I_{кз.макс} \cdot (k_{одн} \cdot k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{выр}), \quad (50)$$

где  $k_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс, равный 3, согласно [16].

$$I_{отс} = 1,5 \cdot 8,46(1 \cdot 3 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) = 6,09 \text{ о. е.}$$

Примем  $I_{отс} = 6,5 \text{ о. е.}$

Коэффициент торможения равен:

$$k_T = \frac{I_{ср.макс} - I_{ср.мин}}{I_{кз.макс} - I_{нач.торм}} = \frac{3,5 - 0,44}{8,46 - 0,6} = 0,38.$$

Полученный коэффициент торможения входит в допустимые пределы от 0,2 до 0,7 о.е.

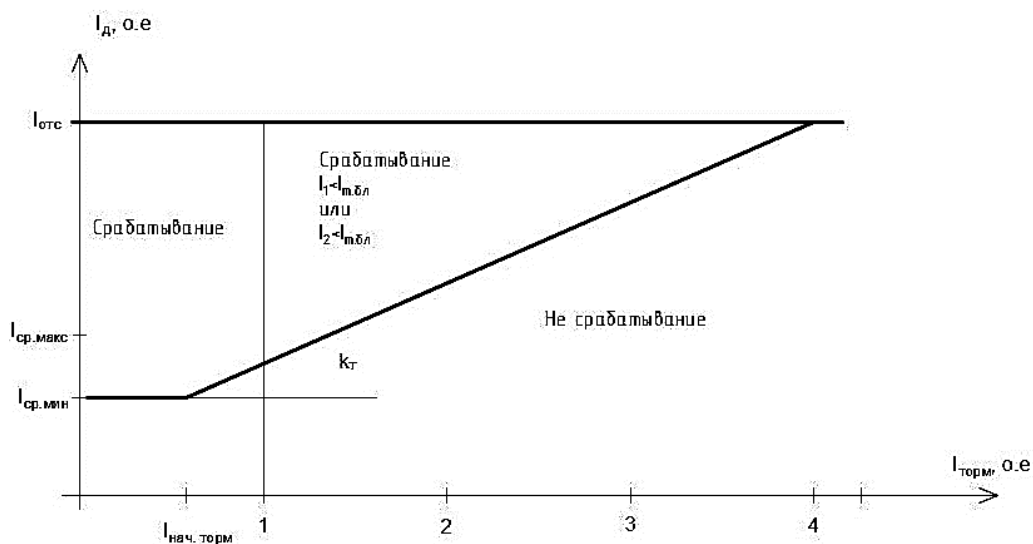


Рисунок 10.1. Расчетная характеристика торможения

Расчетное значение  $k_T$  соответствует углу наклона тормозной характеристики  $20,3^\circ$ .

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

20837 А. Приведем значение тока короткого замыкания к стороне ВН.

Коэффициент относительной чувствительности схемы к 2-ухфазным КЗ на стороне НН трансформатора со схемой соединения обмоток звезда треугольник

$$k_{от.ч.сх}^{(2)} = 1.$$

$$I_{\text{кз.т}} = I_{\text{кз.мин.кз.к2}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном.нн}}}{U_{\text{ср.ном.вн}}} \cdot \frac{k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)}}{I_{\text{ном.вн}}} = 20837 \cdot \frac{11}{115} \cdot \frac{1}{316,28} = 6,3 \text{ о. е.}$$

Определим коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.т}}}{I_{\text{ср.мин}}} = \frac{6,3}{0,44} = 14,3.$$

Согласно ПУЭ [1] коэффициент чувствительности должен быть больше 2, что выполняется.

### 10.1.2 МТЗ трансформатора ТРДН 63000/110

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

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (51)$$

где  $k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, примем равным 1,2, согласно [16];

$k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата, примем равным 0,9, согласно [16];

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

$k_{\text{зап}}$  – коэффициент самозапуска, примем равным 1,7, согласно [16].

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{68328}{\sqrt{3} \cdot 110} = 358,6 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,2 \cdot 1,7}{0,9} \cdot 358,6 = 812,8 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{с.з1}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{с.з}} = 1,1 \cdot 812,8 = 894,1 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{с.з2}} = \frac{I_{\text{с.з1}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{894,1}{100} \cdot 1 = 8,94 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ входит в допустимый диапазон от 0,1 до 100 А.

Токовые уставки терминала БЭ2704 048 настраиваются в амперах, но их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ.

$$I_{\text{с.з2.о.е.}} = \frac{I_{\text{с.з2}}}{I_{2.\text{ном.тт}}} = \frac{8,94}{5} = 1,79 \text{ о. е.}$$

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

Оценим чувствительность МТЗ в ОЗД:

$$k_{\text{ч.озд}} = \frac{\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.мин.нн}}^{(3)}}{2}}{I_{\text{с.з}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3} \cdot 20837}{2}}{894,1} = 20,2 \geq 1,5.$$

Чувствительность обеспечивается.

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

$$k_{\text{ч.озд}} = \frac{\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.мин.тр.10.0,4}}^{(3)}}{2}}{I_{\text{с.з}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3} \cdot 8360}{2}}{894,1} = 8,1 \geq 1,2.$$

Чувствительность обеспечивается.

Оценим чувствительность МТЗ при КЗ в ЗР в конце КЛ:

$$k_{\text{ч.озд}} = \frac{\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.мин.кл}}^{(3)}}{2}}{I_{\text{с.з}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3} \cdot 16154}{2}}{894,1} = 15,6 \geq 1,2.$$

Чувствительность обеспечивается.

Выберем уставки времени МТЗ терминала трансформатора, рассчитав значение ступени селективности м/у МТЗ терминала и МТЗ вводного выключателя, м/у вводным выключателем и секционным выключателем и м/у секционным выключателем и кабельной линией:

$$t_{\text{с.в}} = t_{\text{МТЗ.кл}} + \Delta t. \quad (52)$$

$$\Delta t = t_{\text{откл.вв}} + t_{\text{погреш.св}} + t_{\text{погреш.кл}} + t_{\text{возв.МТЗ.т}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 2 \cdot 0,02 + 0,03 + 0,1 = 0,22 \text{ с,}$$

где  $t_{\text{откл.вв}}$  – время отключения ВВ, примем равным 0,05 с;

$t_{\text{погреш.кл}}$  и  $t_{\text{погреш.св}}$  – погрешности выдержки времени МТЗ КЛ и СВ, примем равным 0,02 с, согласно [20];

$t_{\text{возв.МТЗ.т}}$  – время возврата МТЗ терминала РЗА трансформатора, примем равным 0,03 с, согласно [20];

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

$$t_{\text{с.в}} = t_{\text{МТЗ.кл}} + \Delta t = 0,8 + 0,22 = 1,02 \text{ с.}$$

$$t_{\text{в.в}} = t_{\text{с.в}} + \Delta t. \quad (53)$$

$$\Delta t = t_{\text{откл.св}} + t_{\text{погреш.вв}} + t_{\text{погреш.св}} + t_{\text{возв.МТЗ.вв}} + t_{\text{зап}} = 0,22 \text{ с.}$$

где  $t_{\text{откл.св}}$  – время отключения ВВ, примем равным 0,05 с;

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

$t_{\text{погреш.кл}}$  и  $t_{\text{погреш.св}}$  – погрешности выдержки времени МТЗ ВВ и СВ, примем равным 0,02 с, согласно [20];

$t_{\text{возв.МТЗ.ВВ}}$  – время возврата МТЗ терминала РЗА трансформатора, примем равным 0,03 с, согласно [20];

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

$$t_{\text{в.в}} = t_{\text{с.в}} + \Delta t = 1,02 + 0,22 = 1,24 \text{ с.}$$

$$t_{\text{МТЗ.тр}} = t_{\text{в.в}} + \Delta t = 1,24 + 0,4 = 1,64 \text{ с,}$$

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

Параметры МТЗ ВН сведем в таблицу 10.1.

