

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, должность

_____/_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

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

Разработка релейной защиты и автоматики подстанции 220/10 кВ с малой
генерацией «Снежная»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02. 2018. 093 ВКР

Руководитель, к.т.н., доцент

_____/ К.Е.Горшков /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Автор

студент группы П - 472

_____/ К.З.Девяткова /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Нормоконтролер, к.т.н., доцент

_____/ К.Е.Горшков /
« ____ » _____ 20 ____ г.

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

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

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

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента

Девятковой Ксении Зайнулловны
(Ф. И.О. полностью)

Группа П-472

1. Тема выпускной квалификационной работы

Разработка релейной защиты и автоматики подстанции 220/10 кВ с малой генерацией «Снежная»

утверждена приказом по университету от 4.04 2018 г. № 580

2. Срок сдачи студентом законченной работы 1.06.2018 г.

3. Исходные данные к работе

Тупиковая подстанция 220/10 кВ, действующая подстанция выполнена по типовой схеме №16.

Мощность трехфазного КЗ на существующих подстанциях: в максимальном режиме 1900 МВА, в минимальном режиме 1800 МВА.

Параметры воздушных линий: номинальное напряжение 220 кВ, длина линий 25 км.

К шинам НН проектируемой подстанции подключены генераторы малой мощности ТК-4-2РУЗ с активной мощностью 4000 кВт, $\cos\varphi=0,8$, $x_d=1,88$, $x'_d=0,23$, $x''_d=0,15$, $x_2=0,16$, $x_0=0,042$.

От шин НН проектируемой подстанции отходят 4 КЛ к цехам длиной 1,8 км.
Нагрузка цеха: трансформаторы 10/0,4 кВ с нагрузкой 1,25 МВА каждый, 4 шт.,
асинхронные двигатели АД-4 с активной мощностью 1000 кВт, $\cos\varphi=0,89$,
КПД=95,4%, коэф. пуска=6,4, 4 шт.

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

1. Выбор схем распределительных устройств;
2. Выбор режима заземления нейтрали трансформаторов;
3. Расчёт собственных нужд подстанции;
4. Выбор силовых трансформаторов;
5. Расчёт токов короткого замыкания;
6. Выбор коммутационной аппаратуры;
7. Выбор видов РЗА для объектов на стороне ВН и НН;
8. Выбор типоразмера устройств РЗА на стороне 220 и 10 кВ;
9. Расчёт параметров устройств РЗА;
10. Проверка на допустимую погрешность трансформаторов тока 10 кВ;
11. Оптические цифровые измерительные трансформаторы.

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

1. Главная схема электрических соединений;
2. Плакат - расстановка терминалов защит;
3. Схема подключения терминала вводного выключателя;
4. Схема подключения терминала секционного выключателя;
5. Плакат - оптические цифровые измерительные трансформаторы.

Всего 5 листов

7. Дата выдачи задания 1.02.2018

Руководитель _____
(подпись)

Задание принял к исполнению _____
(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Анализ исходных данных	1.02.2018- 14.2.2018	
Расчет электрооборудования	15.02.2018- 4.03.2018	
Расчет РЗА	5.03.2018- 3.04.2018	
Разработка вопроса об оптических измерительных трансформаторах	4.04.2018- 19.04.2018	
Оформление ПЗ	20.04.2018- 8.05.2018	
Разработка чертежей	10.05.2018- 1.06.2018	

Заведующий кафедрой _____/И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____/К.Е. Горшков/

Студент _____/К.З. Девяткова/

АННОТАЦИЯ

Девяткова К.З. – Разработка релейной защиты и автоматики подстанции 220/10 кВ с малой генерацией «Снежная». Челябинск: ЮУрГУ, П-472, 2018, 115 с., 16 ил., 52 табл., библиогр. список – 36 наим., 5 листов чертежа формата А1.

В выпускной квалификационной работе спроектирована тупиковая подстанция, подключаемая к существующей сети 220 кВ. Произведен расчет токов в нормальном, утяжеленном и аварийном режимах. На основании расчетов, выбрано силовое и коммутационное оборудование. Произведена разработка релейной защиты и автоматики подстанции и распределительного устройства цеха. Выполнен выбор устройств РЗА и рассчитаны уставки. Проведена оценка чувствительности защит и трансформаторов тока ввода 10 кВ. Также в ходе работы были изучены структура и принцип работы оптических цифровых измерительных трансформаторов. Составлены главная схема электрических соединений подстанции, схема расположения терминалов РЗА, схема подключения терминала защиты секционного выключателя, , схема подключения терминала защиты ввода.

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>К.З. Девяткова</i>			<i>Разработка релейной защиты и автоматики подстанции 220/10 кВ с малой генерацией «Снежная»</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>К.Е. Горшков</i>					5	115
<i>Реценз.</i>						<i>ЮУрГУ</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>К.Е. Горшков</i>				<i>Кафедра ЭССиСЭ</i>		
<i>Утверд.</i>		<i>И.М. Кирпичникова</i>						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ	9
1.1 Выбор схемы РУ на стороне ВН подстанции.....	9
1.2 Выбор схемы РУ на стороне НН подстанции.....	10
2 ВЫБОР РЕЖИМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ...11	
2.1 Выбор сечения кабельной линии.....	11
2.2 Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю.....	13
3 РАСЧЕТ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ПС.....	14
3.1 Выбор вида оперативного тока.....	14
3.2 Выбор источников оперативного тока.....	14
3.3 Выбор оперативной мощности ТСН.....	14
3.4 Выбор предохранителей на ТСН.....	16
4 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	18
4.1 Определение суммарной максимальной нагрузки.....	18
4.2 Определение мощности основных трансформаторов ПС.....	18
4.3 Выбор трансформатора 10/0,4 кВ РУ ПС.....	19
5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	20
5.1 Выбор сечения ВЛ.....	20
5.2 Расчет ТКЗ в программе Токо.....	20
6 ВЫБОР КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ.....	23
6.1 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС	23
6.2 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне НН ПС.....	25
6.3 Проверка КЛ по термической стойкости.....	35
6.4 Положение секционных выключателей в нормальном режиме работы.....	35
7 ВЫБОР ВИДОВ РЗА ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НА СТОРОНЕ ВН и НН.....	36
7.1 Кабельная линия 10 кВ.....	36
7.2 Электродвигатель 10 кВ	37

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

7.3	Трансформатор 10/0,4 кВ.....	38
7.4	Генератор 10 кВ.....	40
7.5	Вводной выключатель.....	41
7.6	Секционный выключатель 10 кВ.....	41
7.7	Шины 10 кВ.....	42
7.8	Трансформатор 220/10 кВ.....	43
7.9	Воздушная линия 220 кВ.....	45
8	ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ УРЗА НА СТОРОНЕ 220 И 10 кВ.....	47
8.1	Выбор фирмы-производителя УРЗА.....	47
8.2	Выбор типоразмера УРЗА КЛ 10 кВ к РП, отходящих от шин НН ПС с изолированной нейтралью.....	47
8.3	Выбор типоразмера УРЗА ЭД 10 кВ.....	50
8.4	Выбор типоразмера УРЗА трансформатора 10/0,4 кВ.....	51
8.5	Выбор типоразмера УРЗА генератора 10 кВ.....	51
8.6	Выбор типоразмера УРЗА ВВ секции шин 10 кВ ПС.....	52
8.7	Выбор типоразмера УРЗА СВ секции шин 10 кВ ПС.....	52
8.8	Выбор исполнения ЗДЗ КРУ 10 кВ ПС.....	53
8.9	Выбор исполнения УРЗА в ячейке ТН секции 10 кВ ПС.....	53
8.10	Выбор типоразмера УРЗА трансформатора 220/10 кВ.....	54
8.11	Выбор УРЗА на выключатель 220 кВ.....	57
8.12	Выбор типоразмера УРЗА тупиковой ВЛ 220 кВ	59
9	РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ РЗА.....	62
9.1	Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к ЭД 10 кВ.....	62
9.2	Ячейка КРУ выключателя к трансформатору 10 кВ.....	69
9.3	Ячейка КРУ выключателя КЛ к ТП.....	78
9.4	Трансформатор ТРДН-32000/220.....	85
9.5	Воздушная линия 220 кВ.....	93
10	ПРОВЕРКА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ ТТ 10 кВ	105
11	ОПТИЧЕСКИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ.....	108
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	112
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	113

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

ВВЕДЕНИЕ

В современных энергетических системах релейная защита и автоматика играет очень важную роль и выполняет различные функции направленные как на сбережение функционирования самих объектов энергосистем, так и на защиту оборудования от ненормальных режимов работы.

Релейная защита автоматически ликвидирует действие повреждений и ненормальных режимов в электрической части энергосистем и является важнейшей автоматикой, обеспечивающей их надёжную и устойчивую работу.

Рост нагрузок, протяжённости линий электропередачи, усиление требований к устойчивости энергосистем усложняют условия работы релейной защиты и повышают ее основные требования такие как быстродействие, чувствительность и надёжность. В связи с этим ведется непрерывный процесс совершенствования технологий релейной защиты, направленной на создание все более совершенных защит, отвечающих требованиям современной энергетики.

В настоящее время широкого применения находят защиты с использованием микропроцессорных устройств. Данная техника полностью отвечает специфическим требованиям российской энергетики, доступны в обслуживании и легко интегрируются в автоматизированные системы РЗА, управления и контроля подстанций и электрической части станций любого уровня.

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

1 ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

1.1 Выбор схемы РУ на стороне ВН подстанции

От главной схемы распределительного устройства (РУ) зависит выбор видов и типоразмеров устройств релейной защиты и автоматики (УРЗА). Выбор схемы РУ осуществляется на основе технико-экономического сравнения нескольких конкурентоспособных вариантов по критерию надежности электроснабжения и минимума приведенных затрат.

При выборе схем РУ руководствуемся нормативно-технической документацией «ФСК ЕЭС»:

- положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» [2];
- схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения ОАО "ФСК ЕЭС" [3];
- рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем РУ подстанций 35-750 кВ [4].

Исходя из положения о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» по пункту 2.3.1 [2] для РУ 220 кВ должны применяться схемы с одним выключателем на присоединение.

Согласно пункту 1.5.1 [3] на стороне ВН тупиковых ПС 220 кВ применяются блочные схемы. Это упрощенные, экономичные схемы ПС территориально недалеко расположенные от питающих ПС или проходящих ВЛ. Число трансформаторов высшего напряжения, устанавливаемых на ПС, принимается, как правило, не менее двух. Они подключаются к разным секциям шин.

Для РУ высокого напряжения (ВН) тупиковой двухтрансформаторной подстанции 220 кВ принимаем схему №220-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (рисунок 1.1).

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

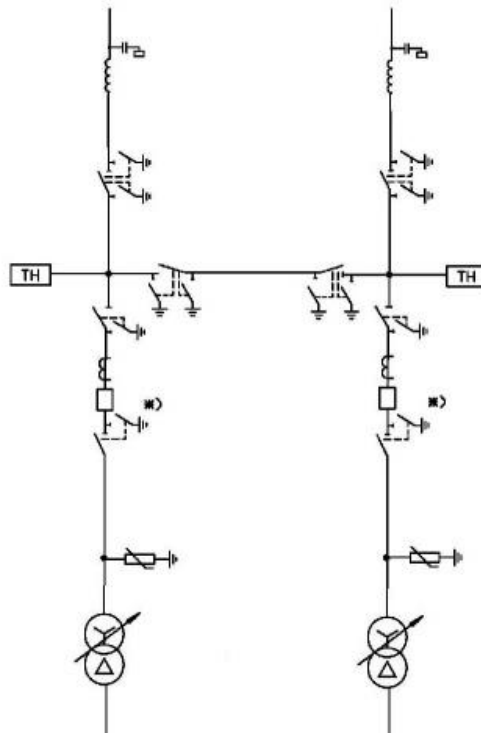


Рисунок 1.1 - Схема №220-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий»

1.2 Выбор схемы РУ на стороне НН подстанции

Согласно пункту 1.11 [3] для обеспечения электроэнергией местных потребителей и собственных нужд (СН) на подстанциях используется РУ 10(6) кВ. При двух трансформаторах на подстанции применяется схема 10(6)-1 «Одна секционированная выключателем система шин» (рисунок 1.2).

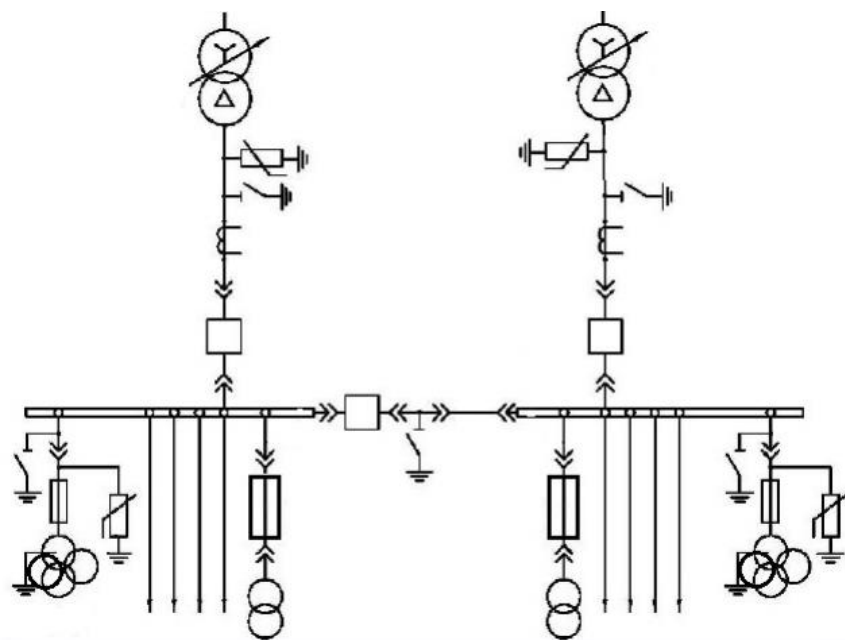


Рисунок 1.2 - Схема №10(6)-1 «Одна секционированная выключателем система шин»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР

2 ВЫБОР РЕЖИМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В соответствии с пунктом 1.2.16 [1] работа электрических сетей напряжением 10 кВ может предусматриваться с изолированной нейтралью или с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при значениях этого тока в нормальных режимах:

Таблица 2.1 - Зависимость емкостного тока на землю от номинального напряжения сети

Номинальное напряжение сети, кВ	3-6	10	15-20	35 и выше
Емкостный ток замыкания на землю, А	30	20	15	10

Электрические сети напряжением 220 кВ могут работать только с глухозаземленной нейтралью.

По пункту 5.4.3 [3] нейтрали обмоток трансформаторов 220 кВ, которые в процессе эксплуатации могут быть изолированы от земли, должны быть защищены ограничителями перенапряжений (ОПН).

Для заданного варианта НН 10 кВ и ВН 220 кВ примем:

- сеть 10 кВ – с изолированной нейтралью;
- сеть 220 кВ – с глухозаземленной нейтралью.

2.1 Выбор сечения кабельной линии

Выбирая режим нейтрали сети 10 кВ, считается значение суммарного емкостного тока замыкания на землю, который определяется сечением кабельных линий сети и их общей протяженностью. Генерация емкостного тока другими элементами (ВЛ, шины, трансформаторы, ЭД) пренебрежимо мала.

По пункту 1.3 [1] выбирается сечение КЛ 10 кВ:

- по предельно допустимому нагреву с учетом послеаварийных режимов:

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

									Лист
									11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР				

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

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

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

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

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

- по экономической плотности тока:

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

где $q_{\text{э}}$ - ближайшее экономическое целесообразное сечение, мм²;

$I_{\text{н}}$ - длительный ток нагрузки нормального режима, А;

$J_{\text{э}}$ - экономическая плотность тока, А/мм², определяемая по таблице 1.3.36 [1].

По варианту задано:

- 4 трансформатора 10/0,4 с загрузкой 1,25 МВА каждый;

- 4 асинхронных двигателя АД-4 мощностью 1000 кВт, $\cos \varphi_{\text{д}} = 0,89$, $\eta = 0,954$, коэффициент пуска: 6,4.

Полная мощность нагрузки составит:

$$S_{\text{н}} = (N_{\text{т}} \cdot S_{\text{т}}) + \frac{N_{\text{д}} \cdot P_{\text{д}}}{\cos \varphi_{\text{д}} \cdot \eta} = (4 \cdot 1,25) + \frac{4 \cdot 1}{0,89 \cdot 0,954} = 9,711 \text{ МВА.}$$

Длительный ток нагрузки нормального режима:

$$I_{\text{н}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{9711}{\sqrt{3} \cdot 10} = 560,66 \text{ А.}$$

Максимальный ток нагрузки послеаварийного режима:

$$I_{\text{н.макс}} = 2 \cdot I_{\text{н}} = 2 \cdot 560,66 = 1121,32 \text{ А.}$$

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

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{Н.МАКС}}}{K_{\text{П}} \cdot K_{\text{С.Н}} \cdot K_{\text{СР}}} = \frac{1121,32}{1,1 \cdot 0,93 \cdot 1} = 1096,1 \text{ А.}$$

Выбор сечения по экономической плотности тока:

$$q_{\text{э}} = \frac{I_{\text{Н}}}{J_{\text{э}}} = \frac{1121,32}{1,7} = 659,6 \text{ мм}^2.$$

Так как сечение, выбранное по длительному нагреву больше, чем выбранное по экономической плотности тока, окончательно принимаем КЛ к РП - АПВБП 3×240/25-10.

2.2 Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю

Определить $I_{\text{СΣ}}$ можно по удельным значениям емкостных токов в зависимости от сечения кабеля и номинального напряжения сети.

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

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

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

$L_{\text{КЛ}}$ – длина КЛ, км;

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

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

где ω – угловая частота напряжения, с^{-1} ;

$C_{\text{ОФ}}$ – емкость 1 км кабеля, мкФ;

$U_{\text{Ф}}$ – фазное напряжение, В.

По каталогу фирмы производителя [32] емкость 1 км кабеля типа АПВБП 3×240/25-10 составляет 0,46 мкФ.

$$k_{\text{КЛ}} = 3 \cdot 314 \cdot 0,46 \cdot 5773 \cdot 10^{-6} = 2,501 \text{ А/км,}$$

$$I_{\text{СΣ}} = 4 \cdot 1 \cdot 1,8 \cdot 2,501 = 18 \text{ А.}$$

В соответствии с [5], если $I_{\text{СΣ}} < 20 \text{ А}$, то для данной сети компенсация не требуется.

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

3 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПС

3.1 Выбор вида оперативного тока

В соответствии с пунктом 2.3.5.2 [2] питание устройств РЗА, устройств управления коммутационным оборудованием, приводов вводных и секционных автоматов ЩСН, аварийного освещения ответственных помещений на подстанциях 220 кВ должно осуществляться от систем оперативного постоянного тока (СОПТ). Для РУ ВН применяем одну аккумуляторную батарею и два зарядных устройства.

В соответствии с пунктом 2.3.5.5 [3] в РП и ТП 10 кВ рекомендуется применять переменный оперативный ток (ПОТ). Источниками для питания цепей защиты и управления являются трансформаторы тока и предварительно заряженные конденсаторы.

