

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

_____ / И.О. Фамилия /

« ____ » _____ 20 ____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

_____ / И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Разработка релейной защиты и автоматики транзитной подстанции 220/10 кВ

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02. 2018. 413 ВКР

Консультант, должность

_____ / И.О. Фамилия /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Руководитель, доцент

_____ / А.Н. Андреев /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Консультант, должность

_____ / И.О. Фамилия /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Автор

студент группы П – 472

_____ / С.В. Тривайло /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Консультант, должность

_____ / И.О. Фамилия /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Нормоконтролер, доцент

_____ / К.Е. Горшков /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Челябинск 2018

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

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

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

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента

Тривайло Станислава Владимировича

(Ф. И.О. полностью)

Группа П-472

1. Тема работы

Разработка релейной защиты и автоматики транзитной подстанции 220/10 кВ

утверждена приказом по университету от _____ 201 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к работе

1. Схема подключения проектируемой подстанции 220/10 кВ.

2. Мощность КЗ на шинах существующей подстанции 1600(2000) МВА в максимальном режиме, 1200(1500) МВА в минимальном)

3. Параметры воздушной линии W1(W2) (номинальное напряжение – 220 кВ, длина 45(65) км, максимальная транзитная мощность 160 МВА).

4. К шинам низкого напряжения 10 кВ проектируемой подстанции подсоединены 6 кабельных линии длиной 2,3 км, питающие РУ с одинаковой нагрузкой:

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

б. Асинхронный двигатель АД-4 (Активная мощность – 1000 кВт, кол-во – 4, косинус – 0.89, КПД – 95%, коэф. пуска – 5.5)

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

1. Введение. Анализ существующей сети. Выбор схем соединений РУ на сторонах ВН и НН проектируемой подстанции.

2. Выбор силовых трансформаторов, схем соединения распределительных устройств на высокой и низкой сторонах проектируемой подстанции.

3. Расчет токов короткого замыкания.

4. Выбор и проверка силовых автоматических выключателей на высокой и низкой сторонах проектируемой подстанции и РУ.

5. Выбор видов релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, РУ и ячейки питающей линии W1 на существующей подстанции 1.

6. Выбор типоразмера устройств релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, РУ и ячеек питающей линии на существующей подстанции 1.

7. Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, РУ и ячеек питающей линии на существующей подстанции 1.

8. Проверка на допустимую погрешность трансформатора тока на стороне низкого напряжения силового трансформатора проектируемой подстанции .

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

1. Схема главная электрических соединений проектируемой подстанции и одного из РУ с указанием типов основного силового оборудования;
2. Схема проектируемой подстанции и одного из РУ с расстановкой устройств релейной защиты и автоматики;
3. Схема подключения устройства релейной защиты и автоматики питающей линии W1 на существующей подстанции 1;
4. Схема подключения устройства релейной защиты и автоматики силового трансформатора проектируемой подстанции;
5. Схема подключения одного из устройств релейной защиты и автоматики стороны 10 кВ проектируемой подстанции или одного из РУ (по согласованию с руководителем).

Всего 5 листов

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

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель _____
(подпись)

Задание принял к исполнению _____
(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

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

Заведующий кафедрой _____ /И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____ /А.Н. Андреев/

Студент _____ /С.В. Тривайло/

Аннотация

Тривайло С.В. – Разработка релейной защиты и автоматики транзитной подстанции 220/10 кВ – Челябинск: ЮУрГУ, П - 472, 2018 г., 105 стр., 21 илл., Библиогр. список – 22 наименования., 5 листов чертежей формата А1.

В данном проекте был произведен, в соответствии с нормативно-технической документацией выбор главной схемы проектируемой подстанции, схемы НН подстанции и РУ цехов, выбраны виды релейной защиты и автоматики на объектах подстанции, определены источник и вид оперативного тока.

На основе существующих методик составлена схема замещения сети (с учетом проектируемой подстанции), определены токи КЗ в максимальном и минимальных режимах работы энергосистемы.

Выбор типоразмера устройств РЗА производился в соответствии с каталогами фирм-производителей.

Следуя существующим методикам, а также рекомендациям фирм-производителей осуществлен расчет параметров устройств РЗА.

					13.03.02. 2018. 413 ВКР		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	Тривайло				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	Андреев					3	121
<i>Реценз.</i>					ЮУрГУ		
<i>Н. Контр.</i>	Горшков				ЮУрГУ		
<i>Утверд.</i>	Кирпичникова						
					Разработка релейной защиты и автоматики транзитной подстанции 220/10 кВ		

Содержание

Введение	10
1. Выбор схем соединений на стороне ВН и НН проектируемой ПС	11
2. Выбор основных силовых трансформаторов подстанции	12
3. Расчет токов нагрузки и выбор оборудования РУ цеха	14
4. Выбор вида и источников оперативного тока	21
5. Расчет токов короткого замыкания и выбор токоведущих частей	22
5.1. Выбор сечения ВЛ-220 кВ	22
5.2. Выбор расчетных схем и точек КЗ	22
5.3. Расчет токов трехфазного короткого замыкания в максимальном режиме работы энергосистемы	23
5.4. Расчет токов трехфазного короткого замыкания в минимальном режиме работы энергосистемы	25
6. Выбор коммутационной аппаратуры для РУ ВН и РУ НН	27
6.1. Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС	27
6.2. Выбор и проверка силовых выключателей и КРУ на стороне НН ПС (РУ цеха)	30
6.3. Проверка КЛ по термической стойкости при КЗ	40
7. Выбор видов устройств РЗА для всех объектов проектируемой ПС	41
7.1. Электродвигатель 10 кВ (ЭД-10 кВ)	41
7.2. Трансформатор 10/0.4 кВ0	43
7.3. Вводной выключатель 10 кВ (ВВ-10кВ)	44
7.4. Секционный выключатель 10 кВ (СВ-10 кВ)	45
7.5. Система шин 10 кВ (СШ-10 кВ)	45
7.6. Трансформатор 220/10 кВ	46
7.7. Линия 220 кВ (ВЛ-220 кВ)	50
8. Выбор типоисполнения терминалов устройств релейной защиты и автоматики	53

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

8.1. Трансформатор 220/10 кВ	53
8.2. Кабельные линии 10 кВ к РУ цехов	54
8.3. Трансформатор 10/0.4 РУ цеха	55
8.4. Электродвигатель 10 кВ РУ цеха	56
8.5. ВВ 10 кВ секции НН ПС	56
8.6. СВ 10 кВ секции шин НН ПС	57
8.7. Защита от дуговых замыканий КРУ 10 кВ	58
8.8. Линия 220 кВ	59
9. Расчет параметров устройств защиты и автоматики	61
9.1 Трансформатор 220 кВ	61
9.2. Воздушная линия 220 кВ	67
9.3. Кабельная линия 10 кВ	78
9.4. Ввод 10 кВ	82
9.5. Электродвигатель 10 кВ	84
10. Проверка на допустимую погрешность трансформатора тока на стороне НН силового трансформатора	97
11. Системы регистрации аварийных событий (РАС)	
Заключение	103
Библиографический список	104
Приложение	
1. Графическая часть на 5 листах ф. А1	

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

ВВЕДЕНИЕ.

Электрификация является одной из главнейших движущих сил развития всех отраслей народного хозяйства, равно, как и огромную роль в осуществлении современного технического прогресса. Для исполнения этой задачи и обеспечения надежного и экономичного производства, а также распределения электроэнергии необходима совместная работа сетей и электрических станций. На этом строится единая энергосистема. И, поэтому, благодаря единой разветвленной электрической сети обеспечивается:

- Повышение надежности электроснабжения и качества электроэнергии;
- Взаиморезервирование в электрических сетях;
- Понижение суммарного максимума электрических нагрузок;
- Максимальная экономичность режимов работы энергосистемы при рациональном расходовании энергоресурсов, а также наименьшую себестоимость электроэнергии.

В данном дипломном проекте объектом проектирования является транзитная подстанция 220/10 кВ, выступающая частью единой энергосистемы, и для которой производится проектирование устройств релейной защиты и автоматики.

В рассматриваемой системе электроснабжения, состоящей из двух питающих узлов возможны следующие повреждения и ненормальные режимы работы: трехфазные КЗ, однофазные КЗ, двухфазные КЗ, двухфазные КЗ на землю, качания, асинхронный режим, перегрузка трансформаторов проектируемой подстанции.

Для защиты от этих ненормальных режимов работы и повреждений возможно использование следующих видов защит: токовые направленные защиты (ТНЗ), токовые защиты (МТЗ, ТО), дистанционные защиты (ДЗ), дифференциально-фазные защиты (ДФЗ), направленная ВЧ защита, дифференциальные защиты трансформаторов (ДЗ), газовая защита трансформаторов, защита от перегруза.

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

1. Выбор схем главных соединений на стороне ВН и НН проектируемой подстанции

Выбор схем главных соединений на стороне ВН и НН проектируемой подстанции (ПС), осуществлен руководствуясь [1] и [2].

Из сложного комплекса предъявляемых условий, влияющих на выбор главной схемы электроустановки, можно выделить основные:

- Надежность.

-Приспособленность электроустановки к проведению ремонтов, определяется возможностью проведения ремонтов без нарушения или ограничения электроснабжения потребителей.

-Оперативная гибкость электрической схемы, определяется ее приспособленностью для создания необходимых эксплуатационных режимов и проведения оперативных переключений.

-Экономическая целесообразность схемы оценивается приведенными затратами, включающими в себя затраты на сооружение установки капиталовложения, ее эксплуатацию и возможный ущерб от нарушения электроснабжения.

Со стороны ВН выберем схем 4Н – два блока (линия-трансформатор) с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, применяется на напряжении 35-220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций.

Со стороны НН выберем схему две секционированные выключателем системы шин (10(6)-2), т.к. силовые трансформаторы 220/10 с расщепленными обмотками.

									Лист
									11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2018. 413 ВКР				

2. Выбор основных силовых трансформаторов подстанции.

2.1. Определение суммарной максимальной нагрузки ПС.

В каждом из РП (цехов) установлены:

4 трансформатора 2,5 МВА каждый;

4 ЭД 1 МВт, $\cos \mu_d = 0,89$, $\eta = 0,95$.

Полная мощность нагрузки цеха составит:

$$S_H = (N_T \cdot S_T) + \frac{N_d \cdot P_d}{\cos \mu_d \cdot \eta};$$

$$S_H = (4 \cdot 2,5) + \frac{4 \cdot 1}{0,89 \cdot 0,95} = 14,73 \text{ МВА.}$$

Суммарная нагрузка ПС:

$$S_{ПС} = N_{ЦХ} \cdot S_H = 6 \cdot 14,73 = 88,38 \text{ МВА.}$$

2.2. Определение мощности основных трансформаторов ПС.

По ГОСТ 14209-97 коэффициент аварийной перегрузки $k_{П} \leq 1,4$.

Следовательно, мощности основных трансформаторов ПС не должны быть меньше:

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

Ряд номинальных мощностей трансформаторов 220 и 110 кВ указаны в ГОСТ 17544-85 и 12965-85 соответственно.

Требования к трансформаторам, устанавливаемым на ПС, изложены в ПЕТП (п.2.3.3.1):

Трансформаторы 110 кВ и выше должны оснащаться:

- устройствами РПН;
- не менее 4 встроенными ТТ.

Минимальная мощность трансформатора с учетом коэффициента аварийной перегрузки:

$$S_{Т.НОМ} \geq \frac{S_{ПС}}{k_{П}} = \frac{88,38}{1,4} = 63,13 \text{ МВА.}$$

По ГОСТ 12965-85 выбираем двухобмоточный трансформатор с РПН $\pm 12\%$, ± 12 ступеней – ТРДН-80000 230/11,0-11,0 У_Н/Д-Д-11-11 с расщепленными обмотками НН.

Выбираем фирму-изготовителя трансформаторов ОАО «ПК ХК Электрозавод», г.Москва. По каталогу уточняем исполнение трансформаторов:

ТРДН-80000/230-У1:

$S_{НОМ} = 80000$ кВА;

$U_{НОМ.ВН} = 230$ кВ;

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

$U_{\text{НОМ.НН}}=11,0-11,0 \text{ кВ}$

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

Максимальный коэффициент аварийной перегрузки:

$$k_{\text{П}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{88,38}{80} = 1,105.$$

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

3. Расчет токов нагрузки и выбор оборудования РУ цеха

3.1. Выбор сечения КЛ к РУ (цеху) с нагрузкой:

В каждом из РП (цехов) установлены:

4 трансформаторов 2,5 МВА каждый;

4 ЭД 1 МВт, $\cos \mu_d = 0,89$, $\eta = 0,95$.

Полная мощность нагрузки цеха составит:

$$S_H = (N_T \cdot S_T) + \frac{N_d \cdot P_d}{\cos \mu_d \cdot \eta};$$

$$S_H = (4 \cdot 2,5) + \frac{4 \cdot 1}{0,89 \cdot 0,95} = 14,73 \text{ МВА.}$$

Длительный ток нагрузки нормального режима:

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{14730}{17,32} = 850,462 \text{ А.}$$

Максимальный ток нагрузки послеаварийного режима (при выбранной схеме электроснабжения РУ) составит:

$$I_{H, \text{МАКС}} = I_H = 850,462 \text{ А.}$$

Для одной цепи это много, по каталогу для максимального сечения трехжильного кабеля допустимый ток составляет 392 А. Выбор количества цепей – $N_{Ц}$ производим с учетом того, что при ремонте одной из цепей, оставшиеся ($N_{Ц} - 1$) должны выдержать максимальный ток нагрузки.

Рассмотрев несколько вариантов, останавливаемся на 4 цепях.

По табл. 1.3.26 ПУЭ для трех (работающих) КЛ, проложенных рядом в земле на расстоянии 300 мм коэффициент снижения токовой нагрузки $K_{С.Н.} = 0,9$.

$$I_{\text{ДОП}} \geq \frac{I_{H, \text{МАКС}}}{(N_{Ц} - 1) \cdot K_{П} \cdot K_{С.Н.} \cdot K_{СР}} = \frac{850,462}{(4 - 1) \cdot 1,1 \cdot 0,9 \cdot 1} = 286,35 \text{ А.}$$

Выбираем кабель АПВБП 3x185/25-10 с допустимым током 338 А.

Выбор сечения по экономической плотности тока:

$$q_{Э} = \frac{I_H}{N_{Ц} \cdot J_{Э}} = \frac{850,462}{4 \cdot 1,7} = 125,07 \text{ мм}^2.$$

Так как сечение выбранное по длительному нагреву больше выбранного по экономической плотности, окончательно принимаем КЛ к РУ – 4xАПВБП 3x185/25-10. Производитель – ОАО «Электрокабель».

3.2. Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю

$$I_{Ca} = N_{КЛ} \cdot N_{Ц} \cdot k_{КЛ},$$

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

$N_{Ц}$ – количество цепей КЛ;

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

$L_{\text{КЛ}}$ – длина КЛ в км;

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

При заданной схеме резервирования питания РУ (цехов), КЛ между собой могут быть электрически связаны только через СВ ПС. Таким образом из 4 КЛ ПС, электрически связаны могут быть только 2.

По каталогу фирмы-производителя удельное значение емкостного тока составляет 2,1 А/км.

$$I_{\Sigma} = 2 \cdot 4 \cdot 2,8 \cdot 2,1 = 47 \text{ А.}$$

Для такой сети (по ПТЭ, $I_{\Sigma} > 20 \text{ А}$) требуется компенсация.

2.3. Компенсация емкостного тока.

При необходимости реализация компенсации осуществляется в соответствии с «Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ. РД 34.20.179 (ТИ 34-70-070-87)», а также инструкциями фирм-изготовителей, требованиями ПТЭ и ПУЭ.

1. Компенсация емкостного тока осуществляется заземляющими ДГР;
2. ДГР подключается в нейтраль отдельного (нейтралеобразующего) трансформатора (НОТ) через разъединитель;
3. Схема соединения НОТ звезда-треугольник;
4. НОТ подключается к каждой секции НН ПС питающей сеть с компенсированной нейтралью;
5. НОТ подключается через выключатель;
6. На заземляющем вводе ДГР устанавливается ТТ.

3.3 Выбор НОТ и ДГР.

По ТИ 34-70-070-87 п. 3.1. мощность ДГР выбирается по значению емкостного тока сети с учетом ее развития на 10 лет, а при отсутствии таковых данных – по значению емкостного тока сети увеличенному на 25%.

Из ПЭТП: «Для компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях 6-35 кВ рекомендуется применять плавнорегулируемые ДГР с автоматическим регулятором настройки».

Расчетная мощность реакторов $Q_{\text{К}}$, (кВА) определяется по формуле:

$$Q_{\text{К}} = I_{\Sigma} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}}.$$

$$Q_{\text{К}} = 1,25 \cdot 49 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 358 \text{ кВА.}$$

Где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

I_{Σ} – емкостной ток замыкания на землю.

Выбираем фирму производителя ОАО «ПК ХК Электрозавод», г. Москва.

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

По каталогу фирмы выбираем ДГР:

- РЗДПОМА-500/10 У1 – реактор заземляющий, дугогасящий, с плавным регулированием, (как и рекомендовано ПЭТП), однофазный, с естественной циркуляцией воздуха и масла, с автоматическим управлением (блок управления БАУДР), на максимальную мощность 500 кВА, но номинальное напряжение 10 кВ, с диапазоном токов компенсации 5,0 – 80,0 А, встроенным ТТ ТВ-35-100/5.

Фирма-изготовитель рекомендует подключать ДГР к сети через фильтры заземляющие (ФЗ) собственного производства. Для РЗДПОМА-500/10 У1 используется фильтр заземляющий ФЗМ-500/10 У1, с обмоткой выполненной по схеме «зигзаг».

Подключение ДГР к сети ФЗ предпочтительнее, так как в отличие от трансформатора фильтр не имеет вторичной обмотки, следовательно, дешевле.

3.4. Определение мощности ТСН.

В рамках ВКР при отсутствии исчерпывающих данных о технических характеристиках оборудования СН мощность ТСН определяется ориентировочными данными:

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт
Охлаждение трансформаторов 220(110)/10 кВ	5
Подогрев выключателей 220(110) кВ	5
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1
Потребление ОПУ	100
Потребление ЗРУ	10
Освещение ОРУ	5
Маслохозяйство	200
Подзарядно-зарядный агрегат АБ	25

При двухобмоточных трансформаторах 220/10 кВ РУ НН выполнено по схеме 10-1 – одна секционированная выключателем система шин. Определим количество ячеек КРУ.

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Назначение	Количество
Вводы 1-4 секции	4
Секционный выключатель	2
Секционный разъединитель	2
ТСН1 и ТСН2	2
ТН 1-4 секции	4
Отходящие присоединения	6
ДГР и НОТ	4
Итого	24

Определение суммарной активной нагрузки.

Вид потребителя	Мощность на единицу	Количество	Мощность
Охлаждение трансформаторов 220/10 кВ	5	2	10
Подогрев выключателей 220 кВ	5	2	10
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	24	24
Потребление ОПУ	100	1	100
Потребление ЗРУ	10	1	10
Освещение ОРУ	5	1	5
Маслохозяйство	200	1	200
Итого			409

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{\text{сн}} = k_c \cdot \frac{P_{\Sigma}}{\cos\varphi} = 0,8 \cdot \frac{409}{0,9} = 364 \text{ кВА.}$$

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

По каталогу фирмы выбираем ТСН:

-ТМГ-400/10-У1 – трансформатор трехфазный масляный герметичный класса напряжения 10 кВ номинальной мощностью 400 кВА.

Выберем ТСН РУ (цеха) 10 кВ с нагрузкой 4 трансформаторов 10/0.4 кВ и 4 ЭД 10кВ.

Определим количество ячеек КРУ цеха 10 кВ.

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Назначение	Количество, шт
Рабочий ввод	1
Резервный ввод	1
ТСН1 и ТСН2	2
ТН	1
Отходящие присоединения	8
Итого	13

Определение суммарной активной нагрузки.

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Мощность, кВт
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	13	13
Потребление ЗРУ	10	1	10
Итого			23

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{\text{СН}} = k_C \cdot \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = 0,8 \cdot \frac{23}{0,9} = 20 \text{ кВА.}$$

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

По каталогу фирмы выбираем ТСН:

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

3.5. Выбор предохранителей на ТСН.

В соответствии с НТП ПС п.6.1 ТСН присоединяются к шинам НН ПС через предохранители (или выключатели), а к РП или РУ цеха через предохранители.

Требования к защите силовых трансформаторов и другого оборудования предохранителями изложены в НТД:

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

- ТУ414-016-05755766-2007 «Предохранители плавкие высоковольтные серии ПКТ-ВК, ПКТ и ПКН».

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Выберем предохранитель для защиты ТСН ТМГ-400/10-У1.

Выбираем фирму-изготовителя предохранителей для ТСН – ОАО «НВА».

По каталогу фирмы, а именно, «Таблица подбора предохранителей для трансформаторных подстанций» для ТСН 10 кВ с $S_{НОМ}=400$ кВА рекомендуемый номинальный ток предохранителя 50 А. По таблице «Технические характеристики» каталога выбираем предохранитель ПКТ-102-10-50-12,5, либо ПКТ-103-10-50-31,5.

Токи отключения у ПКТ-102 12.5 кА, а у ПКТ-103 31.5 кА

Выберем предохранитель для защиты ТСН ТМГ-25/10-У1.

Воспользуемся общей методикой, изложенной в «Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем (электротехническая часть)».

Номинальный ток ТСН на стороне 10 кВ (где будет установлен предохранитель):

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

Номинальный ток предохранителя:

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

По таблице «Технические характеристики» каталога ОАО «НВА» выбираем предохранитель ПКТ-101-3,2-12,5 или 20; по ряду номинальных токов выбираем – 3.2А.

3.6. Выбор трансформаторов 10/0.4 кВ ПС или РУ (цеха).

Для трансформаторов, подключенных к шинам НН (10 кВ) ПС или к РУ 10 кВ цехов в исходных данных приведены номинальные мощности.

Требования к трансформаторам с высшей обмоткой 6-35 кВ изложены в ПЕТП (п. 2.3.3.1);

- должны применяться силовые трансформаторы маслонаполненные герметичные, а также сухие;

- со схемой соединения обмоток Д/У_Н или У/З_Н (схема соединения У/У_Н – допускается при обосновании).

Выберем трансформатор 10/0.4 РУ (цеха) мощностью 2,5 МВА.

По каталогу ОАО «ПК ХК Электрозавод», г. Москва выбираем ТСЗУ-2500/10-У3 с параметрами:

$S_{НОМ}=2500$ кВА;

$U_{НОМ.ВН}=10$ кВ;

$U_{НОМ.НН}=0,4$ кВ;

ПБВ ± 2 х 2,5%;

Схема и группа соединения обмоток Д/У_Н-11.

									Лист
									19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2018. 413 ВКР				

3.7. Положение секционных выключателей в нормальном режиме работы.

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

Аналогично не допускается работа РУ (цехов) с одновременно включенными рабочими и резервными вводными выключателями.

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

4. Выбор вида и источников оперативного тока.

По ПЕТП п.2.3.5.2:

- «Питание устройств РЗА, устройств управления коммутационным оборудованием... на подстанциях 110 кВ и выше должно осуществляться от систем оперативного постоянного тока (СОПТ)»;

- «Для ПС 220 кВ и выше и ПС 110 кВ с более чем тремя выключателями в РУ ВН применять две аккумуляторные батареи (АБ) и четыре зарядных устройства (ЗУ) по два на каждую АБ. На остальных ПС 110 кВ применять одну АБ и два ЗУ.

Выбираем систему оперативного постоянного тока (СОПТ) напряжением 220 В и одну аккумуляторную батарею (АБ) и два зарядных устройства (ЗУ).

По НТП ПС п.6.1.:

На всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд. Мощность каждого ТСН должна быть не более 630 кВА для ПС 110-220 кВ. На ПС с СОПТ ТСН должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ [НН] 6-35 кВ.

									Лист
									21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2018. 413 ВКР				

5. Расчет ТКЗ

По максимальным значениям ТКЗ осуществляется проверка выбранного первичного оборудования и рассчитываются параметры некоторых защит. По минимальным значениям ТКЗ проверяется нормативная чувствительность защит.