Таблица 10.1. Параметры МТЗ ВН

Уставки	Значение
Пуск МТЗ ВН	Предусмотрен
Ток срабатывания, А	8,94
Время срабатывания, с	1,64
Пуск по напряжению	Не предусмотрен
Блокировка МТЗ при БТН	Не предусмотрена

### 10.1.3 Защита от перегрузки трансформатора ТРДН 63000/110

Первичный ток срабатывания ЗП:

$$I_{\text{зп.вн1}} = \frac{I_{\text{ном.вн}} \cdot k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} = \frac{316,28 \cdot 1,05}{0,9} = 368,9 \text{ А,}$$

где  $k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, равный 1,05, согласно [16];

$k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата, равный 0,9, согласно [16];

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

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки ВН:

$$I_{\text{зп.вн2}} = \frac{I_{\text{зп.вн1}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{368,9}{100} \cdot 1 = 3,7 \text{ А.}$$

Ток срабатывания входит в допустимый диапазон от 0,1 до 100 А.

Токовые уставки терминала настраиваются в амперах, но их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ.



$$I_{\text{зп.вн2.о.е}} = \frac{I_{\text{зп.вн2}}}{I_{2.\text{ном.тт}}} = \frac{3,7}{5} = 0,74 \text{ о. е.}$$

Первичный ток срабатывания ЗП НН:

$$I_{\text{зп.нн1}} = \frac{I_{\text{ном.нн}} \cdot k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} = \frac{3307,09 \cdot 1,05}{0,9} = 3858,3 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания ЗП НН:

$$I_{\text{зп.нн2}} = \frac{I_{\text{зп.нн1}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{3858,3}{500} \cdot 1 = 7,7 \text{ А.}$$

Ток срабатывания входит в допустимый диапазон от 0,1 до 10 А.

Токовые уставки терминала настраиваются в амперах, но их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ.

$$I_{\text{зп.нн2.о.е}} = \frac{I_{\text{зп.нн2}}}{I_{2.\text{ном.тт}}} = \frac{7,7}{5} = 1,54 \text{ о. е.}$$

Токи срабатывания укладываются в допустимые пределы. Время срабатывания защиты нужно отстраивать от режимов кратковременных перегрузок и можно принять без расчета 9 с.

#### 10.1.4 УРОВ трансформатора ТРДН 63000/110

Параметры УРОВ рассчитаем, используя методику расчета уставок ПАО «ФСК ЕЭС» [16].

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров.1}} = 0,05 \cdot I_{\text{т.ном}} = 0,05 \cdot 316,28 = 15,8 \text{ А.}$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров.1}}}{n_{\text{т}}} = \frac{15,8}{100} = 0,158 \text{ А.}$$

Полученный результат входит в допустимый диапазон от 0,04 до 2 А.

Токовые уставки терминала настраиваются в амперах, но их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ.

$$I_{\text{уров.2.о.е}} = \frac{I_{\text{уров.2}}}{I_{2.\text{ном.тт}}} = \frac{0,158}{5} = 0,03 \text{ о. е.}$$

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{в.уров}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 0,03 + 0,1 = 0,18 \text{ с,}$$

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

где  $t_{в.уров}$  – время возврата УРОВ, примем равным 0,03 с, согласно [20];

$t_{зап}$  – время запаса, равняется 0,1 с, согласно [16].

Исходя из рекомендаций [16] выдержка времени принимается равной от 0,2 до 0,3 с. Поэтому примем 0,2 с.

Параметры УРОВ сведем в таблицу 10.2.

Таблица 10.2. Параметры УРОВ

Уставки УРОВ	Значение
Действие УРОВ	Предусмотрено
Ток срабатывания, А	0,158
Время срабатывания, с	0,2

Пример подключения терминала к трансформатору 110/10 находится в приложении А.

## 10.2 Воздушная линия 110 кВ

### 10.2.1 Дистанционная защита линий 110 кВ

Дистанционная защита применяется в качестве резервной защитой от однофазных КЗ на линиях 110 кВ и выше. Как правило ДЗ выполняется трехступенчатой.

Параметры микропроцессорных терминалов РЗА содержащие ДЗ линий считаются в соответствии с методическими указаниями по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций представленными на сайте ФСК ЕЭС. Однако информация для ООО НПП «ЭКРА» отсутствует, то воспользуемся руководящими указаниями [22].

Сопротивление первой ступени выбирается по двум условиям. Для первого условия расчетное выражение для ответвительной (отпаечной) ПС для первой ступени при отсройки от коротких замыканий на шинах подстанции, примыкающей к противоположному концу линии равно:

$$Z_{с.з.1.1}^1 \leq 0,85 \cdot \left( z_1 + \frac{z_2}{k_T} \right), \quad (54)$$

где  $z_1$  и  $z_2$  – сопротивления участков линии;

$k_T$  – коэффициент токораспределения.

Для определения коэффициентов токов распределения и сопротивления участков линий, согласно руководящим указаниям [22], изобразим на рисунке.

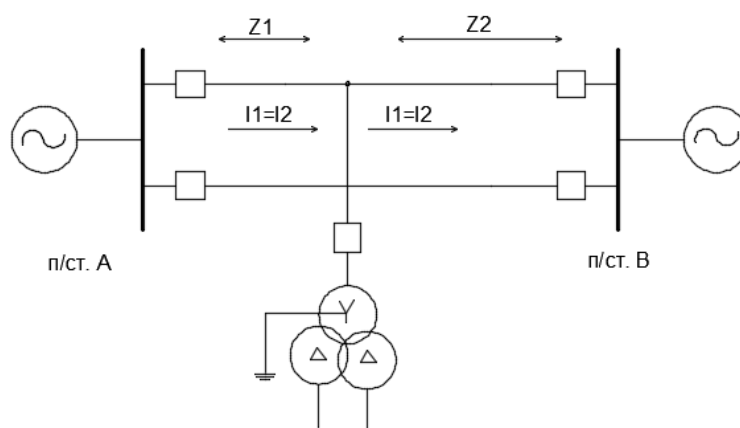


Рисунок 10.2. Схема для определения параметров

Определим активное сопротивление участков  $Z_1$  и  $Z_2$ :

$$R_1 = r_0 \cdot L_{w1} = 0,120 \cdot 30 = 3,6 \text{ Ом};$$

$$R_2 = r_0 \cdot L_{w2} = 0,120 \cdot 25 = 3 \text{ Ом};$$

где  $r_0$  – удельное активное сопротивление линии, для АС-240/32 равняется 0,120 Ом/км;

$L_{w1}$  и  $L_{w2}$  – длины линий, равняется 30 и 25 км, согласно исходным данным.

Определим индуктивное сопротивление участков:

$$X_1 = x_0 \cdot L_{w1} = 0,405 \cdot 30 = 12,15 \text{ Ом};$$

$$X_2 = x_0 \cdot L_{w2} = 0,405 \cdot 25 = 10,125 \text{ Ом}.$$

где  $x_0$  – удельное индуктивное сопротивление линии, для АС-240/32 равняется 0,405 Ом/км;

Полное сопротивление участков:

$$Z_1 = R_1 + jX_1 = 3,6 + j12,15 = 12,67e^{j73,5^\circ};$$

$$Z_2 = R_2 + jX_2 = 3 + j10,125 = 10,56e^{j73,5^\circ}.$$

Коэффициент токораспределения равен:

$$k_T = \frac{I_1}{I_2} = 1.$$

Сопротивление ступени по первому условию:

$$Z_{с.з.1.1}^1 \leq 0,85 \cdot \left( z_1 + \frac{z_2}{k_T} \right) = 0,85 \cdot \left( 12,67e^{j73,5^\circ} + \frac{10,56e^{j73,5^\circ}}{1} \right) = 19,72e^{j73,5^\circ} \text{ Ом.}$$

Второе условие расчетное выражение для отстройки от КЗ на шинах низшего напряжения подстанции на ответвлениях:

$$Z_{с.з.1.2}^1 \leq 0,85 \cdot \left( z_1 + \frac{z_{тр}}{k_{тр}} \right), \quad (55)$$

где  $z_{тр}$  – минимальное эквивалентное сопротивление параллельно работающих трансформаторов;

$k_{тр}$  – коэффициент токораспределение трансформатора.