3.2 Выбор источников оперативного тока

В соответствии с пунктом 6.1 [7] на всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд (ТСН).

Для ПС 220 кВ мощность каждого ТСН должна быть не более 630 кВА.

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

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

3.3 Определение мощности ТСН

Количество ячеек КРУ 10 кВ для схемы 10(6)-1«Одна секционированная выключателем система шин» представлено в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Расчет количества ячеек КРУ 10 кВ

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

Продолжение таблицы 3.1

Отходящие присоединения	4
Итого	12

Таблица 3.2 - Определение суммарной активной нагрузки

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Мощность, кВт
Охлаждение трансформаторов 220 кВ	5	2	10
Подогрев выключателей 220 кВ	5	2	10
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	12	12
Потребление ОПУ	100	1	100
Потребление ЗРУ	10	1	10
Освещение ОРУ	5	1	5
Маслохозяйство	200	1	200
Подзарядно-зарядный агрегат АБ	25	2	50
Итого			397

Полная мощность нагрузки СН:

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

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

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

Выбираем фирму-изготовителя ТСН ООО «Ростовская Электротехническая Компания».

По каталогу [8] выбираем ТМГ-400/10-У1 – трансформатор трехфазный масляный герметичный на 10 кВ, мощностью 400 кВА.

Таблица 3.3 - Выбор ТСН РП 10 кВ

Назначение	Количество, шт
Вводы 1 и 2 секции	2
Секционный выключатель	1
Секционный разъединитель	1
ТСН	1
ТН	1
Отходящие присоединения	4
Итого	10

Таблица 3.4 - Определение суммарной активной нагрузки

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

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{\text{СН}} = k_c \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = 0,8 \frac{20}{0,9} = 17,77 \text{ кВА.}$$

Для РУ цеха выбираем ТМГ-25/10-У1 - трансформатор трехфазный масляный герметичный класса напряжения 10 кВ и номинальной мощностью 25 кВА.

3.4 Выбор предохранителей на ТСН

Согласно пункту 6.1 [4] ТСН присоединяются к шинам НН ПС через предохранители или выключатели, а к РП через предохранители.

Требования к защите силовых трансформаторов и другого оборудования предохранителями изложены в [9] и [10].

Выбираем фирму-изготовителя предохранителей для ТСН ООО «Урал-энерго» [11].

По каталогу [12] по таблице подбора предохранителей для трансформаторных ПС для ТСН 10 кВ с $S_{\text{НОМ}} = 400$ кВА рекомендуемый номинальный ток предохранителя 50 А. Выбираем предохранитель ПКТ-102-10-50-12,5 УЗ, с током отключения 12,5 кА.

Номинальный ток ТСН на стороне 10 кВ:

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

Номинальный ток предохранителя:

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

По каталогу ООО «Уралэнерго» выбираем предохранитель ПКТ-101-3,2-12,5.

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

4 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

4.1 Определение суммарной максимальной нагрузки ПС

Полная мощность нагрузки цеха:

$$S_{\text{Н.ЦХ}} = (N_{\text{T}} \cdot S_{\text{T}}) + \frac{N_{\text{Д}} \cdot P_{\text{Д}}}{\cos \varphi_{\text{Д}} \cdot \eta} = (4 \cdot 1,25) + \frac{4 \cdot 1}{0,89 \cdot 0,954} = 9,711 \text{ МВА.}$$

Суммарная нагрузка ПС:

$$S_{\text{ПС}} = N_{\text{ЦХ}} \cdot S_{\text{Н.ЦХ}} = 4 \cdot 9,711 = 38,844 \text{ МВА.}$$

4.2 Определение мощности основных трансформаторов ПС

По [13] коэффициент аварийной перегрузки $k_{\text{п}} \leq 1,4$, соответственно мощность трансформатора:

$$S_{\text{Т.НОМ.}} \geq \frac{S_{\text{ПС}}}{k_{\text{п}}}.$$

Требования к трансформаторам, устанавливаемым на ПС, содержатся в пункте 2.3.3.1 [2].

Трансформаторы 220 кВ и выше должны оснащаться:

- Устройствами РПН;
- Не менее чем четырьмя встроенными трансформаторами тока.

Минимальная мощность трансформатора с учетом коэффициента аварийной перегрузки:

$$S_{\text{Т.НОМ}} \geq \frac{38,844}{1,4} = 27,74 \text{ МВА.}$$

Выбираем двухобмоточный трансформатор с расщепленными обмотками НН - ТРДН-32000/220-У1.

Исполнение трансформаторов по каталогу [14]:

ТРДН-32000/220-У1;

$S_{\text{НОМ}} = 32000$ кВА;

$U_{\text{НОМ.ВН}} = 230$ кВ;

$U_{\text{НОМ.НН}} = 11,0 - 11,0$ кВ;

РПН в нейтрали ВН $\pm 12\%$ (± 12 ступеней);

Схема и группа соединения обмоток Ун/Д-Д-11-11.

Максимальный коэффициент аварийной перегрузки:

									Лист
									18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР				

$$k_{\Pi} = \frac{S_{\text{ПС}}}{S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{38,844}{32} = 1,21.$$

4.3 Выбор трансформатора 10/0,4 кВ РУ ПС

По пункту 2.3.3.1 [2] требования к трансформаторам с высшей обмоткой 10 кВ:

- должны применяться силовые трансформаторы маслонаполненные герметичные, а также сухие;
- со схемой соединения обмоток Д/Ун.

По каталогу [8] выбираем ТМГ-1250/10/0,4 с параметрами:

$$S_{\text{НОМ}} = 1250 \text{ кВА};$$

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

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

Схема и группа соединения обмоток Д/Ун-11.

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

5.1 Выбор сечения ВЛ

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

$$I_{\text{РАБ.МАКС.ВЛ}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ.ВЛ}}} = \frac{1,4 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 117 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{N_{\text{ВЛ}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВЛ}}} = \frac{38844}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 50,96 \text{ А.}$$

По пункту 1.3.25 [1] экономически целесообразное сечение:

$$S = \frac{I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}}}{J_{\text{ЭК}}} = \frac{117}{1,1} = 106,36 \text{ мм}^2.$$

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

Принимаем сталеалюминевый провод марки АС сечением 150/24.

По условию нагрева по табл. 1.3.29 [1] неизолированный провод сечением 150 мм^2 выдержит ток 450 А.

По условиям короны и радиопомех табл. 3.7 [12] минимальное сечение ВЛ 220 кВ - 240 мм^2 .

Тогда следует принять провод ВЛ - АС 240/32.

5.2 Расчет ТКЗ в программе Токо

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

5.2.1 Расчет максимального режима в программе ТоКо

Составим расчетную схему для максимального режима в программе ТоКо (рисунок 5.1).

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

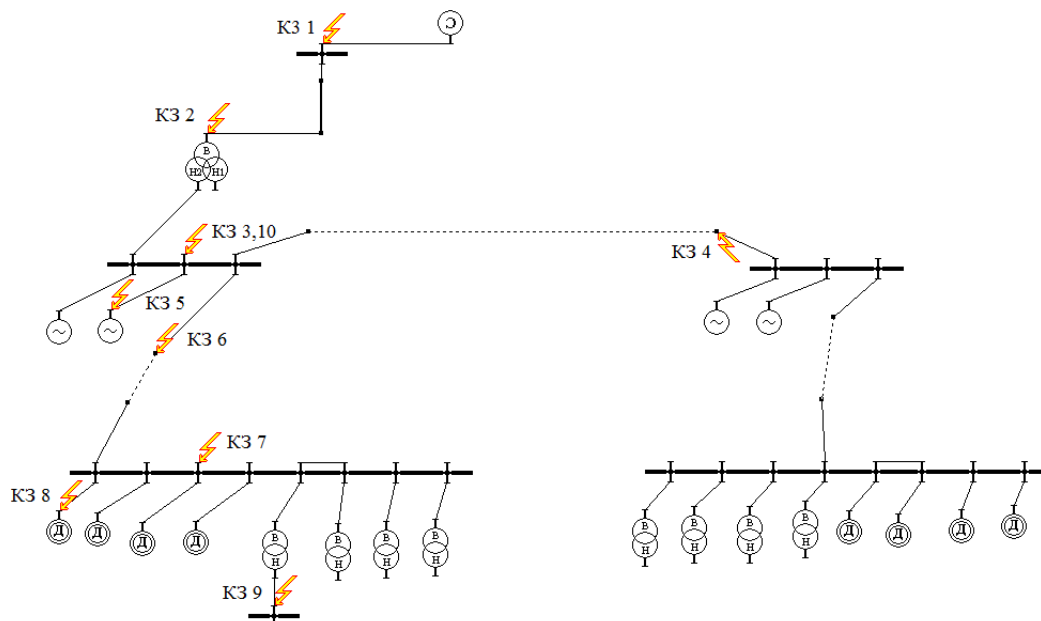


Рисунок 5.1 - Расчетная схема в программе ТоКо для максимального режима
 Таблица 5.1 - Токи КЗ в соответствующих точках на схеме

Точка КЗ	$I_{п.0}$, кА
КЗ 1	4,795
КЗ 2	3,443
КЗ 3	7,086
КЗ 4	12,271
КЗ 5	15,447
КЗ 6	16,291
КЗ 7	13,278
КЗ 8	13,278
КЗ 9	3,605
КЗ 10	17,457

5.2.2 Расчет минимального режима в программе ТоКо

Составим расчетную схему для минимального режима в программе ТоКо (рисунок 5.2).

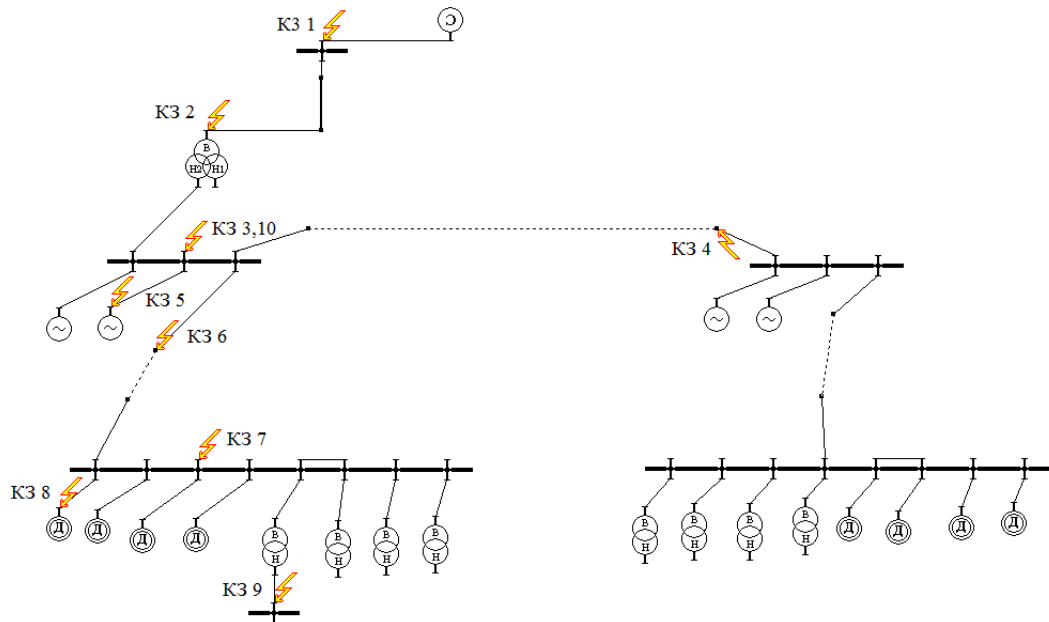


Рисунок 5.2 - Расчетная схема в программе ТоКо для минимального режима
 Таблица 5.2 - Токи КЗ в соответствующих точках на схеме

Точка КЗ	$I_{п.0}$, кА
КЗ 1	4,543
КЗ 2	3,311
КЗ 3	7,059
КЗ 4	12,245
КЗ 5	15,42
КЗ 6	16,264
КЗ 7	13,261
КЗ 8	13,261
КЗ 9	3,605
КЗ 10	17,43

6 ВЫБОР СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ, КРУ

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

6.1.1 Нормативные требования:

Согласно ПЕТП пункт 2.3.3.2 [2]:

- В сетях 220 кВ в качестве коммутационной аппаратуры следует применять элегазовые выключатели колонковые и баковые взрывобезопасные;

- На ПС 220 кВ и выше следует применять разъединители пантографного, полупантографного, и горизонтально-поворотного типа.

Согласно НТП ПС пункт 4.12 [7]:

- В ОРУ 220 кВ следует предусматривать элегазовые выключатели.

Пункт 4.23 [7]:

- В целях улучшения обслуживания и повышения автоматизированности ПС разъединители 220 кВ должны предусматриваться с электродвигательными приводами на главных и заземляющих ножах.

Согласно пунктам 6.1, 6.2 [15]:

- Номинальное напряжение выключателя $U_{В.НОМ}$ должно соответствовать номинальному напряжению электрической сети;

- Номинальный ток выключателя $I_{В.НОМ}$, А, в соответствии с ГОСТ Р52565 выбирается из ряда: 200; 400; 630; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000; 5000; 6300; 8000; 10000; 12500; 16000; 20000; 25000; 31500.

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

Выбираем к установке элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-220 и разъединители РГ-220(УХЛ1) на номинальное напряжение 220 кВ.

6.1.2 Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя

Рабочий максимальный ток для тупиковой ПС рассчитывается по номинальной мощности трансформатора с учетом 40% перегрузки:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 117,56 \text{ А.}$$

									Лист
									23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР				

6.1.3 Определение периодической составляющей ТКЗ

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте установки выключателя рассчитано в программе ТоКо для максимального режима работы: $I_{К.П}^{(3)} = 3,443$ кА.

6.1.4 Определение ударного тока трехфазного КЗ

Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87 [16]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К.П}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,443 = 8,76 \text{ кА},$$

где $K_y = 1,8$ по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [16].

6.1.5 Определение апериодической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя

По ГОСТ апериодическая составляющая ТКЗ в произвольный момент времени:

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{К.П}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 3,443 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,05}\right)} = 2,18 \text{ кА},$$

где $T_A = 0,05$ с - по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [16];

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

$$t = t_{РЗ.МИН} + t_{0.В.МИН} = 0,01 + 0,02 = 0,03 \text{ с}.$$

6.1.6 Расчет термического воздействия ТКЗ

По РД-153-340-20527-98 [17] количественную оценку степени термического воздействия тока КЗ на электрические аппараты рекомендуется производить с помощью интеграла Джоуля:

$$W_K = (I_{К.П}^{(3)})^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_A) = 3,443^2 \cdot (1,05 + 0,05) = 13,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{ОТКЛ} = t_{РЗ.МАКС} + t_{0.В} = 1 + 0,05 = 1,05$ с;

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

$t_{0.В} = 0,05$ с - полное время отключения выключателя.

Таблица 6.1 - Сравнение расчетных и каталожных параметров ВГК-220

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	117,56	$I_{НОМ}, \text{ А}$	2500

Продолжение таблицы 6.1

$I_{к.п.}^{(3)}$, кА	3,443	$I_{о.ном}$, кА	50
i_y , кА	8,76	$i_{дин.}$, кА	125
$i_{a.t.}$, кА	2,18	$i_{a.доп.} = 0,47 \cdot \sqrt{2} \cdot 50$	33,2 кА
B_K , кА ² · с	13,03	$B_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 3$	7500 кА ² · с

Таблица 6.2 - Сравнение расчетных и каталожных параметров РГ-220

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{в.раб.макс}$, А	117,56	$I_{ном}$, А	1000
$I_{к.п.}^{(3)}$, кА	3,443	-	-
i_y , кА	8,76	$i_{дин.}$, кА	80
$i_{a.t.}$, кА	2,18	-	-
B_K , кА ² · с	13,03	$B_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ $= 31,5^2 \cdot 3$	2976,75 кА ² · с

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

6.2.1 Нормативные требования

Согласно ПЕТП пункт 2.3.3.2 [2]:

- В сетях напряжением 10 кВ следует применять вакуумные выключатели внутренней установки.

- КРУ 10 кВ применяются с воздушной, в том числе комбинированной, изоляцией. Допускается для электросетевых объектов (РУ, РП) в обоснованных случаях применять КСО, КРУ с элегазовой изоляцией с вакуумными выключателями.

Согласно НТП ПС пункт 4.14 [7]:

- В РУ 10 кВ должны предусматриваться шкафы КРУ с вакуумными или элегазовыми выключателями.

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Указания по выбору выключателей 10 кВ содержатся в СТО 56947007-29.130.10.095-2011. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» [15].

Дополнительные требования, учитываемые при выборе КРУ, изложены в СТО 56947007-29.130.20.104-2011. Типовые технические требования к КРУ классов напряжения 6-35 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» [18].

6.2.2 Вводной выключатель секции шин 10 кВ ПС

Выбираем к установке КРУ СВЭЛ с вакуумным выключателем серии VD4-12 на номинальное напряжение 10 кВ производства АО «СВЭЛ».

6.2.2.1 Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя

Максимальный рабочий ток через вводной выключатель секции шин НН ПС:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 32}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2586 \text{ А.}$$

6.2.2.1 Определение периодической составляющей ТКЗ

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте установки выключателя посчитано в программе ТоКо: $I_{К.П}^{(3)} = 7,086 \text{ кА}$.

6.2.2.2 Определение ударного тока трехфазного КЗ

Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87 [16]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К.П}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 16,291 = 14,02 \text{ кА,}$$

где $K_y = 1,4$ по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [16].

6.2.2.3 Определение апериодической составляющей ТКЗ в момент замыкания контактов выключателя

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

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{К.П}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 7,086 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,01}\right)} = 0,183 \text{ кА,}$$

где $T_A = 0,01 \text{ с}$ - по рекомендации ГОСТ 27514-87 для РП (табл. 3) [16];

										Лист
										26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР					

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

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

6.2.2.4 Расчет термического воздействия ТКЗ

По РД-153-340-20527-98 [17] количественную оценку степени термического воздействия тока КЗ на электрические аппараты рекомендуется производить с помощью интеграла Джоуля:

$$B_K = (I_{К.П}^{(3)})^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_A) = 7,086^2 \cdot (3,05 + 0,01) = 153,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

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

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

$t_{0.В} = 0,05 \text{ с}$ - полное время отключения выключателя;

$T_A = 0,01 \text{ с}$ - по рекомендации ГОСТ 27514-87 для РП [16].

Таблица 6.3 - Сравнение расчетных и каталожных параметров VD4-12

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	2586	$I_{НОМ}, \text{ А}$	3150
$I_{К.П}^{(3)}, \text{ кА}$	7,086	$I_{0.НОМ}, \text{ кА}$	40
$i_y, \text{ кА}$	14,02	$i_{дин}, \text{ кА}$	102
$i_{a.t}, \text{ кА}$	0,183	$i_{a.доп}, \text{ кА}$	28
$B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	153,64	$B_{тер}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	7500

Таблица 6.4 - Сравнение расчетных и каталожных параметров КРУ СВЭЛ

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	2586	$I_{НОМ}, \text{ А}$	3150
$I_{К.П}^{(3)}, \text{ кА}$	7,086	-	-
$i_y, \text{ кА}$	14,02	$i_{дин}, \text{ кА}$	81
$i_{a.t}, \text{ кА}$	0,183	-	-
$B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	153,64	$B_{тер}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	4800

6.2.3 Выключатель перед генератором на стороне НН

Выбираем к установке КРУ СВЭЛ с вакуумным выключателем серии VD4-12 на номинальное напряжение 10 кВ производства АО «СВЭЛ».