Расчет ТКЗ производится в соответствии с:

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

При выполнении практических расчетов ТКЗ широко используется специальное программное обеспечение. В ВКР применяется программа «ТоКо: Расчет токов короткого замыкания» разработки кафедры ЭССиС, ЮУрГУ.

5.1 Выбор сечения ВЛ.

Рабочий ток нормального режима работы для каждой из ВЛ:

$$I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{N_{\text{ВЛ}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВЛ}}} = \frac{160}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,21 \text{ кА.}$$

Рабочий ток нормального режима работы для транзитных ВЛ определяется максимальной транзитной мощностью, заданной в исходных данных к курсовому проекту с учетом количества $N_{\text{ВЛ}}$ питающих линий (для ответвительной – 2).

По ПУЭ [п.1.3.25] экономически целесообразное сечение:

$$S = \frac{I_{\text{РАБ.НОМ.ВЛ}}}{J_{\text{ЭК}}}, \text{ мм}^2.$$

где $J_{\text{ЭК}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм².

По ПУЭ [табл. 1.3.36] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов при числе часов использования максимума нагрузки в год более 3000 до 5000 составляет 1,1 А/мм².

Следовательно:

$$S = \frac{210}{1,1} = 190,9 \text{ мм}^2$$

По ПУЭ [табл. 1.3.29] по условию нагрева неизолированный провод сечением 120 мм² выдержит ток 610А.

Окончательно принимаем сталеалюминиевый провод марки АС сечением 240/32

5.2. Выбор расчетных схем и точек КЗ

ТКЗ рассчитываются в двух режимах:

Максимальный режим (для проверки выбранного оборудования и расчета некоторых параметров РЗА):

-максимальная мощность КЗ из здания;

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

-учитывается подпитка места КЗ от двух частей системы (если схема с двумя питающими ПС);

-ВЛ, если это возможно, работают в параллель;

-включены все цепи КЛ;

-трансформаторы с РПН работают на такой отпайке, при которой обеспечивается максимальное значение ТКЗ;

-включены все генераторы, работающие на шины НН ПС (при их наличии).

Минимальный режим (для проверки чувствительности РЗ):

-минимальная мощность КЗ из здания;

-учитывается подпитка места КЗ и одной из частей системы, если схема с двумя питающими ПС (причем от той из частей, при которой ТКЗ меньше);

- даже, если ВЛ выполнены двухцепными (параллельными), учитывается работа только одной цепи;

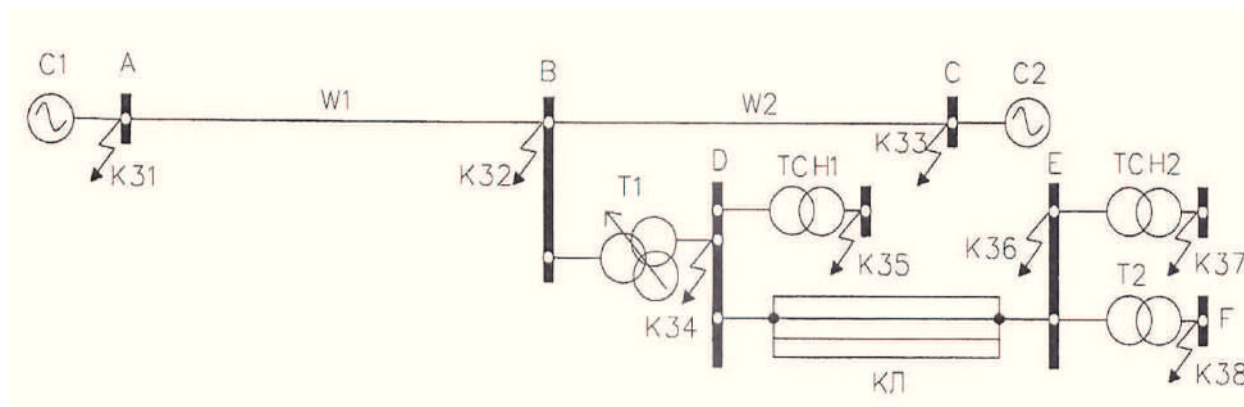
- многоцепные КЛ работают в режиме минус одной цепи;

- трансформаторы с РПН работают на такой отпайке, при которой обеспечивается минимальное значение ТКЗ;

-отключены все генераторы, работающие на шинах НН ПС (при их наличии).

5.3 Расчет максимального режима

Расчетная схема:



В точке К31:

- Действующее значение периодической составляющей ТКЗ – $I_{К.П.}^{(3)} = 7,631$ кА;

- Мгновенное значение апериодической составляющей ТКЗ – $i_A = 5,679$ кА;

- Мгновенное значение ударного ТКЗ – $i_y = 11.359$ кА;

- Эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей ТКЗ – $T_A = 9999,995$ с.;

- Ударный коэффициент ТКЗ – $K_y = 2$;

В точке К32:

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

- Действующее значение периодической составляющей ТКЗ – $I_{К.П.}^{(3)} = 4,795$ кА;
- Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ – $i_A = 6,782$ кА;
- Мгновенное значение ударного ТКЗ – $i_y = 11,421$ кА;
- Эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ – $T_A = 0,025$ с.;

- Ударный коэффициент ТКЗ – $K_y = 1,684$;

В точке К33:

- Действующее значение периодической составляющей ТКЗ – $I_{К.П.}^{(3)} = 8,087$ кА;
- Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ – $i_A = 7,099$ кА;
- Мгновенное значение ударного ТКЗ – $i_y = 14,199$ кА;
- Эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ – $T_A = 9999,995$ с.;

- Ударный коэффициент ТКЗ – $K_y = 2$;

В точке К34:

- Действующее значение периодической составляющей ТКЗ – $I_{К.П.}^{(3)} = 18,416$ кА;
- Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ – $i_A = 26,044$ кА;
- Мгновенное значение ударного ТКЗ – $i_y = 36,209$ кА;
- Эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ – $T_A = 0,01$ с.;

- Ударный коэффициент ТКЗ – $K_y = 1,39$;

В точке К35:

- Действующее значение периодической составляющей ТКЗ – $I_{К.П.}^{(3)} = 14,541$ кА;
- Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ – $i_A = 20,564$ кА;
- Мгновенное значение ударного ТКЗ – $i_y = 28,276$ кА;
- Эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ – $T_A = 0,009$ с.;

- Ударный коэффициент ТКЗ – $K_y = 1,375$;

В точке К36:

- Действующее значение периодической составляющей ТКЗ – $I_{К.П.}^{(3)} = 14,425$ кА;
- Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ – $i_A = 20,4$ кА;
- Мгновенное значение ударного ТКЗ – $i_y = 24,879$ кА;

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ – $T_A = 0,006$ с.;

- Ударный коэффициент ТКЗ – $K_y = 1,22$;

В точке К37:

- Действующее значение периодической составляющей ТКЗ – $I_{к.п.}^{(3)} = 0,85$ кА;

- Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ – $i_A = 1,202$ кА;

- Мгновенное значение ударного ТКЗ – $i_y = 1,464$ кА;

- Эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ – $T_A = 0,006$ с.;

- Ударный коэффициент ТКЗ – $K_y = 1,218$;

В точке К38:

- Действующее значение периодической составляющей ТКЗ – $I_{к.п.}^{(3)} = 61,452$ А;

- Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ – $i_A = 86,906$ кА;

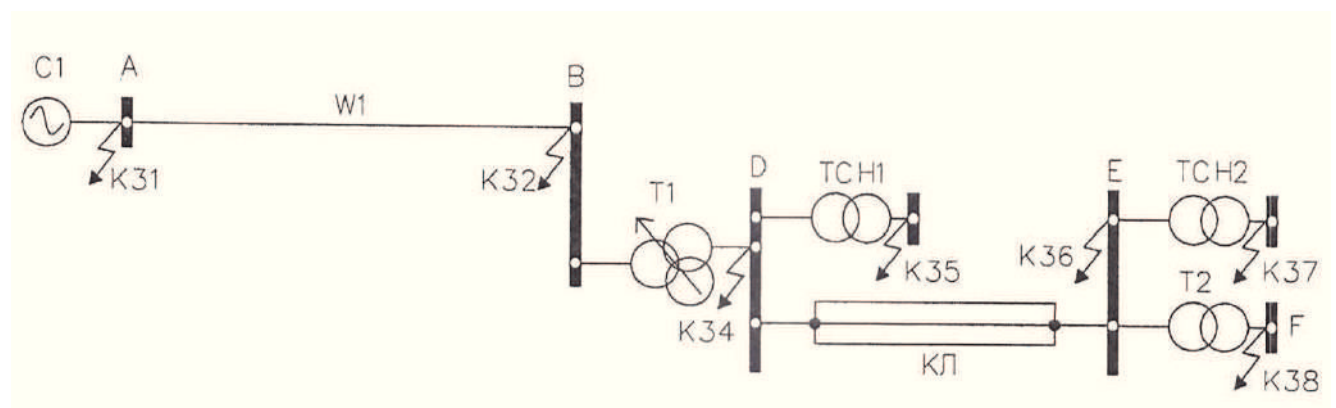
- Мгновенное значение ударного ТКЗ – $i_y = 131,356$ кА;

- Эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ – $T_A = 0,014$ с.;

- Ударный коэффициент ТКЗ – $K_y = 1,511$;

5.4. Расчет минимального режима

Расчетная схема:



В точке К31:

- Действующее значение периодической составляющей ТКЗ – $I_{к.п.}^{(3)} = 3,012$ кА;

- Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ – $i_A = 4,26$ кА;

- Мгновенное значение ударного ТКЗ – $i_y = 8,519$ кА;

- Эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ – $T_A = 9999,995$ с.;

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Ударный коэффициент ТКЗ – $K_y = 2$;

В точке К32:

- Действующее значение периодической составляющей ТКЗ – $I_{к.п.}^{(3)} = 2,011$ кА

- Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ – $i_A = 2,844$ кА;

- Мгновенное значение ударного ТКЗ – $i_y = 5,015$ кА;

- Эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ – $T_A = 0,035$ с.;

- Ударный коэффициент ТКЗ – $K_y = 1,763$;

В точке К34:

- Действующее значение периодической составляющей ТКЗ – $I_{к.п.}^{(3)} = 13,175$ кА;

- Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ – $i_A = 18,632$ кА;

- Мгновенное значение ударного ТКЗ – $i_y = 26,533$ кА;

- Эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ – $T_A = 0,011$ с.;

- Ударный коэффициент ТКЗ – $K_y = 1,424$;

В точке К35:

- Действующее значение периодической составляющей ТКЗ – $I_{к.п.}^{(3)} = 10,828$ кА;

- Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ – $i_A = 15,313$ кА;

- Мгновенное значение ударного ТКЗ – $i_y = 21,071$ кА;

- Эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ – $T_A = 0,009$ с.;

- Ударный коэффициент ТКЗ – $K_y = 1,376$;

В точке К36:

- Действующее значение периодической составляющей ТКЗ – $I_{к.п.}^{(3)} = 9,864$ кА;

- Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ – $i_A = 13,95$ кА;

- Мгновенное значение ударного ТКЗ – $i_y = 16,919$ кА;

- Эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ – $T_A = 0,006$ с.;

- Ударный коэффициент ТКЗ – $K_y = 1,213$;

В точке К37:

- Действующее значение периодической составляющей ТКЗ – $I_{к.п.}^{(3)} = 0,665$ кА;

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

- Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ – $i_A = 0,94$ кА;
- Мгновенное значение ударного ТКЗ – $i_y = 1,145$ кА;
- Эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ – $T_A = 0,006$ с.;
- Ударный коэффициент ТКЗ – $K_y = 1,218$;

В точке КЗ8:

- Действующее значение периодической составляющей ТКЗ – $I_{К.П.}^{(3)} = 45,5$ кА;
- Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ – $i_A = 64,347$ кА;
- Мгновенное значение ударного ТКЗ – $i_y = 96,961$ кА;
- Эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ – $T_A = 0,014$ с.;
- Ударный коэффициент ТКЗ – $K_y = 1,507$;

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

6. Выбор и проверка силовых выключателей и другого оборудования ПС, РП, РУ

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

6.1.1. Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя

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

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 295 \text{ А.}$$

Допустимо производить выбор выключателей по важнейшим параметрам:

- Напряжению $U_{НОМ} \geq U_{СЕТ.НОМ} = 220 \text{ кВ}$;
- Длительному току $I_{НОМ} \geq I_{НОРМ.РАСЧ} = 3,150 \geq 0,295 \text{ кА}$;

Ранее, в программе ТоКо были посчитаны параметры максимального ТКЗ (в начальный момент времени) на стороне ВН ПС;

$$I_{К.П.}^{(3)} = 4,795 \text{ кА};$$

$$i_A = 6,782 \text{ кА};$$

$$i_y = 11,421 \text{ кА};$$

$$T_A = 0,025 \text{ с};$$

$$T_A = 1,684 \text{ с.}$$

6.1.2. Определение периодической составляющей ТКЗ.

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя $I_{К.П.}^{(3)}$ (сторона ВН проектируемой ПС) рассчитывается в программе ТоКо для максимального режима работы. В процессе расчета было получено значение 4,795 кА.

6.1.3. Определение ударного тока трехфазного КЗ.

Ударный ток трехфазного КЗ рассчитывается в программе ТоКо для максимального режима работы.

6.1.4. Определение апериодической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя.

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

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{К.П.}^{(3)} \cdot e^{\frac{-t}{T_A}},$$

Где T_A – постоянная времени затухания, по расчету в программе ТоКо или по ПРИЛОЖЕНИЮ 6 ГОСТ;

$t = t_{РЗ.МИН} + t_{О.В.МИН}$ – сумма минимального значения времени срабатывания

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

РЗ (на этапе выбора силового оборудования ориентировочно можно принять 0,01с) и минимального времени отключения выключателя (по каталогу или с сайта фирмы-изготовителя).

Для выключателя ВЭБ-220 $t_{0.В.МИН}$ составляет 0,035 с.

$$t = t_{РЗ.МИН} + t_{0.В.МИН} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Проверка возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 \geq i_{ат};$$

$$i_{аном} = 23 \geq 1,085, \text{ кА.}$$

Проверка по отключающей способности по полному току КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \left(1 + \frac{\beta_{норм}}{100} \right) \geq \sqrt{2} I_{пт} + i_{ат};$$

$$56 \geq 7,8, \text{ кА.}$$

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{вкл} \geq i_{уд}; I_{пр.скв} \geq I_{п0};$$

$$102 \geq 11,42; 102 \geq 4,8, \text{ кА;}$$

Где $i_{пр.скв}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;
 $I_{пр.скв}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

6.1.5. Расчет термического воздействия ТКЗ.

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

$$B_K = (I_{К.П}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_A) = 24,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$\text{Где } t_{откл} = t_{РЗ.МАКС} + t_{0.В} = 1 + 0,035 = 1,035 \text{ с.}$$

Сопоставление расчетных параметров с каталожными:

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВЭБ-УЭТМ-220

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	295	$I_{НОМ}, А$	2500
$I_{К.П}^{(3)}$	4,795	$I_{О.НОМ}, кА$	40
$i_y, кА$	11,421	$I_{дин}, кА$	102
$I_{a.t}, кА$	1,085	$i_{a.доп} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ}$ $= 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 40$	22,6
$B_K, кА^2с$	24,38	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3$	4800

РПД-УЭТМ

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	118	$I_{НОМ}, А$	2500
$I_{К.П}^{(3)}$	4,795	-	-
$i_y, кА$	11,421	$I_{дин}, кА$	102
$I_{a.t}, кА$	1,085	—	22,6
$B_K, кА^2с$	24,38	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3$	4800

Выбираем к установке элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-УЭТМ-220 и разъединители РПД-УЭТМ-220-УХЛ1 на номинальное напряжение 220 кВ производства ООО «Эльмаш (УЭТМ)», г. Екатеринбург.

6.2. Выбор и проверка силовых выключателей и КРУ на стороне НН ПС (РУ, РП).

6.2.1. Нормативные требования

ПЕТП [п.2.3.3.2]:

«В сетях напряжением напряжением 6-35 кВ следует применять... вакуумные выключатели внутренней установки... элегазовые выключатели

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

допускается применять на присоединениях с большими токами при соответствующем обосновании».

ПЕТП [п.2.3.3.3]:

«КРУ 6-35 кВ применяются с воздушной, в том числе комбинированной, изоляцией, при соответствующем обосновании с элегазовой изоляцией.

Допускается для электросетевых объектов [РУ, РП] в обоснованных случаях применять КСО, КРУ с элегазовой изоляцией с вакуумными выключателями».

НТП ПС [п.4.14]:

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

6.2.2. Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя.

Для вводного выключателя секции шин НН ПС по номинальной мощности трансформатора 220/10 кВ с учетом 40% перегрузки (2 расщепленные обмотки)	$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{2 \cdot \sqrt{3} U_{В.НОМ}};$ $I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot 80000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 1620 \text{ А}$
Для секционного выключателя шин НН ПС по суммарной мощности нагрузки ПС, если нагрузка секций разная	$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{\max(S_{C1}; S_{C2})}{\sqrt{3} U_{В.НОМ}}$ $I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{31,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1860 \text{ А}$
Для выключателя к отходящему присоединению трансформатора 10/0,4 кВ с учетом 40% перегрузки	$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} U_{В.НОМ}};$ $I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 202 \text{ А}$
Для выключателя к отходящему присоединению электродвигателя 10 кВ по номинальной мощности	$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{S_{ЭД.НОМ}}{\sqrt{3} U_{В.НОМ}};$ $I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,8 \text{ А}$
Для выключателя КЛ к РУ цеха по суммарной мощности нагрузки цеха	$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{S_{Ц}}{2 \cdot \sqrt{3} U_{В.НОМ}};$ $I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{14730}{\sqrt{3} \cdot 10} = 851,4 \text{ А}$

Для рабочего или резервного вводного выключателя РУ цеха по суммарной мощности нагрузки цеха

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{S_{Ц}}{\sqrt{3}U_{В.НОМ}};$$

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{14730}{\sqrt{3} \cdot 10} = 851,4 \text{ А}$$

6.2.4. Определение периодической составляющей ТКЗ.

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя $I_{К.П}^{(3)}$ рассчитывается в программе ТоКо для максимального режима работы:

-для выключателей установленных в КРУ 10кВ РУ цеха расчетная точка – шины РУ (цеха);

Для схем с двумя питающими ПС учитывается суммарный ток от обеих частей системы. Для трансформаторов 220/10 кВ ПС берется то положение отпайки РПН, при котором ТКЗ на стороне НН максимален. Если КЛ состоит из нескольких цепей, в максимальном режиме учитывается работа всех цепей.

6.2.5. Определение ударного тока трехфазного КЗ.

Ударный ток трехфазного КЗ рассчитывается в программе ТоКо для максимального режима работы или по ГОСТ 27514-87: $i_y = \sqrt{2}K_y I_{К.П}^{(3)}$, где K_y – ударный коэффициент, определяемый по ПРИЛОЖЕНИЮ 6 ГОСТ.

6.2.6. Определение апериодической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя.

По ГОСТ апериодическая составляющая ТКЗ в произвольный момент времени определяется по формуле: $i_{a,t} = \sqrt{2}I_{К.П}^{(3)}e^{-\frac{t}{T_A}}$,

Где T_A – постоянная времени затухания, по расчету в программе ТоКо или по ПРИЛОЖЕНИЮ 6 ГОСТ;

$t_{откл} = t_{рз.МАКС} + t_{0.В}$ – сумма минимального значения времени срабатывания РЗ (на этапе выбора силового оборудования ориентировочно можно принять 0,01 с) и минимального времени отключения выключателя (по каталогу ил с сайта производителя).

6.2.7. Выбор выключателя и ячейки КРУ для вводного выключателя секции шин НН ПС.

Ранее, в программе ТоКо были посчитаны параметры максимального ТКЗ (в начальный момент времени) на стороне НН ПС:

$$I_{К.П}^{(3)} = 18,416 \text{ кА};$$

$$i_A = 26,044 \text{ кА};$$

$$i_y = 36,209 \text{ кА};$$

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$T_A=0,01 \text{ с};$$

$$K_y = 1,39.$$

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

Максимальный рабочий ток через вводной выключатель секции шин ПС:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{2 \cdot \sqrt{3} U_{В.НОМ}}$$

Максимальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя: $I_{К.П}^{(3)}=18,416$ кА, посчитано в программе ТоКо.

Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27515-87:

$$I_y = \sqrt{2} K_y I_{К.П}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 18,416 = 48 \text{ кА},$$

где $K_y = 1,85$ для стороны НН ПС по рекомендации ГОСТ 27515-87 [табл.3].

Ударный ток трехфазного КЗ по расчету ТоКо: $i_y = 36,209$ кА, $K_y = 1,39$.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени:

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

$$i_{a,t} = \sqrt{2} I_{К.П}^{(3)} e^{\frac{-t}{T_A}} = \sqrt{2} \cdot 18,416 e^{\frac{-0,04}{0,06}} = 13,31 \text{ кА}.$$

Где $T_A=0,06$ – для стороны НН ПС по рекомендации ГОСТ 27514-87 [табл. 3].

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

$t_{О.В.МИН} = 0,03$ с – минимальное время отключения выключателя (по каталогу фирмы-изготовителя или с сайта).

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени 0,04 по расчету ТоКо $i_{a,t}=0,442$ кА, при $T_A=0,01$ с.

Термическое воздействие ТКЗ:

$$B_K = (I_{К.П}^{(3)})^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_A) = 18,416^2 \cdot (3,05 + 0,06) = 1053 \text{ кА}^2\text{с},$$

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

где $t_{РЗ.МАКС} = 3$ с – максимальное время действия РЗ (на этапе выбора силового оборудования стороны НН ориентировочно можно принять 3 с);

$t_{О.В.} = 0,05$ с – полное время отключения выключателя (по каталогу фирмы-производителя);

$T_A=0,06$ с – для стороны НН ПС по рекомендации ГОСТ 27514-87 [табл. 3].

Сопоставление расчетных параметров с каталожными:

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	1620	$I_{НОМ}, А$	2000
$I_{К.П}^{(3)}$	18,416	$I_{О.НОМ}, кА$	31,5
$i_y, кА$	48	$I_{дин}, кА$	79
$I_{a.t}, кА$	13,37	$i_{a.доп} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ}$ $= 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 40$	22,3
$B_K, кА^2с$	1053	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3$	2977

6.2.8. Выбор выключателя и ячейки КРУ для секционного выключателя секций шин НН ПС.

Ранее, в программе ТоКо были посчитаны параметры максимального ТКЗ (в начальный момент времени) на стороне НН ПС:

$$I_{К.П}^{(3)} = 18,416 \text{ кА};$$

$$i_A = 26,044 \text{ кА};$$

$$i_y = 36,209 \text{ кА};$$

$$T_A = 0,01 \text{ с};$$

$$K_y = 1,39.$$

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

Максимальный рабочий ток через вводной выключатель секции шин ПС:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{\max(S_{C1}; S_{C2})}{\sqrt{3} U_{В.НОМ}} = \frac{31,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,860 \text{ кА}.$$

Расчеты токов трехфазного КЗ аналогичны расчетам в п.6.2.7.

Сопоставление расчетных параметров с каталожными:

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	1860	$I_{НОМ}, А$	2000
$I_{К.П}^{(3)}$	18,416	$I_{О.НОМ}, кА$	31,5
$i_y, кА$	48	$I_{дин}, кА$	79
$I_{a.t}, кА$	13,37	$i_{a.доп} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ}$ $= 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 40$	22,3
$B_K, кА^2с$	1053	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3$	2977

6.2.9. Выбор выключателя и ячейки КРУ для КЛ к РУ цеха.

Ранее, в программе ТоКо были посчитаны параметры максимального ТКЗ (в начальный момент времени) на стороне НН ПС:

$$I_{К.П}^{(3)} = 18,416 \text{ кА};$$

$$i_A = 26,044 \text{ кА};$$

$$i_y = 36,209 \text{ кА};$$

$$T_A = 0,01 \text{ с};$$

$$K_y = 1,39.$$

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

Максимальный рабочий ток через выключатель КЛ к РУ цеха:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{S_{Ц}}{\sqrt{3}U_{В.НОМ}} = \frac{14730}{\sqrt{3} \cdot 10} = 851,4 \text{ А};$$

Максимальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя: $I_{К.П}^{(3)} = 18,416 \text{ кА}$, посчитано в программе ТоКо.

Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27515-87:

$$I_y = \sqrt{2} K_y I_{К.П}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 18,416 = 48 \text{ кА},$$

где $K_y = 1,85$ для стороны НН ПС по рекомендации ГОСТ 27515-87 [табл.3].

Ударный ток трехфазного КЗ по расчету ТоКо: $i_y = 36,209 \text{ кА}$, $K_y = 1,39$.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени:

										Лист
										35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2018. 413 ВКР					

$$t = t_{P3.MIN} + t_{O.V.MIN} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с};$$

$$i_{a,t} = \sqrt{2} I_{K.P}^{(3)} e^{\frac{-t}{T_A}} = \sqrt{2} \cdot 18,416 e^{\frac{-0,04}{0,06}} = 13,31 \text{ кА}.$$

Где $T_A = 0,06$ – для стороны НН ПС по рекомендации ГОСТ 27514-87 [табл. 3].

$t_{P3.MIN} = 0,01$ с – минимальное значение времени срабатывания РЗ;

$t_{O.V.MIN} = 0,03$ с – минимальное время отключения выключателя (по каталогу фирмы-изготовителя или с сайта).

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени 0,04 по расчету ТоКо $i_{a,t} = 0,442$ кА, при $T_A = 0,01$ с.

Термическое воздействие ТКЗ:

$$B_K = (I_{K.P}^{(3)})^2 \cdot (t_{OTKL} + T_A) = 18,416^2 \cdot (3,05 + 0,06) = 1053 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{OTKL} = t_{P3.MAKC} + t_{O.V.} = 3 + 0,05 = 3,05$ с,

где $t_{P3.MAKC} = 3$ с – максимальное время действия РЗ (на этапе выбора силового оборудования стороны НН ориентировочно можно принять 3 с);

$t_{O.V.} = 0,05$ с – полное время отключения выключателя (по каталогу фирмы-производителя);

$T_A = 0,06$ с – для стороны НН ПС по рекомендации ГОСТ 27514-87 [табл. 3].

Сопоставление расчетных параметров с каталожными:

ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{B.PAB.MAKC}, \text{ A}$	851,4	$I_{НОМ}, \text{ A}$	1000
$I_{K.P}^{(3)}$	18,416	$I_{O.НОМ}, \text{ кА}$	20
$i_y, \text{ кА}$	48	$I_{дин}, \text{ кА}$	50
$I_{a,t}, \text{ кА}$	13,37	$i_{a.доп} = \left(\frac{50\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{O.НОМ}$ $= 0,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 20$	14,1
$B_K, \text{ кА}^2\text{с}$	1053	$B_K = I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP} = 20^2 \cdot 3$	1200

6.2.10. Выбор выключателя к отходящему присоединению трансформатора 10/0,4 кВ РУ цеха.

Ранее, в программе ТоКо были посчитаны параметры максимального ТКЗ (в начальный момент времени) РУ цеха:

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

$$I_{К.П}^{(3)} = 14,425 \text{ кА};$$

$$i_A = 20,4 \text{ кА};$$

$$i_y = 24,879 \text{ кА};$$

$$T_A = 0,006 \text{ с};$$

$$K_y = 1,22.$$

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

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

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} U_{В.НОМ}};$$
$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 202 \text{ А}$$

Максимальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя: $I_{К.П}^{(3)} = 14,425 \text{ кА}$, посчитано в программе ТоКо.

Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27515-87:

$$i_y = \sqrt{2} K_y I_{К.П}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 14,425 = 28 \text{ кА},$$

где $K_y = 1,4$ для РУ цеха по рекомендации ГОСТ 27515-87 [табл.3].

Ударный ток трехфазного КЗ по расчету ТоКо: $i_y = 24,879 \text{ кА}$, $K_y = 1,22$.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени:

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

$$i_{a,t} = \sqrt{2} I_{К.П}^{(3)} e^{\frac{-t}{T_A}} = \sqrt{2} \cdot 14,425 e^{\frac{-0,04}{0,06}} = 0,4 \text{ кА}.$$

Где $T_A = 0,01$ – для РУ цеха по рекомендации ГОСТ 27514-87 [табл. 3].

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

$t_{О.В.МИН} = 0,03 \text{ с}$ – минимальное время отключения выключателя (по каталогу фирмы-изготовителя или с сайта).

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени 0,04 по расчету ТоКо $i_{a,t} = 0,03 \text{ кА}$, при $T_A = 0,0006 \text{ с}$.

Термическое воздействие ТКЗ:

$$B_K = (I_{К.П}^{(3)})^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_A) = 14,425^2 \cdot (3,05 + 0,01) = 647 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

где $t_{ОТКЛ} = t_{РЗ.МАКС} + t_{О.В.} = 3 + 0,1 = 3,01 \text{ с}$,

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $t_{P3, \text{МАКС}}=3$ с – максимальное время действия P3 (на этапе выбора силового оборудования стороны НН ориентировочно можно принять 3 с);

$t_{0.В.} = 0,05$ с – полное время отключения выключателя (по каталогу фирмы-производителя);

$T_A=0,01$ с – для РУ цеха по рекомендации ГОСТ 27514-87 [табл. 3].

Сопоставление расчетных параметров с каталожными:

ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	202	$I_{НОМ}, А$	1000
$I_{К.П}^{(3)}$	14,425	$I_{О.НОМ}, кА$	20
$i_y, кА$	28	$I_{дин}, кА$	50
$I_{a.t}, кА$	0,4	$i_{a.доп} = \left(\frac{50\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ}$ $= 0,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 20$	14,1
$B_K, кА^2с$	647	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 20^2 \cdot 3$	1200

6.2.11. Выбор выключателя к отходящему присоединению электродвигателя 10кВ РУ цеха.

$$I_{К.П}^{(3)} = 14,425 \text{ кА};$$

$$i_A=20,4 \text{ кА};$$

$$i_y=24,879 \text{ кА};$$

$$T_A=0,006 \text{ с};$$

$$K_y = 1,22.$$

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

Максимальный рабочий ток через электродвигатель 10 кВ РУ цеха:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{S_{ЭД.НОМ}}{\sqrt{3}U_{В.НОМ}};$$

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,8 \text{ А}.$$

Расчеты токов трехфазного КЗ аналогичны расчетам в п 6.2.10.

Сопоставление расчетных параметров с каталожными:

									Лист
									38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2018. 413 ВКР				

ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	72	$I_{НОМ}, А$	1000
$I_{К.П}^{(3)}$	14,425	$I_{О.НОМ}, кА$	20
$i_y, кА$	28	$I_{дин}, кА$	50
$I_{a.t}, кА$	0,4	$i_{a.доп} = \left(\frac{50\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ}$ $= 0,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 20$	14,1
$B_K, кА^2с$	647	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 20^2 \cdot 3$	1200

6.2.12. Выбор рабочего или резервного вводного выключателя 10 кВ РУ цеха.

Ранее, в программе ТоКо были посчитаны параметры максимального ТКЗ (в начальный момент времени) РУ цеха:

$$I_{К.П}^{(3)} = 14,425 \text{ кА};$$

$$i_A = 20,4 \text{ кА};$$

$$i_y = 24,879 \text{ кА};$$

$$T_A = 0,006 \text{ с};$$

$$K_y = 1,22.$$

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

Максимальный рабочий ток через вводной выключатель 10 кВ РУ цеха:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{S_{Ц}}{\sqrt{3}U_{В.НОМ}} = \frac{14730}{\sqrt{3} \cdot 10} = 851,4 \text{ А};$$

Расчеты токов трехфазного КЗ аналогичны расчетам в п.6.2.10.

Сопоставление расчетных параметров с каталожными:

ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	851,4	$I_{НОМ}, А$	1000

					Лист
					39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

13.03.02. 2018. 413 ВКР

$I_{К.П}^{(3)}$	14,425	$I_{0.НОМ}, \text{кА}$	20
$i_y, \text{кА}$	28	$I_{дин}, \text{кА}$	50
$I_{a.t}, \text{кА}$	0,4	$i_{a.доп} = \left(\frac{50\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{0.НОМ}$ $= 0,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 20$	14,1
$B_K, \text{кА}^2\text{с}$	647	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 20^2 \cdot 3$	1200

6.3. Проверка КЛ по термической стойкости при КЗ.

Ранее в ВКР, были выбраны сечения и марки силовых КЛ к РУ цехов . Необходимо проверить предварительно выбранные параметры КЛ по термической стойкости к ТКЗ.

Проверяем кабель к РУ цеха – АпвБП 3х185/25-10, по термической стойкости при КЗ, если ТКЗ в начале КЛ (на шинах НН ПС) составляет $I_{К.П}^{(3)}=18,416 \text{ кА}$; а продолжительность КЗ $t_{откл}=3,05 \text{ с}$.

По данным фирмы-производителя допустимый ток односекундного КЗ кабеля сечением алюминиевой жилы 185 мм^2 составляет $I_{доп(1)}=17,5 \text{ кА}$.

Так как расчетная продолжительность КЗ отличается от каталожной, по рекомендации фирмы используем поправочный коэффициент:

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

в этом случае допустимый ток составит

$$I_{доп(3,05)} = I_{доп(1)} k n_{к.л.} = 17,5 \cdot 0,573 \cdot 4 = 40,0 \text{ кА (в линии 4 кабеля).}$$

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7. Выбор видов релейной защиты и автоматики для объектов проектируемой подстанции

7.1. Электродвигатель 10кВ

7.1.2. Нормативные требования.

По ПУЭ защита электродвигателя (ЭД) от ОЗЗ в сети с компенсированной нейтралью не предусматривается.

Для защиты ЭД до 5МВт от КЗ [по ПУЭ п.5.3.46] предусматриваем токовую отсечку в исполнении, зависящем от следующих данных:

Мощность ЭД до 2 МВт	Мощность ЭД 2 МВт и более	
	Есть защита от ОЗЗ	Нет защиты от ОЗЗ
2-х фазная, 3-х релейная (неп. зв. с доп. реле)	2-х фазная, 3-х релейная (неп. зв. с доп. реле)	3-х фазная, 3-х релейная (полная звезда)

Принимаем, что ЭД подвержены перегрузке по технологическим причинам. По ПУЭ [п.5.3.40] предусматриваем защиту ЭД от перегрузки с зависимой от тока выдержкой времени, отсроченной от нормального пуска или самозапуска ЭД с действием на сигнал и автоматическую разгрузку механизма.

При затынутом пуске или блокировке ротора защита от перегрузки действует на отключение ЭД.

При числе ЭД больше чем один на секцию по ПУЭ [п.5.3.52] для облегчения восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска ЭД предусматриваем защиту минимального напряжения (ЗМН) отключающую часть (примерно половину) подключенных к секции ЭД, с их автоматическим повторным пуском [включением] (АПВ) по окончании самозапуска первой группы ЭД.

В соответствие с требованиями [НТП ПС п.9.14.4] в ячейке КРУ линии к ЭД предусматривается ЗДЗ и УРОВ.

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

7.1.2. Принятые к установке виды РЗА.

№ п. п.	Вид РЗА	Примечание
1	Токовая отсечка	От КЗ, 2-х фазная, 3-х релейная
2	Токовая защита от ОЗЗ	ПО подключен к ТТНП
3	Защита от перегрузки	С зависимой от тока выдержкой времени, на сигнал и автоматическую разгрузку механизма при технологической перегрузке и отключение при затянутом пуске или блокировке ротора
4	ЗМН	Групповая защита на отключение отдельных ЭД
5	АПВ	Автоматический повторный пуск ЭД, отключенного ЗМН
6	ЗДЗ	-
7	УРОВ	-

7.2. Трансформатор 10/0.4 кВ

7.2.1. Нормативные требования

Для трансформаторов 10/0,4 кВ [по ПУЭ п.3.2.51] должны быть предусмотрены защиты от:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла

Для масляных трансформаторов [по ПУЭ п.3.2.53] от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа [м/ф КЗ, о/ф КЗ, ВЗ], и от понижения уровня масла предусматриваем газовую защиту, действующую на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Если масляный трансформатор заводом-изготовителем оснащен реле давления (от повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа) и реле уровня в расширителе трансформатора (от понижения уровня масла), то газовая защита может не устанавливаться.

Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений [по ПУЭ п.3.2.54] предусматривается токовая отсечка (ТО) без выдержки времени, устанавливаемая на стороне 10 кВ. При срабатывании ТО должна отключать выключатели с обеих сторон трансформатора.

Для защиты от токов, обусловленных внешними м/ф КЗ [по ПУЭ п. 3.2.59-3.2.61] предусматривается действующая на отключение максимальная токовая защита (МТЗ), установленная со стороны 10 кВ.

Защита от о/ф КЗ в сети 0,4 кВ по ПУЭ [п.3.2.66] осуществляется применением МТЗ на стороне 10 кВ или специальной защиты нулевой последовательности, ПО по току которой подключается к ТТ в нулевом проводе обмотки 0,4 кВ трансформатор (при недостаточной чувствительности у МТЗ на стороне 10 кВ к о/ф КЗ на стороне 0,4 кВ).

От токов, обусловленных перегрузкой по ПУЭ [п. 3.2.69] предусматривается МТЗ (защита от перегрузки), с действием на сигнал.

В соответствие с ПУЭ [п.3.3.26] АПВ на трансформаторе не устанавливается, так как при его отключении РЗ, предусматривается АВР питаемой им секции 0,4 кВ.

В соответствие с требованиями [НТП ПС п.9.14.4] в ячейке КРУ присоединения трансформатора 10/0,4 кВ предусматривается ЗДЗ и УРОВ.

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

7.2.1 Принятые к установке виды РЗА

№ п. п.	Вид РЗА	Примечание
1	Газовая защита	От повреждений внутри бака и понижения уровня масла; две ступни: первая на сигнал и вторая на отключение
2	Токовая отсечка	2-х фазная, 3-х релейная, от повреждений внутри бака и на выводах ВН
3	МТЗ	2-х фазная, 3-х релейная, от внешних м/ф и о/ф КЗ, с независимой выдержкой времени
4	Защита нулевой последовательности	От о/ф КЗ на стороне 0,4 кВ. ПО по току подключен к ТТ в нейтрали обмотки 0,4 кВ, на отключение с независимой выдержкой времени
5	Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал
6	ЗДЗ	-
7	УРОВ	-

7.3. Вводной выключатель 10 кВ

7.3.1. Нормативные требования.

По НТП ПС [п. 9.14.1] на вводных выключателях РУ предусматривается:

-МТЗ с минимальным пуском по напряжению;

-ЗДЗ;

-Защиту минимального напряжения (ЗМН) [отключает выключатель при исчезновении на секции больше выдержки времени, если питающая линия была

										Лист
										44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2018. 413 ВКР					

отключена со стороны питания, после работы ЗМН, как правило, работает АВР, восстанавливающее питание потребителей секции];

-УРОВ.

7.3.2. Принятые к установке виды РЗА.

№ п. п.	Вид РЗА	Примечание
1	МТЗ с пуском по напряжению	От КЗ. На вводе секций ПС схема-полная звезда, прочих РУ – неп. звезда с доп. реле
2	ЗМН	От потери питания
3	ЗДЗ	-
4	УРОВ	-

7.4. Секционный выключатель 10 кВ.

7.4.1. Нормативные требования.

По НТП ПС [п. 9.14.2] на секционных выключателях РУ предусматривается:

-МТЗ;

-АВР;

-ЗДЗ;

-УРОВ.

7.4.2. Принятые к установке виды РЗА

№ п. п.	Вид РЗА	Примечание
1	МТЗ	От КЗ. По схеме неп. звезда с доп. реле
2	АВР	-
3	ЗДЗ	-
4	УРОВ	-

7.5. Система шин 10 кВ.

7.5.1. Нормативные требования.

По ПУЭ [п. 3.2.126] специальные устройства РЗ шин 10 кВ понижающих ПС, РУ, РП, как правило, не предусматриваются.

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

По НТП ПС [п. 9.14.3] на каждой секции шин 6-35 кВ предусматривается:

- ЗДЗ;
- ЛЗШ (логическая защита шин);
- УКИ.

В сети с компенсированной нейтралью, согласно ПЕТП [п.2.3.9] наряду с неселективной сигнализацией ОЗЗ (УКИ) должна устанавливаться централизованная селективная сигнализация ОЗЗ, действующая по принципу относительного замера. Возможна установка централизованной защиты вместо отдельной направленной защиты от ОЗЗ для каждого присоединения и в сети с изолированной нейтралью.

В соответствие с п.5.6. «Руководящих указаний по противоаварийной автоматике (ПА) энергосистем» [РД 34.35.113] к ТН шин НН ПС подключаются устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР) и частотного АПВ (ЧАПВ), входящие в состав системы автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ).

7.5.2. Принятые к установке виды РЗА

№ п. п.	Вид РЗА	Примечание
1	ЗДЗ	-
2	ЛЗШ	Ускорение отключения КЗ на шинах
3	УКИ	Неселективная сигнализация ОЗЗ
4	Централизованная Сигнализация ОЗЗ	Подключается к ТТПП всех присоединений секции или шин, действует по принципу относительного замера

7.6. Трансформатор 220/10 кВ.

Ранее выбраны силовые трансформаторы мощностью 80 МВА, оснащенные РПН, двухобмоточные, с расщепленной обмоткой стороны НН (10кВ), на стороне ВН подключенные к ОРУ через два выключателя.

7.6.1. Нормативные требования

Для трансформаторов 220/10 кВ [по ПУЭ п.3.2.51] должны быть предусмотрены защиты от:

- м/ф КЗ в обмотка и на выводах;
- о/ф Кз в обмотке и на выводах 220 кВ;

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

- витковых замыканий (ВЗ) в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижением уровня масла (для масляных трансформаторов).

Для масляных трансформаторов [по ПУЭ п.3.2.53] от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа [м/ф КЗ, о/ф КЗ, ВЗ], и от понижения уровня масла предусматривается газовая защита, действующая на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

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

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

В соответствие с «Типовые технические требования к трансформаторам, автотрансформаторам (распределительным, силовым) классов напряжения 110-750 кВ.

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

МТЗ от внешних КЗ [ПУЭ п.3.2.61] устанавливается на двухобмоточных понижающих трансформаторах на стороне ВН, на трансформаторах с расщепленной обмоткой на всех сторонах (ВН, НН1, НН2).

Так как на ПС установлены два силовых трансформатора 220/10 кВ по ПУЭ [п.3.3.26] на трансформаторах АПВ не устанавливается.

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

Для резервирования отказа выключателей на стороне 220 кВ ПС предусматриваем установку УРОВ [ПУЭ п.3.2.18].

По требованиям НТП ПС [п.9.7] на трансформаторе 35-220 кВ предусматривается:

- один комплект дифференциальной токовой защиты;
- газовая защита;
- защита устройства РПН с использованием струйных реле;
- релейные защиты на сторонах ВН и НН (при расщепленной обмотке – НН1 и НН2);
- автоматика регулирования РПН;
- защита от перегрузки.

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Газовое и струйное реле должны действовать [НТП ПС п.9.7.2] через устройство дифференциальной защиты и через устройство резервной защиты стороны ВН (необходимо оснастить данные реле двумя отключающими контактами).

Резервная защита на стороне ВН трансформатора выполняется в виде ступенчатой токовой защиты от м/ф КЗ с пуском по напряжению.

На каждом выключателе 110 кВ и выше предусматривается УРОВ [НТП ПС п.9.11.1] с пуском от защит присоединений.

УРОВ 110 кВ и выше реализуется двухступенчатым действием:

-1 ступень – действием без задержки и без контроля тока на отключение своего выключателя;

-2 ступень – действие с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений с запретом АПВ.

РЗ запускает УРОВ при подаче команды на отключение контролируемого выключателя.

1 ступень УРОВ действует на откл. своего выключателя без выдержки времени [УРОВ на себя].

2 ступень УРОВ действует с выдержкой времени [достаточной для нормального отключения своего выключателя], если выявлено его повреждение [по току, продолжающему проходить через него] , на отключение выключателя ЛЭП со стороны питания по ВОЛС.

РЗ запускает УРОВ при подаче команды на отключение контролируемого выключателя.

1 ступень УРОВ действует на откл. своего выключателя без выдержки времени [УРОВ на себя].

2 ступень УРОВ действует с выдержкой времени [достаточной для нормального отключения своего выключателя], если выявлено его повреждение [по току, продолжающему проходить через него], на отключение выключателя ЛЭП со стороны питания по ВОЛС и на отключение смежных выключателей на стороне ВН своей ПС.

Если трансформатор на стороне ВН подключен через два выключателя, для защиты ошиновки 110-220 кВ трансформатора рекомендуется применять отдельную дифференциальную токовую защиту [НТП ПС п.9.8].

По НТП ПС [п.9.10] должно предусматриваться АПВ ошиновки 110-220 кВ.
7.6.2. Принятые к установке виды РЗА двухобмоточного трансформатор с расщепленной обмоткой НН и двумя выключателями на стороне ВН.

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

№ п. п.	Вид РЗА	Примечание
1	Дифференциальная защита трансформатора	От повреждений внутри бака и на выводах, частичной защиты от витковых замыканий.
2	Газовая защита	От повреждений внутри бака и понижения уровня масла; две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение
3	Защита устройства РПН	Струйное реле или реле давления
4	Резервная защита ВН	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
5	Резервная защита НН1 и НН2	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
6	Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал. Устанавливается на сторонах НН1 и НН2
7	Автоматика регулирования РПН	Автоматический регулятор коэффициента трансформации силового трансформатора
8	Автоматика управления выключателем ВН	Каждого из выключателей ВН
9	УРОВ	Каждого из выключателей стороны ВН

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

10	Дифференциальная защита ошиновки ВН	Для защиты от КЗ ошиновки стороны ВН
11	АПВ ошиновки ВН	С запретом, если трансформатор отключен ДЗТ

7.7. ВЛ 220 кВ.

Для ВЛ с двусторонним питанием с каждой из сторон линии УРЗА устанавливаются со стороны питания (как на существующих ПС, так и на проектируемой)

7.7.1. Нормативные требования

Для ВЛ 110-220 кВ [ПУЭ п.3.2.106] должны быть предусмотрены УРЗ от м/ф КЗ и о/ф КЗ.

Примем, что в рассматриваемой сети 110-220 кВ возможны качания, следовательно, по ПУЭ [п.3.2.107] УРЗ ВЛ должны быть устройствами, блокирующими действие РЗ при качаниях.

По ПУЭ [п.3.2.108] примем, что по требованиям сохранения устойчивой работы энергосистемы на ВЛ 110-220 кВ с двусторонним питанием в качестве основной должна быть предусмотрена защита, действующая без замедления при КЗ в любой точке линии, выполненная в виде продольной дифференциальной защиты [ПУЭ п.3.2.115].

На ВЛ с односторонним питанием [ПУЭ п.3.2.110] от м/ф КЗ устанавливается ступенчатая дистанционная защита (ДЗ) и токовую отсечку (ТО) в качестве дополнительной защиты.

От о/ф КЗ предусматривается ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП), используемая в качестве резервной [ПУЭ п.3.2.116].

По ПУЭ [п.3.3.2] на ВЛ свыше 1 кВ применяется АПВ.

На ВЛ с односторонним питанием применяется АПВ двукратного действия [ПУЭ п.3.3.6], без проверки синхронизма [ПУЭ п.3.3.9].

На ВЛ с двусторонним питанием [ПУЭ п.3.3.10] предусматривается АПВ с улавливанием синхронизма.

По ПУЭ [п. 3.2.18] на выключателе (выключателях) ВЛ 110-220 кВ предусматривается УРОВ.

Выполнение РЗ ВЛ 110-220 кВ по НТП ПС [п. 9.9].

На ВЛ с двусторонним питанием [НТП ПС п.9.9.1], устанавливаются две независимые защиты от всех видов повреждения:

-быстродействующая защита с абсолютной селективностью [основная защита];

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- комплект ступенчатых защит (КСЗ) (резервная защита).

В качестве основной защиты применяется [НТП ПС п.9.9.2]:

-продольная дифференциальная защита (ДЗЛ);

-дифференциально-фазная защита (ДФЗ);

-защита с высокочастотной (ВЧ) блокировкой (направленная ВЧ фильтровая защита);

-КСЗ с передачей блокирующих или разрешающих сигналов.

Для связи между полуконтактами основной защиты используются:

-высокочастотные каналы связи (ВКЧС);

-кабельные линии связи (КЛС);

-волоконно-оптические линии связи (ВОЛС).