Минимальное полное сопротивление работающих трансформаторов:

$$z_{тр} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{(U_{НОМ.ВН}^2)}{S_{Т.НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{63} = 22,04 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_{тр} = \frac{P_K \cdot U_{НОМ.ВН}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{245000 \cdot 115^2}{63000^2} = 0,8 \text{ Ом.}$$

где  $P_K$  – потери КЗ, равняется 245 кВт.

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_{тр} = \sqrt{z_{тр}^2 - R_{тр}^2} = \sqrt{22,04^2 - 0,8^2} = 22,02 \text{ Ом.}$$

Угол  $\varphi$  трансформатора равен:

$$\varphi = \arctg \frac{x_{тр}}{R_{тр}} = \arctg \frac{22,02}{0,8} = 87,9^\circ.$$

Коэффициент токораспределения трансформатора:

$$k_{тр} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{571}{1266} = 0,45.$$

Значения для расчета взяты из программы ТОКО.

Расчетное выражение для отстройки от КЗ на шинах низшего напряжения подстанции на ответвлениях, согласно второму условию:

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

$$Z_{с.з.1.2}^1 \leq 0,85 \cdot \left( z_1 + \frac{z_{тр}}{k_{тр}} \right) = 0,85 \cdot \left( 12,67e^{j73,5^\circ} + \frac{22,04e^{j87,9^\circ}}{0,45} \right) = 52,13e^{j84,95^\circ} \text{ Ом.}$$

Минимальное сопротивление из 2-ух условий, а именно 19,72 Ом.

Исходя из этого абсолютная величина сопротивления первой ступени ДЗ:

$$Z_{с.з.}^1 \leq 0,85 \cdot 19,72 = 16,76 \text{ Ом.}$$

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

Трансформатора напряжения выберем ТН НАМИ-110. Согласно [23] коэффициент трансформации равен:

$$n_{ТН} = \frac{U_{1.НОМ}}{U_{2.НОМ}} = \frac{110000}{100} = 1100.$$

Рабочий максимальный ток линии:

$$I_{раб.макс} = \frac{68,328+40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,57 \text{ кА} = 570 \text{ А.}$$

Выберем к установке ТТ ТОМ-110 фирмы изготовителя производство ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». С номинальным первичным током 700 А.

$$n_T = \frac{I_{1.НОМ.ТТ}}{I_{2.НОМ.ТТ}} = \frac{600}{5} = 120.$$

Вторичное значение сопротивления срабатывания первой ступени ДЗ:

$$Z_{с.з.втор1} = Z_{с.з.}^1 \cdot \frac{n_T}{n_{ТН}} = 16,76 \cdot \frac{120}{1100} = 1,83 \text{ Ом.}$$

Сопротивление 2 ступени ДЗ выбирается по трем условиям. Для первого условия мы уже определили сопротивление ранее:

$$Z_{с.з.1}^2 \leq 0,85 \cdot \left( z_1 + \frac{z_{тр}}{k_{тр}} \right) = 0,85 \cdot \left( 12,67e^{j73,5^\circ} + \frac{22,04e^{j87,9^\circ}}{0,45} \right) = 52,13e^{j84,95^\circ} \text{ Ом.}$$

Второе условие расчетное выражение для согласования с первой ступенью защиты подстанции В:

$$Z_{с.з.2}^2 \leq 0,85 \cdot \left( z_1 + \frac{z_2}{k_T} \right) + 0,78 \cdot (0,85 \cdot z_3) = 0,85 \cdot \left( 12,67e^{j73,5^\circ} + \frac{10,56e^{j73,5^\circ}}{1} \right) + 0,78 \cdot (12,67e^{j73,5^\circ}) = 8,42 + j28,4 = 29,6e^{j73,5^\circ} \text{ Ом.}$$

Расчетное условие для третьего условия для отстройки от КЗ на шинах НН п/ст В:

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

$$Z_{с.з.3}^3 \leq 0,85 \cdot \left( z_1 + \frac{z_2}{k_T} + \frac{Z_{тр.3}}{k_{тр.3}} \right), \quad (56)$$

где  $Z_{тр.3}$  – сопротивление трансформатора;

$k_{тр.3}$  – коэффициент токораспределения для трансформатора.

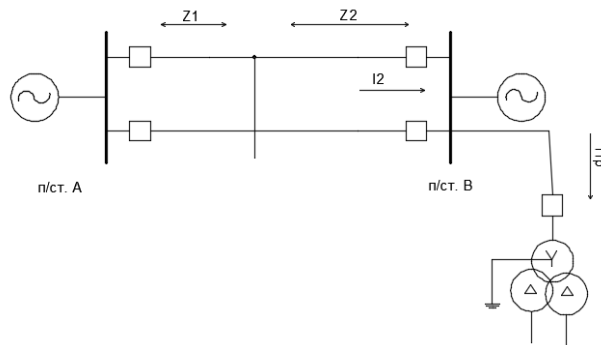


Рисунок 10.3. Схема для определения сопротивления срабатывания 3 ступени

Определим коэффициент токораспределения:

$$k_{тр.3} = \frac{I_2}{I_{тр}} = \frac{194}{1400} = 0,14.$$

Сопротивление 3 ступени:

$$Z_{с.з.3}^2 \leq 0,85 \cdot \left( z_1 + \frac{z_2}{k_T} + \frac{Z_{тр.3}}{k_{тр.3}} \right) = 0,85 \cdot \left( 12,67e^{j73,5^\circ} + \frac{10,56e^{j73,5^\circ}}{1} + \frac{22,04e^{j87,9^\circ}}{0,14} \right) =$$

$$= 10,53 + j152,7 = 153,1e^{j86,1^\circ} \text{ Ом.}$$

Выбираем минимальное сопротивление из трех условий, а именно 29,2 Ом.

Вторичное значение сопротивлений срабатывания 2 ступени ДЗ:

$$Z_{с.з.втор2} = Z_{с.з.}^2 \cdot \frac{n_T}{n_{ТН}} = 29,6 \cdot \frac{120}{1100} = 3,2 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания третьей ступени:

$$Z_{с.з.}^3 = \frac{Z_{самозап}}{k_H \cdot k_B \cdot \cos(\varphi_{зст} - \varphi_{раб})}, \quad (57)$$

где  $Z_{самозап}$  – минимальное значение первичного сопротивления в месте установки защиты в условиях самозапуска ЭД;

$\varphi_{зст}$  – угол максимальной чувствительности 3 ступени ДЗ, совпадает с  $\varphi_{1ст}$ ;

$k_H$  – коэффициент надежности, принимаем равным 1,2;

$k_B$  – коэффициент возврата реле, примем равным 1,05, согласно технической документации терминала «ЭКРА».

$$Z_{\text{самозап}} = \frac{U_{\text{мин}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{самозап}} \cdot I_{\text{раб.макс}}}, \quad (58)$$

где  $U_{\text{мин}}$  – минимальное значение первичного напряжения в месте установки защиты при условии самозапуска ЭД;

$k_{\text{самозап}}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока при самозапуске ЭД, примем равным 1,8, согласно [13];

$I_{\text{раб.макс}}$  – максимальное значение первичного рабочего тока в защищаемой линии.