6.2.3.1 Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя

Максимальный рабочий ток через выключатель:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 32}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2586 \text{ А.}$$

6.2.3.2 Определение периодической составляющей ТКЗ

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте установки выключателя посчитано в программе ТоКо: $I_{К.П}^{(3)} = 15,447 \text{ кА}$.

6.2.3.3 Определение ударного тока трехфазного КЗ

Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87 [16]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К.П}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 16,291 = 30,58 \text{ кА,}$$

где $K_y = 1,4$ по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [16].

6.2.3.4 Определение аperiodической составляющей ТКЗ в момент замыкания контактов выключателя

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

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{К.П}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 15,447 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,01}\right)} = 0,173 \text{ кА,}$$

где $T_A = 0,01 \text{ с}$ - по рекомендации ГОСТ 27514-87 для РП (табл. 3) [16];

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

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

6.2.3.5 Расчет термического воздействия ТКЗ

По РД-153-340-20527-98 [17] количественную оценку степени термического воздействия тока КЗ на электрические аппараты рекомендуется производить с помощью интеграла Джоуля:

$$B_K = (I_{К.П}^{(3)})^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_A) = 15,447^2 \cdot (3,05 + 0,01) = 730,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

									Лист
									28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР				

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

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

$t_{\text{о.в}} = 0,05 \text{ с}$ - полное время отключения выключателя;

$T_{\text{А}} = 0,01 \text{ с}$ - по рекомендации ГОСТ 27514-87 для РП [16].

Таблица 6.5 - Сравнение расчетных и каталожных параметров VD4-12

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{\text{в.раб.макс}}, \text{А}$	2586	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	3150
$I_{\text{к.п}}^{(3)}, \text{кА}$	15,447	$I_{\text{о.ном}}, \text{кА}$	40
$i_{\text{у}}, \text{кА}$	30,58	$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	102
$i_{\text{а.т}}, \text{кА}$	0,173	$i_{\text{а.доп}}, \text{кА}$	28
$B_{\text{к}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	730,14	$B_{\text{тер}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	7500

Таблица 6.6 - Сравнение расчетных и каталожных параметров КРУ СВЭЛ

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{\text{в.раб.макс}}, \text{А}$	2586	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	3150
$I_{\text{к.п}}^{(3)}, \text{кА}$	15,447	$I_{\text{о.ном}}, \text{кА}$	-
$i_{\text{у}}, \text{кА}$	30,58	$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	81
$i_{\text{а.т}}, \text{кА}$	0,173	$i_{\text{а.доп}}, \text{кА}$	-
$B_{\text{к}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	730,14	$B_{\text{тер}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800

6.2.4 Секционный выключатель на стороне НН

Выбираем к установке КРУ СВЭЛ с вакуумным выключателем серии SION на номинальное напряжение 10 кВ производства АО «СВЭЛ».

6.2.4.1 Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя

Максимальный рабочий ток через выключатель:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 32}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2586 \text{ А.}$$

6.2.4.2 Определение периодической составляющей ТКЗ

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте установки выключателя посчитано в программе ТоКо: $I_{К.П}^{(3)} = 12,271 \text{ кА}$.

6.2.4.3 Определение ударного тока трехфазного КЗ

Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87 [16]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К.П}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 12,271 = 24,29 \text{ кА,}$$

где $K_y = 1,4$ по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [16].

6.2.4.4 Определение аperiodической составляющей ТКЗ в момент замыкания контактов выключателя

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

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{К.П}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 12,271 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,01}\right)} = 0,317 \text{ кА,}$$

где $T_A = 0,01 \text{ с}$ - по рекомендации ГОСТ 27514-87 для РП (табл. 3) [16];

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

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

6.2.4.5 Расчет термического воздействия ТКЗ

По РД-153-340-20527-98 [17] количественную оценку степени термического воздействия тока КЗ на электрические аппараты рекомендуется производить с помощью интеграла Джоуля:

$$W_K = (I_{К.П}^{(3)})^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_A) = 12,271^2 \cdot (3,05 + 0,01) = 460,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

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

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

$t_{0.В} = 0,05 \text{ с}$ - полное время отключения выключателя;

$T_A = 0,01 \text{ с}$ - по рекомендации ГОСТ 27514-87 для РП [16].

										Лист
										30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР					

Таблица 6.7 - Сравнение расчетных и каталожных параметров SION

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	2586	$I_{НОМ}, А$	3150
$I_{К.П}^{(3)}, кА$	12,271	$I_{О.НОМ}, кА$	25
$i_y, кА$	24,29	$i_{ДИН}, кА$	64
$i_{a.t}, кА$	0,317	$i_{a.доп}, кА$	17,67
$B_K, кА^2 \cdot с$	460,76	$B_{тер}, кА^2 \cdot с$	2700

Таблица 6.8 - Сравнение расчетных и каталожных параметров КРУ СВЭЛ

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	2586	$I_{НОМ}, А$	3150
$I_{К.П}^{(3)}, кА$	12,271	-	-
$i_y, кА$	24,29	$i_{ДИН}, кА$	81
$i_{a.t}, кА$	0,317	-	-
$B_K, кА^2 \cdot с$	460,76	$B_{тер}, кА^2 \cdot с$	4800

6.2.5 Выключатель на кабельной линии

Выбираем к установке КРУ СВЭЛ с вакуумным выключателем серии VF12-M на номинальное напряжение 10 кВ производства АО «СВЭЛ».

6.2.5.1 Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя

Максимальный рабочий ток через выключатель:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 32}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2586 \text{ А.}$$

6.2.5.2 Определение периодической составляющей ТКЗ

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте установки выключателя посчитано

в программе ТоКо: $I_{к.п}^{(3)} = 16,291$ кА.

6.2.5.3 Определение ударного тока трехфазного КЗ

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

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к.п}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 16,291 = 32,25 \text{ кА},$$

где $K_y = 1,4$ по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [16].

6.2.5.4 Определение апериодической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя

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

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{к.п}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 16,291 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,01}\right)} = 0,421 \text{ кА},$$

где $T_A = 0,01$ с - по рекомендации ГОСТ 27514-87 для РП (табл. 3) [16];

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

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

6.2.5.5 Расчет термического воздействия ТКЗ

По РД-153-340-20527-98 [17] количественную оценку степени термического воздействия тока КЗ на электрические аппараты рекомендуется производить с помощью интеграла Джоуля:

$$W_K = (I_{к.п}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_A) = 16,291^2 \cdot (3,05 + 0,01) = 812,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

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

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

$t_{о.в} = 0,05$ с - полное время отключения выключателя;

$T_A = 0,01$ с - по рекомендации ГОСТ 27514-87 для РП [16].

Таблица 6.9 - Сравнение расчетных и каталожных параметров VF12-M

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{в.раб.макс}$, А	2586	$I_{ном}$, А	3150
$I_{к.п}^{(3)}$, кА	16,291	$I_{о.ном}$, кА	31,5
i_y , кА	32,25	$i_{дин}$, кА	81

Продолжение таблицы 6.9

$i_{a.t}, \text{кА}$	0,421	$i_{a.доп}, \text{кА}$	22,27
$B_K, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	812,11	$B_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800

Таблица 6.10 - Сравнение расчетных и каталожных параметров КРУ СВЭЛ

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{А}$	2586	$I_{НОМ}, \text{А}$	3150
$I_{К.П}^{(3)}, \text{кА}$	16,291	-	-
$i_y, \text{кА}$	32,25	$i_{дин}, \text{кА}$	81
$i_{a.t}, \text{кА}$	0,421	-	-
$B_K, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	812,11	$B_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800

6.2.6 Выключатель перед двигателем и трансформатором на стороне НН
 Выбираем к установке КРУ СВЭЛ с вакуумным выключателем серии VF12-М на номинальное напряжение 10 кВ производства АО «СВЭЛ».

6.2.6.1 Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя

Максимальный рабочий ток выключатель:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 32}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2586 \text{ А.}$$

6.2.6.2 Определение периодической составляющей ТКЗ

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте установки выключателя посчитано в программе ТоКо: $I_{К.П}^{(3)} = 13,278 \text{ кА}$.

6.2.6.3 Определение ударного тока трехфазного КЗ

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

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К.П}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 13,278 = 26,28 \text{ кА,}$$

где $K_y = 1,4$ по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [16].

6.2.6.4 Определение аperiodической составляющей ТКЗ в момент

размыкания контактов выключателя

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

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{К.П}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 13,278 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,01}\right)} = 0,343 \text{ кА},$$

где $T_A = 0,01$ с - по рекомендации ГОСТ 27514-87 для РП (табл. 3) [16];

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

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

6.2.6.5 Расчет термического воздействия ТКЗ

Количественную оценку термического воздействия тока КЗ на электрические аппараты необходимо производить с помощью интеграла Джоуля:

$$B_K = (I_{К.П}^{(3)})^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_A) = 13,278^2 \cdot (3,05 + 0,01) = 539,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

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

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

$t_{О.В} = 0,05$ с - полное время отключения выключателя;

$T_A = 0,01$ с - по рекомендации ГОСТ 27514-87 для РП [16].

Таблица 6.11 - Сравнение расчетных и каталожных параметров VF12-M

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	2586	$I_{НОМ}, \text{ А}$	3150
$I_{К.П}^{(3)}, \text{ кА}$	13,278	$I_{О.НОМ}, \text{ кА}$	31,5
$i_y, \text{ кА}$	26,28	$i_{ДИН}, \text{ кА}$	81
$i_{a.t}, \text{ кА}$	0,343	$i_{a.ДОП}, \text{ кА}$	22,27
$B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	539,49	$B_{ТЕР}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	4800

Таблица 6.12 - Сравнение расчетных и каталожных параметров КРУ СВЭЛ

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	2586	$I_{НОМ}, \text{ А}$	3150

Продолжение таблицы 6.12

$I_{к.п.}^{(3)}$, кА	12,271	-	-
i_y , кА	24,29	$i_{дин}$, кА	125
$i_{a.t}$, кА	0,317	-	-
B_K , кА ² ·с	460,76	$B_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 3$	7500 кА ² ·с

6.3 Проверка КЛ по термической стойкости

Проверка кабеля к РП АПВБП 3×240/25-10 на термическую стойкость при КЗ, если ТКЗ на шинах НН ПС $I_{к.п.}^{(3)} = 7,086$, а продолжительность КЗ $t_{откл} = 3,05$ с.

По каталожным данным фирмы производителя допустимый ток односекундного КЗ кабеля сечением алюминиевой жилы 240 мм² составляет $I_{доп(1)} = 22,7$ кА.

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

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

В этом случае допустимый ток составит:

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

6.4 Положение секционных выключателей в нормальном режиме работы

Для недопущения параллельной работы трансформаторов ПС и РП секционные выключатели (СВ) в нормальном режиме отключены. Это позволит уменьшить уровень ТКЗ, упростить применяемую РЗА.

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

Выберем положение СВ на ПС:

$$S_{т.ном} + \left(N_T \cdot \frac{P_T}{\cos \varphi} \right) = 32 + \left(8 \cdot \frac{4}{0,8} \right) = 72 \text{ МВА} > S_{н.пс} = 38,844 \text{ МВА.}$$

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

									Лист
									35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>				

7 ВЫБОР ВИДОВ РЗА ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НА СТОРОНЕ ВН и НН

7.1 Кабельная линия 10 кВ

Согласно пункту 3.2.91 [1] для кабельных линий 10 кВ предусматриваются устройства релейной защиты от многофазных КЗ и однофазных замыканий на землю.

Защита от КЗ находит применение в двухфазном исполнении и включается в одни и те же фазы сети одного класса напряжения для обеспечения отключения двойных замыканий на землю (ДЗЗ) только одного места повреждения.

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

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

Для уменьшения времени отключения КЗ в начале линии, установим МТЗ с зависимой выдержкой времени.

Для защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) согласно пункту 3.2.96 [1] применяется:

1. селективная защита с действием на сигнал;
2. селективная защита с действием на отключение, при необходимости по требованиям безопасности;
3. устройства контроля изоляции (УКИ), поиск поврежденного присоединения выполняется специальным устройством.

При изолированной нейтрали устанавливается токовая и направленная защита от ОЗЗ. В соответствии с пунктом 9.14.4 [7] следует установить дуговую защиту и устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ).

Таблица 7.1 - Принятые к установке виды РЗА КЛ 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
Трехступенчатая токовая защита (двухфазная трехрелейная):	

									Лист
									36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР				

Продолжение таблицы 7.1

ТО	Без выдержки времени
ТОВВ	Выдержка времени равна ступени селективности
МТЗ	С зависимой выдержкой времени
Защита от ОЗЗ:	
Направленная защита от ОЗЗ	С действием на сигнал
Защита от дуговых замыканий	-
УРОВ	-

7.2 Электродвигатель 10 кВ

В соответствии с пунктом 5.3.48 [1] в сетях с изолированной нейтралью защита электродвигателя от ОЗЗ предусматривается, если суммарный ток ОЗЗ превышает 10 А для двигателя мощностью до 2 МВт.

В соответствии с пунктом 5.3.46 [1] для электродвигателя мощностью до 2 МВт защита от КЗ выполняется двухфазной двухрелейной по схеме «неполная звезда».

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

В соответствии с пунктом 5.3.52 [5] применяется защита минимального напряжения (ЗМН), отключающая часть электродвигателей, подключенных к секции, с их автоматическим повторным включением (АПВ) после самозапуска первой группы двигателей.

В соответствии с пунктом 9.14.4 [4] применим ЗДЗ и УРОВ в ячейке КРУ линии к ЭД.

Таблица 7.2 - Принятые к установке виды РЗА

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

7.3 Трансформатор 10/0,4 кВ

В соответствии с пунктом 3.2.51 [1] на трансформаторах 10/0,4 кВ применяются защиты от:

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

Исходя из пункта 3.2.53 [1] от междуфазных и однофазных КЗ, витковых замыканий, понижения уровня масла, для маслянных трансформаторов устанавливается газовая защита с действием на сигнал при слабом газообразова-

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

От внутренних повреждений и повреждений на выводах в соответствии с пунктом 3.2.54 [1] применяется токовая отсечка (ТО) без выдержки времени со стороны 10 кВ, отключающая выключатели с обеих сторон трансформатора.

Для защиты от токов, полученных внешними междуфазными КЗ, в соответствии с пунктами 3.2.59-3.2.61 [1] устанавливается МТЗ с действием на отключение со стороны 10 кВ.

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

От токов перегрузки согласно пункту 3.2.69 [1] установим МТЗ с действием на сигнал. Исходя из пункта 9.14.4 [4] в ячейке КРУ присоединения трансформатора устанавливается ЗДЗ и УРОВ.

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

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

7.4 Генератор 10 кВ

В соответствии с пунктом 3.2.34 [1] для генераторов 10 кВ мощностью более 1 МВт должны предусматриваться защиты от:

1. междуфазных КЗ в обмотке статора и на его выводах;
2. ОЗЗ в обмотке статора;
3. ДЗЗ, 1 из которых возникло в обмотке статора, а 2 - во внешней сети;
4. внешних КЗ;
5. перегрузки обмотки статора.

Для защиты от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора выше 1 кВ мощностью более 1 МВт согласно пнкту 3.2.36 [1] предусматривается продольная дифференциальная токовая защита.

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

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

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

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

Исходя из пункта 9.14.4 [7] в ячейке КРУ присоединения генератора 10 кВ предусматривается ЗДЗ и УРОВ.

Таблица 7.4 - Принятые к установке виды РЗА генератора 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
Дифференциальная защита	Дифференциальная токовая защита, выполняемая 3-х фазной, 3-х релейной (схема полная звезда)
Токовая защита от ОЗЗ	ПО тока подключен к ТТНП
Токовая защита от ДЗЗ	ПО тока подключен к ТТНП
МТЗ с пуском по напряжению	ОТ внешних КЗ

Продолжение таблицы 7.4

Защита от перегрузки	На сигнал с выдержкой времени
ЗДЗ	С контролем тока ввода
УРОВ	На отключение рабочего и резервного вводов

7.5 Вводной выключатель

В соответствии с пунктом 9.14.1 [7] на вводных выключателях РУ 10 кВ выполняется:

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

Таблица 7.5 - Принятые к установке виды РЗА ВВ 10 кВ

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

7.6 Секционный выключатель 10 кВ

В соответствии с пунктом 9.14.2 [7] на секционных выключателях выполняется:

1. МТЗ;
2. АВР;
3. ЗДЗ;
4. УРОВ.

Таблица 7.6 - Принятые к установке виды РЗА СВ 10 кВ

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

7.7 Шины 10 кВ

В соответствии с пунктом 9.14.3 [7] на каждой секции шин 10 кВ выполняется:

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

Исходя из пункта 2.3.9 [2] в сетях с изолированной нейтралью возможна установка централизованной защиты вместо отдельной направленной защиты от ОЗЗ для каждого присоединения.

В соответствии с пунктом 5.6 [15] к трансформаторам напряжения стороны НН ПС подключаются устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР) и частотного АПВ (ЧАПВ), находящиеся в составе системы автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ).

Таблица 7.7 - Виды РЗА секции шин 10 кВ

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

7.8 Трансформатор 220/10 кВ

В соответствии с пунктом 3.2.51 [1] для трансформаторов 220/10 кВ выполняются защиты от:

1. междуфазных КЗ в обмотках и на выводах;
2. однофазных КЗ в обмотке и на выводах 220 кВ;
3. витковых замыканий в обмотках;
4. токов в обмотках от внешних КЗ;
5. токов в обмотках от перегрузки;
6. понижения уровня масла.

В соответствии с пунктом 3.2.53 [1] для масляных трансформаторов от повреждений внутри кожуха, сопровождаемых выделением газа от междуфазных, однофазных КЗ, витковых замыканий, снижения уровня масла для масляных трансформаторов устанавливается газовая защита с действием на сигнал при слабом газообразовании и уменьшении уровня масла, при увеличении газообразования и понижении уровня масла - на отключение.

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

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

Согласно [19] трансформаторы 220 кВ с РПН должны быть оснащены газовым реле основного бака и струйным защитным реле отдельного бака РПН заводом-изготовителем.

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

По пункту 3.2.55 [1] в зону действия дифференциальной защиты включены соединения трансформатора со сборными шинами.

В соответствии с пунктом 3.2.59 [1] для защиты от токов внешнего междуфазного КЗ устанавливается МТЗ с пуском по напряжению (для увеличения чувствительности).

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

В соответствии с пунктом 3.2.61 [1] от внешних КЗ МТЗ устанавливается на двухобмоточных понижающих трансформаторах на стороне ВН.