При организации связи по ВОЛС, предпочтение следует отдавать варианту основной защиты в виде ДЗЛ.

Предпочтительно, чтобы КСЗ кроме отдельной (резервной) защиты, также входил в устройство основной защиты: ДЗЛ с функциями КСЗ (основная защита)+КСЗ (резервная защита).

КСЗ состоит [НТП ПС п.9.9.4] из ДЗ и ТНЗНП, с блокировкой отдельных ступеней ДЗ при качаниях.

Должна предусматриваться возможность автоматического или оперативного ускорения отдельных ступеней ДЗ и ТНЗНП [НТП ПС п.9.9.5].

На ВЛ с односторонним питанием [НТП ПС п.9.9.6] используется два КСЗ, каждый из которых включает:

-ДЗ от м/ф КЗ;

-ТНЗНП от о/ф КЗ.

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

На ВЛ 110-220 кВ должно применяться 3-х фазное АПВ (ТАПВ) с пуском по цепи «несоответствия» и/или от защит [НТП ПС п.9.10.4].

На ВЛ с двусторонним питанием ТАПВ выполняется однократным, на ВЛ с односторонним – с двукратным действием.

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

На с двусторонним питанием пуск АПВ осуществляется с контролем отсутствия/наличия напряжения и контролем наличия синхронизма.

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

По НТП ПС [п.9.11.1] на каждом выключателе 110 кВ и выше предусматривается УРОВ с пуском от защит присоединений, двухступенчатого действия.

7.7.2. Принятые к установке виды РЗА ВЛ с двусторонним питанием.

№ п.п.	Вид РЗА	Примечание
Основная защита:		
1	ДЗЛ	С ВОЛС
2	КСЗ	3 ступени ДЗ от м/ф КЗ, 4 ступени ТНЗНП от о/ф КЗ
Резервная защита:		
3	Дистанционная защита	Три ступени, от м/ф КЗ
4	ТНЗНП	4 ступени, от о/ф КЗ
5	Автоматика управления выключателем	Для каждого выключателя
6	ТАПВ	Однократное, с контролем напряжения и синхронизма
7	УРОВ	Для каждого выключателя

8. Выбор типоразмера устройств РЗА

На проектируемой ПС используются терминалы РЗА фирмы «Радиус Автоматика».

8.1. Трансформатор ТРДН-80000.

Выбор исполнения УРЗА производства ЗАО «Радиус Автоматика», г. Зеленоград, трансформатора ТРДН-80000 230/10.5-10.5 Ун/Д-Д-11-11 О ОРУ ВН выполнено по схеме 4Н.

Ранее были выбраны следующие виды РЗА:

- ДЗТ с торможением;
- газовая защита бака;
- струйная защита устройства РПН;
- МТЗ с пуском по напряжению сторон ВН, НН1, НН2;
- защита от перегрузки сторон НН1, НН2;
- автоматика регулирования РПН
- Автоматика управления выключателем ВН;
- УРОВ ВН.

Требования к составу РЗА трансформатор 110(220) кВ:

Комплект РЗА	Состав устройства
1 комплект	Основные защиты трансформатора: ДЗТ
2 комплект	Резервные защиты трансформатора: МТЗ
3 комплект	Автоматика РПН
4 комплект	Автоматика и управление выключателем (АУВ) ВН

Комплект резервных защит может совмещать функции автоматики РПН и АУВ ВН.

Требования к составу обязательных к наличию функций комплекта основных защит трансформатора 110(220) кВ:

- дифференциальная защита;
- МТЗ с контролем напряжения НН;
- логика отключения от газовой защиты;
- логика отключения от газовой защиты РПН;

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Требования к составу обязательных к наличию функций комплекта резервных защит трансформатора 110 (220) кВ:

- МТЗ;
- логика отключения от газовой защиты;
- логика отключения от газовой защиты РПН;
- АУВ ВН;
- УРОВ.

Оборудование РЗА присоединений 110-220 кВ ПС размещается в шкафах и устанавливается на ОПУ. На сайте ЗАО «Радиус Автоматика» выбираем соответствующее исполнение шкафов РЗА трансформатора:

ШЭРА-ДЗТТ-РН-2002 – Шкаф основных защит и регулирования напряжения трехобмоточного трансформатор, содержит два МП УРЗА: комплект автоматики РПН – Сириус-2-РН и комплект основных защит трансформатора с расщепленной обмоткой НН-Сириус-ТЗ.

ШЭРА-РЗТ-1004 – Шкаф резервных защит и АУВ ВН трансформатора, содержит одно МП УРЗА – Сириус-УВ.

Ознакомившись с функциями (по РЭ или непосредственно с сайта), выполняемые указанными устройствами, убеждаемся в их соответствии вышеперечисленным требованиям.

8.2. Кабельные линии 10 кВ к РУ цехов.

Выберем исполнение УРЗА производства ЗАО «Радиус Автоматика» (г. Зеленоград) кабельных линий 10кВ к РУ цехов, отходящих от шин НН ПС с нейтралью заземленной через ДГР.

Ранее были выбраны следующие виды РЗА:

- трехступенчатая токовая защита (МТЗ с зависимой выдержкой времени);
- направленная защита ОЗЗ с действием на сигнал;
- УРОВ.

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

Выберем исполнение УРЗА КЛ 10 кВ по каталогу, доступному для свободного скачивания с сайта фирмы «каталог решений для станций и подстанций 0,4-220кВ».

Для РЗА присоединений 6-35 кВ предназначены устройства серии Сириус-2. По сводной таблице функций терминалов серии «Сириус-2» убеждаемся, что устройство реализует все ранее выбранные виды РЗА.

Для выбора типоразмера устройства в электронном каталоге производимого оборудования на сайте фирмы перейдем на вкладку выбора типоразмеров для Сириус-2Л (21-Л):

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Главная→Продукция→Устройства РЗА→Сириус-2Л и Сириус-21-Л→Исполнения.

Номинальный ток вторичной обмотки ТТ – 5А;

Напряжение питания только постоянного тока – 220В;

Один интерфейс RS485, два оптических интерфейса Ethernet (100BASE-FX) и протокол обмена МЭК 61850 (редакция 2).

Выбранное типоразмерное исполнение:

Сириус-2-Л-5А-220В DC-И4-FX.

8.3. Трансформатор 10/0,4 РУ цеха.

Выбор исполнения УРЗА производства ЗАО «Радиус Автоматика» (г. Зеленоград) в ячейке трансформатора 10/0,4 РУ цеха.

Ранее были выбраны следующие виды РЗА:

-газовая защита;

-токовая отсечка;

-МТЗ;

-защита от о/ф КЗ на стороне 0,4 кВ;

-защита от перегрузки;

-УРОВ.

УРЗА должно также осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ короткой КЛ к трансформатору.

Выберем исполнение УРЗА трансформатора 10/0,4 кВ РУ цеха по каталогу, доступному для свободного скачивания с сайта фирмы «Каталог решений для подстанций 0,4-220 кВ».

Для РЗА присоединений 6-35 кВ предназначены устройства серии Сириус-2. По сводной таблице функций терминалов серии «Сириус-2» убеждаемся, что устройство реализует все ранее выбранные виды РЗА.

Для выбора типоразмерного исполнения устройства в электронном каталоге производимого оборудования на сайте фирмы перейдем на вкладку выбора типоразмерных исполнений для Сириус-2Л (21-Л):

Главная→Продукция→Устройства РЗА→Сириус-2Л и Сириус-21-Л→Исполнения.

Номинальный ток вторичной обмотки ТТ – 5А;

Напряжение питания только постоянного тока – 220В;

Один интерфейс RS485, два оптических интерфейса Ethernet (100BASE-FX) и протокол обмена МЭК 61850 (редакция 2).

Выбранное типоразмерное исполнение:

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Сириус-2-Л-5А-220В DC-И4-FX.

8.4. Электродвигатель 10 кВ РУ цеха.

Выберем исполнение УРЗА производства ЗАО «Радиус Автоматика» (г. Зеленоград) электродвигателя 10 кВ присоединенного к шинам РУ цеха с компенсированной нейтралью.

Ранее были выбраны следующие виды РЗА:

- токовая отсечка;
- токовая защита от ОЗЗ в ЭД;
- защита от перегрузки;
- ЗМН (число двигателей на секции больше одного);
- АПВ после ЗМН;
- УРОВ.

УРЗА должно также осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ ЭД.

Выберем исполнение УРЗА ЭД 10 кВ по каталогу, доступному для свободного скачивания с сайта фирмы «Каталог решений для станций и подстанций 0,4-220 кВ».

Для РЗА присоединений 6-35 кВ предназначены устройства серии Сириус-2. Для РЗА ЭД мощностью до 4,5 МВт (т.е. без дифференциальной защиты) предназначено исполнение Сириус-Д (или Сириус-21-Д, отличающееся только порядком нумерации клемников). По сводной таблице убеждаемся, что устройство реализует все ранее выбранные виды РЗА.

Для выбора типоразмера устройства в электронном каталоге производимого оборудования на сайте фирмы перейдем на вкладку выбора типоразмеров для Сириус-Д (21-Д):

Главная→Продукция→Устройства РЗА→Сириус-Д и Сириус-21-Д→Исполнения.

Номинальный ток вторичной обмотки ТТ – 5А;

Напряжение питания только постоянного тока – 220В;

Один интерфейс RS485, два оптических интерфейса Ethernet (100BASE-FX) и протокол обмена МЭК 61850 (редакция 2).

Выбранное типоразмерное исполнение:

Сириус-Д-5А-220В DC-И4-FX.

8.5. ВВ 10 кВ секции шин НН ПС.

Выберем исполнение УРЗА производства ЗАО «Радиус Автоматика» (г. Зеленоград) ВВ 10 кВ секции шин НН ПС.

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Ранее были выбраны следующие виды РЗА:

- МТЗ с пуском по напряжению;
- ЗМН;
- УРОВ.

УРЗА должно также осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ ВВ.

Выберем исполнение УРЗА ВВ 10 кВ секции шин НН ПС по каталогу, доступному для свободного скачивания с сайта фирмы «Каталог решений для станций и подстанций 0,4-220 кВ».

Для РЗА присоединений 6-35 кВ предназначены устройства серии Сириус-2. Для РЗА ВВ 10 кВ секции шин НН ПС предназначено исполнение Сириус-2-В. По сводной таблице убеждаемся, что устройство реализует все ранее выбранные виды РЗА.

Для выбора типоразмера устройства в электронном каталоге производимого оборудования на сайте фирмы перейдем на вкладку выбора типоразмеров для Сириус-2-В:

Главная→Продукция→Устройства РЗА→Сириус-2-В→Исполнения.

Номинальный ток вторичной обмотки ТТ – 5А;

Напряжение питания только постоянного тока – 220В;

Один интерфейс RS485, два оптических интерфейса Ethernet (100BASE-FX) и протокол обмена МЭК 61850 (редакция 2).

Выбранное типоразмерное исполнение:

Сириус-2-В-5А-220В DC-И4-FX.

8.6. СВ 10 кВ секции шин НН ПС.

Выберем исполнение УРЗА производства ЗАО «Радиус Автоматика» (г. Зеленоград) СВ 10 кВ секции шин НН ПС.

Ранее были выбраны следующие виды РЗА:

- МТЗ;
- ЗМН;
- УРОВ.

УРЗА должно также осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ ВВ.

Выберем исполнение УРЗА СВ 10 кВ секции шин НН ПС по каталогу, доступному для свободного скачивания с сайта фирмы «Каталог решений для станций и подстанций 0,4-220 кВ».

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Для РЗА присоединений 6-35 кВ предназначены устройства серии Сириус-2. Для РЗА СВ 10 кВ секции шин НН ПС предназначено исполнение Сириус-2-С. По сводной таблице убеждаемся, что устройство реализует все ранее выбранные виды РЗА.

Для выбора типоисполнения устройства в электронном каталоге производимого оборудования на сайте фирмы перейдем на вкладку выбора типоисполнений для Сириус-2-С:

Главная→Продукция→Устройства РЗА→Сириус-2-С→Исполнения.

Номинальный ток вторичной обмотки ТТ – 5А;

Напряжение питания только постоянного тока – 220В;

Один интерфейс RS485, два оптических интерфейса Ethernet (100BASE-FX) и протокол обмена МЭК 61850 (редакция 2).

Выбранное типоисполнение:

Сириус-2-С-5А-220В DC-И4-FX.

8.7. Защита от дуговых замыканий КРУ.

Выберем исполнение ЗДЗ производства ЗАО «Радиус Автоматика» (г. Зеленоград) КРУ НН ПС Орион-ДЗ.

Устройство имеет три датчика дуги – по числу возможных замкнутых объемов ячейки КРУ, КРУН или КСО. Первый и второй датчики могут объединяться по схеме ИЛИ при конфигурировании системы и работать одновременно на отключение секционного выключателя, вводного выключателя и, дополнительно, на вход сигнализации блока защиты своего выключателя (для локализации места и причины отключения секции или ввода). Третий датчик работает на реле, которое может воздействовать на собственный выключатель и, после определенной временной задержки, на отключение секционного и вводного выключателя.

Оптическая система устройства позволяет фиксировать момент возникновения электрической дуги и практически не чувствительна к другим источникам света (фонарик, лампы накаливания, люминесцентные, прямой солнечный свет и т.п.).

В устройстве предусмотрена защита от ложных срабатываний, например, при возникновении импульсных электромагнитных помех большой мощности.

В устройстве обеспечено максимальное быстродействие от момента возникновения дуги до срабатывания выходных реле – не более 10 мс.

В устройстве применена выходная сигнализация «Отказ», реализованная на реле с нормально замкнутыми контактами и срабатыванием реле при наличии оперативного напряжения (питания), а также при нормальном функционировании (целостности) датчиков дуги. В случае нарушения целостности датчика дуги выдается сигнал «ОТКАЗ». Работоспособность канала устройства при этом не нарушается.

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

8.8 РЗА ВЛ 220 кВ.

Выберем исполнение УРЗА производства ЗАО «Радиус Автоматика» (г. Зеленоград) транзитной ВЛ 220 кВ, отходящей от проектируемой ПС с ОРУ выполненным по схеме 17.

Ранее были выбраны следующие виды РЗА:

- основная защита;
- ДЗЛ с ВОЛС;
- КСЗ;
- ДЗ;
- ТНЗНП;
- резервная защита:
- КСЗ;
- ДЗ;
- ТНЗНП;
- АУВ для каждого выключателя;
- УРОВ;
- АПВ с улавливанием синхронизма.

Требования к составу РЗА ЛЭП с односторонним питанием 110 (220) кВ [по УРЗА 110-220 кВ. ТТТ]:

Комплект РЗА	Состав устройства
1 комплект	ДЗЛ с ВОЛС +КСЗ: ДЗ, ТНЗНП
2 комплект	КСЗ: ДЗ, ТНЗНП
3,4 комплект	АУВ для каждого выключателя

Требования к составу обязательных к наличию функций комплекта ДЗЛ ЛЭП 110 (220) кВ:

- продольная дифференциальная защита;
- КСЗ;
- УРОВ.

По каталогу, доступному для скачивания с сайта ЗАО «Радиус Автоматика» выбираем:

Главная→Продукция→Шкафы РЗА серии ШЭРА→Основные защиты линий 110(220) кВ→ШЭРА-ДЗЛ-2001.

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

1) Шкаф продольной дифференциальной защиты с функцией КСЗ линий 110-220 кВ с одним выключателем на присоединение – ШЭРА-ДЗЛ-2001.

2) Шкаф ступенчатых защит присоединений 110-220 кВ с функцией телеускорения ДЗ и ТНЗНП с двумя выключателями на присоединение – ШЭРА-ЛВ110-2001.

3) Два шкафа (на каждый выключатель) автоматики управления выключателем с трехфазным приводом присоединений 110-220 кВ – ШЭРА-ОВ110-1001.

										Лист
										60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2018. 413 ВКР					

9. Расчет параметров устройств защиты и автоматики.

9.1. Трансформатор 220 кВ

9.1.1. Расчет параметров ДЗТ с торможением.

Определим параметры ДЗТ терминала микропроцессорной основной защиты двухобмоточного трансформатора, по методике РУ по РЗ 13Б для реле ДЗТ-21.

Исходные данные:

- Трансформатор ТРДН 80000/220:

$$-U_{T.НОМ.ВН}=230 \text{ кВ};$$

$$-U_{T.НОМ.НН}=11 \text{ кВ};$$

$$-РПН \pm 12\%;$$

- Максимальный трехфазный ток КЗ на выводах НН трансформатора, приведенный к стороне ВН – 1002 А;

- Минимальный трехфазный ток КЗ на выводах НН трансформатор, приведенный к стороне ВН – 563 А.

Расчет ДЗТ производится в следующем порядке.

1. Определяются первичные токи для сторо защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности.

Формула	ВН	НН1, НН2
$I_{НОМ.Т} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ.Т}}, \text{ А}$	$\frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 200,8$	$\frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 4211$

Для трансформатора с расщепленной обмоткой НН первичный ток обмотки определяется по полной номинальной мощности.

2. Выбираются коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов ток К сторон защищаемого трансформатора с учетом параметров используемого оборудования, его перегрузочной способности, требований изготовителей УРЗА.

Для тупиковой или ответвительной ПС ТТ для ДЗТ встраиваются в баковые элегазовые выключатели, для проходной или узловой встроены в масляные вводы ВН силового трансформатора.

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ стороны ВН выбирается по номинальной мощности трансформатора с учетом 40% перегрузки вне зависимости от схем соединения ОРУ ВН ПС:

$$I_{1.НОМ.ТТ.ВН} \geq \frac{K_{П}S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ.Т.ВН}} = \frac{1,4 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 281 \text{ А.}$$

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Вторичный номинальный ток ТТ стороны ВН выбирается по номинальному ток аналоговых входов УРЗА (обычно, это 5 или 1 А), принято 5 А. По каталогу на встроенные ТТ ОАО «СЗТТ» выбран ТВ-220-300/5.

$$\text{Следовательно: } K_{1ВН} = \frac{300}{5} = 60.$$

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ стороны НН выбирается по номинальной мощности трансформатора с учетом 40% перегрузки и учитывается распределение суммарной нагрузки по обмоткам:

$$I_{1.НОМ.ТТ.НН} \geq \frac{K_{П} S_{НОМ}}{2\sqrt{3}U_{НОМ.Т.НН}} = \frac{1,4 \cdot 80000}{2\sqrt{3} \cdot 11} = 2901 \text{ А.}$$

При отсутствии реакторов в цепи ввода НН для ДЗТ используются ТТ устанавливаемые в ячейку КРУ ВВ НН. По каталогу на ТТ ОАО «СХТТ» выбран ТОЛ-10-М-3000/5.

$$\text{Следовательно: } K_{1.НН} = \frac{3000}{5} = 600.$$

При наличии реактора в цепи ввода НН для ДЗТ, в зависимости от конструктивного исполнения соединения силового трансформатора и реактора, могут применяться ТТ встроенные в бак силового трансформатора, шинные ТТ, ТТ наружной установки или вводные ТТ в ЗРУ.

3. Выбор схем соединения измерительных трансформаторов тока сторон защищаемого трансформатора с учетом необходимости и способа выравнивания вторичных токов по фазе.

При использовании МР УРЗА ДЗТ, как правило, вне зависимости от схем соединения обмоток силового трансформатор, вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока соединятся в звезду (типовая схема соединения)ю Выравнивание вторичных токов в плечах ДЗТ осуществляется цифровым способом МП УРЗА.

4. Определяются вторичные токи для сторон защищаемого трансформатора, по ранее определенным первичным, соответствующим его номинальной мощности, с учетом коэффициентов трансформации ТТ и схем соединения ТТ (учитываются коэффициентом схемы в трехфазном режиме:

$$k_{СХ.ТТ}^{(3)}$$

Формула	ВН	НН1, НН2
$I_{НОМ.Т} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ.Т}}, \text{ А}$	$\frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 200,8$	$\frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 4211$
$K_1 = \frac{I_{1НОМ.ТТ}}{I_{2НОМ.ТТ}}$	300/5	3000/5
Схема соединения ТТ	У	У

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

$I_{НОМ.Т.В} = \frac{I_{НОМ.Т} k_{СХ.ТТ}^{(3)}}{K_1}, \text{ А}$	$\frac{200,8 \cdot 5 \cdot 1}{300} = 3,34$	$\frac{2100 \cdot 5 \cdot 1}{3000} = 3,5$
--	--	---

5. Выбор коэффициента/ов выравнивающих вторичные токи в плечах ДЗТ по величине.

Так как чаще всего подбором К выровнять вторичные токи по величине не удается, в МП УРЗА применяются различные способы цифрового выравнивания:

а) Приведение величины одного вторичного тока к величине другого путем умножения на коэффициент выравнивания (урavnительный коэффициент);

Например, вторичный ток стороны НН приводится к величине вторичного ток ВН:

$$k_{ур} = \frac{I_{НОМ.Т.В.ВН}}{I_{НОМ.Т.В.НН}} = \frac{3,34}{3,5} = 0,95.$$

б) Номинальные токи сторон приведены к номинальным токам трансформаторов тока (первичным или вторичным):

$$k_{ур.ВН(НН)} = \frac{I_{НОМ.ТТ.ВН(НН)}}{I_{НОМ.Т.В.ВН(НН)}}.$$

Для рассматриваемого трансформатора:

$$k_{ур.ВН} = \frac{300}{200,8} = 1,49$$

$$k_{ур.НН} = \frac{3000}{2100} = 1,43;$$

в) Коэффициенты выравнивания рассчитываются УРЗА автоматически по введенным параметрам защищаемого трансформатора (мощность, номинальные напряжения сторон и т. П.).

6. Уточнение или выбор допустимых вариантов расчета дифференциального и тормозного токов.

Фирмы-изготовители МП УРЗА могут по разному подходить к алгоритмам реализации ДЗТ, по РЭ нужно уточнить как вычисляются дифференциальный ток (ток в реле, который сравнивается с током срабатывания). В некоторых устройствах могут быть предложены варианты (из доступных) метода выбора упомянутых токов.

Для Сириус-ТЗ фирмы-изготовителя «Радиус Автоматикка» дифференциальные токи в реле определяются:

$$I_{диф} = |I_1 - I_2|,$$

где $I_{диф}$ – определяемый дифференциальный ток в реле;

I_1 – вторичный ток в реле со стороны ВН;

I_2 – вторичный ток в реле со стороны ВН;

Тормозные токи в реле определяются:

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

$$I_{\text{ТОРМ}} = 0,5|I_1 + I_2|,$$

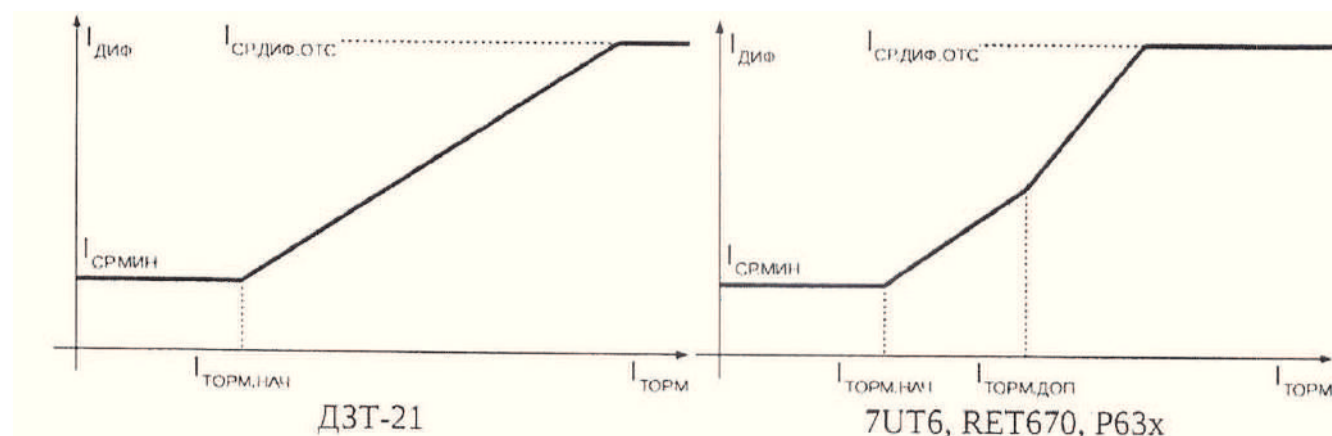
где $I_{\text{ТОРМ}}$ – определяемый дифференциальный ток в реле;

I_1 – вторичный ток в реле со стороны ВН;

I_2 – вторичный ток в реле со стороны ВН.