Минимальное напряжение:

$$U_{\text{мин}} = 0,8 \cdot U_{\text{ном}} = 0,8 \cdot 110 = 88 \text{ кВ.}$$

Минимальное значение первичного сопротивления:

$$Z_{\text{самозап}} = \frac{U_{\text{мин}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{самозап}} \cdot I_{\text{раб.макс}}} = \frac{88}{\sqrt{3} \cdot 1,8 \cdot 570} = 49,5 \text{ Ом.}$$

Так как  $\cos\varphi=0,85$  ЭД, то в нормальном режиме угол равен 32.

Сопротивление третьей ступени срабатывания:

$$Z_{\text{с.з}}^3 = \frac{Z_{\text{самозап}}}{k_n \cdot k_B \cdot \cos(\varphi_{\text{зст}} - \varphi_{\text{раб}})} = \frac{49,5}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(73,5 - 32)} = 52,6 \text{ Ом.}$$

Вторичное значение сопротивления срабатывания 3 ступени:

$$Z_{\text{с.з.втор}}^3 = Z_{\text{с.з}}^3 \cdot \frac{n_T}{n_{\text{ТН}}} = 52,6 \cdot \frac{120}{1100} = 5,74 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени третьей ступени ДЗ отстраивается от выдержки времени МТЗ трансформатора:

$$t_{\text{с.з.}} = \Delta t + t_{\text{МТЗ.Т}} = 0,4 + 1,64 = 2,04 \text{ с,}$$

где  $\Delta t$  – ступень селективности примем равной 0,4.

Построим характеристику ДЗ в виде четырехугольника, так как ЭКРА предусматривает построение четырехугольника.

$$X_{1.\text{ст}} = Z_{1.\text{ст}} \cdot \sin\varphi_{1.\text{ст}} = 19,72 \cdot \sin 73,5 = 18,9 \text{ Ом.}$$

Уставка по оси R характеристики определяется из условия действия защиты при Кз в конце линии (или на стороне ВН ГПП) при двухфазном КЗ в

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

минимальном режим работы через максимально-возможное сопротивление дуги.

Сопротивление дуги найдем по выражению:

$$R_{\text{дуги.макс}} = \frac{\Delta U_{\text{д}}}{I_{\text{кз.мин.вл}}^{(2)}}, \quad (59)$$

где  $\Delta U_{\text{д}}$  – падение напряжения на дуге;

$I_{\text{кз.мин.вл}}^{(2)}$  – ток двухфазного короткого замыкания в конце линии.

$$I_{\text{кз.мин.вл}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.мин.вл}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,293 = 8,1 \text{ кА},$$

где  $I_{\text{кз.мин.вл}}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ в конце линии, найден в программе ТОКО.

$$\Delta U_{\text{д}} = 1,05 \cdot l = 1,05 \cdot 6 = 6,3 \text{ кВ},$$

где  $l$  – длина дуги с учетом ее раздувания за время действия защиты, примем равным 6 м.

$$R_{\text{дуги.макс}} = \frac{\Delta U_{\text{д}}}{I_{\text{кз.мин.вл}}^{(2)}} = \frac{6,3}{8,1} = 0,78 \text{ Ом}.$$

На характеристике для большей наглядности сопротивление дуги непропорционально увеличено. Уставка по оси R:

$$R_{1.\text{ст}} = R_{\text{вл}} + R_{\text{дуги.макс}} - \frac{X_{\text{вл}}}{\text{tg}\varphi_{1.\text{ст}}} = 6,6 + 0,78 - \frac{22,3}{\text{tg}73,5} = 0,78 \text{ Ом},$$

где  $R_{\text{вл}}$  и  $X_{\text{вл}}$  – сопротивления всей линии, которые равны 6,6 и 22,3 соответственно.

Угол наклона нижней части характеристики принимаем по рекомендации ЭКРА  $-15^\circ$ , а угол наклона левой части характеристики  $115^\circ$ .

Для второй и третьей ступени произведем расчеты аналогичным образом.

По результатам расчета получилось, что у всех 3 ступеней угол ступеней  $\varphi_{\text{н.ст}}$  равен  $\varphi_{1.\text{ст}}$ . Так же на характеристики отобразим  $Z_{\text{н.ст}}$ .

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112



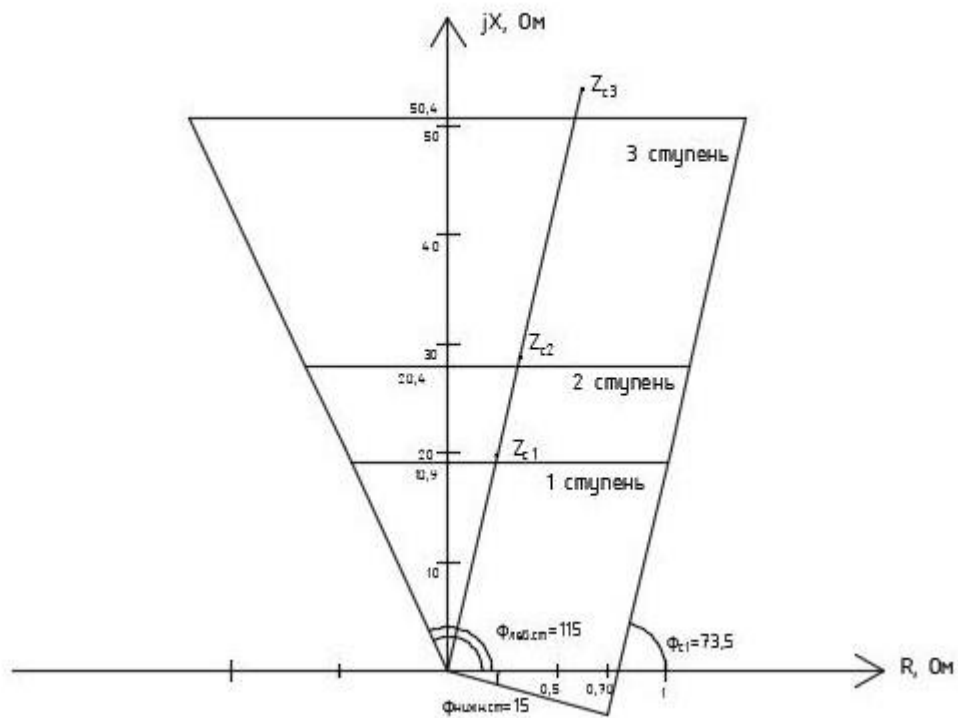


Рисунок 10.4. Характеристика ступеней ДЗ

### 10.2.2 УРОВ

Выберем параметры УРОВ используя методику расчета уставок, представленной на сайте ПАО «ФСК ЕЭС». Ток срабатывания органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{вл.ном}} = 0,05 \cdot 570 = 28,5 \text{ А.}$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{ср.уров}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{T}}} = \frac{28,5}{120} = 0,24 \text{ А.}$$

Токовые уставки терминала настраиваются в амперах, но их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ.

$$I_{\text{ср.уров.о.е.}} = \frac{I_{\text{ср.уров}}}{I_{2.\text{ном.тт}}} = \frac{0,24}{5} = 0,048 \text{ о. е.}$$

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.в.}} + t_{\text{в.увро}} + t_{\text{зап}} = 0,055 + 0,03 + 0,1 = 0,185 \text{ с.}$$

Округлим выдержку времени до 0,2 с, по рекомендациям ФСК.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

Сведем параметры УРОВ в таблицу 10.3.

Таблица 10.3. Параметры УРОВ

Уставки УРОВ	Значение
УРОВ	ВКЛ
Ток срабатывания, А	0,24
Время срабатывания, с	0,2
Действие УРОВ на себя	Предусмотрено

### 10.2.3 АПВ ВЛ 110

На линиях 110 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.