В соответствии с пунктом 3.2.69 [1] для защиты от перегрузки выполняется МТЗ (защита от перегрузки) с действием на сигнал.

Для трансформаторов с РПН устанавливается устройство автоматического регулирования коэффициента трансформации, пункт 3.3.61 [1].

В соответствии с пунктом 3.2.18 [1] для резервирования отказа выключателей на стороне 220 кВ устанавливается УРОВ.

В соответствии с пунктом 9.7 [7] на трансформаторах 220 кВ выполняется:

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

Согласно пункту 9.7.2 [7] струйное реле должно действовать через устройство дифференциальной защиты и устройство резервной защиты стороны ВН.

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

На каждом выключателе 220 кВ по пункту 9.11.1 [7] выполняется УРОВ с пуском от защит присоединений.

УРОВ реализуется двухступенчатым действием:

1 степень: без выдержки времени и без контроля тока на отключение выключателя;

2 степень: с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений с запретом АПВ.

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

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

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

7.9 Воздушная линия 220 кВ

Для тупиковой ВЛ устройства РЗА устанавливаются со стороны питания.

По пункту 3.2.106 [1] для ВЛ должны быть предусмотрены устройства РЗ от междуфазных и однофазных КЗ. В рассматриваемой сети 220 кВ вероятны качания, следовательно по пункту 3.2.107 [1] РЗ ВЛ должны быть устройства, блокирующие действие РЗ при качаниях.

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

Согласно пункту 3.3.2 [1] на ВЛ свыше 1 кВ применяется АПВ. По пункту 9.10.4 [7] на ВЛ 220 кВ должно применяться трехфазное АПВ (ТАПВ) с пуском по цепи «несоответствия» или от защит.

В соответствии с пунктом 3.3.6 [1] на ВЛ с односторонним питанием применяется АПВ двухкратного действия, без проверки синхронизма. Пункт 3.2.18 [1] на выключателях ВЛ 220 кВ устанавливается УРОВ. Пункт 9.9.6 [7] на ВЛ с односторонним питанием устанавливаются два КСЗ, каждый из которых включает:

1. ДЗ от междуфазных КЗ;
2. ТНЗНП от однофазных КЗ.

Защиты, которые имеют цепи напряжения, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения, так как это может привести к ложному отключению, пункт 9.9.7 [7].

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

По пункту 9.11.1 [7] на каждом выключателе 220 кВ предусматривается УРОВ с пуском от защит присоединений, двухступенчатого действия.

Таблица 7.9 - Принятые к установке виды РЗА ВЛ 220 кВ

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

8 ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ УРЗА НА СТОРОНЕ 220 И 10 кВ

8.1 Выбор фирмы-производителя УРЗА

При выборе производителей устройств РЗА приоритет отдается компаниям, обладающими производственными мощностями на территории России, имеющим опыт работы в электроэнергетике и положительные отзывы энергокомпаний. Выбираемое оборудование РЗА и прилагаемое программное обеспечение должно быть аттестовано для использования на объектах электросетевого комплекса.

Сравним три производителя устройств РЗА - ОАО НПП «ЭКРА», Schneider Electric (ШЭ), ЗАО «Радиус автоматика» и по следующим критериям:

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

Таблица 8.1 - Сравнение трёх фирм-производителей УРЗА – Schneider Electric

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

В результате сравнения, в качестве изготовителя устройств РЗА выбираем ОАО НПП «ЭКРА».

8.2 Выбор типоразмера устройств РЗА КЛ 10 кВ

ООО НПП «ЭКРА» предлагает МП устройства РЗА присоединений 10кВ

на базе терминалов серии БЭ2502. Для линий поставляются терминалы типа БЭ2502А01.

Перечислим функции РЗА терминала БЭ2502А01 для КЛ:

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

Из списка видно, что функций терминала БЭ2502А01 достаточно для реализации РЗА ячейки КРУ кабельной линии, имеются все требуемые виды защит для КЛ, приведенные ранее в таблице 7.1.

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

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

Устройство РЗА должно обеспечить местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ КЛ.

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

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

Входы			Выходы		
X2	Назначение	Применение	X5	Назначение	Применение
1	Привод не готов	Используется	1	Отключение 1	Используется
2	Автомат ШП	Используется	3	Отключение 2	Используется
3	Сигнализация ЗДЗ	Используется	5	Включение 1	Используется
4	Сброс	Используется	7	Пуск УРОВ	Используется
6	Внешнее отключение	Не используется	11	Аварийное от- ключение	Используется
7	Блокировка АПВ	Не используется	16	Пуск МТЗ	Используется
8	РКО	Используется	X6		
9	РКВ	Используется	9	Контр. выход	Используется
11	АЧР	Используется	11	Вызов	Используется
13	Отключение от ЗДЗ	Используется	15	Неисправный терминал	Используется
15	РПО	Используется			
17	РПВ	Используется			
X3					
1	Внешняя сигнализация	Не используется			
2	Блокировка управления	Используется			
3	ГЗ – откл	Не используется			
4	ГЗ – сигнал	Не используется			

Продолжение таблицы 8.2

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

ОАО «ФСК ЕЭС» допускает к применению в сетях с номинальным напряжением 10 кВ терминалы защиты, автоматики, управления и сигнализации серии БЭ2502 производства ООО НПП «ЭКРА».

8.3 Выбор типоисполнения устройств РЗА ЭД 10 кВ

ООО НПП «ЭКРА» предлагает МП устройства РЗА присоединений 10 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для ЭД поставляются терминалы типа БЭ2502А0701.

Указанный терминал выполняет функции РЗА для ЭД:

- трехступенчатая направленная МТЗ от междуфазных повреждений с пуском по напряжению;
- защита от ОЗЗ;
- защита от перегрева;
- защита от затянутого пуска;
- защита от блокировки ротора;
- ЗДЗ;
- ЗМН;
- ЗНР;

- УРОВ;
- АПВ выключателя;
- АУВ;
- АЧР.

Из списка видно, что функций терминала БЭ2502А0701 достаточно для реализации РЗА ячейки КРУ двигателя, имеются все требуемые виды защит для ЭД, приведенные ранее в таблице 7.2.

Для терминала БЭ2502А0701 доступны три типоисполнения, на номинальное напряжение ОТ 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоисполнение БЭ2502А0701-27Е2 УХЛ3.1.

Устройство РЗА должно обеспечить местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ ЭД.

ОАО «ФСК ЕЭС» допускает к применению в сетях с номинальным напряжением 10 кВ терминалы защиты, автоматики, управления и сигнализации серии БЭ2502 производства ООО НПП «ЭКРА».

8.4 Выбор типоисполнения устройств РЗА трансформатора 10/0,4 кВ
 ООО НПП «ЭКРА» конкретно не предлагает терминал для трансформатора 10/0,4 кВ, поэтому выбираем терминал, как и для КЛ БЭ2502А01, который оснащен всеми видами защит, которые необходимы для трансформатора 10/0,4 (таблица 7.3). Выбираем типоисполнение без цепей напряжения БЭ2502А0101-2702 УХЛ1.3.

8.5 Выбор типоисполнения устройств РЗА генератора 10 кВ
 ООО НПП «ЭКРА» предлагает МП устройства РЗА присоединений 10 кВ на базе терминалов серии ЭКРА 217. Для генератора поставляются терминалы типа ЭКРА 217 0101.

Ранее были выбраны следующие виды защит:

- Дифференциальная защита;
- Токовая защита от ДЗЗ;
- Токовая защита от ОЗЗ;
- МТЗ с пуском по напряжению;

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

- Защита от перегрузки;
- ЗДЗ;
- УРОВ.

Из списка видно, что функций терминала ЭКРА 217 0101 достаточно для реализации РЗА генератора, имеются все требуемые виды защит, приведенные ранее в таблице 7.4.

8.6 Выбор типоразмера устройств РЗА ВВ секции шин 10 кВ ПС
ООО НПП «ЭКРА» предлагает МП устройства РЗА присоединений 10 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для ввода поставляются терминалы типа БЭ2502А03.

Указанный терминал выполняет все необходимые функции РЗА для ввода:

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

Из списка видно, что функций терминала БЭ2502А0701 достаточно для реализации РЗА ввода, имеются все требуемые виды защит, приведенные ранее в таблице 7.5.

Для терминала рабочего ввода БЭ2502А03 доступны три типоразмера, на номинальное напряжение 0,4 и 0,6 кВ и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер БЭ2502А0301-2702 УХЛЗ.1. Терминал оснащен 24 дискретными входами и 16 выходами.

8.7 Выбор типоразмера устройств РЗА СВ секции шин 10 кВ ПС

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

ООО НПП «ЭКРА» предлагает МП устройства РЗА присоединений 10 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для СВ поставляются терминалы типа БЭ2502А0201.

Терминалы типа БЭ2502А0201 осуществляют следующие функции защиты и автоматики:

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

Из списка видно, что функций терминала БЭ2502А0201 достаточно для реализации РЗА СВ, имеются все требуемые виды защит, приведенные ранее в таблице 7.6.

Для терминала БЭ2502А0201 доступны четыре типоразмера, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер БЭ2502А0201-2702 УХЛЗ.1. Терминал подключается по аналоговым цепям только к ТТ, оснащен 24 дискретными входами и 16 выходами.

8.8 Выбор исполнения ЗДЗ КРУ 10 кВ ПС

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

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

8.9 Выбор исполнения устройств РЗА в ячейке ТН секции 10 кВ ПС

Несмотря на то, что все необходимые напряжения терминалы отдельных присоединений измеряют сами, в ячейке ТН устанавливается устройство контроля изоляции (измерение напряжения $3U_0$) и устройство контроля частоты

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

для реализации АЧР, ЧАПВ. Для уменьшения стоимости системы РЗА, терминалы отдельных присоединений выполняются чисто токовыми, все необходимые защиты по напряжению будут выполнять терминалы ячеек ТН.

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

Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 10 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для ячейки ТН поставляются терминалы типа БЭ2502А0402.

Терминал оснащен такими функциями, как:

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

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

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

8.10 Выбор типоразмера устройств РЗА трансформатора 220/10 кВ

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

Шкаф типа ШЭ2607 153 состоит из двух комплектов.

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

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

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

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

2 комплект реализует функции:

- автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;
- ручное регулирование напряжения;

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

- 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.

2 комплект выполнен на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2502А0501.

В таблице 8.3 приведены требуемые функции комплекта основных защит трансформатора 220 кВ ОАО «ФСК ЕЭС» из каталога [20].

Таблица 8.3 - Требуемые функции основных защит и присутствие их в шкафу ШЭ2607 153

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

Продолжение таблицы 8.3

Отображение на ИЧМ измеренных и вычисленных электрических величин для функции РЗА	Присутствует
Логика запрета АПВ выключателей	Присутствует
МТЗ с контролем напряжения НН	Присутствует
Логика отключения от газовой защиты	Присутствует
Контроль вторичных цепей напряжения	Присутствует
Логика отключения от газовой защиты РПН	Присутствует
Логика запрета АПВ выключателей	Присутствует

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

На сторону 10 кВ был выбран терминал БЭ2502А0301-2702 УХЛЗ.1.

8.11 Выбор устройств РЗА на выключатель 220 кВ

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

Функция АУВ содержит следующие устройства и защиты:

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

тока;

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

- узел контроля исправности цепей ЭМ управления.

Для шкафа ШЭ 2607 019 доступны четыре типоразмера, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер ШЭ2607 019-27E2УХЛ4.

В таблице 8.4 приведены требуемые функции комплекта защит АУВ ОАО «ФСК ЕЭС» из каталога [20].

Таблица 8.4 - Требуемые функции основных защит и присутствие их в шкафу ШЭ 2607 019

Требуемые функции	Их присутствие в шкафу
АПВ	Присутствует
Осциллографирование	Присутствует
Регистрация событий	Присутствует
Свободно – программируемая логика	Фирма гарантирует, что в течение суток исправит логику на ту, которая нужна
Автоматика управления выключателем	Присутствует
Контроль напряжения (наличие/отсутствие на ЛЭП, шинах), синхронизма, улавливание синхронизма	Присутствует
Контроль включенного/отключенного положения выключателя	Присутствует
Контроль состояния готовности выключателя	Присутствует
Оперативная блокировка разъединителей	-
Контроль цепей отключения	Присутствует

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР

Лист

58

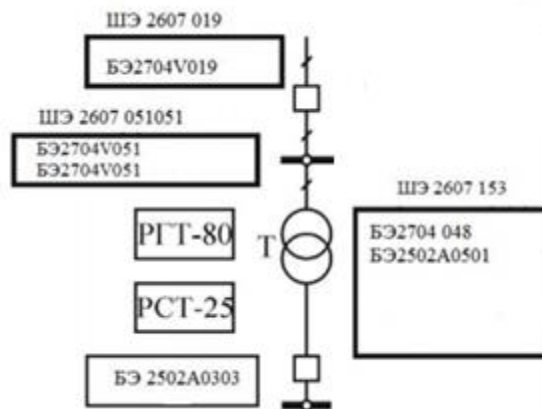


Рисунок 8.1 - Расстановка шкафов и терминалов РЗА двухобмоточных трансформаторов при 1 выключателе на стороне ВН

8.12 Выбор типоразмера устройств РЗА тупиковой ВЛ 220 кВ

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

Внутри шкафа установлен терминал типа БЭ2704V091, реализующий функции:

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

В комплект ступенчатых защит входят:

- трехступенчатая дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных и одна ступень от однофазных КЗ на землю с блокировкой при качаниях (БК);
- четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП) с реле направления мощности нулевой последовательности (РНМНП);
- автоматика разгрузки при перегрузке по току (АРПТ).

- шкаф имеет два независимых канала связи, которые позволяют реализовать их полное дублирование или дифференциальную защиту трехконцевой линии.

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

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

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

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

В таблице 8.5 приведены требуемые функции комплекта ДЗЛ ЛЭП 110-220 кВ ОАО «ФСК ЕЭС» из каталога [20].

Таблица 8.5 - Требуемые функции основных защит и присутствие их в шкафу ШЭ 2607 021.

Требуемые функции	Их присутствие в шкафу
Продольная ДЗ	Присутствует
Осциллографирование	Присутствует
Регистрация событий	Присутствует
Логика блокировки функции продольной ДЗ при неисправности канала связи	Присутствует

Продолжение таблицы 8.5

Свободно – программируемая логика	Фирма гарантирует, что в течение суток исправит логику на ту, которая нужна
Отображение на ИЧМ измеренных и вычисленных электрических величин для функции РЗА	Присутствует
Логика отключения выключателя и пуска УРОВ	Присутствует
Определение места повреждения на ЛЭП	Присутствует

9 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ РЗА

9.1 Ячейка КРУ выключателя КЛ к ЭД 10 кВ

Произведем выбор уставок МП терминала РЗА ЭД БЭ2502А0701 производства ООО НПП «ЭКРА».

Виды РЗА подлежащие расчету ранее приведены в таблице 7.2.

Справочные данные по терминалу РЗА представлены в руководстве по эксплуатации [21].

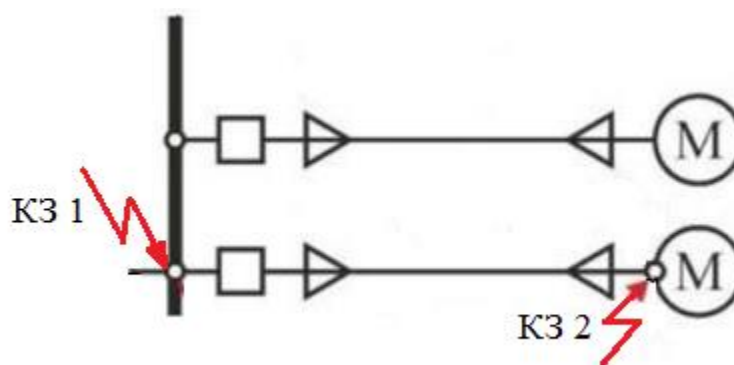


Рисунок 9.1 - КЗ в области ЭД

Асинхронный двигатель АДД 4:

Количество - 4;

Активная мощность - $P = 1000$ кВт;

$\cos\varphi=0,89$;

КПД - $\eta =95,4\%$;

Коэффициент пуска - $K_{п} =6,4$;

$t_{п} =10$ с.

9.1.1 Токвая отсечка электродвигателя.

Ток срабатывания ТО отстраивается от пускового тока ЭД:

$$I_{с.о.д.} = k_{н} \cdot k_{п} \cdot I_{д.ном},$$

где $k_{н}$ – коэффициент надежности, из методических указаний равный 1,15 [22];

$k_{п}$ – коэффициент пуска, по исходным данным составляет 6,4;

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

									Лист
									62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР				

Номинальный ток ЭД определяется по формуле:

$$I_{д.ном} = \frac{P_{д.ном}}{\sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot \eta \cdot U_{д.ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,89 \cdot 0,954 \cdot 10} = 67,99 \text{ А},$$
$$I_{с.о.д.} = 1,15 \cdot 6,4 \cdot 67,99 = 500,4 \text{ А}.$$

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

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ.мин}^{(3)}}{I_{с.о.д.}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13261}{500,4} \cdot 1 = 22,9 \text{ А},$$

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

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

Вторичный ток срабатывания защиты:

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

где n_T - коэффициент трансформации;

$k_{сх}^{(3)}$ - коэффициент схемы.

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

Коэффициент трансформации равен отношению номинальных первичного и вторичного токов ТТ:

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

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

$$I_{1.ном} \geq I_{раб.макс.д.} = I_{д.ном} = 67,99 \text{ А},$$
$$I_{1.ном} = 75 \text{ А}.$$

Для ячейки КРУ ЭД выбран ТТ - ТОЛ-10-М фирмы ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» [23].

									Лист
									63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР				

$$I_{с.о.д.2} = \frac{500,4}{75/5} \cdot 1 = 33,36 \text{ А.}$$

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

$$I_{0.уст} = \frac{I_{с.о.д.2}}{I_{2.ном}} = \frac{33,36}{5} = 6,67 \text{ А.}$$

Минимальная выдержка времени ТО может быть установлена равной 0 с.

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

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

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

По пункту 1.2.10.1.4 [21] диапазоны уставок по выдержки времени:

- МТЗ-1: от 0 до 10,0 с;
- МТЗ-2: от 0,1 до 20,0 с;
- МТЗ-3: от 0,2 до 100 с.

Для реализации ТО достаточно одной из них (для ТО берем самую грубую, т.е. 1 ступень).

Таблица 9.1 - Уставки первой ступени МТЗ для выполнения ТО ЭД от междофазных КЗ

Уставки защиты от КЗ(МТЗ-1)	Значение
МТЗ-1	ВКЛ
$I_{ср}, \text{ А}$	33,36 А
Уставки защиты от КЗ(МТЗ-1)	Значение
МТЗ-1	ВКЛ
$I_{ср}, \text{ А}$	33,36 А

Продолжение таблицы 9.1

T_{cp}, c	0,00
Автоматическое загрузление уставки	Не предусмотрено
Контроль направленности МТЗ-1	Не предусмотрено
Пуск по напряжению МТЗ-1	Не предусмотрено
МТЗ-2	Выведено
МТЗ-3	Выведено

9.1.2 Защита от перегрузки

В терминале БЭ2502А0701 есть тепловая защита от перегрузки, работающая на основе расчетов тепловой модели ЭД. Для точной работы модели необходимо задать постоянные времени нагрева и охлаждения двигателя. Помимо этого указанные характеристики меняются в зависимости от температуры окружающей среды, что может быть учтено только наличием соответствующего физического датчика, присоединенного к терминалу.