7. Уточнение вида тормозной характеристики.

Зависимость тока срабатывания от тормозного тока в различных УРЗА задана по разному, ниже представлены варианты реализации некоторых устройств и фирм.



Фактически любое МП УРЗА ДЗТ можно настроить на работу по тормозной характеристике реле ДЗТ-21, следовательно, методика расчета параметров для ДЗТ-21 является универсальной.

8. Выбор уставки тока начала торможения.

Если торможение осуществляется от тока ТТ стороны НН, то :

$$I_{\text{ТОРМ.НАЧ}} = 0,6I_{\text{НОМ.Т.ВН}};$$

Если торможение осуществляется от тока ТТ обеих сторон, то

$$I_{\text{ТОРМ.НАЧ}} = 1,0I_{\text{НОМ.Т.ВН}};$$

Все расчеты ведутся в о.е, за базовый ток ($I_{\text{баз}}$) обычно принимается первичный или вторичный номинальный ток стороны ВН силового трансформатора, в ряде терминалов за базовый ток примерно принят номинальный вторичный ток ТТ (5А).

Если есть возможность выбора, то, для силовых двухобмоточный или с расщепленной обмоткой понижающих трансформаторов с односторонним питанием целесообразно осуществлять торможение от тока ТТ стороны НН, следовательно $I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$ принят равным 0,6 о.е. ($I_{\text{баз}}$ принят равным $I_{\text{НОМ.Т.ВН}}$).

9. Определение тока небаланса в режиме, соответствующем началу торможения.

Для удобства расчетов, ток небаланса $I_{\text{НБ}}$ предполагают состоящим из четырех составляющих, обусловленных:

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист 64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- погрешностью ТТ;
- регулированием напряжения трансформатор (при наличии РПН);
- неточностью выравнивания вторичных токов сторон;
- броском тока намагничивания при включении трансформатора.

Так как последняя составляющая имеет очень большое значение, отстройка от тока намагничивания достигается специальными методами: фильтрацией апериодической составляющей тока, выявлением режима броска намагничивающего тока по форме кривой тока, регистрации высших гармоник и т.п. Подробнее о способе отстройки от броска намагничивания тока указано в РЭ на УРЗА. Поэтому в расчете тока срабатывания ДЗТ четвертая составляющая обычно учитывается отдельно.

9.1. Составляющая тока небаланса из-за погрешности ТТ может быть определена как:

$$I_{\text{НБ.ТТ}} = k_{\text{ПЕР}} k_{\text{ОДН}} \varepsilon I_{\text{ВН.РАСЧ}},$$

где $k_{\text{ПЕР}}$ – коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую тока.

Для МП УРЗА фильтрующих апериодическую составляющую, может быть принят за 1;

$k_{\text{ОДН}}$ – коэффициент, учитывающий различие характеристик ТТ установленных на сторонах ВН и НН. Для однотипных ТТ принимается равным 0,5, для разнотипных 1;

ε – относительная полная погрешность ТТ соответствует классу точности применяемых ТТ – 5% или 10%, т.е. $\varepsilon = 0,05$ или $0,1$;

$I_{\text{ВН.РАСЧ}}$ – первичный ток на стороне ВН трансформатора, для которого определяется составляющая тока небаланса.

9.2. Составляющая тока небаланса из-за наличия РПН может быть определена как:

$$I_{\text{НБ.РПН}} = \Delta U k_{\text{ТР}} I_{\text{ВН.РАСЧ}},$$

где ΔU – половина диапазона регулирования РПН (для $\pm 16\%$ составляет 0,16, для $\pm 12\%$ - 0,12 и т.д.);

$k_{\text{ТР}}$ – коэффициент токораспределения, для двухобмоточных трансформаторов или для трансформаторов с односторонним питанием равен 1.

9.3. Составляющая тока небаланса из-за неточности выравнивания вторичных токов сторон для МП УРЗА практически отсутствует и либо принимается равно нулю, либо учитывается относительной величиной, указанной в РЭ.

Таким образом, ток небаланса при токе соответствующем началу торможения в о.е. $I_{\text{ВН.РАСЧ}} = I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$:

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{НБ.НАЧ.ТОРМ}} = (k_{\text{ПЕР}}k_{\text{ОДН}}\varepsilon + \Delta U k_{\text{ТР}})I_{\text{ВН.РАСЧ}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 \cdot 1) \cdot 0,6 = 0,132 \text{ о. е.}$$

10. Определение минимального тока срабатывания защиты $I_{\text{СР.МИН}}$.

10.1. Минимальный ток срабатывания ДЗТ отстраивается от расчетного тока небаланса в режиме, соответствующем началу торможения:

$$I_{\text{СР.МИН}(1)} \geq k_{\text{ОТС}}I_{\text{НБ.НАЧ.ТОРМ}} = 1,5 \cdot 0,132 = 0,2 \text{ о. е.},$$

где $k_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,5.

10.2. Дополнительно проверяется надежное недействие ДЗТ при броске намагничивающего тока:

$$I_{\text{СР.МИН}(2)} \geq 0,3I_{\text{НОМ.Т.ВН}} = 0,3 \cdot 1 = 0,3 \text{ о. е.},$$

Окончательно принято $I_{\text{СР.МИН}} = 0,3 \text{ о. е.}$

11. Определение максимального тока трехфазного КЗ при повреждении за ТТ на стороне НН (внешнее КЗ) приведенный к стороне ВН.

По расчету в ТоКо $I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)} = 1002 \text{ А}$. Значение в о.е.:

$$I_{\text{КЗ.МАКС о.е.}}^{(3)} = \frac{I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)}}{I_{\text{БАЗ}}} = \frac{1002}{200,8} = 5 \text{ о. е.}$$

12. Определение максимального тока небаланса при максимальном внешнем КЗ:

$$I_{\text{НБ.МАКС}} = (k_{\text{ПЕР}}k_{\text{ОДН}}\varepsilon + \Delta U k_{\text{ТР}})I_{\text{КЗ.МАКС о.е.}}^{(3)} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 \cdot 1)5 = 1,1 \text{ о. е.}$$

13. Определение тока срабатывания при максимальном внешнем КЗ:

$$I_{\text{СР.МАКС}} = k_{\text{ОТС}}I_{\text{НБ.МАКС}} = 1,5 \cdot 1,1 = 1,65 \text{ о. е.}$$

14. Вычисление коэффициента торможения k_{T} , по школьному определению производной:

$$k_{\text{T}} = \frac{I_{\text{СР.МАКС}} - I_{\text{СР.МИН}}}{I_{\text{ВНЕШ.МАКС}}^{(3)} - I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}} = \frac{1,65 - 0,3}{5 - 0,6} = 0,31(17^\circ).$$

15. Ток срабатывания дифференциальной отсечки (второй, грубой ступени ДЗТ).

$I_{\text{СР.ДИФОТС}} = 9 \text{ о.е.}$ – По РУ по РЗ.

16. Определение чувствительности ДЗТ.

Чувствительность определяется при минимальном двухфазном Кз на выводах стороны НН трансформатора:

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{СР.МИН}} - I_{\text{НОМ.Т.ВН}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{563}{0,3 \cdot 200,8} \cdot 1 = 9,38.$$

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Если торможение осуществляется от ТТ всех сторон, то ток срабатывания при КЗ в зоне будет больше минимального и подлежит расчету аналитическим или графическим способом.

Предположим, что торможение осуществляется как у АББ по закону :

$$\max[|I_{В.ВН}|, |I_{В.ВН}|],$$

Тогда: $I_{ТОРМ} = 563/200,8=2,8$.

$$I_{СР} = k_T \left(I_{КЗ.МИН.В ЗОНЕ}^{(3)} - I_{ТОРМ.НАЧ} \right) + I_{СР.МИН} = 0,38(2,8 - 0,6) + 0,3 = 1,18$$

$$k_{Ц} = \frac{I_{КЗ.МИН}^{(3)}}{I_{СР}} \cdot k_{ОТ.Ч.СХ}^{(2)} = \frac{2,8}{1,18} \cdot 1 = 2,38.$$

Очевидно, что торможение только от ТТ стороны НН гораздо эффективнее.

9.2. Линия 220 кВ.

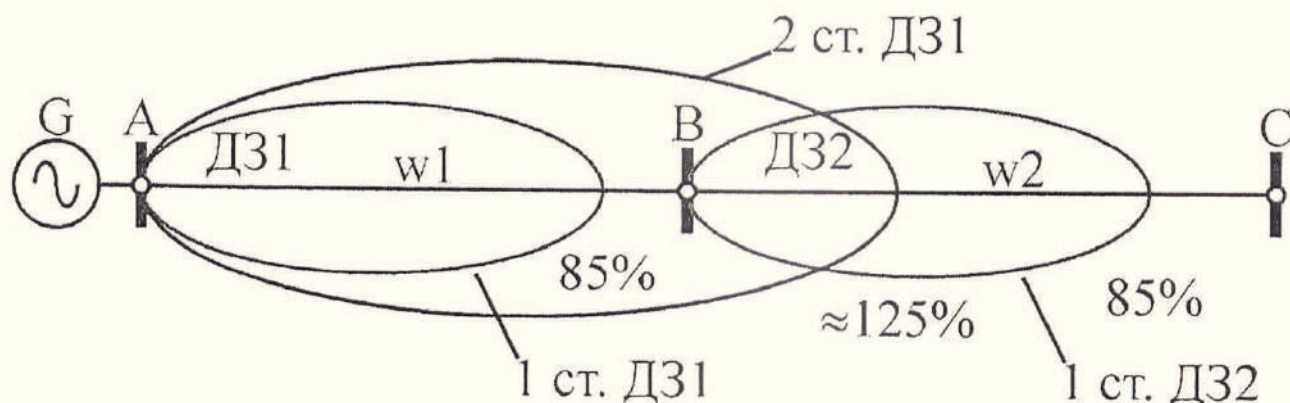
В рамках ВКР необходимо определить параметры резервной и дополнительной защиты: дистанционной (ДЗ) и токовой отсечки (ТО) УРЗА установленной на одной из существующих ПС.

9.2.1. Принцип действия ДЗ.

Дз применяется в качестве резервной защиты от м/ф КЗ на линиях с двусторонним питанием 110 кВ и выше. На тупиковых линиях и чати линий с двусторонним питанием 110-220 кВ может применяться и в качестве основной защиты от м/ф КЗ.

Измерительный орган (реле сопротивления) ДЗ реагирует на сопротивление, подведенное к клеммам реле:

$Z_p = \frac{U_p}{I_p}$. При близких КЗ сопротивление снижается и реле срабатывает (РС – реле минимального действия).



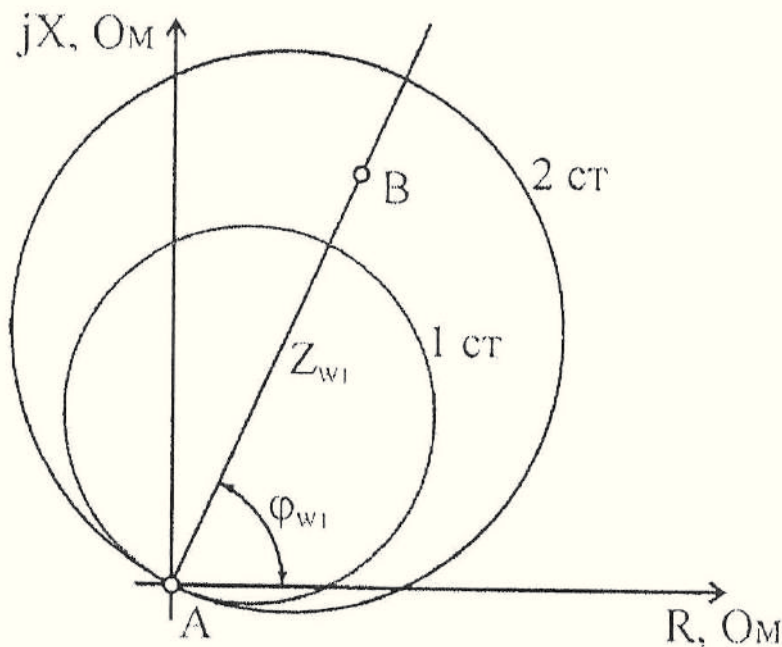
На транзитных линиях и линиях с двусторонним питанием ДЗ обычно выполняется трехступенчатой. На тупиковых линиях – двухступенчатой.

1 ступень ДЗ – дистанционная отсечка, охватывает ~85% от длины линии и действует без выдержки времени;

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

2 ступень ДЗ охватывает с некоторым запасом ~125% всю защищаемую линию и отстроена по времени с 11 ступенью ДЗ линий отходящих от шин противоположной ПС. Выдержка времени 2 ступени обычно не превышает 1с;

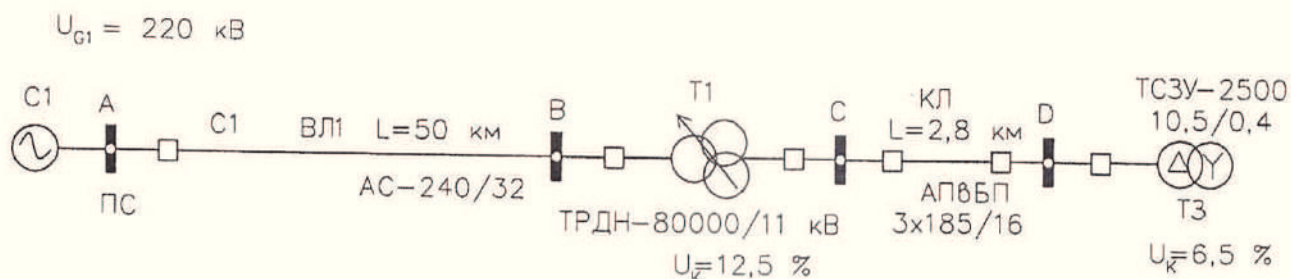
3 ступень ДЗ – обеспечивает дальнейшее резервирование, отстраивается от сопротивления нагрузки, с выдержкой времени до нескольких секунд.



Так как сопротивления являются комплексными величинами, зоны действия могут быть изображены в плоскости сопротивлений в виде кривых или многоугольников.

9.2.2. Расчет параметров ДЗ.

Определим параметры ДЗ терминала микропроцессорной основной защиты от м/ф КЗ.



ВЛ 220 кВ: $r_0=0,118 \text{ Ом/км}$ (справочник по проектированию электрических сетей/ под ред. Д.Л. Файбисовича) $x_0=0,435 \text{ Ом/км}$.

Т1,2: $\Delta P_K = 315 \text{ кВт}$ (ГОСТ 12965-85);

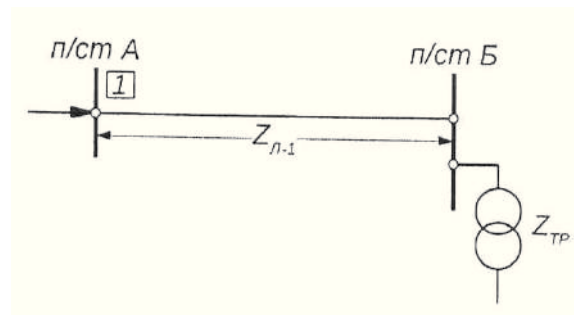
$I_{\text{КЗ.МИН.В}}^{(3)} = 2,011 \text{ кА}$ – ток трехфазного КЗ в конце линии (на шинах в ГПП) в минимальном режиме (по расчету ТоКо);

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист 68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$I_{\text{КЗ.МИН.В}}^{(3)} = 13,175 \text{ кА}$ – ток трехфазного КЗ в конце линии (на шинах С ГПП) в минимальном режиме (по расчету ТоКо);

$k_{\text{САМОЗАП}} = 2,52$ – коэффициент самозапуска нагрузки;

КЛ 10 кВ: $r_0 = 0,164 \text{ Ом/км}$ (по каталогу завода-изготовителя) $x_0 = 0,08 \text{ Ом/км}$.



По схеме «Пример схемы участка сети с одиночными линиями» выбирается расчетная схема (по исходным данным).

Первичные сопротивления первой и второй ступени ДЗ 1 определяются по выражениям, приведенным в табл. 8 [стр. 82].

1 ст. ДЗ – ступень без выдержки времени;

2 ст. ДЗ – ступень с выдержкой времени равно ступени селективности Δt .

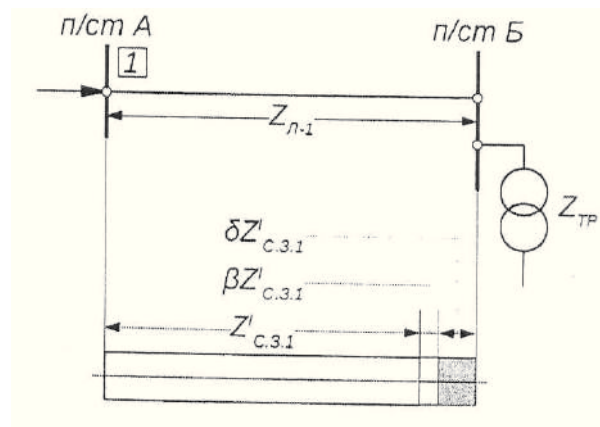
Сопротивление срабатывания первой ступени защиты 1 ($Z_{\text{С.З.1}}^1$) отстраивается от КЗ на шинах НН ПС Б:

$$Z_{\text{С.З.1}}^1 \leq \frac{Z_{\text{Л-1}} + Z_{\text{ТР}}}{1 + \beta + \delta},$$

где β – коэффициент, учитывающий погрешность ТТ, ТН и УРЗА в сторону увеличения защищаемой зоны;

δ – коэффициент, учитывающий погрешность, вызванную неточностью расчета первичных электрических величин и необходимый запас.

Хотя погрешности современных УРЗА значительно меньше, чем в 1966 г., погрешности ТТ и ТН остались прежними поэтому принимаем значение коэффициента β по РУ по РЗ равным 0,05. Коэффициент δ по РУ по РЗ принят 0,1



$$\text{Значение } \frac{1}{1+\beta+\delta} = \frac{1}{1+0,05+0,1} = 0,87.$$

Активная составляющая сопротивления ВЛ 220 кВ:

$$R_{Л-1} = r_0 \cdot L_W = 0,118 \cdot 45 = 5,31 \text{ Ом.}$$

Индуктивная составляющая сопротивления ВЛ 220 кВ:

$$X_{Л-1} = x_0 \cdot L_W = 19,575 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление ВЛ 220 кВ:

$$Z_{Л-1} = \sqrt{R_{Л-1}^2 + X_{Л-1}^2} = \sqrt{5,31^2 + 19,575^2} = 20,3 \text{ Ом.}$$

Угол ВЛ 220 кВ:

$$\varphi_{Л-1} = \arctan\left(\frac{X_{Л-1}}{R_{Л-1}}\right) = \arctan\left(\frac{19,575}{5,31}\right) = 75^\circ.$$

Полное сопротивление трансформатора Т1:

$$Z_{ТР.1} = \frac{U_K}{100} \frac{U_{Т.НОМ.ВН}^2}{S_{Т.НОМ}} = \frac{12,5}{100} \frac{230^2}{80} = 82,66 \text{ Ом.}$$

Активная составляющая сопротивления трансформатора Т1:

$$R_{ТР.1} = \frac{\Delta P_K \cdot 10^{-3} \cdot U_{Т.НОМ.ВН}^2}{S_{Т.НОМ}^2} = \frac{315 \cdot 10^{-3} \cdot 230^2}{80^2} = 2,6 \text{ Ом.}$$

Индуктивная составляющая сопротивления трансформатора Т1:

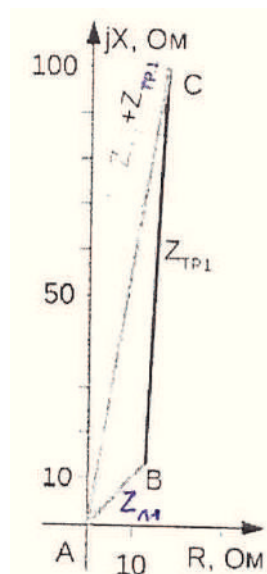
$$X_{ТР.1} = \sqrt{Z_{ТР.1}^2 - R_{ТР.1}^2} = \sqrt{82,66^2 - 2,6^2} = 82,62 \text{ Ом}$$

Угол трансформатора Т1:

$$\varphi_{ТР.1} = \arctan\left(\frac{X_{ТР.1}}{R_{ТР.1}}\right) = \arctan\left(\frac{82,62}{2,6}\right) = 88^\circ.$$

Условие обеспечения требуемой чувствительности первой ступени:

$$\frac{Z_{ТР.1}}{Z_{Л-1}} = \frac{82,62}{20,3} = 4,07 \geq 0,47.$$



Суммарное сопротивление ВЛ 220кВ и тр-ра Т1:

						Лист
					13.03.02. 2018. 413 ВКР	70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Z_{Л-1} + Z_{ТР.1} = (5,31 + j20,3) + (2,6 + j82,62) = (7,91 + j102,6) \text{ Ом.}$$

Модуль суммарного сопротивления ВЛ 220 кВ и трансформатора Т1:

$$|Z_{Л-1} + Z_{ТР.1}| = \sqrt{7,91^2 + 102,6^2} = 102,9 \text{ Ом.}$$

Угол суммарного сопротивления ВЛ 220 кВ и трансформатора Т1:

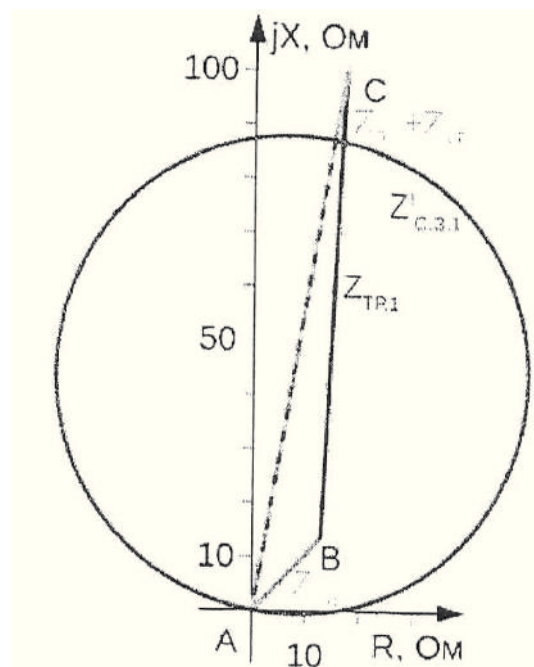
$$\varphi_{Z_{Л-1}+Z_{ТР.1}} = \arctan\left(\frac{102,9}{7,91}\right) = 86^\circ.$$

Полное сопротивление срабатывания первой ступени:

$$Z_{С.31}^1 = \frac{Z_{Л-1} + Z_{ТР.1}}{1 + \beta + \delta} = \frac{1}{1 + \beta + \delta} |Z_{Л-1} + Z_{ТР.1}| = 0,87 \cdot 102,9 = 89,523 \text{ Ом.}$$

Угол максимальной чувствительности первой ступени:

$$\varphi_{Z_{С.31}^1} = \varphi_{Z_{Л-1}+Z_{ТР.1}} = 86^\circ$$



Оценим чувствительность первой ступени к повреждениям в конце линии через максимальное возможное переходное сопротивление [дуги], значение которого может быть определено по выражению:

$$r_{Д.МАКС} = \frac{\Delta U_{Д}}{I_{КЗ.МИН.В}^{(2)}} = \frac{12,5}{1,75} = 7,15 \text{ Ом.}$$

Где $r_{Д.МАКС}$ – падение напряжения на дуге;

$I_{КЗ.МИН.В}^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ в конце линии в минимальном режиме работы.

$$I_{КЗ.МИН.В}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{I_{КЗ.МИН.В}^{(3)}}{2} = 1,75 \text{ кА.}$$