Выдержка времени АПВ на повторное включение выключателя определяется двумя условиями.

По первому условию выдержка времени должна быть больше времени готовности привода выключателя:

$$t_{\text{АПВ.1}} \geq t_{\text{г.п}} + t_{\text{зап}}, \quad (60)$$

где  $t_{\text{г.п}}$  – время готовности привода, которое равняется от 0,2 до 1 с, согласно [53] для разных типов приводов, примем равным 0,5 с;

$t_{\text{зап}}$  – время запаса, учитывающее непостоянство времени готовности привода и погрешность реле времени схемы АПВ, примем равным 0,3 с, согласно [53].

Тогда выдержка времени по первому условию равна:

$$t_{\text{АПВ.1}} \geq t_{\text{г.п}} + t_{\text{зап}} = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ с.}$$

Для того чтобы повторное включение было успешным, необходимо чтобы за время от момента отключения линии до повторного включения и подачи напряжения не только погасла электрическая дуга в месте повреждения, но и восстановились изоляционные свойства воздуха. Процесс восстановления

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

изоляционных свойств, называемый деионизацией, требует определенного времени. Отсюда рассчитывается выдержка времени по второму условию:

$$t_{\text{АПВ.1.2}} \geq t_{\text{д}} + t_{\text{зап}}, \quad (61)$$

где  $t_{\text{д}}$  – время деионизации, равное 0,17 для 110 кВ, согласно [13].

Тогда выдержка времени по второму условию равняется:

$$t_{\text{АПВ.1.2}} \geq t_{\text{д}} + t_{\text{зап}} = 0,17 + 0,3 = 0,47 \text{ с.}$$

Так линия с двух сторонним питанием имеет место быть третье условие. С учетом того что мы устанавливаем АПВ с улавливанием синхронизма, то условие имеет следующий вид:

$$t_{\text{АПВ1.3}} = t_{\text{защ}} + t_{\text{зап}}, \quad (62)$$

где  $t_{\text{защ}}$  – выдержка времени защиты, примем равной 0,5 с, исходя из выдержки времени 2 ступени на противоположном конце линии.

$$t_{\text{АПВ1.3}} = t_{\text{защ}} + t_{\text{зап}} = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ с.}$$

Из трех условий выберем наибольшую выдержку времени, равную 0,8 с.

Время автоматического возврата схемы АПВ в исходное положение выбирается из условия обеспечения однократности действия. Для этого при повторном включении на устойчивое КЗ возврат АПВ в исходное положение должен происходить только после того, как выключатель, повторно включенный от схемы АПВ, вновь отключится релейной защитой.

Время возврата схемы в исходное положение определяется следующим выражением:

$$t_{2\text{АПВ}} \geq t_{\text{защ}} + t_{\text{отк}} + t_{\text{зап}}, \quad (63)$$

где  $t_{\text{защ}}$  – наибольшая выдержка времени защиты, принимаем равным 0,2 с.

$t_{\text{отк}}$  – время отключения выключателя, равняется 0,05 с.

$$t_{2\text{АПВ}} \geq t_{\text{защ}} + t_{\text{отк}} + t_{\text{зап}} = 0,2 + 0,05 + 0,3 = 0,55 \text{ с.}$$

Пример подключения терминала к ВЛ находится в приложении А.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

## 11 ПРОВЕРКА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ ТТ НА СТОРОНЕ 10 КВ ТРАНСФОРМАТОРА 10/0,4

Проверка ТТ, используемых в схемах РЗА, в том числе и на допустимую погрешность изложена в [9,10,24]. В качестве примера рассмотрим проверку ТТ 10/0,4 кВ.

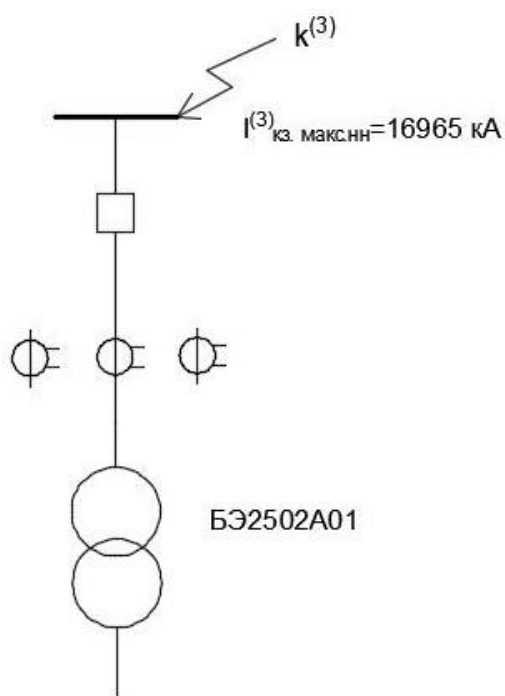


Рисунок 11.1. Исходные данные к проверке ТТ

Рабочий максимальный ток выбирается по номинальному току трансформатора на стороне ВН с учетом 40% перегрузки. Если известна полная мощность предприятия, то рабочий максимальный ток равен:

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

Ранее был принят к установке трансформатор тока ТОЛ-10 с коэффициентом трансформации:

$$n_{\text{т}} = \frac{I_{1.\text{ном}}}{I_{2.\text{ном}}} = \frac{250}{5} = 50.$$

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист 116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ударное значение тока:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{кз.макс}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 16,965 = 44,4 \text{ кА},$$

где  $k_{уд}$  –ударный коэффициент, примем равным 1,85.

Согласно каталогу [14], для ТТ ТОЛ-10 электродинамический ток при номинальном первичном токе составляет:  $i_{дин} = 81 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд}$ .

Условие выполняется.

Расчетное значение количественной оценки степени термического воздействия тока КЗ:

$$W_{к.расч} = \left( I_{кз.макс}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{рз} + t_{откл.в}) = 16,965^2 \cdot (0,5 + 0,05) = 158,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где  $t_{рз}$  –расчетная выдержка времени МТЗ, посчитанная ранее;

$t_{откл.в}$  – время отключения выключателя.

По каталогу [14] односекундный ток термической стойкости при номинальном первичном токе составляет 17,5 кА. Рассчитаем согласно каталогу:

$$W_{к.каталог} = (k_{тер} \cdot I_{1.ном})^2 \cdot t_{тер} = 17,5^2 \cdot 1 = 306,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$W_{к.каталог} \geq W_{к.расч}.$$

Условие по термической стойкости выполняется.

Определим расчетные значения сопротивления нагрузки для обмоток ТТ:

$$Z_{нагр} = Z_{реле} + 2 \cdot Z_{пров} + Z_{конт}, \quad (64)$$

где  $Z_{реле}$  –сопротивление МП терминала РЗА;

$Z_{пров}$  – сопротивление соединительных проводов;

$Z_{конт}$  – сопротивление переходных контактов, примем равным 0,05 Ом.

Сопротивление МП терминала определяется по потребляемой мощности от ТТ, согласно [17] для терминалов серии БЭ2502А01 составляет 2 ВА для  $I_{2.ном} = 5 \text{ А}$ . Определим сопротивление реле:

$$Z_{реле} = \frac{S_{пот}}{I_{2.ном}^2} = \frac{2}{5^2} = 0,08 \text{ Ом}.$$

Сопротивление соединительных проводов:

$$Z_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,0175 \cdot 6}{2,5} = 0,042 \text{ Ом},$$

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода, в данном случае меди равняется  $0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ ;

$l_{\text{расч}}$  – расчетная длина соединительного провода, равняется 6, согласно [25];

$q$  – сечение по условию механической прочности, для меди равняется  $2,5 \text{ мм}^2$ .