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

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

где $k_{отс} = 1,1$ - рекомендованное значение для ЗП ЭД [23].

$$I_{з.п.д} = 1,1 \cdot 67,99 = 74,79 \text{ А.}$$

Отношение пускового тока к току срабатывания защиты:

$$\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д}} = \frac{k_{п} \cdot I_{д.ном}}{I_{з.п.д}} = \frac{6,4 \cdot 67,99}{74,79} = 5,81.$$

При данной кратности тока выдержка времени ЗП:

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

где $t_{п}$ - время пуска ЭД.

Выдержка времени МТЗ-3:

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

Выражаем k :

$$k = \frac{t_{з.п.д} \cdot \left(\left(\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д}}\right)^1 - 1\right)}{120} = \frac{15 \cdot (5,81^1 - 1)}{120} = 0,601 \text{ с.}$$

Вторичный ток срабатывания ЗП ЭД МТЗ-3:

$$I_{з.п.д.вт} = \frac{74,79}{75/5} \cdot 1 = 4,98 \text{ А.}$$

Таблица 9.2 - Уставки третьей ступени МТЗ для выполнения защиты от перегрузки ЭД 10 кВ

Уставки защиты от КЗ(МТЗ-3)	Значение
МТЗ-3	ВКЛ
$I_{ср}$, А	4,98 А
$T_{ср}$, с	Не предусмотрено
Действие МТЗ-3 на отключение	Не предусмотрено
Контроль направленности МТЗ-3	Не предусмотрено
Ускорение МТЗ-3	Не предусмотрено
Пуск по напряжению МТЗ-3	Не предусмотрено
Базисный ток	5 А
Независимая выдержка времени МТЗ-3	15

9.1.3 Защита от блокировки ротора и затянутого пуска

Если при пуске или работе ротор заблокируется, то перегрев ЭД наступит за сравнительно короткое время. Защита от перегрузки с действием на сигнал в этом случае неэффективна. В любом из МП терминалов, специально предназначенных для защиты ЭД, предусматривается специальная защита от блокировки ротора, действующая на отключение. Защита от затянутого пуска работает в режиме «Пуск» ЭД и предназначена для обнаружения неуспешного пуска ЭД из-за недопустимой нагрузки. Защита выполнена в соот-

ветствии с рисунком и срабатывает, если максимальный из фазных токов выше уставки пускового тока в течении времени, заданного уставкой выдержки времени DT9.

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

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

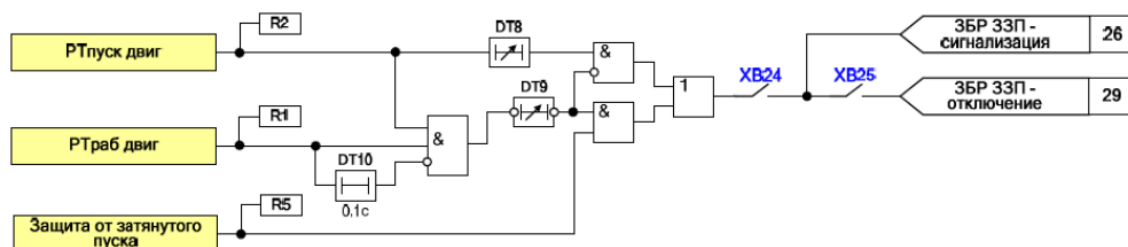


Рисунок 9.2 - Функционирование защиты от блокировки ротора и затянутого пуска

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

Ток срабатывания защиты от заклинивания ротора:

$$I_s = \frac{k_{п} \cdot I_{д.ном}}{2} = \frac{6,4 \cdot 67,99}{2} = 217,56 \text{ А.}$$

Вторичный пусковой ток:

$$I_{s.уст} = \frac{I_s}{I_{2.ном} \cdot n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{217,56}{5 \cdot \frac{75}{5}} \cdot 1 = 2,9 \text{ А.}$$

Таблица 9.3 - Уставки защит от блокировки ротора и затянутого пуска ЭД

Уставка	Значение
Работа ЗБС	ВКЛ

Продолжение таблицы 9.3

Действие ЗМН на отключение	ВКЛ
Время блокировки ротора	6,5 с
Время пуска электродвигателя	10 с
Пусковой ток двигателя	2,9 А

9.1.4 УРОВ

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

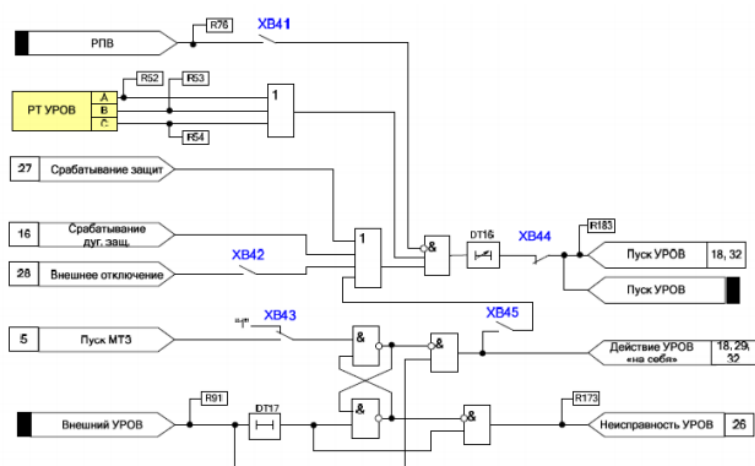


Рисунок 9.3 - Функциональная схема УРОВ

Выберем параметры УРОВ, пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [24].

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = I_{\text{д.ном}} \cdot 0,05 = 0,05 \cdot 67,99 = 3,4 \text{ А.}$$

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

$$I_{S,уст} = \frac{I_{уров}}{I_{2,ном} \cdot n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{3,4}{5 \cdot 75/5} \cdot 1 = 0,045 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ:

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

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

$t_{возв.уров}$ — время возврата реле тока УРОВ (0,06 с согласно [25]);

$t_{погреш.уров}$ — погрешность реле времени УРОВ в сторону ускорения действия (0,01 с согласно [26]);

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

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

Таблица 9.4 - Уставки УРОВ

Уставка	Значение
УРОВ	Вывод
Ток срабатывания	3,4 А
Время срабатывания УРОВ	0,235 с
Контроль РПН	Не предусмотрен
Действие внешнего отключения на УРОВ	Предусмотрено
Контроль по току при действии УРОВ на себя	Не предусмотрен
Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	предусмотрено

9.2 Ячейка КРУ выключателя к трансформатору 10 кВ

Произведем выбор уставок МП терминала РЗА БЭ2502А01, производства ООО НПП «ЭКРА».

Виды РЗА подлежащие расчету ранее приведены в таблице 7.3.

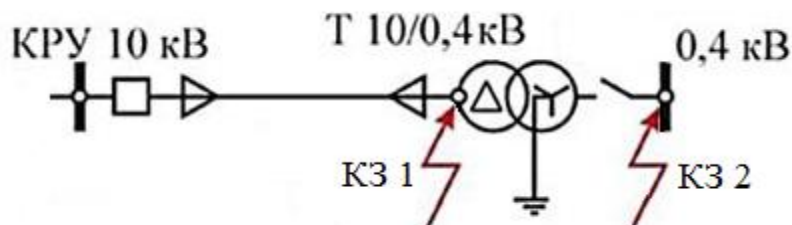


Рисунок 9.4 - КЗ в области трансформатора 10/04 кВ

9.2.1 Токовая отсечка трансформатора

Токовые защиты сети 10 кВ рассчитываются по методикам для фирм-разработчиков с сайта ОАО «ФСК ЕЭС», рекомендациям руководства по эксплуатации на устройство или по общей методике Шабада [22].

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

$$I_{с.о.1} \geq k_n \cdot I_{кз.макс.нн}^{(3)} = 1,2 \cdot 3605 = 4326 \text{ А.}$$

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

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

где k_n – коэффициент надежности без замедления ТО и без автоматического удвоения уставки ТО при включении выключателя трансформатора по [22] принимается равным 5;

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

Рабочий максимальный ток трансформатора:

$$I_{т.раб.макс} = \frac{k_{п} \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т.ном.вн}} = \frac{1,4 \cdot 1250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 101,03 \text{ А.}$$

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

Ток срабатывания ТО по второму условию:

$$I_{с.о.2} \geq 5 \cdot 101,03 = 505,18 \text{ А.}$$

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

$$I_{с.о} = \max\{I_{с.о.1}; I_{с.о.2}\} = \max\{4326; 505,18\} = 4326 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания ТО:

									Лист
									70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР				

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

Выбираем ТТ ТОЛ-10-М с коэффициентом трансформации n_{T} равным 150/5.

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

Для трансформатора тока ТОЛ-10-М по каталогу [23] фирмы ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» выбираем $I_{\text{1.ном}}$ равный 150 А.

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{\text{с.о.втор}} = \frac{4326}{150/5} \cdot 1 = 144,2 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{с.о.о.е}} = \frac{I_{\text{с.о.втор}}}{I_{\text{2.ном.тт}}} = \frac{144,2}{5} = 28,84 \text{ А.}$$

Полученное значение укладывается в допустимый диапазон (0,4...40,0) $I_{\text{н}}$.

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.макс.вн}}^{(3)}}{I_{\text{с.о}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{13278}{4326} \cdot 1 = 3,06 \geq 1,2.$$

Уставку по времени ТО принимаем минимально возможную 0с.

Таблица 9.5 - Настройка параметров ТО.

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

9.2.2 Максимальная токовая защита трансформатора

Ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению:

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

где k_H – коэффициент надежности;

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

k_B – коэффициент возврата.

По рекомендации [24] принимаем значение k_H равным 1,2. Поскольку в составе нагрузки трансформатора отсутствуют ЭД 6...10 кВ согласно [24] выбираем $k_{с.зап}$ равным 1,3. Коэффициент возврата МТЗ 2 ступени терминала БЭ2502А01 по данным [27] равен 0,94.

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,94} \cdot 101,03 = 167,6 \text{ А.}$$

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

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин.нн10}^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3605}{167,6} \cdot 1 = 18,6 \geq 1,5.$$

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

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з.2} = \frac{I_{с.з}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{167,6}{150/5} \cdot 1 = 5,58 \text{ А.}$$

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

$$I_{с.з.о.е} = \frac{I_{с.з.2}}{I_{2.ном.тт}} = \frac{5,58}{5} = 1,117.$$

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

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для выбора выдержки времени МТЗ нужно учитывать выдержки времени расцепителей автоматических выключателей НКУ 0,4 кВ и выбрать ступень селективности между терминалом защиты силового трансформатора и вводом НН (рисунок 9.5).

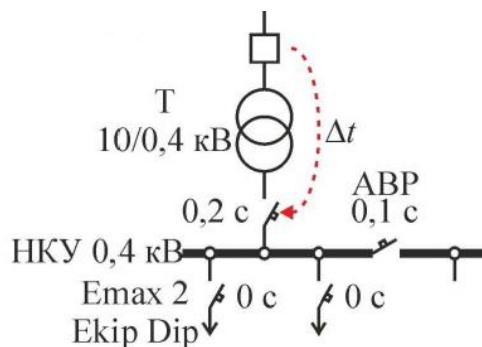


Рисунок 9.5 - НКУ 0,4 кВ на НН трансформатора 10 кВ

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

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

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

где $t_{\text{откл.авт.вв}}$ – время отключения автомата ВВ, по данным [28] составляет 0,04 с;

$t_{\text{погреш.авт.вв}}$ – погрешность выдержки времени МТЗ расцепителя автомата ВВ, по данным [28] составляет 0,02 с;

$t_{\text{погреш.терм.т}}$ – погрешность выдержки времени МТЗ терминала РЗА трансформатора, по данным [27] составляет 0,025 с;

$t_{\text{возв.мтз.т}}$ – время возврата МТЗ терминала РЗА трансформатора, по данным [28] составляет 0,065 с; время запаса примем 0,1 с.

Ступень селективности Δt можно оставить равным 0,25 с, можно округлить до 0,3 с, можно принять рекомендованное [24] 0,4 с.

В данном примере примем Δt равной 0,3 с.

Выдержка времени МТЗ трансформатора:

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

Таблица 9.6 - Параметры второй ступени МТЗ терминала БЭ2502А01

Уставки 2 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-2	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-2	5,58 А
Время срабатывания МТЗ-2	0,5 с
Контроль направленности МТЗ-2	предусмотрен
Пуск по напряжению МТЗ-2	не предусмотрен
Ускорение МТЗ-2	предусмотрено

9.2.3 Защита от перегрузки трансформатора

Рассчитаем параметры защиты от перегрузки трансформатора по [24].

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

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

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, по [24] принимается 1,05;

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

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

Коэффициент возврата третьей ступени МТЗ, на которой реализуется защита от перегрузки по [27] выставляем $k_{\text{в}}$ равным 0,94.

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{т.ном}} = \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т.ном.вн}}} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 72,16 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{с.з.п}} = \frac{1,05}{0,94} \cdot 72,16 = 80,6 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{с.з.п.2}} = \frac{I_{\text{с.з.п}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{80,6}{150/5} \cdot 1 = 2,687 \text{ А.}$$

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

$$I_{с.з.п.о.е} = \frac{I_{с.з.п.2}}{I_{2,ном.тт}} = \frac{2,687}{5} = 0,537 \text{ А.}$$

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

По условию отстройки режимов кратковременных перегрузок ФСК [24] рекомендует принимать выдержку времени защиты от перегрузки из диапазона 9...10 с. Окончательно принимаем $t_{п.т}$ равным 10 с.

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

Таблица 9.7 - Настройки третьей ступени МТЗ с работающей как защита от перегрузки

Уставки 3 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-3	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-3	2,687 А
Время срабатывания МТЗ-3	10 с
Контроль направленности МТЗ-3	не предусмотрен
Пуск по напряжению МТЗ-3	не предусмотрен
Действие МТЗ-3 на отключение	не предусмотрен
Ускорение МТЗ-3	не предусмотрен
Выбор характеристики	независимая
Базисный ток	5 А

9.2.4 Защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора

Рассчитаем параметры защиты от однофазных КЗ по методике изложенной в [22].

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

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

где k_H – коэффициент надежности, равный 2;

$I_{нб.макс}$ – наибольший ток небаланса в нулевом проводе трансформатора со схемой соединения обмоток звезда/звезда в нормальном режиме, по [29] равен $0,25 \cdot I_{т.раб.макс.нн}$;

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

Рабочий максимальный ток стороны НН:

$$I_{т.раб.макс.нн} = \frac{k_{п} \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т.ном.нн}} = \frac{1,4 \cdot 1250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2525,9 \text{ А},$$

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

Сечение жил определяем исходя из номинальной мощности трансформатора, затем по таблице 3.36 каталога [26] находим сечение:

Так как $S_{т.ном} = 1,25$ МВА, то выбираем медные жилы сечение 70 мм^2 .

Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.0} = 0,5 \cdot 2525,9 = 1262,9 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз.мин.нн0,4}^{(3)}}{I_{с.з.0}} = \frac{3605}{1262,9} = 2,85 \geq 2.$$

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

$$I_{нб.макс} = 0,25 \cdot I_{т.раб.макс.нн} = 0,25 \cdot 2525,9 = 631,47 \text{ А}.$$

Для ТТ ТНШ-0,66 [23] выбираем $I_{1.ном.тт.0}$ равным 800 А, а $I_{2.ном.тт.0}$ равным 1 А (так как вход для подключения ТТНП заданного БЭ2502А01 рассчитан на номинальный ток 1 А).

Вторичное значение тока срабатывания защиты:

$$I_{с.з.0.2} = \frac{I_{с.з.0}}{n_{т.0}} = \frac{1262,9}{800/1} = 1,57 \text{ А}.$$

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

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

$$I_{с.з.о.о.е} = \frac{I_{с.з.о.2}}{I_{2.ном.тт.о}} = \frac{1,57}{1} = 1,57.$$

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

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

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

Степень селективности между терминалом БЭ2502А01 и расцепителем автомата ввода Δt была определена ранее.

Таблица 9.8 - Настройка защиты от однофазных КЗ

Уставки ступени защиты от замыканий на землю (ТЗНП)	Значение
Ток срабатывания ЗОЗЗ-1	1,57 А
Время срабатывания ЗОЗЗ-1	0,5 с
Работа только по напряжению U0	не предусмотрена
Работа только по току I0	предусмотрена
Работа по току I0 и мощности S0	не предусмотрена
Действие ЗОЗЗ-1 на отключение	предусмотрено

9.2.5 УРОВ

Используя методику расчета уставок, представленную на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [24], выберем параметры УРОВ. Ток срабатывания органа контроля выключателя УРОВ:

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{т.ном} = 0,05 \cdot 101,03 = 5,05 \text{ А.}$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{уров.2} = \frac{I_{уров}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{5,05}{150/5} \cdot 1 = 0,168 \text{ А.}$$

Токовые уставки терминала БЭ2502А01 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ,

$I_{2.ном.тт}$ равного 5 А:

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

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

Выдержка времени УРОВ:

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

Время возврата УРОВ $t_{\text{в.уров}}$ и погрешность таймера УРОВ $t_{\text{п.уров}}$ взяты из [24]. По рекомендациям [24] принимаем выдержку времени УРОВ равной 0,3 с.

Таблица 9.9 - Настройка УРОВ

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

9.3 Ячейка КРУ выключателя КЛ к ТП

Произведем выбор уставок МП терминала РЗА ЭД БЭ2502А01 производства ООО НПП «ЭКРА».

Виды РЗА подлежащие расчету ранее приведены в таблице 7.1.

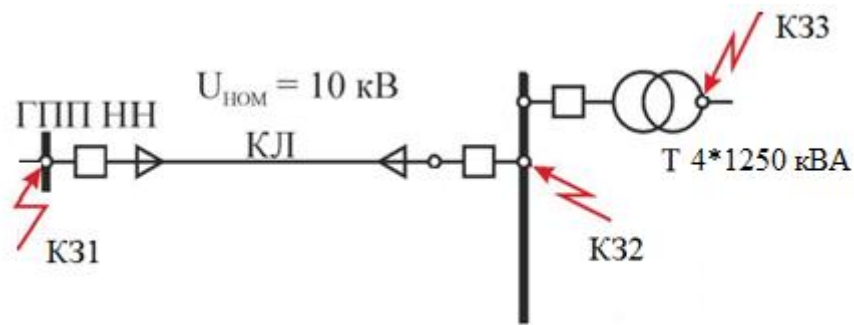


Рисунок 9.6 - КЗ в области КЛ питающей ТП

Значение ТКЗ в точках, указанных на рисунке 9.6, представлены в таблице 9.10.