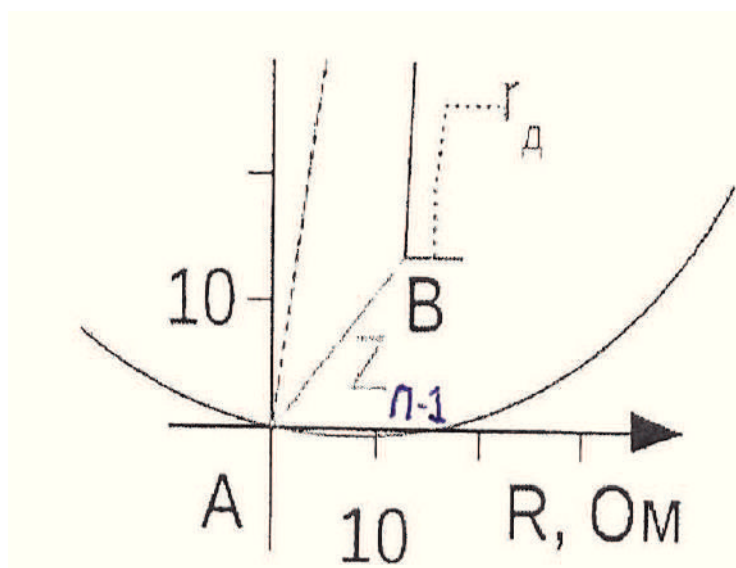
Падение напряжения на дуге определяется по выражению:

$$\Delta U_{Д} = 2,5 \cdot l = 2,5 \cdot 5 = 12,5 \text{ кВ,}$$

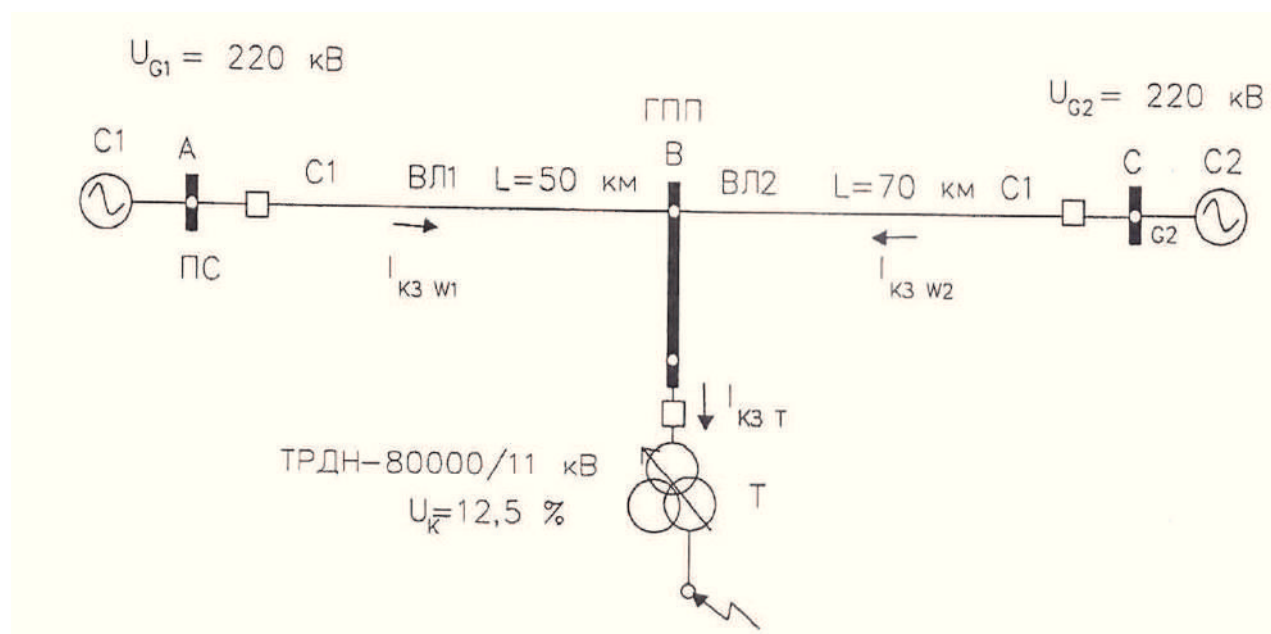
					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Где l – длина дуги (м), с учетом её раздувания во время действия РЗ. Так как первая ступень ДЗ – быстродействующая, длина дуги не превысит междуфазного расстояния, по данным справочника Файбисовича для 220 кВ – 5,0 м, 2,5 – переводной коэффициент кВ/м, по МУ ФСК.

Точка на комплексной плоскости сопротивлений при двухфазном КЗ через дугу в конце линии при минимальном режиме расположена внутри области срабатывания первой ступени. Чувствительность ДЗ при данном виде повреждений обеспечена.



9.2.3. Расчет параметров второй ступени ДЗ



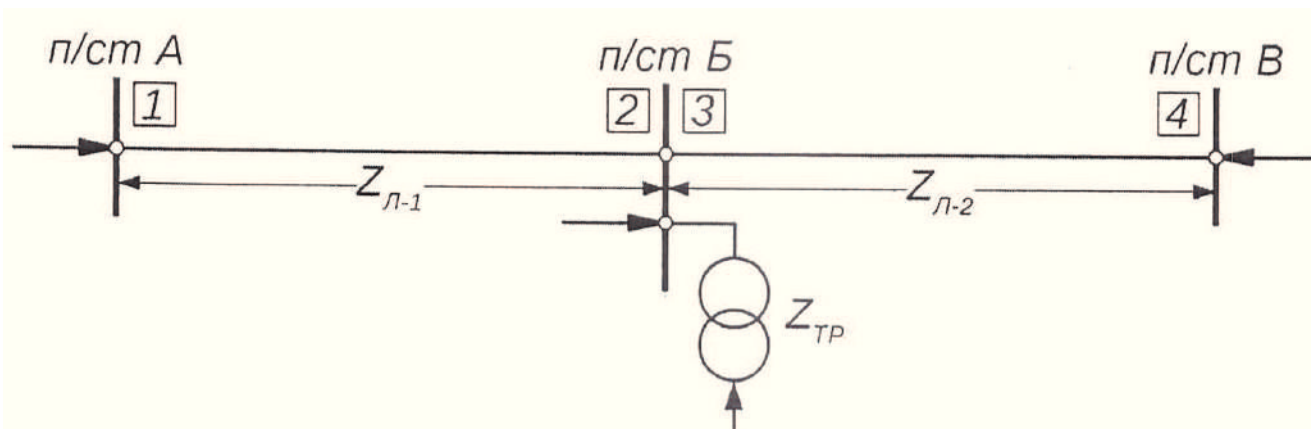
Токи трехфазного КЗ за трансформатором в максимальном режиме на стороне ВН:

$$I_{\text{кз.}w1}^{(3)} = 2,105 \text{ кА};$$

$$I_{\text{КЗ.Т}}^{(3)} = 4,221 \text{ кА};$$

По схеме рис.35 [стр.81] «Примеры схем участков сети с одиночными линиями» выбирается расчетная схема по исходным данным примера 55 это:

а)



Первичное сопротивление второй ступени (ступени с выдержкой времени равной ступени селективности Δt) ДЗ 1 (см. на рис.) определяется по выражениям, приведенным в табл. 8 [стр. 82]:

1 условие – согласование с первой ступенью ДЗ 3;

2 условие – отстройка от КЗ на шинах НН п/ст. Б.

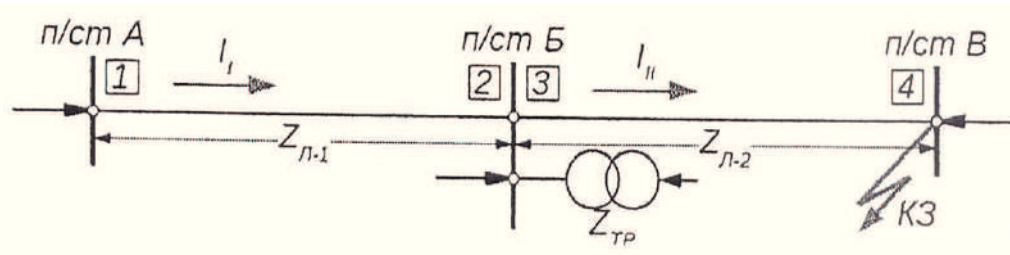
По 1 условию расчетное выражение для сопротивления срабатывания вычисляется как:

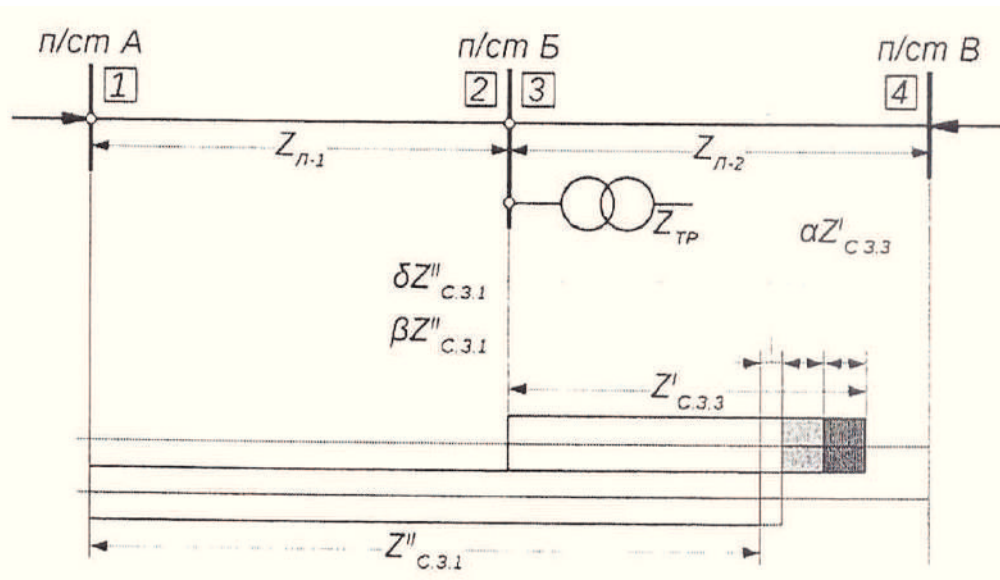
$$Z_{\text{С.3.3}}^{\text{II}} \leq \frac{Z_{\text{Л-1}} + \frac{1-a}{k_{\text{ТП}}} Z_{\text{С.3.3}}^{\text{I}}}{1 + \beta + \delta},$$

где $Z_{\text{С.3.3}}^{\text{II}} \leq \frac{Z_{\text{Л-2}}}{1 + \beta + \delta}$ – сопротивление срабатывания первой ступени ДЗ второй линии. Приняв, для простоты примера, $Z_{\text{Л-1}} = Z_{\text{Л-2}}$, получим сопротивление $Z_{\text{С.3.3}}^{\text{I}} = 0,87 \cdot 20,3 = 17,7 \text{ Ом}$.

$$\varphi_{\text{Л-1}} = \varphi_{\text{Л-2}} = 75^\circ;$$

$k_{\text{ТП}}$ - коэффициент токораспределения $k_{\text{ТП}} = I_{\text{I}}/I_{\text{II}}$, в рассматриваемом примере равен 1, так как отсутствует подпитка на ПС Б:





α –погрешности ТТ и ТН в сторону уменьшения защищаемой зоны, принят по РУ по РЗ равным 0,1. Таким образом, значение $1 - \alpha$ составляет 0,9;

Итак, по первому условию сопротивление срабатывания второй ступени:

$$Z_{C.3.3}^{II} \leq \frac{Z_{Л-1} + \frac{1-\alpha}{k_{ТП}} Z_{C.3.3}^1}{1+\beta+\delta} = 0,87(20,3 + 15,97) = 31,52 \text{ Ом.}$$

Условие обеспечения требуемой чувствительности второй ступени по первому условию:

$$\frac{Z_{C.3.3}^1}{Z_{Л-1}} \geq 0,51 \cdot k_{ТП}, 0,87 \geq 0,51$$

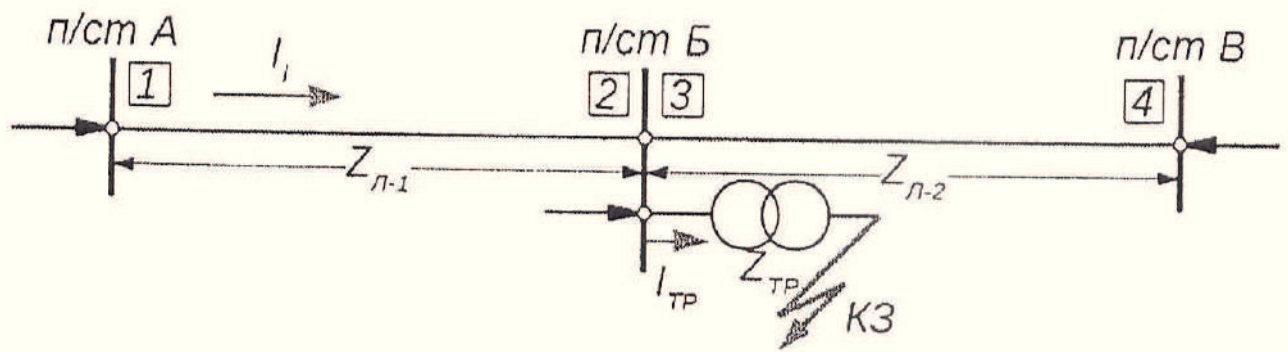
По 2 условию сопротивление срабатывания второй ступени отстраивается от КЗ на шинах НН ПС Б:

$$Z_{C.3.3}^{II} \leq \frac{Z_{Л-1} + \frac{Z_{TP}}{k_{Т.ТР}}}{1+\beta+\delta},$$

где Z_{TP} – сопротивление трансформатора ПС Б, равно $2,6+j82,62$ Ом;

$Z_{Л-1}$ –сопротивление ВЛ1, равно $(5,31 + j20,3)$ Ом;

$k_{Т.ТР}$ - коэффициент токораспределения $k_{Т.ТР} = I/I_{ТР}$, в рассматриваемом примере равен 0,5, так как $2,105/4,221 = 0,5$ (для простоты, в примере , мощности КЗ систем, параметры и длины линий 1 и 2 одинаковые).



Значение сопротивления срабатывания по второму условию:

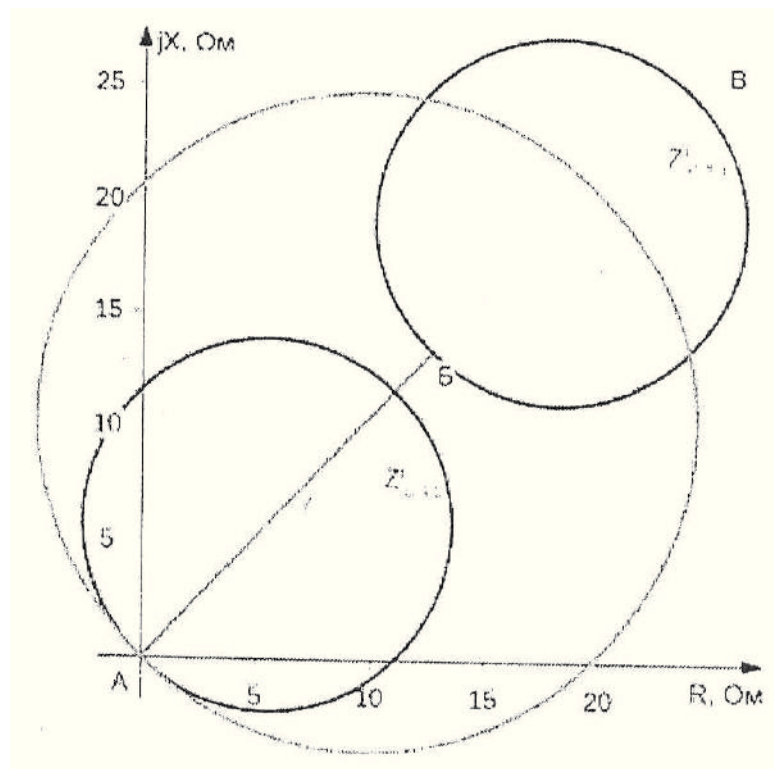
$$Z_{C.3.1}^{II} \leq \frac{Z_{Л-1} + \frac{Z_{ТР}}{k_{Т.ТР}}}{1 + \beta + \delta} = 9,6 + j162,6 \text{ Ом.}$$

Модуль $Z_{C.3.1}^{II} = 162,9 \text{ Ом}$, угол 86° .

Условие обеспечения требуемой чувствительности второй ступени по второму условию:

$$\frac{Z_{ТР}}{Z_{Л-1}} \geq 0,48 \cdot k_{Т.ТР}, \frac{82,66}{20,3} = 4,07 \geq 0,48 \cdot 0,5 = 0,24.$$

Окончательно сопротивление срабатывания второй ступени выбрано по первому условию.



Графическое представление сопротивления срабатывания ступеней ДЗ и линий на комплексной плоскости.

Расчет сопротивления срабатывания третьей [резервной] осуществляется по условию отстройки от минимального сопротивления в условиях самозапуска двигателей по выражению:

$$Z_{C.3.3}^{III} = \frac{Z_{САМОЗАП}}{k_H k_B \cos(\varphi_{Z_{C.3.3}^{III}} - \varphi_{РАБ})} = \frac{218}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(85 - 45)} = 244 \text{ Ом.}$$

где $Z_{САМОЗАП}$ – минимальное значение сопротивления в месте уставки ДЗ в условиях самозапуска ЭД может быть определено по выражению:

$$Z_{САМОЗАП} = \frac{U_{МИН}}{\sqrt{3} k_{САМОЗАП} I_{РАБ.МАКС}} = \frac{\frac{176}{\sqrt{3}}}{0,223} = 218 \text{ Ом,}$$

где $U_{МИН}$ – минимальное значение напряжения в месте установки ДЗ в условиях самозапуска ЭД, может быть принято 0,8-0,9 $U_{НОМ}$, т.е. $U_{МИН}=0,8 \cdot U_{НОМ}=0,8 \cdot 220=176 \text{ кВ}$;

$k_{САМОЗАП}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока при самозапуске ЭД, для тупиковой ВЛ определяется расчетом по известной нагрузке ПС, для ВЛ с двусторонним питанием может приниматься равным 1,5-2,0;

$I_{РАБ.МАКС}$ – максимальное значение рабочего тока ВЛ, для тупиковой ВЛ по мощности трансформатора с учетом 40% перегрузки, для ВЛ с двусторонним питанием по заданной транзитной мощности:

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{160}{2\sqrt{3} \cdot 220} = 0,21 \text{ кА;}$$

$\varphi_{Z_{C.3.3}^{III}}$ - угол максимальной чувствительности третьей ступени;

$$\varphi_{Z_{C.3.3}^{III}} = \varphi_{Z_{Л-1} + Z_{ТР.1}} = 86^\circ;$$

$\varphi_{РАБ}$ – угол нагрузки в режиме самозапуска ЭД, не более 45°;

k_H – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2;

k_B – коэффициент возврата измерительного органа сопротивления ДЗ, принимаемый равным 1,05 для современных МП УРЗА.

Зона действия третьей ступени ДЗ ВЛ.

Коэффициент трансформации силового трансформатора Т1,2 (по каталожным данным):

$$K_{Т1,2} = \frac{U_{Т1,2НОМ.ВН}}{U_{Т1,2НОМ.НН}} = \frac{230}{11} = 21.$$

Сопротивление КЛ приведенные к стороне 110 кВ:

$$R_{КЛ.ВН} = \frac{r_{ОКЛ} L_{КЛ} K_{Т1,2}^2}{N_L} = \frac{0,164 \cdot 2,8 \cdot 21^2}{3} = 67 \text{ Ом.}$$

$$X_{КЛ.ВН} = \frac{x_{ОКЛ} L_{КЛ} K_{Т1,2}^2}{N_L} = \frac{0,08 \cdot 2,8 \cdot 21^2}{3} = 33 \text{ Ом.}$$

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист 76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Z_{\text{КЛ.ВН}} = \sqrt{R_{\text{КЛ.ВН}}^2 + X_{\text{КЛ.ВН}}^2} = \sqrt{67^2 + 33^2} = 74 \text{ Ом.}$$

$$\varphi_{\text{КЛ}} = \arctan\left(\frac{33}{67}\right) = 26^\circ$$

Сопротивление трансформатора ТЗ приведенные к стороне 220 кВ:

$$Z_{\text{ТЗ}} = \frac{U_{\text{К.ТЗ}}}{100} \frac{U_{\text{ТЗ.НОМ.ВН}}^2}{S_{\text{ТЗ.НОМ}}} K_{\text{Т1,2}}^2 = \frac{6}{100} \cdot \frac{10,5^2}{2,5} \cdot 20^2 = 164 \text{ Ом;}$$

$$R_{\text{ТЗ}} = \frac{\Delta P_{\text{К.ТЗ}}}{1000} \frac{U_{\text{ТЗ.НОМ.ВН}}^2}{S_{\text{ТЗ.НОМ}}^2} K_{\text{Т1,2}}^2 = 26,5 \cdot 10,5^2 \cdot \frac{10^{-3}}{2,5^2} = 0,5 \text{ Ом;}$$

$$X_{\text{ТЗ}} = \sqrt{Z_{\text{ТЗ}}^2 - R_{\text{ТЗ}}^2} = \sqrt{164^2 - 0,5^2} = 163 \text{ Ом;}$$

$$\varphi_{\text{ТЗ}} = \arctan\left(\frac{163}{0,5}\right) = 88^\circ.$$

Падение напряжения на дуге определяется по выражению:

$$\Delta U_{\text{д}} = 2,5 \cdot l = 2,5 \cdot 0,5 = 1,25 \text{ кВ;}$$

где l – длина дуги (м), с учетом её раздувания за время действия РЗ. Так как при КЗ за трансформатором, открытая дуга может возникнуть на выводах НН трансформатора, её раздувание ветром маловероятно, 2,5 – переводной коэффициент кВ/м, по МУ ФСК, 0,5 – расстояние между выводами НН по данным завода изготовителя

Ток двухфазного КЗ за трансформатором в минимальном режиме работы:

$$I_{\text{КЗ.МИН.С}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.С}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,864 = 0,746 \text{ кА.}$$

Максимальное возможное сопротивление дуги:

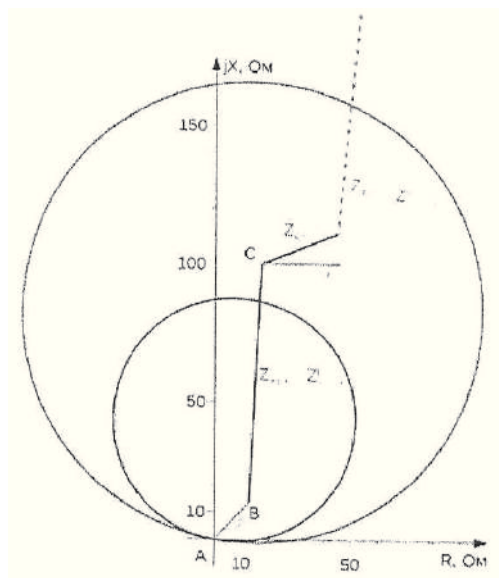
$$r_{\text{д.МАКС}} = \frac{\Delta U_{\text{д}}}{I_{\text{КЗ.МИН.С}}^{(2)}} = \frac{1,25}{0,746} = 1,67 \text{ Ом.}$$

Сопротивление дуги, приведенное к стороне ВН (220 кВ):

$$r_{\text{д.МАКС.ВН}} = r_{\text{д.МАКС}} \cdot K_{\text{Т1,2}}^2 = 1,67 \cdot 21^2 = 738 \text{ Ом.}$$

Точка на комплексной плоскости сопротивлений при двухфазном КЗ через дугу за трансформатором при минимальном режиме расположена внутри области срабатывания третьей ступени. Чувствительность ДЗ при данном виде повреждений обеспечена.

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77



9.3. Кабельная линия 10 кВ (КЛЭП-10)

В соответствии с п.3.1.3.[1] на КЛЭП-10 предусматриваются следующие виды защиты:

РЗ КЛЭП-10

№ п.п.	Вид защиты	Исполнение	Примечание
1.	Токовая отсечка	2ф 3р	
2.	МТЗ	2ф 3р	С зависимой выд. вр.
3.	ОЗЗ	На ТТНП	На сигнал
4.	УКИ		На ТН секции
5.	Дуговая защита	В ячейке КРУ	С контр. тока

В соответствии с п. 4.1. защита и автоматика КЛЭП-10 следует реализовать на терминале фирмы Радиус: «Сириус-2-Л-5А-220В DC-И4-FX».