Сопротивление нагрузки равняется:

$$Z_{\text{нагр}} = Z_{\text{реле}} + 2 \cdot Z_{\text{пров}} + Z_{\text{конт}} = 0,08 + 2 \cdot 0,042 + 0,05 = 0,214 \text{ Ом}.$$

Исходя из [14] номинальная предельная кратность обмотки для защиты при номинальном первичном токе составляет 4, а номинальная вторичная нагрузка обмотки для защиты составляет 50 ВА, а  $Z_{\text{ном}} = \frac{50}{25} = 2 \text{ Ом}$ .

$$k_{\text{расч}} = \frac{16965}{250} = 67,86.$$

Чтобы допустимое сопротивление было больше или равно сопротивлению нагрузки, необходимо на трансформаторе тока взять 2 обмотки:

$$Z_{\text{доп}} = n_{\text{обм}} \cdot Z_{\text{ном}} \cdot \frac{k_{\text{доп}}}{k_{\text{расч}}} = 2 \cdot 2 \cdot \frac{4}{67,86} = 0,236 \text{ Ом}.$$

$$Z_{\text{доп}} \geq Z_{\text{нагр}}.$$

Допустимое сопротивление больше расчетного, поэтому проверяемый ТТ будет работать в заявленном классе точности.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

## 12 ОПТИЧЕСКИЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

На протяжении 15 лет в мировой и 8 лет в отечественной энергетике ведутся дискуссии о внедрении и развитии концепций «Smart Grid» и «Цифровая подстанция». Замена традиционных аналоговых СИ (трансформаторов напряжения и тока, систем учета, защиты и автоматики и т.д) на цифровые СИ. В данной главе рассмотрим оптические трансформаторы тока и напряжения.

Установка оптических трансформаторов тока и напряжения обеспечит следующее:

- получение единого источника информации в стандартном формате для всех информационных и управляющих устройств;
- повышение управляемости и надёжности систем автоматики и защиты на современной микропроцессорной основе с использованием новых информационных компьютерных и Интернет-технологий;
- мониторинг и диагностику всех составляющих подстанции, включая вторичные цепи;
- повышение класса точности по току и напряжению по сравнению с аналоговыми электромагнитными трансформаторами (класс точности 0,2s по току и 0,2 по напряжению в установившемся режиме);
- селективность работы и устойчивость функционирования устройств релейной защиты и автоматики за счёт линейности характеристик преобразования тока и напряжения в установившихся режимах и переходных процессах;
- помехозащищённость, за счёт использования оптоволоконна для передачи информации от РУ;
- снижение количества кабельных связей;
- исключение выноса высокого потенциала с места КЗ на щит управления по вторичным цепям;
- упрощение и гибкость проектирования и наладки;
- уменьшение коммерческих потерь электроэнергии.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основные требования к цифровым СИ, включая датчики, сенсоры тока и напряжения:

- быстродействие,
- широкий частотный диапазон до 6 кГц;

большая перегрузочная способность, широкий динамический диапазон;

- отсутствие влияния коротких замыканий;
- высокое сопротивление электрической изоляции при компактных размерах;
- малый вес, удобство монтажа;
- пожаробезопасность, экологичность.

Основными элементами измерительного канала для этих целей служат первичные измерительные устройства — датчики, преобразователи, трансформаторы тока и напряжения. Информация, считанная с них, используется в дальнейшем приборами учета, блоками релейной защиты, а также остальным оборудованием автоматики.

Основные преимущества оптических трансформаторов тока и напряжения перед электромагнитными:

- широкий диапазон измерений. Высокая термическая и электродинамическая стойкость;
- высокая линейность;
- отсутствие явлений насыщения, гистерезиса, а также остаточное изменение параметров после перегрузки (например, КЗ);
- отсутствие явлений резонанса;
- широкий частотный диапазон, позволяющий анализировать гармоники напряжения и тока непосредственно в высоковольтной цепи;
- отсутствие влияния нагрузки вторичных цепей и потерь в них;
- высокая устойчивость оптоволоконных информационных каналов к внешним электромагнитным помехам;
- меньшие габаритные показатели
- высокая безопасность, пожароустойчивость, экологичность (преобразователи не содержат ни масла, ни бумаги, ни элегаза).

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120



Так же к преимуществам можно отнести простоту их установки:

- оптические трансформаторы могут монтироваться в вертикальном, горизонтальном и наклонном положении на существующих конструкциях порталов, выключателей и силовых трансформаторов;
- компактность трансформаторов позволяют устанавливать их в условиях, недопустимых для обычных трансформаторов;
- нечувствительность к внешним электромагнитным полям не требует проведения анализа взаимного расположения шин;
- небольшой вес позволяет проводить монтаж без использования кранов.

Перспективы использования оптических трансформаторов для целей РЗА:

- увеличение быстродействия РЗА за счет ускорения обработки сигнала;
- точное определение перехода тока через ноль позволит усовершенствовать алгоритмы дистанционных органов релейной защиты;
- повышение селективности работы РЗА за счет увеличения точности определения перехода тока через 0. В том числе при наличии апериодических составляющих;
- формирование сигнала перехода тока через 0 для увеличения коммутационного ресурса высоковольтного выключателя.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		121

## 12.1 Оптический трансформатор тока

В качестве примера можно привести оптический трансформатор тока NXCT.



Рисунок 12.1 Измерительный высоковольтный оптический трансформатор тока NXCT

Таблица 12.1. Технические характеристики трансформатора тока NXCT

Классы напряжения	От 36 до 1150 кВ
Класс точности	Класс 0,2S для измерения Класс 5P для защиты
Диапазон номинальных токов	От 100 до 4000А
Ток термической стойкости(1сек)	63 кА
Ток электродинамической стойкости	170 кА
Электрические параметры:	
Питание электронного блока	От 70 до 150 В постоянного тока
Номинальная мощность	50 Вт
Механические параметры:	
Вес	49-95 кг
Высота	1,5-6,3 м
Тип изолятора	Композитный изолятор сухого типа с защитной цельнолитой оболочкой из силиконовой резины.

В основе измерительного датчика тока лежит продольный магнитооптический эффект Фарадея. Суть данного эффекта заключается в том, что при распространении линейно поляризованного света через вещество, находящееся в магнитном поле, наблюдается вращение плоскости поляризации света.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		122

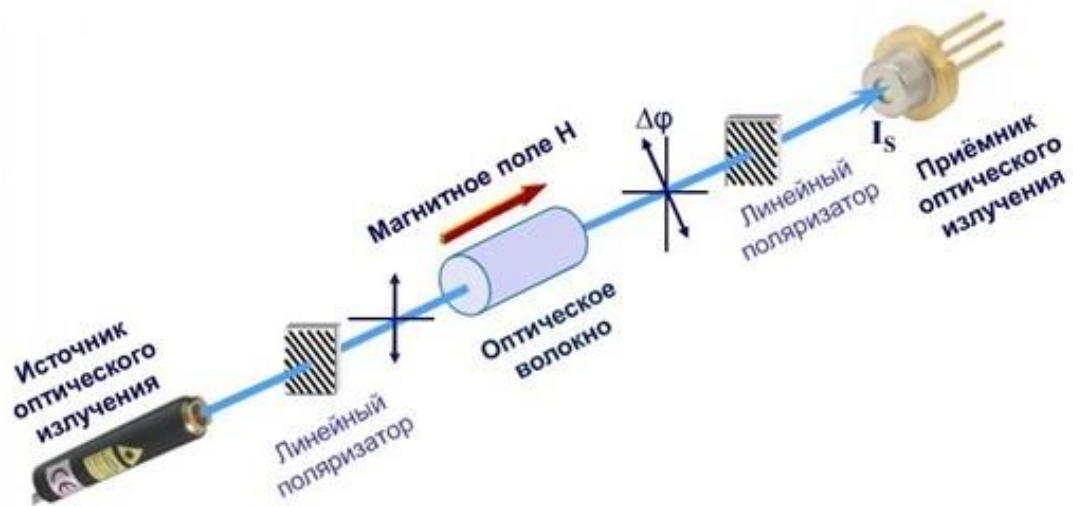


Рисунок 12.2 Принцип работы оптического измерительного датчика тока

Измерение тока основана на принципе Фарадея с отражением световой волны в конце оптического волокна, что обеспечивает независимость выходного сигнала датчика от температурных воздействий и механических вибраций.