Таблица 9.10 - Значения ТКЗ в отдельных точках схемы замещения

Режим работы энергосистемы	Значение трехфазного ТКЗ в точках К31...К33, приведенное к стороне 10 кВ, А		
	К31	К32	К33
Максимальный режим	17,457	13,278	3,605
Минимальный режим	17,43	13,261	3,605

Справочные данные по терминалу РЗА представлены в руководстве по эксплуатации [27]. Так как методика расчета для МП терминалов РЗА 10 кВ фирмы ООО НПП «ЭКРА» присутствует на сайте ОАО «ФСК ЕЭС», то воспользуемся ей [24].

9.3.1 Токовая отсечка КЛ

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

$$I_{с.о.1} \geq k_n \cdot I_{КЗ.макс.КЗ2}^{(3)} = 1,2 \cdot 13278 = 15933,6 \text{ А.}$$

где k_n - коэффициент надежности по [24] принимаем равным 1,2.

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

$$I_{c.o.2} \geq k_H \cdot \sum I_{T.ном} = 5 \cdot (4 \cdot 101,03) = 2020,6 \text{ А,}$$

где k_H – коэффициент надежности, учитывающий БТН, для быстродействующих устройств РЗ принимается 5.

В руководстве по эксплуатации терминала БЭ2502А01 [27] сказано, что с целью отстройки от пусковых токов при двигательной нагрузке для первой ступени предусмотрен режим работы с загрузлением уставки.

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

$$I_{c.з.2} = \frac{I_{c.o.2}}{2} = \frac{2020,6}{2} = 1010,3 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность ТО:

$$k_{ч.озд} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин.кз2}^{(3)}}{I_{c.з.2}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(3)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13261}{1010,3} \cdot 1 = 11,36 \geq 1,5.$$

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

9.3.2 Максимальная токовая защита с зависимой выдержкой времени

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

$$I_{c.з.1} \geq \frac{k_H \cdot k_з}{k_B} \cdot I_{раб.макс.кл},$$

где k_H – коэффициент надежности, по [24] принимаем равным 1,2;

k_B – коэффициент возврата, равен 0,94.

Рабочий максимальный ток КЛ:

$$I_{раб.макс.кл} = \sum I_{T.ном} = 4 \cdot 101,03 = 404,12 \text{ А.}$$

По каталогу ТТ [23] выбираем ТТ ТОЛ-10-М с n_T равным 450/5.

Ток срабатывания МТЗ по 1 условию:

$$I_{c.з.1} \geq \frac{1,2 \cdot 1,6}{0,94} \cdot 404,12 = 825,4 \text{ А.}$$

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

									Лист
									80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>				

$$I_{с.з.2} = k_{н.с} \cdot I_{МТЗ.Т} = k_{н.с} \cdot \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 1,1 \cdot \frac{1,4 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2709,7 \text{ А,}$$

где $k_{н.с}$ – коэффициент надежности согласования, по [22] принимается равным 1,1;

Окончательный ток срабатывания МТЗ КЗ принимается большим по двум условиям, т.е.:

$$I_{с.з.} = \max\{I_{с.з.1}; I_{с.з.2}\} = \max\{825,4; 2709,7\} = 2709,7 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности в ОЗД:

$$k_{ч.озд} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин.кз2}^{(3)}}{I_{с.з.}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(3)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13261}{2709,7} \cdot 1 = 4,23 \geq 1,5.$$

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования:

$$k_{ч.зр} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин.кз3}^{(3)}}{I_{с.з.}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(3)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3605}{2709,7} \cdot 1 = 1,15 < 1,2.$$

МТЗ КЛ не обеспечивает чувствительности в зоне резервирования за трансформаторами 10/0,4 кВ, улучшить коэффициент чувствительности практически невозможно.

9.3.3 Выбор выдержки времени МТЗ

Выдержка времени МТЗ Т независимая, отстроенная от МТЗ КЛ. Методика расчетов выдержки времени МТЗ трансформаторов 10/0,4 кВ рассмотрена выше. По исходным данным кабельные линии (КЛ) питают распределительные устройства с максимальной выдержкой времени 1,5 с. Степень селективности для выключателей и терминалов РЗА БЭ2502А01 была определена ранее и составляет 0,3 с. В этом случае выдержка времени МТЗ КЛ при КЗ в точке К2:

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

Кратность МТЗ КЛ при КЗ в точке К2 составит:

$$K_{кз2} = \frac{I_{кз.макс.кз2}^{(3)}}{I_{с.з.}} = \frac{13278}{2709,7} = 4,9.$$

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

										Лист
										81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР					

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

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

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

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

где t – время срабатывания;

I – сродной ток;

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

β и α – коэффициенты, определяющие степень инверсии, соответственно равные 80,00 и 2,00;

k - уставка МТЗ по времени.

Уставка по времени:

$$k = \frac{t \cdot ((K_{кз2})^\alpha - 1)}{\beta} = \frac{1,8 \cdot ((4,9)^2 - 1)}{80} = 0,51 \text{ с.}$$

Доступный диапазон 0,1...20 с по [27].

Выдержка времени МТЗ КЛ при максимальном токе КЗ в начале линии:

$$t_{кз1} = \frac{k \cdot 80}{\left(\frac{I_{кз.макс.кз1}^{(3)}}{I_6}\right)^2 - 1} = \frac{0,51 \cdot 80}{(17457 / 2709,7)^2 - 1} = 1,48 \text{ с.}$$

Карта селективности для МТЗ КЛ представлена на рис. 9.7.

									Лист
									82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР				

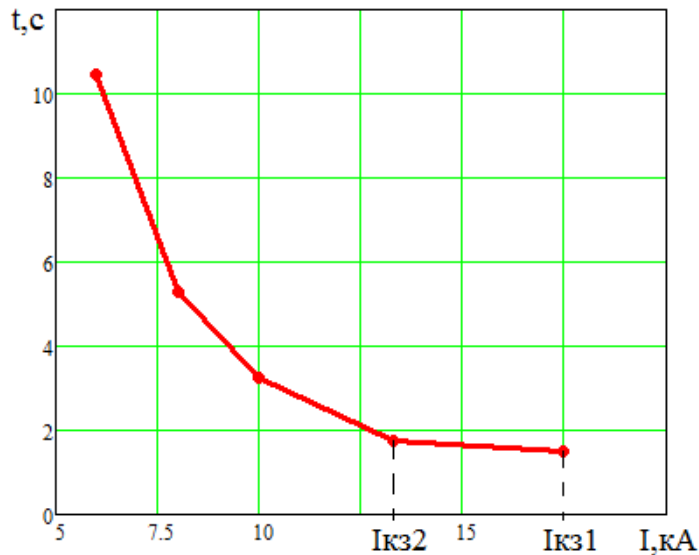


Рисунок 9.7 - Карта селективности для МТЗ КЛ

Для построения кривой МТЗ КЛ посчитаны промежуточные значения выдержек времени таблица 9.11.

Таблица 9.11 - Значения выдержек времени для построения кривой МТЗ КЛ

Ток, А	17457	13278	10000	8000	6000	3605
Выдержка времени, с	1,48	1,77	3,23	5,29	10,46	52,9

Из таблицы 9.11 видно, что при уменьшении тока, расчетная выдержка времени резко возрастает.

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ2}} = \frac{I_{\text{с.з.}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{2709,7}{\frac{450}{5}} \cdot 1 = 30,1 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{МТЗ2.о.е}} = \frac{I_{\text{МТЗ2}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ}}} = \frac{30,1}{5} = 6,02.$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ укладывается в допустимый диапазон $(0,2 \dots 40) \cdot I_{\text{НОМ}}$, А по каталогу [27].

Таблица 9.12 - Настройка третьей ступени МТЗ

Уставки МТЗ-3	Значение
Работа МТЗ-3	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-3	30,1 А
Время срабатывания МТЗ-3	0,51 с
Контроль направленности МТЗ-3	не предусмотрен
Пуск по напряжению МТЗ-3	не предусмотрен
Ускорение МТЗ-3	не предусмотрено
Характеристика	Чрезвычайно инверсная

9.3.4 УРОВ

Выберем параметры УРОВ, используя методику расчета уставок, представленную на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [24]. Ток срабатывания органа контроля выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{кл.ном}} = 0,05 \cdot \frac{S_{\text{кл.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0,05 \cdot \frac{9711}{\sqrt{3} \cdot 10} = 28,03 \text{ А.}$$

По каталогу [23] выбираем ТТ ТОЛ-10-М, $n_{\text{T}}=450/5$.

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{28,03}{450/5} \cdot 1 = 0,31 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{уров.2.о.е}} = \frac{I_{\text{уров.2}}}{I_{2.\text{ном.тт}}} = \frac{0,31}{5} = 0,062.$$

Минимально возможная уставка в о.е. равна 0,07, что дает вторичный ток срабатывания $0,07 \cdot 5 = 0,35 \text{ А}$.

Выдержка времени УРОВ:

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

Время возврата УРОВ $t_{\text{в.уров}}$ и погрешность таймера УРОВ $t_{\text{п.уров}}$ взяты из [24].

Согласно [24], принимаем выдержку времени УРОВ, равную 0,3 с.

Таблица 9.13 - Настройка УРОВ

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

9.4 Трансформатор ТРДН-32000/220

На стороне 220 кВ ПС могут применяться токовые защиты от междуфазных КЗ: мгновенная ТО и МТЗ. Расчет параметров токовых защит 220 кВ аналогичен расчету токовых защит присоединений 10 кВ, рассмотренных ранее.

В качестве основной защиты от КЗ силовых трансформаторов мощностью 32 МВА используется дифференциальная токовая защита (ДЗТ) с торможением. В качестве резервных защит тупиковых линий 220 кВ применяются трехступенчатая дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных КЗ и четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП) от однофазных КЗ.

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

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

9.4.1 Дифференциальная защита трансформаторов

Рассчитаем параметры ДЗТ трансформатора ТРДН-32000/220.

Определим первичные токи на сторонах ВН и НН защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности. По этим токам определяются вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициентов трансформации ТТ, выбранных по максимальным рабочим токам сторон.

Таблица 9.14 - Данные по трансформатору

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для сторон	
		ВН-220 кВ	НН-10 кВ
$I_{\text{НОМ}}$ стороны, соответствующий $S_{\text{НОМ}}$, А	$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ср}}}$	$\frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 80,32$	$\frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1679,5$
Схема ТТ		У	Δ
n_{T} стороны	$\frac{I_{1.\text{НОМ.ТТ}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ}}}$	100/5	2000/5
$I_{\text{ВТОР}}$ стороны, соответствующий $S_{\text{НОМ}}$, А	$\frac{I_{\text{НОМ}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)}}{n_{\text{T}}}$	$\frac{80,32 \cdot 1}{100/5} = 4,01$	$\frac{1679,5 \cdot 1}{2000/5} = 4,19$

Если защищаемый трансформатор со стороны ВН подключен через два выключателя, то первичный номинальный ток ТТ стороны ВН определяется по максимальному рабочему току выключателя, рассчитанному по максимальной тупиковой мощности ПС:

$$I_{\text{раб.макс.в.вн}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{38844}{\sqrt{3} \cdot 220} = 101,93 \text{ А.}$$

По каталогу [23] выбираем первичный номинальный ток ТТ $I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 100 \text{ А}$.

Определим по каталогу [24] в о.е. $I_{\text{с.р.мин}}$ приняв за базовый ток $I_{\text{НОМ.ВН}}$, по первому условию:

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

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

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

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

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

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

ε - относительное значение полной погрешности ТТ, равен 0,1;

ΔU - относительная погрешность, обусловленная РПН;

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

$I_{нач.торм}$ - расчетное значение тока начала торможения, согласно рекомендациям принимаем 0,6 о.е., т.к. трансформатор не нагружен.

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

Максимальное значение трехфазного тока КЗ за защищаемым трансформатором на шинах НН составляет 17457 А. Приведем этот ток к стороне ВН и приведем к о.е.:

$$I_{кз.макс} = I_{кз.макс.кз1}^{(3)} \cdot \frac{U_{ср.ном.нн}}{U_{ср.ном.вн}} \cdot \frac{1}{I_{ном.вн}} = 17457 \cdot \frac{11}{230} \cdot \frac{1}{80,32} = 10,39 \text{ о.е.}$$

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

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

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки принят равный 1,1 по каталогу [24].

$$I_{с.р.макс} = 1,1 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 10,39 = 4,34 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения должен быть не менее:

$$k_T \geq \frac{k_{отс} \cdot I_{нб} - I_{с.р.мин}}{I_{кз.макс} - I_{нач.торм}} = \frac{4,34 - 0,296}{10,39 - 0,6} = 0,413.$$

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

Ток торможения блокировки:

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

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки принят равный 1,1 по каталогу [24];

									Лист
									87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР				

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

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{I_{\text{НОМ.ВН}}}{I_{\text{ВТОР}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{80,32}{4,01 \cdot 100/5} = 1,001 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки.

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

$$I_{\text{отс}} \geq 6,5 \text{ о. е.}$$

По условию отстройки от максимального тока небаланса внешнего КЗ:

$$\begin{aligned} I_{\text{отс}} &= 1,5 \cdot I_{\text{КЗ.макс}} \cdot (k_{\text{одн}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{\text{выр}}) \\ &= 1,5 \cdot 10,39 \cdot (1 \cdot 3 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) = 7,48 \text{ А,} \end{aligned}$$

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

Коэффициент торможения равен:

$$k_{\text{T}} = \frac{I_{\text{с.р.макс}} - I_{\text{с.р.мин}}}{I_{\text{КЗ.макс}} - I_{\text{нач.торм}}} = \frac{4,34 - 0,296}{10,39 - 0,6} = 0,413.$$

Расчетное значение k_{T} соответствует углу наклона тормозной характеристики $41,1^\circ$ (рисунок 9.8).

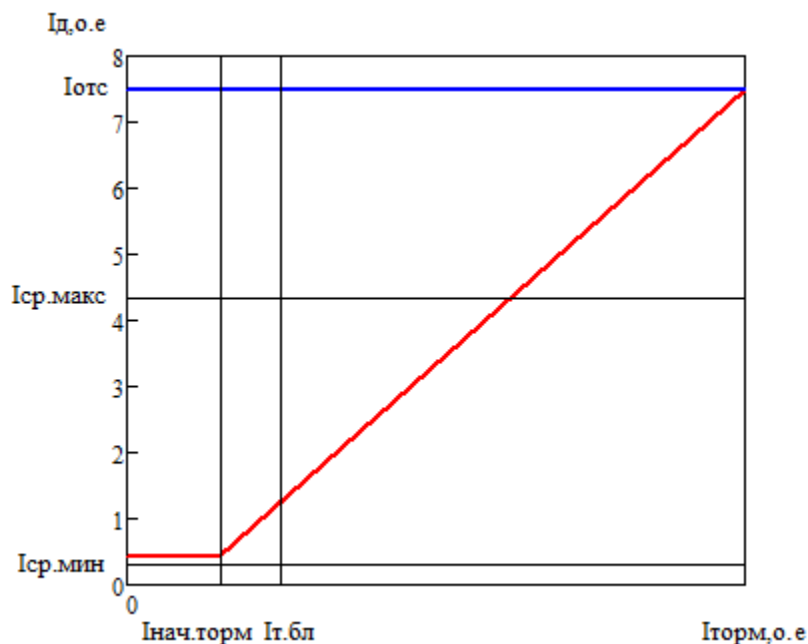


Рисунок 9.8 - Расчетная характеристика торможения

Оценим чувствительность ДЗТ. Ток трехфазного КЗ за защищаемым трансформатором в минимальном режиме работы энергосистемы составляет 17,43 кА. Приведем значение тока КЗ к стороне ВН. Коэффициент относительной чувствительности схемы к двухфазным КЗ на стороне НН трансформатора со схемой соединения обмоток звезда-треугольник равен 1.

$$I_{\text{КЗ.Т}} = I_{\text{КЗ.мин.КЗ1}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном.нн}}}{U_{\text{ср.ном.вн}}} \cdot \frac{k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)}}{I_{\text{ном.вн}}} = 17430 \cdot \frac{11}{230} \cdot \frac{1}{80,32} = 10,37 \text{ о. е.}$$

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.Т}}}{I_{\text{с.р.мин}}} = \frac{10,37}{0,296} = 35,03 \geq 2.$$

9.4.2 Максимальная токовая защита силового трансформатора ТРДН-32000/220

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

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

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, по [24] принимаем равным 1,2;

$k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата, по [24] равен 0,9;

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

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{K_{\text{п}} \cdot S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 117,56 \text{ А.}$$

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

$$k_{\text{зап}} = \frac{S_{\text{сам.зап}}}{S_{\text{раб.макс}}} = \frac{\frac{k_{\text{п}} \cdot P_{\text{эд}}}{\cos\varphi \cdot \eta} \cdot N_{\text{эд.с.з}} + N_{\text{т}} \cdot k_{\text{с.з.т}} \cdot S_{\text{т}} + N_{\text{кл}} \cdot k_{\text{с.з.тп}} \cdot S_{\text{кл}}}{\frac{P_{\text{эд}}}{\cos\varphi \cdot \eta} \cdot N_{\text{эд}} + N_{\text{т}} \cdot S_{\text{т}} + N_{\text{кл}} \cdot S_{\text{кл}}}$$

$$= \frac{\frac{6,4 \cdot 1000}{0,89 \cdot 0,954} \cdot 2 + 4 \cdot 1,3 \cdot 1250 + 4 \cdot 1,6 \cdot 9711}{\frac{1000}{0,89 \cdot 0,954} \cdot 4 + 4 \cdot 1250 + 4 \cdot 9711} = 1,72 \geq 1,5,$$

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

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

									Лист
									89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР				

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 1,72}{0,9} \cdot 117,56 = 269,6 \text{ А.}$$

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

$$I_{с.з1} = k_{отс} \cdot I_{с.з} = 1,2 \cdot 269,6 = 323,52 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з.2} = \frac{I_{с.з1}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{323,52}{5} \cdot 1 = 16,17 \text{ А.}$$

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

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

$$k_{ч.озд} = \frac{I_{кз.мин.вн220}^{(3)}}{I_{с.з1}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(3)} = \frac{3311}{323,52} \cdot 1 = 10,23 \geq 1,5.$$

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

$$k_{ч.зр} = \frac{I_{кз.мин.тр10/0,4}^{(3)}}{I_{с.з1}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(3)} = \frac{3605}{323,52} \cdot 1 = 11,14 \geq 1,2.$$

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

$$k_{ч.зр} = \frac{I_{кз.мин.кл}^{(3)}}{I_{с.з1}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(3)} = \frac{13261}{323,52} \cdot 1 = 40,9 \geq 1,2.$$

Выдержка времени представлена на рисунке 9.9.