Прежде, чем определять параметры устройств защиты и автоматики, определим нагрузочные токи по ЛЭП и произведем выбор ТТ.

- Определим суммарную мощность нагрузки (исходя из задания):

$$S_{\text{нагр}\Sigma} = S_{\text{трнагр}} \cdot n_{\text{трнагр}} + S_{\text{двнагр}} = 2,5 \cdot 4 + 4 \cdot 1,25 = 16 \text{ МВА};$$

- Определим ток нагрузки:

$$I_{\text{нагр}\Sigma} = \frac{S_{\text{нагр}\Sigma}}{\sqrt{3}U_{\text{нагр}}} = \frac{16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 922 \text{ А};$$

Ток, потребляемый двигателем:

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист 78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{двнагр}} = \frac{S_{\text{двнагр}}}{\sqrt{3}U_{\text{нагр}}} = \frac{1,25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 72 \text{ А}$$

- Ток, потребляемый двигателем в режиме пуска:

$$I_{\text{двнагр.пуск}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{двнагр}} = 5,5 \cdot 72,3 = 398 \text{ А};$$

- Определим ток нагрузки при пуске двигателя:

$$I_{\text{двпуск+нагр}} = \frac{S_{\text{трнагр}} \cdot n_{\text{трнагр}}}{\sqrt{3}U_{\text{нагр}}} + I_{\text{двнагр.пуск}} = 975 \text{ А};$$

По току нагрузки $I_{\text{нагр}\Sigma}$ выберем ТТ (использующейся в КРУ):

ТПЛ-10М-1УЗ-1500

$$I_{1\text{НОМТТ}} = 1500 \text{ А}; \quad I_{2\text{НОМТТ}} = 5 \text{ А}.$$

Коэффициент трансформации:

$$n_{\text{ТТ}} = I_{1\text{НОМТТ}} / I_{2\text{НОМТТ}} = 1500 / 5 = 300$$

Проведем расчет параметров токовой отсечки (ТО).

- Ток срабатывания отсечки:

$$I_{\text{срто1}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{кзмах4}} = 1,2 \cdot 7183,26 = 8613,51 \text{ А}$$

где $k_{\text{н}} = 1,2$ – коэффициент надежности;

- Выдержка времени :

$$t_{\text{срто}} = 0 \text{ с (без выдержки времени)}$$

- Уставка по току срабатывания (во вторичных величинах):

$$I_{\text{срто2}} = \frac{I_{\text{срто1}}}{n_{\text{ТТ}}} \cdot K_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{8623}{300} = 29 \text{ А};$$

где $K_{\text{сх}}^{(3)} = 1$ – коэффициент выбранной схемы для режима трехфазного КЗ (двухфазная, трехрелейная).

- Чувствительность (при трехфазном КЗ в максимальном режиме на шинах 10 кВ ПС):

$$K_{\text{чТО}} = \frac{I_{\text{кз макс 3}}}{I_{\text{срто1}}} = \frac{9771}{8623} = 1,13 < 1,2;$$

значит применение ТО на КЛЭП нецелесообразно.

Проведем расчет параметров МТЗ (с независимой задержкой времени).

- Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{срМТЗ1}} = \frac{k_{\text{н}} I_{\text{нагр+двпуск}}}{K_{\text{в}}} = \frac{1,2 \cdot 2040,82}{0,95} = 2578,48 \text{ А};$$

где $k_{\text{н}} = 1,2$ – коэффициент надежности;

$K_{\text{в}} = 0,95$ – коэффициент возврата по току (в соответствии с руководством по эксплуатации «Сириус-2Л»)

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- уставка по току срабатывания МТЗ (во вторичных величинах):

$$I_{\text{срМТЗ2}} = \frac{K_{\text{сх}}^3 I_{\text{срМТЗ1}}}{n_{\text{тт}}} = \frac{2578,48}{300} \cdot 1 = 8,578 \text{ А, где } K_{\text{сх}}^3 = 1 \text{ – коэффициент выбранной}$$

схемы для режима трехфазного КЗ (двухфазная, трехрелейная).

-Выдержка времени.

Выдержка времени должна превышать на ступень селективности (0,3с) максимальную из выдержек времени отходящих от секции защит нагрузок.

Для нагрузок примем следующие значения выдержек времени: на двигателях 0 с., на трансформаторах 0,7 с. Выдержка времени МТЗ КЛЭП-10 на 0,1 с должна быть больше выдержки времени МТЗ ввода. В нашем случае МТЗ ввода – 0,7+0,3=1 с. Следовательно, выдержка времени для МТЗ КЛЭП-10:

$$t_{\text{МТЗ КЛЭП-10}} = t_{\text{МТЗ ВВ-10(нагр)}} + 0,1 = 1 + 0,1 = 1,1 \text{ с}$$

Чувствительность:

1) Основная зона (двухфазное КЗ в конце КЛЭП-10)

$$K_{\text{чМТЗ}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{кзmin4}}}{I_{\text{срМТЗ1}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{6011}{2578,48} = 1,98 > 1,5 \quad (\text{что соответствует}$$

нормативам)

2) Зона резервирования (двухфазное КЗ за трансформатором нагрузки):

$$K_{\text{чМТЗ}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{кзmin5}}}{I_{\text{срМТЗ1}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1706}{2578,48} = 0,568 < 1,2, \text{ то есть МТЗ КЛЭП-10 не}$$

будет резервировать КЗ за трансформатором нагрузки.

Проведем расчет параметров защиты ОЗЗ.

- По условию селективности необходимо отстраиваться от емкостного тока линии при замыкании на землю на других присоединениях. Определим этот ток:

$$3I_{\text{ОЛ}} = 3 \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3}} \cdot 2\pi \cdot f \cdot C_{\text{уд}} \cdot l_{\text{каб}} = 3 \cdot \frac{10,5}{\sqrt{3}} \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot 0,29 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 4,97 \text{ А,}$$

где $C_{\text{уд}} = 0,29 \text{ мкФ/км}$ – удельная емкость трехжильного кабеля сечением 150 мм^2

- Первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{срОЗЗ}} = k_{\text{н}} k_{\text{бр}} \cdot 3 \cdot I_{\text{ОЛ}} = 1,1 \cdot 1,3 \cdot 4,97 = 7,1 \text{ А,}$$

где $k_{\text{н}} = 1,2$ – коэффициент надежности,

$k_{\text{бр}} = 1,3$ – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока (при наличии выдержки времени).

-Выдержка времени.

Примем минимально возможную выдержку времени (в соответствии с руководством по эксплуатации «Сириус-2Л»). $t_{\text{ОЗЗ.КЛЭП-10}} = 0,05 \text{ с.}$

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

-Чувствительность:

Определяется как отношение тока в защите поврежденной ЛЭП, равного разности суммарного емкостного тока сети в рассматриваемом расчетном режиме (режим работы одной секции 10 кВ проектируемой ПС-3 КЛЭП-10) и емкостного тока поврежденной ЛЭП (то есть двойного емкостного тока линии) к току срабатывания защиты ;

$$k_{ч033} = \frac{2 \cdot 3 \cdot I_{ол}}{I_{ср033}} = \frac{2 \cdot 4,968}{7,1} = 1,42 > 1,25 \text{ (что соответствует нормативам для КЛЭП)}$$

-Вследствие сложности вычисления вторичного тока ТНП по первичному, реле регулируются на заданный ток срабатывания подачей тока в первичную цепь.

Проведем расчет уставок срабатывания УРОВ. (в соответствии с [12]).

- Время срабатывания:

$$t_{уров \text{ КЛЭП-10}} = t_{откл.в} + t_{воз \text{ РЗ}} + t_{ош.РВ} + t_{зап};$$

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

$t_{воз \text{ РЗ}}$ – время необходимое для возврата РЗ, пускающей УРОВ

$t_{ош.РВ}$ – время ошибки реле времени УРОВ в сторону ускорения действия

$t_{зап}$ – запас по времени

Примем $t_{уров \text{ КЛЭП-10}} = 0,3 \text{ с}$

-Уставка по току:

Примем $I_{уров \text{ КЛЭП-10}} = 0,5 \text{ А}$

Сведем уставки защит и автоматики КЛЭП-10 в таблицу 35.

Уставки РЗиА КЛЭП-10

Наименование уставки	Диапазон уставок; дискретность	Значение	Примечание
МТЗ КЛЭП-10 1 ступень			
Ток срабатывания	2,00-200,00; 0,01	8,606 А	Пороговый ток срабатывания данной ступени защиты. Задание идет в амперах вторичного тока, непосредственно подводимого к устройству
Время срабатывания	0,00-10,00; 0,01	1,1 с	Время срабатывания защиты в секундах

									Лист
									81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2018. 413 ВКР				

ОЗЗ КЛЭП-10

Ток нулевой последовательности основной частоты $3I_0$	0,010-2,500 0,001	7,1 А	Значение тока $3I_0$ частоты 50 Гц, при котором происходит срабатывания защиты. Значение задается в амперах вторичного тока, непосредственно подводимого к устройству. Вследствие сложности вычисления вторичного тока ТНП по первичному, реле регулируются на заданный ток срабатывания подачи тока в первичную цепь.
Время срабатывания	0,05-99,99 0,01	0,05	

УРОВ КЛЭП-10

Время задержки срабатывания УРОВ	0,00-10,00; 0,01	0,30 с.	
Ток срабатывания УРОВ		0,5 А	При снижении максимального из токов ниже этой уставки после выдачи команды на отключение, выключатель считается сработавшим и работа УРОВ блокируется

9.4. Ввод 10 кВ (КЛЭП-10)

В соответствии с п.3.3.2. на ВВ-10 предусматриваются следующие виды защиты:

РЗ ВВ-10

№ п.п.	Вид защиты	Исполнение	Примечание
1.	МТЗ	2ф 3р	С комб. пуском по напр.

						13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			82

2.	Дуговая защита	В ячейке КРУ	С контр. тока
3.	Защита мин. напр.		

Проведем расчет параметров МТЗ ВВ-10.

- Максимальный ток нагрузки ВВ-10, определяется с учетом допустимой перегрузки трансформатора (40%):

$$I_{\text{рабмаксВВ-10}} = 1,4 \frac{S_{\text{номтр}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{тт}}} = 1,4 \cdot \frac{80 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 3118 \text{ А};$$

- Ток срабатывания МТЗ ВВ-10:

$$I_{\text{срМТЗВВ-10}} = \frac{k_{\text{н}} k_3 I_{\text{рабмаксВВ-10}}}{K_{\text{в}}} = \frac{1,2 \cdot 1,3 \cdot 3118}{0,95} = 5120 \text{ А};$$

где $k_{\text{н}} = 1,2$ – коэффициент надежности;

$K_{\text{в}} = 0,95$ – коэффициент возврата по току (в соответствии с руководством по эксплуатации «Сириус-2В»);

$k_3 = 1,3$ – коэффициент самозапуска.

- По току нагрузки $I_{\text{рабмаксВВ-10}}$ выберем ТТ (использующийся в КРУ):

ТТ: ТШЛГ-0,66-УЗ-3000

$I_{1\text{НОМТТ}} = 3000 \text{ А}; I_{2\text{НОМТТ}} = 5 \text{ А}.$

Коэффициент трансформации:

$$n_{\text{тт}} = I_{1\text{НОМТТ}} / I_{2\text{НОМТТ}} = 3000 / 5 = 600$$

- Уставка по току срабатывания МТЗ ВВ-10 (во вторичных величинах):

$$I_{\text{срМТЗВВ-10(2)}} = \frac{I_{\text{срМТЗВВ-10}}}{n_{\text{тт}}} \cdot K_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{5120}{600} \cdot 1 = 8,53 \text{ А};$$

где $K_{\text{сх}}^{(3)} = 1$ – коэффициент выбранной схемы для режима трехфазного КЗ (двухфазная, трехрелейная).

-Выдержка времени:

Выдержка времени МТЗ ВВ-10 должна превышать на ступень селективности выдержку времени МТЗ СВ-10Ю которая в свою очередь превышает на ступень селективности выдержку времени МТЗ КЛЭП-10, следовательно:

$$t_{\text{МТЗ ВВ-10}} = t_{\text{МТЗ КЛЭП-10}} + 0,3 + 0,3 = 1,1 + 0,6 = 1,7 \text{ с}$$

- Чувствительность:

1) Основная зона (двухфазное КЗ на шинах 10 кВ)

$$K_{\text{чМТЗВВ-10}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{кзminз}}}{I_{\text{срМТЗВВ-10}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{9234}{5120} = 1,56 > 1,5 \quad (\text{что соответствует нормативам})$$

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

2) Зона резервирования (двухфазное КЗ за КЛЭП-10):

$$K_{чМТЗ} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кзmin4}}{I_{срМТЗВВ-10}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{7352,9}{5120} = 1,24 > 1,2;$$

то есть МТЗ ВВ-10 будет резервировать КЗ за КЛЭП-10 (на шинах 10кВ нагрузки).

Проведем расчет параметров МТЗ ВВ-10.

Время срабатывания: $t_{уров ВВ-10} = 0,3$ с, Уставка по току: $I_{уров ВВ-10} = 0,5$ А.

Сведем уставки защит ВВ-10 в таблицу 37.

Таблица 37 – Уставки РЗиА ВВ-10

Наименование уставки	Диапазон уставок; дискретность	Значение	Примечание
МТЗ ВВ-10 1 ступень			
Ток срабатывания	2,00-200,00; 0,01	8,23 А	Пороговый ток срабатывания данной ступени защиты. Задание идет в амперах вторичного тока, непосредственно подводимого к устройству.
Время срабатывания	0,00-10,00; 0,01	1,7 с	Время срабатывания защиты в секундах
УРОВ КЛЭП -10			
Время задержки срабатывания УРОВ	0,00-10,00; 0,01	0,30 с.	
Ток срабатывания УРОВ		0,5 А	

9.5. Электродвигатель 10 кВ (подключенный к РУ цеха).

К 4 секциям шин НН ПС подключены 2 ЭД $P_{д.ном} = 1000$ кВт, $U_{д.ном} = 10$ кВ, $\cos\varphi = 0,89$, $\eta=95\%$, $K_{п} = 5,5$, $t_{п} = 10$ с., $I_{о\Sigma} = 7$ А (при отключенном СВ, от КЛ одной секции), $I_{к.макс}^{(3)} = 14,425$ кА, $I_{к.мин}^{(3)} = 9,864$ кА. ЭД соединен с ячейкой КРУ короткой ($L_{кл} = 50$ м) КЛ – АПВП 3х120/16-10. Защита выполнена на терминале Сириус-Д-5А-220В DC-И4-FX.

Рассчитать уставки следующих видов РЗА:

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- токовая отсечка от м/ф КЗ;
- защита от ОЗЗ;
- защита от технологической перегрузки с действием на сигнал;
- защита от затянутого пуска с действием на отключение;
- защита от блокировки ротора с действием на отключение;
- защита минимального напряжения с действием на отключение одного из ЭД;
- автоматический повторный пуск отключенного действием ЗМН ЭД после успешного запуска другого ЭД;
- УРОВ.

9.5.1. Токовая отсечка от м/ф КЗ.

ТО реализуется на первой (грубой) ступени МТЗ – МТЗ-1 с независимой времятоковой характеристикой. Целесообразно выполнить ступень МТЗ-1 ненаправленной, без пуска по напряжению, без функции блокировки по дискретному входу и отключить опцию удвоения уставки тока срабатывания при запуске электродвигателя (все упрощения – для повышения надежности – чем проще алгоритм, тем меньше вероятность отказа).

Выдержка времени мгновенной ТО задается минимально возможной.

Для данного УРЗА диапазон уставок по времени для МТЗ-1 – от 0 до 10,00 с., т.е. равна 0.

По ПУЭ ТО ЭД отстраивается от пускового тока:

$$I_{0,д} = k_{отс} \cdot K_{п} \cdot I_{д,ном},$$

где $k_{отс} = 1,5$ – рекомендованной в [3 (Выбор уставок)] значение для ТО ЭД;

$$K_{п} = 5,5;$$

$$I_{д,ном} = \frac{P_{д,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{д,ном} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,89 \cdot 0,95} = 68,3 \text{ А};$$

$$I_{0,д} = k_{отс} K_{п} I_{д,ном} = 1,5 \cdot 5,5 \cdot 68,3 = 563,5 \text{ А}.$$

Оценка чувствительности ТО ЭД производится [ПУЭ п.5.3.47] при КЗ на выводах ЭД. Коэффициент чувствительности ТО ЭД:

$$k_{ч} = \frac{I_{к,мин}^{(2)}}{I_{0,д}} k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{8531}{68,3} 1 = 124,9 > 1,5;$$

где $I_{к,мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{к,мин}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 9864 = 8531 \text{ А}$ – ток двухфазного КЗ на выводах ЭД в минимальном режиме работы системы;

$k_{от.ч.сх}^{(2)} = 1$ – коэффициент относительной чувствительности схемы соединения ТТ и ПО УРЗА ЭД к двухфазным КЗ (для схемы неполная звезда с дополнительным реле в обратном проводе).

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчетный коэффициент чувствительности больше как нормативного, так и рекомендованного – 2 по «Выбор уставок» [3].

В рассматриваемом УРЗА уставки по току срабатывания задаются в амперах вторичного тока, непосредственно подводящегося к токовым аналоговым входам. Определим вторичный ток срабатывания ТО ЭД:

$$I_{0.Д(2)} = \frac{I_{0.Д}}{n_T} k_{СХ}^{(3)} = 85 \cdot \frac{5}{100} 1 = 4,25 \text{ А},$$

$$\text{где } n_T = \frac{I_{1.НОМ.ТТ}}{I_{2НОМ.ТТ}} = \frac{100}{5};$$

где $I_{1.НОМ.ТТ} > I_{Д.НОМ}$ – первичный номинальный ток фазного ТТ должен быть больше номинального ток ЭД;

$I_{2НОМ.ТТ} = 5 \text{ А}$ – выбранный вторичный номинальный ток фазного ТТ;

$k_{СХ}^{(3)} = 1$ – коэффициент схемы неполная звезда с дополнительным реле в обратном проводе для трехфазного режима работы.

Для ячейки КРУ ЭД выбрант ТТ-ТОЛ-10-1 по «ОАО Свердловский завод трансформаторов тока. Каталог продукции 2018», скачанном с сайта фирмы-изготовителя.

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ТО ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току первой ступени МТЗ (МТЗ-1) от 2 до 200 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5А.

В заключение приведена таблица уставок первой ступени МТЗ (МТЗ-1) настроенной для выполнения ТО ЭД от м/ф КЗ:

Степень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-1	Функция	ВКЛ
	I, А	4,25
	T, с	0,00
	Направленность	ОТКЛ
	Удвоение	ОТКЛ
	Пуск по U	ОТКЛ
	Блокировка	ОТКЛ

9.5.2. Защита от ОЗЗ.

Так как емкостной ток КЛ даже одной секции $I_{O\Sigma} = 7 \text{ А} > 5 \text{ А}$ – допустимого суммарного емкостного тока ОЗЗ для ЭД мощностью более 1 МВт, то защита от

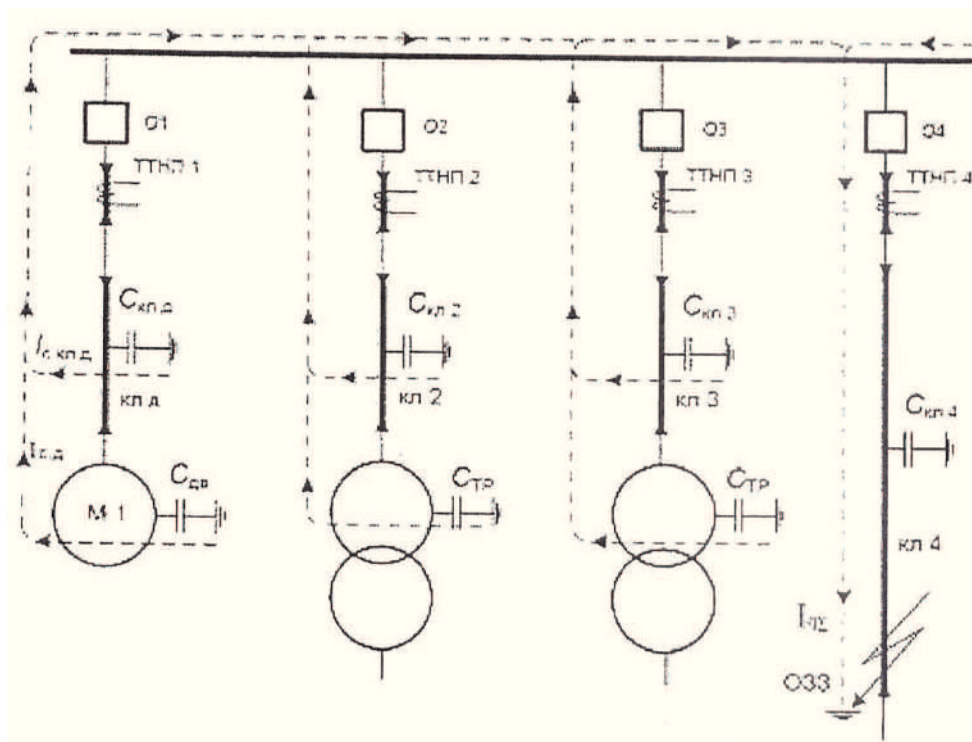
					Лист
					86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

13.03.02. 2018. 413 ВКР

ОЗЗ без выдержки времени действует на отключение ЭД. ПО тока защиты от ОЗЗ подсоединен к кабельному ТТНП ячейки КРУ.

Выбранный способ реализации защиты от ОЗЗ, из нескольких имеющихся в УРЗА – по току нулевой последовательности основной частоты (ненаправленная).

Ток срабатывания защиты отстраивается от емкостного тока двигателя и короткой КЛ к нему при внешнем ОЗ



ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью

$$I_{3.ОЗЗ.д} = k_{отс} K_{БР} (I_{с.д} + I_{с.кл.д}),$$

где $k_{отс} = 1,2$ – рекомендованное в [3(Выбор уставок)] значение для защиты от ОЗЗ ЭД;

$K_{БР} = 3$ – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока в начальный момент ОЗЗ, рекомендованное в [3(Выбор уставок)] значение равно 2-3, для защиты действующей без выдержки времени, выбрано 3;

$$I_{с.д} = 0,03 S_{д.ном}, \text{ А} – \text{собственный емкостной ток защищаемого ЭД};$$

$$I_{с.кл.д} = k_{кл.д} L_{кл.д};$$

где $k_{кл.д}$ – удельное значение емкостного тока для КЛ к ЭД, А/км;

$$L_{кл.д} – \text{длина короткой КЛ от ячейки КРУ к ЭД, км.}$$

По каталогу производителя емкость 1 км кабеля АПВП 3х120/16-10 $C_{оф} = 0,35$ мкФ, откуда $k_{кл.д}$:

$$k_{кл.д} = 3 \cdot \omega \cdot C_{оф} U_{\phi} 10^{-6} = 3 \cdot 314 \cdot 0,35 \cdot 5770 \cdot 10^{-6} = 1,9 \text{ А/км.}$$

$$I_{с.кл.д} = k_{кл.д} L_{кл.д} = 1,9 \cdot 0,05 = 0,095 \text{ А.}$$

									Лист
									87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2018. 413 ВКР				

Полная мощность ЭД:

$$S_{Д.НОМ} = \frac{P_{Д.НОМ}}{\cos\varphi \cdot \eta} = \frac{1000}{0,89 \cdot 0,95} = 1183 \text{ кВА.}$$

Собственный емкостной ток ЭД:

$$I_{С.Д} = 0,03S_{Д.НОМ} = 0,03 \cdot 1,183 = 0,035 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты от ОЗЗ:

$$I_{З.ОЗЗ.Д} = k_{ОТС} K_B (I_{С.Д} + I_{С.КЛ.Д}) = 1,2 \cdot 3 \cdot (0,035 + 0,095) = 0,47 \text{ А.}$$

Оценим коэффициент чувствительности токовой защиты ЭД от ОЗЗ:

$$k_{ч} = \frac{I_{0\Sigma}}{I_{З.ОЗЗ.Д}} = \frac{7}{0,47} = 14,89.$$

Значение $k_{ч}$ для ТЗ ЭД от ОЗЗ вполне удовлетворительно.