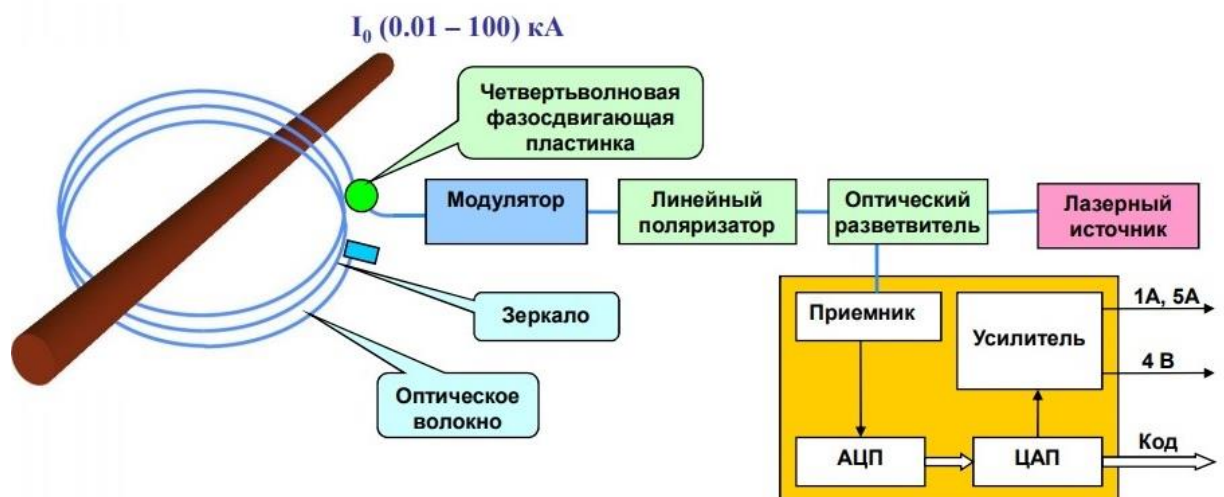


Рисунок 12.3 Функциональная схема оптического трансформатора тока

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## 12.2 Оптический трансформатор напряжения

В качестве примера можно привести комбинированный трансформатор тока и напряжения NXVCT.

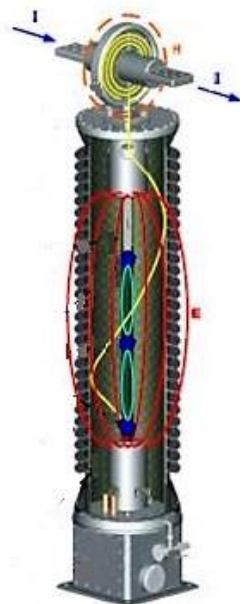


Рисунок 12.4 Комбинированный трансформатор тока и напряжения NXVCT

Таблица 12.2. Технические характеристики цифрового трансформатора тока и напряжения

	Ток	Напряжение
Классы напряжения и тока	От 100 до 4000 А	От 110 до 800 кВ
Классы точности:		
Для измерений	Класс 0,2 S	Класс 0,2
Для защиты	Класс 5P	
Номинальное значение первичных параметров	От 1% до 200%	От 50% до 200%
Электрические параметры:		
Питание электронного блока	От 70 до 150 В постоянного тока	
Номинальная мощность	135 Вт	
Механические параметры		
Вес	180-780 кг	
Изоляция	Азот– 2 атм.	
Тип изолятора	Композитный изолятор с защитной цельнолитной спиралевидной оболочкой из силиконовой резины.	

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		124

В основе работы оптического измерительного датчика напряжения лежит эффект Поккельса. Суть данного эффекта заключается в явлении возникновения двойного лучепреломления в оптических средах при наложении постоянного или переменного электрического поля.

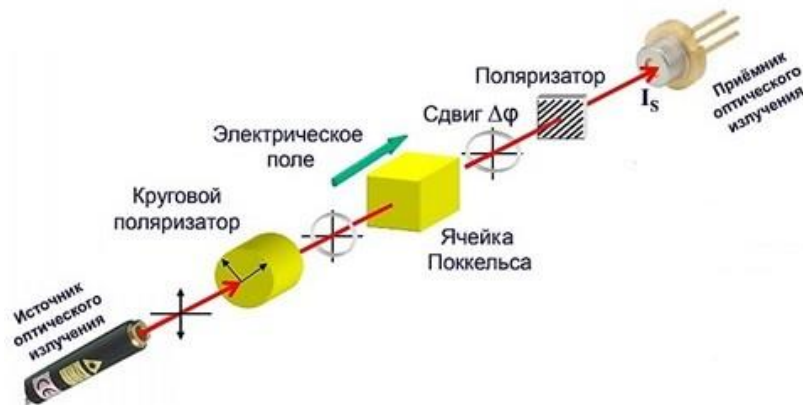


Рисунок 12.5. Принцип работы оптического измерительного датчика напряжения

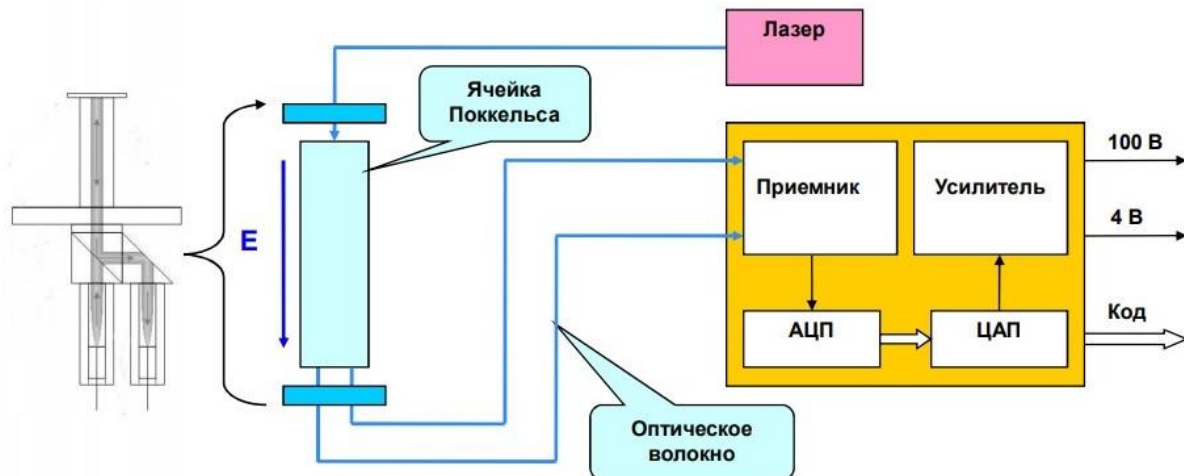


Рисунок 12.6. Функциональная схема оптического трансформатора напряжения

Измерение напряжения основано на измерении электрического поля ячейкой Поккельса с использованием двухканального метода, обеспечивающего устойчивость к колебаниям температуры, вибраций и изменению интенсивности света от лазерного источника.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектирование релейной защиты и автоматики для данной подстанции было произведено согласно действующим нормативным техническим документам и неоднократно проверенным методикам расчета. В ходе данного проектирования были приняты решения по выбору:

- схемы для сторон 110 и 10 кВ: «4Н Два блока линия - трансформатор с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» и «Две секционированные выключателем система шин»;
- режимы заземления нейтралей трансформаторов: ВН — эффективно-заземленная, НН — компенсированная нейтраль;
- сечение кабельной линии: ПвПГ 1×300/25-10;
- трансформатор собственных нужд: ТМГ-400/10-У1;
- силовые трансформаторы: ТРДН-63000/110-У1;
- трансформаторы 10/0,4: ТМГ-630/10-У1;
- ВЛ: АС 185/29;
- выключатели: ВЭБ УЭТМ-110;
- разъединители: РПД-УЭТМ-110;
- КРУ: СЭЩ-59 с вакуумным выключателем ВВУ-СЭЩ-10;
- виды РЗА для объектов на сторонах 110 и 10 кВ;
- типоразмеры УРЗА на сторонах 110 и 10 кВ.