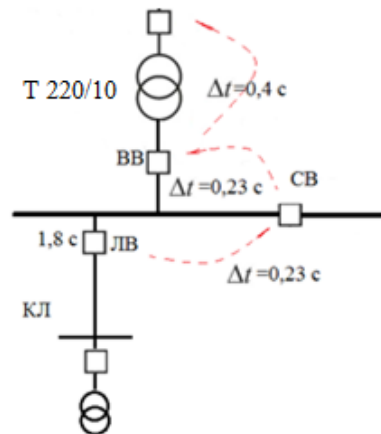


Рисунок 9.9 - Выбор выдержки времени МТЗ силового трансформатора

									Лист
									90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР				

Для выбора выдержки времени МТЗ терминала силового трансформатора необходимо рассчитать значение ступени селективности Δt между МТЗ терминала и МТЗ ВВ, между ВВ и СВ и между СВ и КЛ:

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

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

где $t_{откл.с.в.}$ - время отключения ВВ, составляет 0,06 с;

$t_{погреш.с.в.}$ и $t_{погреш.кЛ}$ - погрешность выдержки времени МТЗ КЛ и СВ, по данным [28] составляет 0,02 с;

$t_{возв.МТЗ.т}$ - время возврата МТЗ терминала РЗА трансформатора, по данным [28] составляет 0,03 с, время запаса примем 0,1 с.

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

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

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

где $t_{откл.св}$ - время отключения ВВ, составляет 0,06 с;

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

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

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

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

где Δt - ступень селективности, может быть принята при малых выдержках времени равной 0,4 с.

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

Таблица 9.15 - Настройка МТЗ ВН

Уставки МТЗ ВН	Значение
Пуск МТЗ ВН	предусмотрен
Ток срабатывания МТЗ ВН	16,17 А
Время срабатывания МТЗ ВН	2,66 с

Продолжение таблицы 9.15

Пуск МТЗ ВН по напряжению	не предусмотрен
Пуск МТЗ ВН при выводе МТЗ НН	не предусмотрен
Блокировка МТЗ ВН при БТН	не предусмотрена, т.к. выдержка времени

9.4.3 Защита от перегрузки силового трансформатора ТРДН-32000/220

Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки ВН:

$$I_{зп.вн} = \frac{I_{ном.вн} \cdot k_{отс}}{k_B} = \frac{80,32 \cdot 1,05}{0,9} = 93,7 \text{ А,}$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, по [24] равный 1,05;

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

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

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки ВН:

$$I_{зп.вн2} = \frac{I_{зп.вн}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{93,7}{100/5} \cdot 1 = 4,68 \text{ А.}$$

Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки НН:

$$I_{зп.нн} = \frac{I_{ном.нн} \cdot k_{отс}}{k_B} = \frac{1679,5 \cdot 1,05}{0,9} = 1959,4 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки НН:

$$I_{зп.нн2} = \frac{I_{зп.нн}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{1959,4}{2000/5} \cdot 1 = 4,89 \text{ А.}$$

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

9.4.4 УРОВ трансформатора ТРДН-32000/220

Выберем параметры УРОВ, используя методику расчета уставок, представленную на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [24].

Ток срабатывания органа контроля выключателя УРОВ:

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{т.ном} = 0,05 \cdot 80,32 = 4,016 \text{ А.}$$

									Лист
									92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР				

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{4,016}{100/5} \cdot 1 = 0,2 \text{ А.}$$

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

Выдержка времени УРОВ:

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

Время возврата УРОВ $t_{\text{в.уров}}$ и погрешность таймера УРОВ $t_{\text{зап}}$ взяты из [24].

Таблица 9.16 - Настройка УРОВ

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

9.5 Воздушная линия 220 кВ

9.5.1 Токовая отсечка ВЛ 220 кВ

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

$$I_{\text{с.о.}} = I_{\text{кз.макс}}^{(3)} \cdot k_{\text{н}} = 17,457 \cdot 1,2 = 20,94 \text{ кА,}$$

где $k_{\text{н}}$ - коэффициент надежности по каталогу [29] равен 1,2.

Оценим чувствительность ТО:

$$k_{\text{ч.озд}} = \frac{I_{\text{кз.мин.в нач вл}}^{(3)}}{I_{\text{с.о}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{4543}{20948} \cdot 1 = 0,21 < 1,5.$$

Таблица 9.17 - Настройка ТО

Уставки ТО	Значение
Ток срабатывания ТО	20,94 кА
Действие ТО при включении	постоянно
ТО	работа

9.5.2 УРОВ ВЛ 220 кВ

Выберем параметры УРОВ, используя методику расчета уставок, представленную на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [20]. Ток срабатывания органа контроля выключателя УРОВ:

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

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot \frac{38844}{\sqrt{3} \cdot 220} = 5,09 \text{ А.}$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

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

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{5,09}{100/5} \cdot 1 = 0,25 \text{ А.}$$

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

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

$$I_{\text{уров.2.о.е}} = \frac{0,25}{5} = 0,05.$$

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

Выдержка времени УРОВ:

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

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

Время возврата УРОВ $t_{\text{в.уров}}$ и погрешность таймера УРОВ $t_{\text{п.уров}}$ взяты из [29].

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

Таблица 9.18 - Настройка УРОВ

Уставки УРОВ	Значение
УРОВ	работа
Ток срабатывания УРОВ	0,25 А
Время срабатывания УРОВ	0,2 с
Подтверждение пуска УРОВ от КQC	не предусмотрен
Действие УРОВ на себя	предусмотрено

9.5.3 Дистанционная защита линий 220 кВ

Расчет параметров МП терминалов РЗА содержащие ДЗ линий производится по руководящим указаниям [30]. Уставки настраиваются по технической документации фирмы на МП терминал ДЗ.

Рассчитаем параметры ДЗ установленной на ВЛ у шин ПС.

Расчетные выражения для определения сопротивлений срабатывания первой и второй ступеней ДЗ линий приводятся в таблицах указаний [30].

Для тупиковой линии сопротивление срабатывания первой ступени рассчитывается из таблицы 8 каталога [30]:

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

где β - коэффициент, учитывающий погрешности ТТ и ТН и терминала ДЗ в сторону увеличения защищаемой зоны, по данным принимается 0,05;

δ - коэффициент, учитывающий погрешность, вызванную неточностью расчета первичных электрических величин, по данным принимается 0,1;

$Z_{вл}$ - сопротивление защищаемой линии.

Максимальная нагрузка ВЛ может быть определена по нагрузке трансформатора, т.е. 32 МВА.

По таблице 3.14 [26] сечение ВЛ 240 мм². Погонные параметры ВЛ по таблице 3.8 [26]:

$$r_0 = 0,118 \text{ Ом/км}, \quad x_0 = 0,435 \text{ Ом/км}.$$

Сопротивление ВЛ:

$$R_{вл} = r_0 \cdot L_{вл} = 0,118 \cdot 25 = 2,95 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{вл}} = x_0 \cdot L_{\text{вл}} = 0,435 \cdot 25 = 10,875 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{\text{вл}} = 2,95 + j10,875 = 11,27 \cdot e^{j74,82^\circ}.$$

Абсолютная величина сопротивления трансформатора:

$$Z_{\text{Т1}} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{(U_{\text{НОМ.ВН}})^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{230^2}{32} = 190,1 \text{ Ом.}$$

Потери короткого замыкания по данным таблицы 5.16 [26] 150 кВт, следовательно, активное сопротивление трансформатора:

$$R_{\text{Т1}} = \Delta P_k \cdot \frac{(U_{\text{НОМ.ВН}})^2}{(S_{\text{НОМ}})^2} = 150000 \cdot \frac{230000^2}{32000000^2} = 7,74 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_{\text{Т1}} = \sqrt{(Z_{\text{Т1}})^2 - (R_{\text{Т1}})^2} = \sqrt{190,1^2 - 7,74^2} = 189,94 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление трансформатора:

$$Z_{\text{Т1}} = 7,74 + j189,9 = 190,1 \cdot e^{j87,67^\circ}.$$

Полное суммарное сопротивление линии и трансформатора:

$$Z_{\text{вл}} + Z_{\text{Т1}} = 2,95 + j10,87 + 7,74 + j189,9 = 10,69 + j200,77 = 201,1 e^{j86,95^\circ}.$$

Абсолютная величина сопротивления первой ступени ДЗ:

$$Z_{\text{с.з.1}} = \frac{Z_{\text{вл}} + Z_{\text{Т1}}}{1 + \beta + \delta} = \frac{200,1}{1 + 0,05 + 0,1} = 174 \text{ Ом.}$$

Чувствительность первой ступени оценивается выполнением условия:

$$\frac{Z_{\text{Т1}}}{Z_{\text{вл}}} \geq 0,47,$$

$$\frac{190,1}{11,27} = 16,8 \geq 0,47.$$

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

Для ТН НАМИ-220 [31] коэффициент трансформации:

$$n_{\text{н}} = \frac{U_{1.\text{НОМ}}}{U_{2.\text{НОМ}}} = \frac{220000}{100}.$$

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

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

$$I_{\text{раб.макс.вл}} = \frac{38844}{\sqrt{3} \cdot 220} = 101,03 \text{ А.}$$

Для ТТ встроенного в выключатель ВЭБ-220 по данным [23] минимальное значение первичного тока равно 1000 А, откуда коэффициент трансформации:

$$n_{\text{T}} = \frac{I_{1.\text{НОМ}}}{I_{2.\text{НОМ}}} = \frac{1000}{5}.$$

Вторичное значение сопротивления срабатывания 1 ступени ДЗ:

$$Z_{\text{с.з.1.втор}} = Z_{\text{с.з.1}} \cdot \frac{n_{\text{H}}}{n_{\text{T}}} = 174 \cdot \frac{220000 \cdot 5}{1000 \cdot 100} = 11 \text{ Ом.}$$

Угол максимальной чувствительности 1 ступени ДЗ составляет 86,95 градуса. Определим параметры (в первичных величинах) характеристики 1 ступени ДЗ линии в виде четырехугольника (рисунок 9.10).

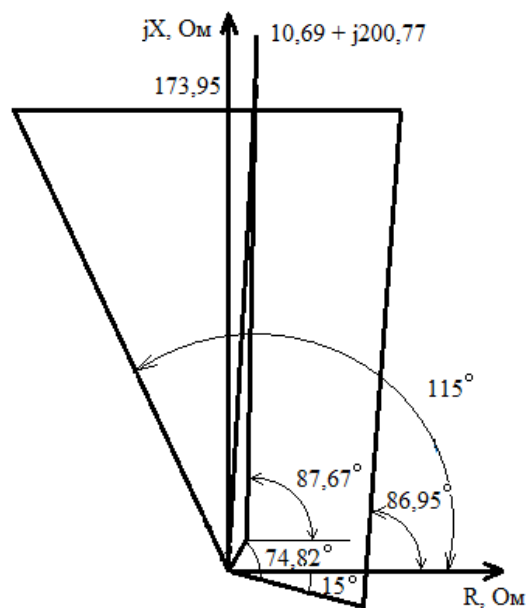


Рисунок 9.10 - Характеристика 1 ступени ДЗ в виде четырехугольника
Уставка по оси X_1 ступени:

$$X_{1.\text{ст}} = Z_{1.\text{ст}} \cdot \sin \varphi,$$

$$X_{1.\text{ст}} = 174 \cdot \sin 86,95^\circ = 173,95 \text{ Ом.}$$

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

13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР

Уставка по оси R характеристики 1 ступени определяется из условия действия защиты при КЗ в конце линии при двухфазном КЗ в минимальном режиме работы через максимально-возможное сопротивление дуги.

Сопротивление дуги по [30] определяется как:

$$r_{д.макс} = \frac{\Delta U_{д}}{I_{кз.мин.вл}^{(2)}}, \quad (2)$$

где $\Delta U_{д}$ - падение напряжения на дуге, кВ.

Возможное падение напряжения на дуге может быть определено по выражению:

$$\Delta U_{д} = 1,05 \cdot l,$$

где l - длина дуги с учетом ее раздувания за время действия защиты, м.

1 ступень ДЗ является быстродействующей, следовательно длина дуги не превышает расстояния между фазными проводами, для ВЛ 220 кВ сечением провода 240 мм² междуфазное расстояние при применении железобетонных опор по данным [32] составляет 7 м.

Возможное падение напряжения на дуге:

$$\Delta U_{д} = 1,05 \cdot 7 = 7,35 \text{ кВ.}$$

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

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

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

Сопротивление дуги:

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

Суммарное активное сопротивление ВЛ и дуги:

$$R_{вл} + r_{д.макс} = 2,95 + 2,81 = 5,76 \text{ Ом.}$$

Уставка по оси R характеристики 1 ступени:

$$R_{1.ст} = R_{вл} + r_{д.макс} - \frac{X_{вл}}{\tan \varphi} = 5,76 - \frac{10,875}{\tan 86,95} = 5,18 \text{ Ом.}$$

									Лист
									98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР				

Угол наклона нижней части характеристики принимаем по рекомендации фирмы (ЭКРА) - 15° . Угол наклона левой части характеристики 115° .

Вторая ступень для тупиковых линий по руководящим указаниям [30] отсутствует, переходим к расчету параметров третьей ступени.

Сопротивление срабатывания третьей ступени выбирается по формуле:

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

где $Z_{самозап}$ - минимальное значение первичного сопротивления в месте установки защиты в условиях самозапуска ЭД; $\varphi_{з.ст}$ - угол максимальной чувствительности 3 ступени ДЗ, совпадает с $\varphi_{1.ст}$; k_n - коэффициент надежности, принимаем равным 1,2; k_b - коэффициент возврата реле, определяемый по технической документации на МП терминалы ДЗ.

Минимальное сопротивление в условиях самозапуска $Z_{самозап}$ может быть определено по выражению:

$$Z_{самозап} = \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} \cdot k_{самозап} \cdot I_{раб.макс}}$$

где $U_{мин}$ - минимальное значение первичного напряжения в месте установки в условиях самозапуска ЭД должно определяться расчетом; грубо ориентировочно может быть принято равным $0,8 \dots 0,9 U_{раб.мин}$; $k_{самозап}$ - коэффициент, учитывающий увеличение тока при самозапуске ЭД, ориентировочно может приниматься равным $1,5 \dots 2,0$ в зависимости от конкретных условий и должен уточняться расчетом; $I_{раб.макс}$ - максимальное значение первичного рабочего тока в защищаемой линии.

Для тупиковых линий $I_{раб.макс}$ определяется по нагрузке питаемой ПС или по рабочему максимальному току трансформатора, который определяется по номинальному току с учетом коэффициента перегрузки при двухтрансформаторной ПС.

Коэффициент самозапуска $k_{самозап}$ для тупиковых ПС рассчитывается по нагрузке, аналогично, расчетам КЛ к РУ цеха.

									Лист
									99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР				

Коэффициент возврата дистанционных органов зависит от фирмы разработчика устройств МП РЗА, для фирмы ЭКРА k_B равен 1,05.

Минимальное напряжение в месте установки:

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

Сопротивление самозапуска:

$$Z_{\text{самозап}} = \frac{184}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 101,03} = 524 \text{ Ом.}$$

Если в составе нагрузки есть ЭД с $\cos\varphi = 0,8$, то в нормальном режиме угол не может превысить $36,9^\circ$ (при условии, что вся нагрузка составляет ЭД).

Сопротивление срабатывания третьей ступени:

$$Z_{\text{с.з.з}} = \frac{524}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(86,95 - 36,9)} = 647,7 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени третьей ступени ДЗ отстраивается от выдержки времени МТЗ трансформатора ГПП:

$$t_{\text{зст.дз}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t.$$

Степень селективности и выдержка времени МТЗ трансформатора рассчитываются по той же методике, что и для токовых защит сети 10 кВ рассмотренной выше. Характеристики выдержки времени - независимые. Оценим чувствительность 3 ступени ДЗ, для этого на комплексной координатной плоскости изобразим схему сети и характеристику 3 ступени. Для представления на комплексной плоскости кабельной линии и трансформатора 10 кВ приведем их параметры к стороне 220 кВ. Коэффициент трансформации:

$$K_T = \frac{U_{\text{ср.вн}}}{U_{\text{ср.нн}}} = \frac{230}{10,5} = 21,9.$$

Погонные параметры линии АПвБП $3 \times 240 \text{ мм}^2$, по данным табл. 3.29 [26]:

$$r_0 = 0,118 \text{ Ом/км,}$$

$$x_0 = 0,435 \text{ Ом/км.}$$

Длина КЛ составляет 1,8 км. Приведем активное и индуктивное сопротивление КЛ к стороне ВН:

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

									Лист
									100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР				

$$R_{\text{КЛ } 220} = 0,118 \cdot 1,8 \cdot 21,9^2 = 101,86 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{КЛ } 220} = x_0 L_{\text{КЛ}1} \cdot K_T^2,$$

$$X_{\text{КЛ } 220} = 0,435 \cdot 1,8 \cdot 21,9^2 = 375,5 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление КЛ:

$$Z_{\text{КЛ}220} = 101,86 + 375,5 = 389,07 \cdot e^{j74,82^\circ}.$$

Потери короткого замыкания по данным таблицы 5.12 [26] 150 кВт, следовательно, активное сопротивление трансформатора:

$$Z_{T2} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{230^2}{1,25} = 2327,6 \text{ Ом}.$$

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

На рисунке 9.11 третья ступень непропорционально уменьшена (1 см = 5 Ом), а сопротивление трансформатора Т2 показано не полностью. Рассчитав уставки по оси X и R, видно, что 3 ступень ДЗ ВЛ охватывает весь трансформатор Т1 220/10 кВ и всю КЛ, отходящую от шин НН ГПП, выполняя функцию дальнего резервирования, так же она охватывает и часть второго трансформатора.

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

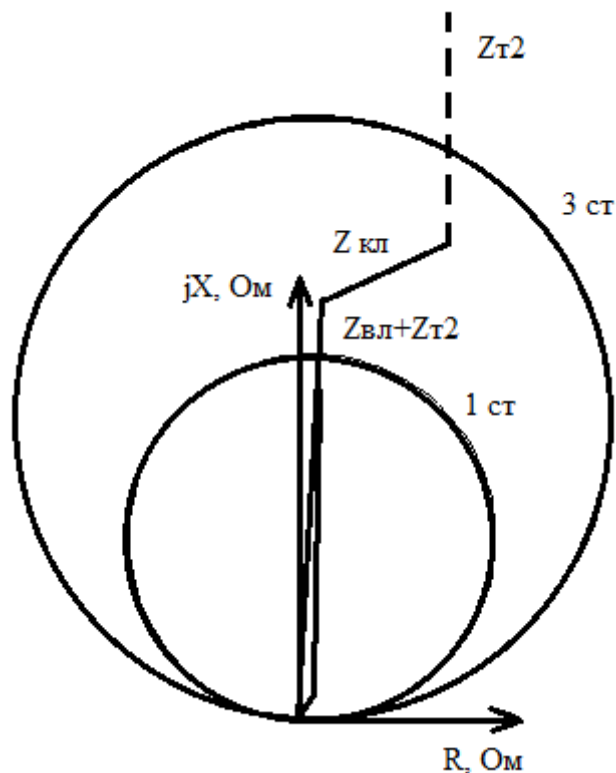


Рисунок 9.11 - Характеристика 3 ступени ДЗ ВЛ наложенная на сеть ГПП

9.5.4 АПВ ВЛ 220 кВ

На линиях 220 кВ в качестве резервной защиты применяется трехступенчатые дистанционная и токовая защиты нулевой последовательности с независимыми характеристиками выдержек времени. Для расчета выдержек времени устройства АПВ не учитывается основная быстродействующая защита, т.е. рассматривается худший случай, обуславливающий наибольшие выдержки времени устройства АПВ. Расчетным является случай, когда с того конца, для которого производится расчет, линия отключается I ступенью токовой защиты или дистанционной с временем действия в среднем 0,1-0,15 с. С противоположного конца $t_{п}$ линия отключается обычно с выдержкой времени II ступени защиты, имеющей коэффициент не менее 1,2 для дистанционной и 1,5 для токовой защит. Если же защиты имеют меньшие коэффициенты, то следует учитывать выдержку времени III ступени.