В связи со всем этим, можно сделать вывод о том, что релейная защита и автоматика подстанции будет должным образом выполнять заданные им функции в течении срока службы при выполнении требований по монтажу и эксплуатации цепей и оборудования подстанции.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		126

## 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 ПАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2017 – 135 с.
4. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ ПАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2009 – 96 с.
5. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения ПАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2007 – 132с.
6. Устройства РЗА присоединений 110-220 кВ. Типовые технические требования ПАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2009 – 29 с.
7. ОАО «Электрозавод». Каталог продукции трансформаторов. - [http://www.elektrozavod.ru/production/1\\_68](http://www.elektrozavod.ru/production/1_68).
8. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ ПАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2010 – 128с.
9. ГОСТ 27514–87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. –М.: Изд-во стандартов, 1989, – 41 с.
10. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: Изд-во стандартов, 1998, – 131 с.
11. 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)
12. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации электродвигателя типа БЭ2502А0701. Руководство по эксплуатации.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		127

ЭКРА.656122.001-0701 РЭ. – [http://www.ekra.ru/produkcija/rza\\_podstacionnogo-oborudovaniya-6-35-kv/368-be2502a0701hh.html](http://www.ekra.ru/produkcija/rza_podstacionnogo-oborudovaniya-6-35-kv/368-be2502a0701hh.html).

13. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Изд. 3-е, перераб. и доп. – Ленинград: Энергоатомиздат, 1985 – 297 с.

14. 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).

15. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.; ил.

16. 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».

17. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации линии типа БЭ2502А01ХХ. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656122.001-01 РЭ. – <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstacionnogo-oborudovaniya-6-35-kv/368-be2502a01hh.html>.

18. 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).

19. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 1999, – 48 с.

20. Шкаф защиты двухобмоточного трансформатора и управления РПН типа ШЭ2607153.– <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstacionnogo-oborudovaniya-35-110-kv>.

21. Шкаф дистанционной и токовой защит линии типа ШЭ2607021.Руководство по эксплуатации <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstacionnogo-oborudovaniya-110-220-kv/zashchity-linii-rezervnye/268-she2607-021.html>.

22. Руководящие указания по релейной защите, вып. 7. Дистанционная защита линий 35–330 кВ. – М.: Изд-во «Энергия», 1966, – 172 с., ил.

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		128



23. Трансформаторы напряжения (антирезонансные однофазные) НАМИ-110 УХЛ1. – <http://www.ktp-tm-kso.ru/trizm/nami-110.html>
24. 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.
25. 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.
26. ОАО «Электрокабель». Каталог продукции. – <http://www.elcable.ru/product/catalog/>
27. ОАО «НВА» фирма – трансформаторы и электроника.
28. ОАО «Электрозавод» г. Москва-производитель трансформаторов собственных нужд.
29. ГОСТ 2213-79 «Предохранители переменного тока на напряжения 3 кВ и выше»
30. ГОСТ 12965-85. Каталог трансформаторов 110 кВ.
31. ГОСТ 14209 – 97 –Руководство по нагрузке маслянных силовых трансформаторов.
32. 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»
33. РД 34.35.113. «Руководящие указания по выбору автоматики энергосистем».
34. «Типовые технические требования к трансформаторам, автотрансформаторам класса напряжения 110-750 кВ». Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.180.091 – 2011.
35. РД 34.20.179 «Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ». - СПО Союзтехэнерго (1988г)

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		129

36. Реакторы Масляные Заземляющие Дугогасящие Серии Рздпома. - [http://www.elektrozavod.ru/production/8\\_1](http://www.elektrozavod.ru/production/8_1)
37. ЗАО Группа компаний Электроцит ТМ – Самара. Каталог продукции - <http://electroshield.ru/catalog/>
38. Электрокабель- справочная информация про кабель АПВБП <http://www.elcable.ru/product/appl/appl.html?id=70>
39. ООО «УралЭнерго» Каталог продукции, Предохранитель ПКТ- <http://uralen.ru/catalog/pred/group-32/239.html>
40. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской федерации. – М.: Изд-во стандартов, 2011. – 175 с.
41. Выбор уставок срабатывания защит асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ. / А.М. Александров. – СПб.: ПЭИПК, 1999.
42. Трансформатор тока ТОМ-110 <http://www.cztt.ru/tom-110.html>
43. Трансформатора тока ТОЛ-10 [http://www.cztt.ru/tol\\_10.html](http://www.cztt.ru/tol_10.html)
44. ГОСТ 2751-84 <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/38858/>
45. Терминал кабельной линии БЭ2502А01 <https://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovanija-6-35-kv/368-be2502a01hh.html> .
46. Терминал электродвигателя БЭ2502А07. <https://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovanija-6-35-kv/372-be2502a07xx.html>
47. Терминал вводного выключателя БЭ2502А03. <https://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovanija-6-35-kv/370-be2502a03hh.html> -
48. Терминал ячейки трансформатора напряжения БЭ2502А0402. <https://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovanija-6-35-kv/371-be2502a04hh.html> -
49. Терминал секционного выключателя БЭ2502А0201 <https://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovanija-6-35-kv/369-be2502a02hh.html>

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		130

50. Шкаф силового трансформатора ШЭ2607  
153. <https://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstacionnogo-oborudovanija-35-110-kv/296-she2607-153.html>

51. Шкаф управления выключателем ШЭ2607 019.  
<https://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstacionnogo-oborudovanija-110-220-kv/zashchity-i-upravlenie-vycliuchatelem/273-she2607-019-she2607-019019.html>

52. Шкаф защиты линии ШЭ2607 091. <https://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstacionnogo-oborudovanija-110-220-kv/zashchity-linii-osnovnye/264-she2607-091093.html>

53. Беркович М.А. и др. Автоматика энергосистем: Учеб. для техникумов/ М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов. — 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1991. - 240 с.

54. Трансформатора тока ТОЛ-10 М [http://www.czt.ru/tol\\_10\\_m.html](http://www.czt.ru/tol_10_m.html)

55. Оптические трансформаторы тока и напряжения для цифровой подстанции <http://www.mars-energo.ru/assets/files/catalog/Transformatory.pdf>

56. Оптические цифровые измерительные трансформаторы. [https://www.ruscable.ru/doc/analytic/lep2009/1\\_sekciya/Opticheskie\\_tsifrovye\\_izmeritelnyye\\_transformatory.pdf](https://www.ruscable.ru/doc/analytic/lep2009/1_sekciya/Opticheskie_tsifrovye_izmeritelnyye_transformatory.pdf)

57. Выключатель элегазовый баковый 110 кВ. <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/veb-uetm-110/>

58. Проектирование интегрированных устройств релейной защиты и автоматики  
[http://lib.susu.ru/ftd?base=SUSU\\_METHOD&key=000532761&dtype=F&etype=.pdf](http://lib.susu.ru/ftd?base=SUSU_METHOD&key=000532761&dtype=F&etype=.pdf)

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		131

ПРИЛОЖЕНИЕ А СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ТЕРМИНАЛОВ

					<i>П-472.13.03.02.2018.256 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		132