Время отключения выключателя конца линии, для которой ведется расчет $t_{о.в.с}$ не учитывается, так как многие схемы АПВ пускаются при замыкании цепи отключения раньше, чем полностью отключится выключатель. С учетом

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР

Лист

102

изложенного выдержка времени устройства АПВ по условию $t_{\text{апв}} > t_{\text{д}}$ должна определяться по выражению:

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

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

$t_{\text{д}}$ - время деионизации в соответствии с [1] равно 0,2 с;

$\Delta t_{\text{р.з.п}}$ - разброс выдержек времени релейной защиты противоположного конца линии;

$\Delta t_{\text{р.с}}$ - разброс выдержек времени реле времени устройства АПВ своего конца линии.

Так как устройство АПВ и релейной защиты линии 220 кВ устанавливаются в отапливаемых помещениях, то для них $k_{\text{отс}} = k_{\text{р}} = 1$.

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

Для АПВ с проверкой синхронизма или отсутствия напряжения, кроме расчета времени срабатывания устройства АПВ, производится расчет уставок реле контроля синхронизма и устройства отбора напряжения.

Первичный ток I_1 , мА, трансформатора ТОН определяется по номинальному напряжению сети $U_{\text{ном}}$, кВ, и номинальной емкости конденсатора $C_{\text{к}}$, мкФ:

$$I_1 = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}} \cdot \omega \cdot C_{\text{к}} = \frac{220}{\sqrt{3}} \cdot 2 = 254,03 \text{ мА,}$$

где $\omega \cdot C_{\text{к}} = 2$ мкФ, по [33].

Далее выбирается коэффициент трансформации и схема включений первичной обмотки трансформатора ТОН. Полное число витков вторичной обмотки ТОН $\omega_2 = 1785$. К обмотке подключается реле контроля синхронизма РН-55 с номинальным напряжением 30 В и током 0,14 А. Необходимое число витков первичной обмотки ТОН определяется как:

$$\omega_1 = \frac{\omega_2 \cdot I_2}{I_1} = \frac{1785 \cdot 0,14}{254,03} = \frac{250}{254,03} = 984.$$

Первичная обмотка ТОН имеет 4 секции по 1850 витков, которые перемычками могут включаться последовательно или параллельно в разных помещениях.

									Лист
									103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР				

Схема включения и число секций первичной обмотки подбирается на основании рассчитанного значения ω_1 .

Таблица 9.19 - Результат расчета обмоток ТОН

Напряже- ние сети, кВ	Тип конден- сатора	Кол -во	$\omega \cdot C$ к	$I_1, \text{мА}$	Расчет- ное число витков ω_1	Действитель- ное число вит- ков
220	СМР- 220/ $\sqrt{3}$ -(3- 0,0064)	1	2	254,0 3	984	1850

10 ПРОВЕРКА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ ТТ 10 кВ
ТРАНСФОРМАТОРА ТОЛ-1250 кВА 10,5/0,4 кВ

Проверка ТТ, используемых в схемах РЗА, в том числе и на допустимую погрешность изложена в [16], [17], [34]. Рассмотрим проверку ТТ 10/0,4 кВ.

Рабочий максимальный ток ТТ выбирается по номинальному току трансформатора на стороне ВН с учетом 40% перегрузки. Если известна полная мощность предприятия, то рабочий максимальный ток может рассчитываться по этой величине.

Рабочий максимальный ток ТТ:

$$I_{\text{раб.макс.тт}} = \frac{k_{\text{пер}} \cdot S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вн}}},$$
$$I_{\text{раб.макс.тт}} = \frac{1,4 \cdot 1250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 101,03 \text{ А.}$$

Ударное значение тока в месте КЗ:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз.макс}}^{(3)} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 13,278 \cdot 1,8 = 33,8 \text{ кА,}$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент, по данным приложения 6, [35] при КЗ на присоединении ВН ПС $k_{\text{уд}} = 1,8$.

По данным [23], для ТТ ТОЛ-10-М электродинамический ток при номинальном первичном токе составляет:

$$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА,}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}.$$

Условие электродинамической стойкости ТТ выполняется.

Расчетное значение количественной оценки степени термического воздействия тока КЗ:

$$B_{\text{к.расч}} = \left[I_{\text{кз.макс}}^{(3)} \right]^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{откл.в.}}).$$

где $t_{\text{рз}}$ - расчетная выдержка времени МТЗ ТВ при КЗ на шинах НН ГПП;

$t_{\text{откл.вв}}$ - время отключения выключателя.

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

Расчетная выдержка времени МТЗ ТВ при КЗ на шинах НН ГПП определяется расчетом. По данным расчета устройства РЗА ТВ выдержка времени ТВ при КЗ на шинах НН ГПП составляет 0,5 с.

По данным [36], полное время отключения ТВ составляет 60мс.

Расчетное время B_k :

$$B_{k,расч} = 13,278^2 \cdot (0,5 + 0,06) = 98,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По данным [23] односекундный ток термической стойкости при номинальном первичном токе составляет 12,5 кА, то $B_{k,расч}$:

$$B_{k,кат} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$$

$$B_{k,кат} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{k,кат} \geq B_{k,расч}.$$

Условие термической стойкости ТТ выполняется.

Определим расчетные значения сопротивления нагрузки для обмоток ТТ:

$$Z_{нагр} = Z_{реле} + 2Z_{пров} + Z_{конт},$$

где $Z_{реле}$ - сопротивление МП терминала РЗА;

$Z_{пров}$ - сопротивление соединительных проводов;

$Z_{конт}$ - сопротивление переходных контактов.

Сопротивление МП терминала определяется по потребляемой мощности от ТТ, по данным [21] для терминалов серии БЭ2502А01 составляет 2 ВА для $I_{2,ном} = 5$ А. Следовательно, сопротивление реле:

$$Z_{РЕЛЕ} = \frac{S_{пот}}{I_{2,ном}^2} = \frac{2}{5^2} = 0,08 \text{ Ом}.$$

Сопротивление соединительных проводов:

$$Z_{ПРОВ} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q};$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода;

$l_{расч}$ – расчетная длина соединительного провода;

q – сечение по условию механической прочности, для меди составляет $2,5 \text{ мм}^2$.

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

Удельное сопротивление для меди составляет:

$$\rho_{cu} = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}.$$

Для ячеек КРУ длина соединительного провода по данным [37] не превышает 4...6 м, (выбираем 6 м).

Следовательно, сопротивление нагрузки:

$$Z_{\text{нагр}} = 0,08 + 2 \cdot 0,042 + 0,05 = 0,214 \text{ Ом}.$$

Согласно [23] номинальная предельная кратность обмотки для защиты при номинальном первичном токе составляет 4, а номинальная вторичная нагрузка обмотки для защиты составляет 50 ВА или $(50/25) = 2 \text{ Ом}$.

$$k_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{кз.макс}}^{(3)}}{I_{1.\text{ном}}} = \frac{13278}{150} = 88,52.$$

Чтоб допустимое сопротивление было больше или равно сопротивлению нагрузки, надо на трансформаторе тока взять 2 обмотки:

$$Z_{\text{доп}} = n_{\text{обм}} \cdot Z_{\text{ном}} \cdot \frac{k_{\text{доп}}}{k_{\text{расч}}} = 2 \cdot 2 \cdot \frac{4}{88,52} = 0,292 \text{ Ом}.$$

$$Z_{\text{доп}} \geq Z_{\text{расч}}.$$

Допустимая сопротивление больше расчетного, поэтому проверяемый ТТ будет работать в заявленном классе точности.

									Лист
									107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР				

11 ОПТИЧЕСКИЕ ЦИФРОВЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Процесс измерения электрических величин, а также показателей качества электрической энергии является одним из наиболее сложных и ресурсоемких. Наиболее технически сложными и дорогостоящими элементами измерительного канала являются преобразователи тока и напряжения.

Традиционные измерительные трансформаторы имеют существенные недостатки (явления феррорезонанса, гистерезиса, насыщения, остаточного намагничивания), которые могут стать источниками пожаров и, тем самым, отрицательно повлияют на работу энергообъекта в целом.

Для сохранения работы энергообъектов были разработаны преобразователи, основанные на принципах работы, рассмотренных далее.

11.1 Оптический измерительный трансформатор тока

Оптический трансформатор тока состоит из оптической колонны и комплекта электроники. Оптическая колонна включает в себя сенсор - определенное количество витков оптического волокна, которые расположены перпендикулярно шине, по которой протекает первичный ток. Волокна от сенсора, проходя через полимерный изолятор, выводятся на оптический кросс, расположенный в нижней части колонны.

Электронно - оптический блок преобразовывает сигнал от светоизлучающего диода в два линейно поляризованных сигнала, посылаемых через сохраняющую поляризацию оптическое волокно к токовому датчику.

На вершине колонны находится круговой поляризатор, преобразующий два линейно - поляризованных сигнала в сигналы с левой и правой поляризацией. Световые сигналы проходят вокруг проводника по сенсору несколько раз. Магнитное поле, создаваемое током, протекающим в проводнике, влияет на поляризацию оптического сигнала во время его пути вокруг проводника, замедляя один сигнал и ускоряя другой.

Как только поляризованные сигналы завершают свой путь вокруг проводника, они отражаются в зеркале и идут обратно по волокну сенсора, при этом поляризация направлена в противоположную сторону. На обратном пути

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

эффект ускорения (замедления) сигнала удваивается. Оба сигнала доходят до кругового поляризатора, который снова преобразует их в линейно поляризованные световые потоки. При отсутствии проходящего через проводник тока, световые сигналы двигаются с одинаковыми фазами. Когда же ток проходит через проводник, происходит сдвиг фаз.

Точное измерение тока обеспечивается тем, что оба сигнала проходят одинаковый путь, вибрация и температура воздействуют на них в равной степени и их влияние взаимно компенсируется. Оптический трансформатор тока может быть удален от комплекта электроники на 450-900 метров. На таком расстоянии гарантируется отсутствие помех, поскольку подключение производится при помощи оптического кабеля.

Технология измерения тока основана на эффекте Фарадея, который заключается во вращении плоскости поляризации светового сигнала, распространяющегося в веществе, под воздействием магнитного поля. Плоскость поляризации образована векторами напряженности электрического и магнитного поля, перпендикулярными направлению распространения световой волны. Концы векторов напряженности описывают окружность в этой плоскости - поляризация называется круговой. Если происходит на вращение, а колебание векторов относительно оси распространения световой волны, то это линейная поляризация.

11.2 Оптический измерительный трансформатор напряжения

Конструкция оптического измерительного трансформатора напряжения аналогична конструкции трансформатора тока, но с разницей, что в преобразователе напряжения внутрь колонны добавляются оптические ячейки, измеряющие напряженность поля. Волокна от оптических ячеек так же выводятся на кросс. Вся обработка сигналов проводится в блоках электроники, которые соединяются с колоннами оптическим кабелем значительной протяженности.

Электронно – оптический блок посылает сигнал от светоизлучающего диода по оптоволокну к измерительному трансформатору. Световой сигнал поднимается по колонне и проходит через электрооптические кристаллы

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

(ячейки Поккельса), расположенные в трех специально определенных точках внутри высоковольтной изоляционной колонны.

При измерении «эллиптичности» (отношение выходных значений относительно каждой оси) достигаются точные показатели изменений электрического поля (величины напряжения) за счет суммирования данных от нескольких оптических датчиков – кристаллов. Результаты измерений не подвержены внешним воздействиям, таким, как наличие других высоковольтных конструкций, вибрации, повышенной (пониженной) температуры, загрязнений и т.п.

Технология измерения напряжения основана на эффекте Поккельса. Электрическое поле, создаваемое током через проводник, влияет на круговую поляризацию светового сигнала. Когда световой сигнал проходит через кристалл, электрическое поле изменяет его круговую поляризацию на эллиптическую. Для проявления данного эффекта необходимо наличие высокого электрического напряжения (десятки и сотни кВ). Величина показателя преломления света в кристаллах оказывается прямо пропорциональна напряженности электрического поля.

11.3 Преимущества и недостатки оптических преобразователей

Оптические трансформаторы тока и напряжения обладают такими преимуществами как:

1. Широкий динамический диапазон, который позволяет использовать один оптический преобразователь для точного измерения целого ряда номинальных первичных токов и напряжений. Коэффициент преобразования может изменяться пользователем путем соответствующей настройки электронного блока.

2. Широкая полоса пропускания, точное воспроизведение формы тока. Оптические трансформаторы тока и напряжения имеют полосу пропускания до 6 кГц, что позволяет анализировать спектр до сотой гармоники. Это особенно важно для систем измерения качества электрической энергии. Широкая полоса позволяет точно воспроизводить сигналы сложной формы, например, в режиме короткого замыкания.

									Лист
									110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР				

3. Безопасность. Преобразователи не содержат горючих (масло, бумага) или экологически опасных веществ, требующих постоянного контроля. Сама конструкция предполагает использование материалов, которые являются диэлектриками.

4. Простота и удобство установки. Преобразователи обладают малым весом и габаритами (50 кг для 220 кВ). Их можно подстраивать к существующему оборудованию без закладки новых фундаментов или устанавливать горизонтально на порталах.

5. Отсутствие обмоток и магнитопровода.

6. Возможность применения вышеперечисленных оптических эффектов для измерения тока и напряжения в кабельных линиях.

7. Отсутствие влияния вторичных цепей и наличие цифровых интерфейсов. Устройства осуществляют цифровую обработку информации в соответствии со стандартом IEC-61850. Поскольку подключение блока электроники производится при помощи оптического кабеля влияние внешних электромагнитных полей сведено к минимуму. Даже при использовании электромагнитных ТТ и ТН, применение оптоволоконных кабелей связи позволяет снизить влияние внешних электромагнитных полей и, тем самым, улучшить условия работы микропроцессорных защит. Возникает лишь необходимость в устройствах АЦП и ЦПА.

Несмотря на количество вышеперечисленных преимуществ, в настоящее время применение оптических измерительных трансформаторов тока и напряжения ограничено по ряду причин:

1. Дороговизна проектов ввиду высокой стоимости преобразующих устройств и сетевого оборудования. Организация цепей тока и напряжения в цифровом виде будет примерно в 1,5 раза дороже, чем традиционный вариант.

2. Отсутствие у терминалов защит и приборов учета, выпускаемых отечественными и многими зарубежными производителями, соответствующих входов для подключения оптических ТТ и ТН.

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе при проектировании подстанции на первом этапе был произведён и обоснован выбор подстанционного оборудования. Далее были рассчитаны токи короткого замыкания, произведённые при помощи программного обеспечения. Токи рассчитаны для максимального и минимального режимов в объёме, необходимом для релейной защиты и сведены в таблицу. Затем был произведён выбор типа релейной защиты и автоматики для проектируемой тупиковой подстанции. При этом подробно были рассчитаны параметры срабатывания защит на микропроцессорной элементной базе.

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок, 6-е и 7-е изд. – Новосибирск, 2007 – 854 с.
2. Положение о технической политике ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2011 – 147 с.
3. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2007 – 132 с.
4. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2010 – 128с.
5. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, утв. приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. N 229.
6. ОАО «Электрокабель». Каталог продукции. – <http://www.elcable.ru/product/catalog/>.
7. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2009 – 96 с.
8. ООО «Ростовская Электротехническая Компания». Каталог продукции. – <http://rec.su/catalog/> .
9. ГОСТ 2213-79 «Предохранители переменного тока на напряжения 3 кВ и выше».
10. ТУ3414-016-05755766-2007 «Предохранители плавкие высоковольтные серии «ПКТ-VK, ПКТ, ПKN».
11. ООО «Уралэнерго». Каталог продукции. – <http://uralen.ru/catalog/pred/>
- 12 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.; ил
13. ГОСТ 14209 – 97 «Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов».
14. ОАО «Электрозавод». Каталог продукции. - <http://www.elektrozavod.ru/sites/default/files/production/catalog/>.

										Лист
										113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР

15. 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».

16. ГОСТ 27514–87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Изд-во стандартов, 1989, – 41 с.

17. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: Изд-во стандартов, 1998, – 131 с.

18. СТО 56947007-29.130.20.104-2011. Типовые технические требования к КРУ классов напряжения 6-35 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС».

19. «Типовые технические требования к трансформаторам, автотрансформаторам класса напряжения 110-750 кВ». Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.180.091 – 2011.

20. Устройства РЗА присоединений 110-220 кВ. Типовые технические требования ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2009 – 29 с.

21. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации электродвигателя типа БЭ2502А0701. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656122.001-0701 РЭ. – http://www.ekra.ru/produkcija/rza_podstacionnogo-oborudovaniya-6-35-kv/368-be2502a0701hh.html.

22. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Изд. 3-е, перераб. и доп. – Ленинград: Энергоатомиздат, 1985 – 297 с.

23. ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Каталог продукции. – http://www.cztt.ru/userFiles/Catalog%202014/katalog_2014_all.pdf.

24. 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».

25. Выбор уставок срабатывания защит асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ. / А.М. Александров. – СПб.: ПЭИПК, 1999.

										Лист
										114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР					

26. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.; ил.
27. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации линии типа БЭ2502А01ХХ. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656122.001-01 РЭ. – <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovaniya-6-35-kv/368-be2502a01hh.html>.
28. Шкаф защиты двухобмоточного трансформатора и управления РПН типа ШЭ2607153.– <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovaniya-35-110-kv>.
29. Шкаф дистанционной и токовой защит линии типа ШЭ2607021.Руководство по эксплуатации. – <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovaniya-110-220-kv/zashchity-linii-rezervnye/268-she2607-021.html>.
30. Руководящие указания по релейной защите, вып. 7. Дистанционная защита линий 35–330 кВ. – М.: Изд-во «Энергия», 1966, – 172 с., ил.
31. Трансформаторы напряжения (антирезонансные однофазные) НАМИ-220 УХЛ1. – <http://www.ktp-tm-kso.ru/trizm/nami-220.html>
32. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ / Под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова. – М.: Папирус Про, 2003. – 640 с.
33. Голубев М.Л. Автоматическое повторное включение в распределительных сетях. Выпуск 546. – М.: Изд-во «Москва энергоиздат», 1982, - 93 с.
34. 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.
35. ООО «Энергопром». Каталог продукции трансформаторов. - http://energoprom74.ru/kat/transform/trstm/trtmn/trtmn_119.html.
36. 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.

					<i>13.03.02.2018.093 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115