На практике значение суммарного емкостного тока при повреждении в ЭД - $I_{0\Sigma}$ зависит от количества подключенных в этот момент к секции КЛ. Если в одном из режимов КЛ к РП отключены, то $I_{0\Sigma}$ от других объектов, подключенных к секции шин НН ПС: ЭД, трансформаторов 10/0,4 кВ будет незначителен, что может вызвать несрабатывание ТЗ от ОЗЗ. С другой стороны малый емкостной ток ОЗЗ не вызовет значительного повреждения ЭД. Целесообразно дополнить защиты на стороне НН ПС централизованной селективной защитой от ОЗЗ, действующей на сигнал.

В рассматриваемом УРЗА уставки по току срабатывания задаются в амперах вторичного тока, непосредственно подводящегося к токовым аналоговым входам.

Определим вторичный ток срабатывания ТЗ ЭД от ОЗЗ:

$$I_{З.ОЗЗ.Д(2)} = \frac{I_{З.ОЗЗ.Д}}{n_{0T}} = \frac{0,47}{25} = 0,0188 \text{ А.}$$

$$\text{где } n_{0T} = \frac{25}{1}.$$

Для установки на ввод КЛ в ячейке КРУ ЭД выбран ТТНП-ТЗЛМ-1 для кабелей диаметром до 70 мм, по «ОАО Свердловский завод трансформаторов тока. Каталог продукции 2018», скачанном с сайта фирмы-изготовителя. Для кабеля АПВП 3х120/16-10 наружный диаметр 57,2 мм, по каталожным данным фирмы-изготовителя.

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ТЗ ЭД от ОЗЗ входит в допустимый диапазон уставок по току $3I_0$ от 0,010 до 2,500 А.

В заключение приведена таблица уставок ТЗ от ОЗЗ ЭД:

Степень защиты	Уставка	Значение
1	Функция	ВКЛ

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

	Действие	ЗАЩИТА
	$3I_{01Г}$	ВКЛ
	$3I_{0ВГ}$	ОТКЛ
	$3U_0$	ОТКЛ
	$3I_{01Г}, А$	0,02
	Характеристика	Независимая
	Т, с	0,03
	Направленность	ОТКЛ
	Удвоение	ОТКЛ
	Пуск по U	ОТКЛ
	Блокировка	ОТКЛ

9.5.3. Защита от перегрузки

Данная защита нужна в том случае, если в ходе работы ЭД подвергается технологическим перегрузкам и его ток превышает номинальное значение, вызывая перегрев. При наличии оперативного (дежурного) персонала защиту целесообразно выполнить с действием на сигнал. Специализированная защита от перегрева контролирует температуру ЭД по математической тепловой модели. Для точного расчета УРЗА температуры ЭД необходимо задать такие параметры как постоянные времени нагрева и времени охлаждения ЭД, которые трудно точно определить на стадии проектирования.

Целесообразно, поэтому, выполнить защиту от технологической перегрузки на третьей (чувствительной) ненаправленной ступени МТЗ (МТЗ-3) с действием на сигнал, отстроенную от номинального тока ЭД и нормального времени пуска с помощью зависимой выдержки времени. Такой вариант выполнения защиты от перегрузки ЭД полностью соответствует ПУЭ [п.5.3.49].

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{зпд} = k_{отс} I_{д.ном} = 1,1 \cdot 85 = 93,5;$$

где $k_{отс} = 1,1$ – рекомендованное в [3(Выбор уставок)] значение для ЗП ЭД.

Отношение пускового тока к току срабатывания защиты от перегрузки:

$$\frac{I_{д.пуск}}{I_{зпд}} = \frac{K_{п} I_{д.ном}}{I_{зпд}} = \frac{5,5 \cdot 85}{93,5} = 5.$$

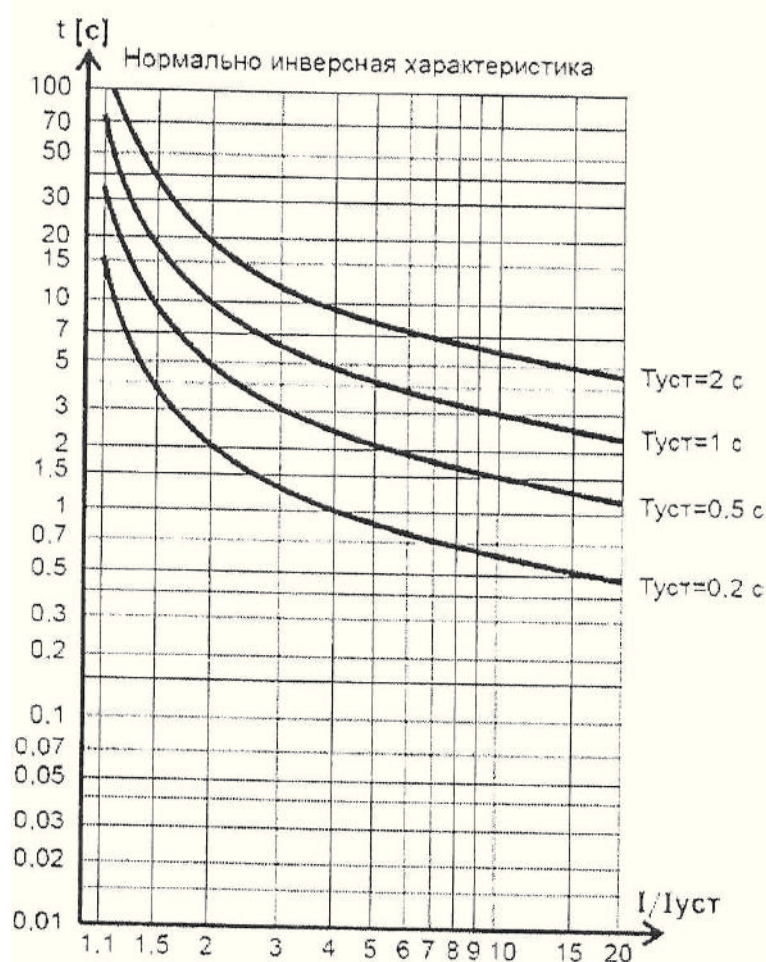
					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

При такой кратности тока, выдержка времени ЗП должны быть больше времени пуска ЭД:

$$t_{зпд} = 1,5t_{п} = 15 \text{ с.}$$

При выборе нормально инверсной характеристики (МЭК 255-4) выдержка времени МТЗ-3 определяется формулой (из РЭ на УРЗА):

$$t_{зпд} = \frac{0,14 \cdot T_{уТС}}{\left(\frac{I_{д.ПУСК}}{I_{зпд}}\right)^{0,02} - 1}, \text{ с,}$$



Образцы графиков зависимой нормальной инверсной по МЭК 255-4 время-токовой характеристики ступеней МТЗ-2 и МТЗ-3.

Выразив из формулы ТУСТ, рассчитаем уставку МТЗ-3 по времени:

$$T_{уТС} = \frac{t_{зпд} \cdot \left(\left(\frac{I_{д.ПУСК}}{I_{зпд}} \right)^{0,02} - 1 \right)}{0,14} = 3,5$$

Серийные двигатели общего назначения отечественного производства изготавливают в соответствии с требованиями ГОСТ 183-74, согласно которым трехфазные двигатели переменного тока мощностью не менее 0,55 кВт с косвенным охлаждением обмоток статора должны выдерживать ток, равный 1,5

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист 90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

номинального тока, в течение 2 мин (120 с). Определим выдержку времени защиты от перегрузки при 1,5 перегрузке:

$$t_{зпд} = \frac{0,12 \cdot 3,5}{1,5^{0,02} - 1} = 60,5 \text{ с.}$$

Т.е. при полуторной перегрузке защита от перегрузки сработает и подаст сигнал примерно через минуту, а предельно допустимое время равно двум.

Использование остальных временных характеристик для МТЗ-3 (при условии одинаковой отсрочки от пускового режима) дают следующие результаты для полуторной перегрузки:

Характеристика	$T_{уст}, \text{ с}$	$t, \text{ с}$
Сильно инверсная	4,61	124,3 [100]
Чрезвычайно инверсная	4,79	310[100]
Крутая	14,9	15,21
Пологая	14,8	19,19

Максимальная выдержка времени технически ограничена на уровне 100 с. Из приведенной таблицы, очевидно, что оптимальная временная характеристика для защиты от перегрузки – нормально инверсная характеристика.

Определим вторичный ток срабатывания ЗП ЭД (МТЗ-3):

$$I_{зпд(2)} = \frac{I_{зпд}}{n_t} k_{сх}^{(3)} = \frac{93,5 \cdot 5}{100} 1 = 4,68 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗП ЭД (МТЗ-3) входит в допустимый диапазон уставок по току третьей ступени МТЗ (МТЗ-3) от 0,4 до 100 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

В заключение приведена таблица уставок третьей ступени МТЗ (МТЗ-3) настроенной для выполнения ЗП ЭД:

Ступень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-3	Функция	ВКЛ
	Действие	СИГНАЛ
	I, А	4,68
	T, с	3,5
	Характеристика	Нормально инверсная

	Направленность	ОТКЛ
	Пуск по U	ОТКЛ
	Блокировка	ОТКЛ

9.5.4. Защита от затянутого пуска.

Затянувшийся пуск ЭД при механических неполадках или пониженном напряжении может привести к чрезмерному перегреву двигателя. МП УРЗА ЭД способны выявить режим запуска (могут применяться различные критерии разных фирм-разработчиков). Защита от затянутого пуска рассматриваемого УРЗА ЭД работает только в режиме запуска. Простейший из двух возможных принципов действия защиты по току и времени (фактически – максимальная токовая защита). Рассмотрим выбор оптимальных уставок по току и времени защиты.

Режим запуск рассматриваемое УРЗА определяет по факту возрастания фазного тока с тока покоя (менее 0,1 от $I_{д.ном}$) до тока превышающего $1,5 I_{д.ном}$ за время, не превышающее 100мс. Окончание режим запуска определяется по снижению тока до $1,25 I_{д.ном}$. Исходя из этого, целесообразно принять ток срабатывания защиты:

$$I_{ззпд} = 1,5I_{д.ном} = 1,5 \cdot 85 = 127,5 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты принимается больше нормального времени пуска (принято $t=10$ с) и меньше допустимого времени протекания пускового тока по условию нагрева. Примем $t_{ззпд} = 15$ с.

Определим вторичный ток срабатывания ЗЗП ЭД:

$$I_{ззпд(2)} = \frac{I_{ззпд}}{n_t} k_{сх}^{(3)} = \frac{127,5 \cdot 5}{100} = 6,4 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗЗП ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току от 0,4 до 100А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

В заключение приведена таблица уставок ЗЗП ЭД:

Степень защиты	Уставка	Значение
Защита от затянутого пуска	Функция	ВКЛ
	I, А	6,4
	T, с	15
	Принцип действия	См. выше

	Блокировка	ОТКЛ
--	------------	------

9.5.5. Защита от блокировки ротора.

При внезапной блокировке ротора ЭД возникает тяжелая перегрузка, когда ток ЭД сопоставим с пусковым. Для надежного обнаружения факта блокировки ротора ток срабатывания защиты выбирается по условию обеспечения коэффициента чувствительности равного 2 в режиме протекания пускового тока:

$$I_{ЗБРД} = \frac{K_{П}}{2} I_{Д.НОМ} = \frac{5.5}{2} \cdot 85 = 234 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты принимается меньше допустимого времени протекания пускового тока по условию нагрева. Примем $t_{ЗБРД} = 15 \text{ с}$.

Определим вторичный ток срабатывания ЗБР ЭД:

$$I_{ЗПД(2)} = \frac{I_{ЗПД}}{n_t} k_{СХ}^{(3)} = \frac{234 \cdot 5}{100} = 11,7 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗБР ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току от 0,4 до 100 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

В заключение приведена таблица уставок ЗБР ЭД:

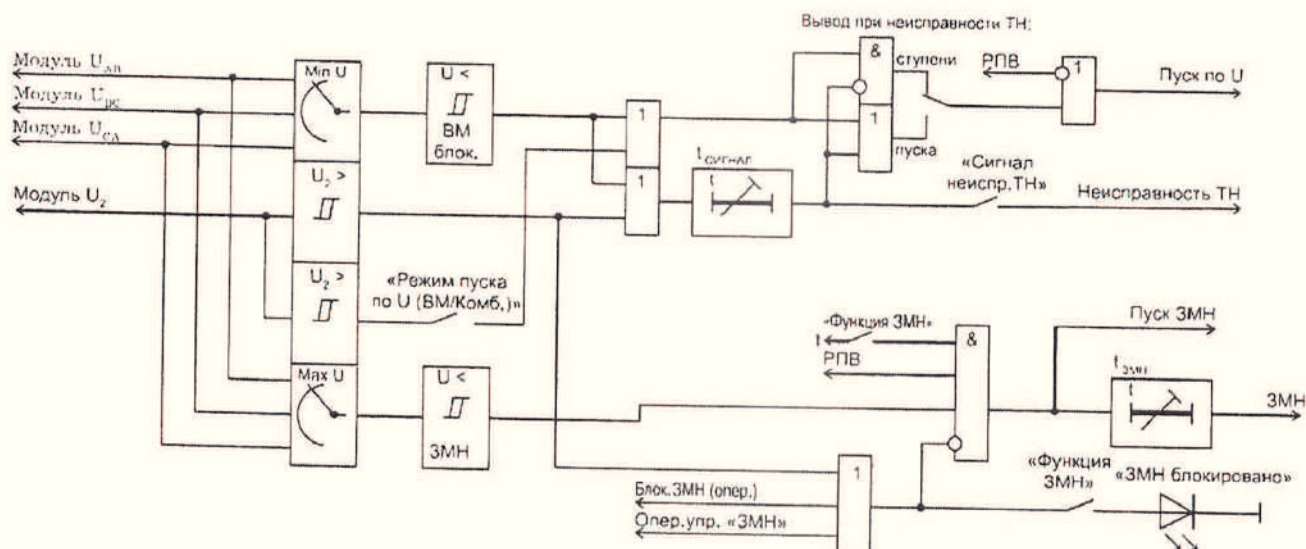
Степень защиты	Уставка	Значение
Защита от блокировки ротора	Функция	ВКЛ
	I, А	11,7
	T, с	15
	Блокировка	ОТКЛ

9.5.6. Защита минимального напряжения.

Так как рассматриваемое УРЗА ЭД имеет аналоговые входы для измерения напряжения секции, то ЗМН выполняется непосредственно УРЗА тех ЭД, которые должны быть отключены при глубоком и длительном снижении напряжения на питающей секции для облегчения самозапуска остальных ЭД восстановления напряжения.

Для снижения затрат ЗМН может быть групповой, реализуемой в УРЗА устанавливаемой в ячейке ТН секции. В этом случае УРЗА отдельных ЭД могут не иметь измерительных цепей напряжения.

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93



Алгоритмы защиты по напряжению рассматриваемого УРЗА ЭД

По требованиям ПУЭ [п 5.3.52] выдержка времени ЗМН должна выбираться в пределах 0,5 – 1,5 с – на ступень больше времени действия быстродействующих [т.е. ТО] защит от м/ф КЗ [т.е. 0,5 с], а уставка по напряжению должна быть, как правило, не выше 70% номинального напряжения:

$$U_{ЗМН} = 70 \text{ В};$$

$$t_{ЗМН} = 0,5 \text{ с.}$$

После срабатывания ЗМН и отключения выключателя ЭД запускается реле времени, контролирующее время перерыва питания. Если до истечения заданного времени $t_{\text{МАКС.ПАУЗЫ}}$ напряжение восстановится и превысит значение $U_{\text{АПВ}}$, будет разрешено срабатывание АПВ. Уставка рекомендованная [3 (Выбор уставок)] составляет 90% номинального напряжения:

$$U_{\text{АПВ}} = 90 \text{ В.}$$

Время восстановления напряжения $t_{\text{МАКС.ПАУЗЫ}}$ должно превышать время перерыва питания и время самозапуска оставшихся включенными двигателей. (Время перерыва питания примерно равно максимальной выдержке времени токовых защит присоединений, отходящих от секции к которой подключены ЭД.

На данном этапе проектирования можно принять 3 сек, если ЭД присоединены к шинам РУ цеха.

Время самозапуска можно принять 15 с. Т. о. время восстановления напряжения:

$$t_{\text{МАКС.ПАУЗЫ}} = t_{\text{МАКС.РЗ}} + t_{\text{САМ.ЗАП}} = 3 + 15 = 18 \text{ с.}$$

При выполнении условий для срабатывания АПВ включение выключателя произойдет через время, заданное уставкой времени срабатывания АПВ $t_{\text{АПВ}}$ после восстановления напряжения. Уставка рекомендованная составляет:

$$t_{\text{АПВ}} = 1 \text{ с.}$$

В заключение приведена таблица уставок ЗМН ЭД:

Ступень защиты	Уставка	Значение
Защита от минимального напряжения	Функция	ВКЛ
	$U_{ЗМН}, В$	70
	$T, с$	0,5
	АПВ	ВКЛ
	$U_{АПВ}, В$	90
	$T_{АПВ}, с$	1
	$T_{МАКС.ПАУЗЫ}, с$	18
	Блокировка	ОТКЛ

9.5.7. УРОВ.

УРОВ запускается при подаче команды на отключение выключателя контролируемого присоединения от срабатывания токовых защит после выдержки времени $t_{УРОВ}$, если через выключатель продолжает проходить ток больше уставки $I_{УРОВ}$.

Уставки УРОВ вычисляются по методикам ОАО «ФСК ЕЭС», приведенным в методических указаниях по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования. Методика расчета УРОВ не зависит от вида присоединения, устройства РЗА и фирмы-изготовителя.

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

$$I_{УРОВ} = 0,05 \cdot I_{Д.НОМ} = 0,05 \cdot 85 = 4,25 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{УРОВ(2)} = \frac{I_{УРОВ}}{n_t} k_{СХ}^{(3)} = \frac{4,25}{100} \cdot 5 = 0,21 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ входит в допустимый диапазон уставок от 0,2 до 20 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

Если в результате расчета получилось значение меньше допустимого, то по рекомендации ОАО «ФСК ЕЭС» принимается минимальное возможное для выставления в УРЗА значение тока срабатывания.

Выдержка времени УРОВ должна выбираться [МУ ОАО «ФСК ЕЭС»] по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя с учетом

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

времени возврата устройства, погрешности внутренних элементов выдержки времени и необходимого запаса, в соответствии с выражением:

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

где $t_{\text{откл.в}}$ - время отключения выключателя (полное);

$t_{\text{возв.уров}}$ – время возврата реле тока УРОВ;

$t_{\text{погреш.уров}}$ – погрешность реле времени УРОВ в сторону ускорения действия;

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

Время возврата ПО тока рассматриваемого УРЗА по РЭ составляет не более 50 мс.

Основная погрешность срабатывания по времени для реле времени с независимой характеристикой срабатывания с выдержкой времени менее 1 с по данным РЭ на рассматриваемое УРЗА составляет ± 25 мс.

Для выключателя ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000 производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» - ТМ Самара» по РЭ полное время отключения составляет не более 50 мс.

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{возв.уров}} + t_{\text{погреш.уров}} + t_{\text{зап}} = 0,05 = 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,23 \text{ с.}$$

В заключение приведена таблица уставок ЗЗП ЭД:

Степень защиты	Уставка	Значение
УРОВ	Функция	ВКЛ
	I, А	0,22
	T, с	0,23

10. Проверка на допустимую погрешность трансформаторов тока

Все ТТ, используемые в качестве датчиков тока УРЗА, должны обеспечивать точную работу ИО РЗА в конкретных расчетных условиях, для чего полная погрешность ТТ не должна превышать 10% при максимальном токе КЗ.

Расчетная проверка ТТ на 10% погрешность осуществляется по указаниям РД 153-34.0-35.301-2002. Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты и измерениях.

Исходные данные:

- ТТ ТОЛ-10-М производства ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» с $I_{1.НОМ.ТТ} = 1000\text{А}$, $I_{2.НОМ.ТТ} = 5\text{ А}$. ТТ изготовлен по специальному заказу с четырьмя вторичными обмотками:

- 0,2 S – для АИИС КУЭ;

- 0,5 – для измерений и комплекта АРНТ (шкаф ШЭЗТ 5231);

- 10P(1) – для подключения УРЗА ВВ-СПАС810-В323222УХЛ 3.1;

- 10P(2) – для подключения основной защиты трансформатора – (шкаф ШЭЗТ 5231);

- максимальное значение ТКЗ в месте установки ТТ: $I_{КЗ.МАКС.НН.ПС}^{(3)} = 8,4\text{ кА}$.

Расчетная нагрузка на обмотку ТТ.

По данным РЭ, мощность потребляемая по цепям переменного тока УРЗА СПАС 810 – В323222 УХЛ 3.1 составляет не более 0,2 ВА на фазу. Следовательно, нагрузка УРЗА при вторичном номинальном токе 5 А составляет $0,2/5 = 0,008\text{ Ом}$.

Шкаф ШЭЗТ 5231 содержит комплект основных защит трансформатора, выполненный на УРЗА RET670-RU1X, комплект резервных защит и автоматики управления выключателем ВН – СПАС810-Л32, комплект автоматики регулирования напряжения трансформатора – RET-670RU3X.

По данным РЭ, сопротивление токовых входов УРЗА RET670-RU1X составляет не более 0,02 Ом.

Так как схема соединения ТТ ячейки ВВ СШ НН ПС – полная звезда сопротивление нагрузки на ТТ определяется по формуле:

$$Z_{Н.ТТ} = Z_P + 2 \cdot Z_{П} + Z_K,$$

где Z_P – сопротивление подсоединенных УРЗА:

$$Z_{P(1)} = 0,008\text{ Ом, для обмотки 10P(1);}$$

$$Z_{P(2)} = 0,02\text{ Ом, для обмотки 10P(2);}$$

$Z_{П}$ – сопротивление соединительного провода:

$$Z_{П} = \frac{\rho}{q} l,$$

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

где ρ – удельное сопротивление проводника с жилой из меди – $0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$;

q – сечение жилы проводника по условию механической прочности – $2,5 \text{ мм}^2$;

l – длина соединительного провода:

$l_{(1)} = 6 \text{ м}$ для УРЗА установленного в отсек РЗА ячейки КРУ (для обмотки 10Р(1));

$l_{(2)} = 100 \text{ м}$ для УРЗА установленного в шкафу, размещенного в ОПУ (для обмотки 10Р(2));

$$Z_{\text{п}(1)} = \frac{0,0175}{2,5} 6 = 0,042 \text{ Ом, для обмотки 10Р(1);}$$

$$Z_{\text{п}(2)} = \frac{0,0175}{2,5} 100 = 0,7 \text{ Ом, для обмотки 10Р(2);}$$

$Z_{\text{К}}$ – сопротивление переходные контактных соединений $0,05 \text{ Ом}$.

Таким образом:

$$Z_{\text{Н.ТТ}(1)} = Z_{\text{Р}(1)} + 2 \cdot Z_{\text{п}(1)} + Z_{\text{К}} = 0,008 + 2 \cdot 0,042 + 0,05 = 0,142 \text{ Ом (для обмотки 10Р(1));}$$

$$Z_{\text{Н.ТТ}(2)} = Z_{\text{Р}(2)} + 2 \cdot Z_{\text{п}(2)} + Z_{\text{К}} = 0,02 + 2 \cdot 0,7 + 0,05 = 1,47 \text{ Ом (для обмотки 10Р(2));}$$

Максимальная кратность тока для ТТ в месте установки:

$$k_{\text{Р.МАКС}} = \frac{I_{\text{КЗ.МАКС.НН.ПС}}^{(3)}}{I_{1.\text{НОМ.ТТ}}} = \frac{8400}{1000} = 8,4$$

По данным каталога:

Номинальная вторичная нагрузка вторичной обмотки для защиты $Z_{\text{НОМ.ТТ}} = 15 \text{ ВА}$ (т.е. $15/5^2 = 0,6 \text{ Ом}$);

Номинальная предельная кратность вторичной обмотки для защиты $k_{\text{НОМ.ТТ}} = 20$.

Для кратности $8,4$ допустимая нагрузка составит:

$$Z_{\text{ДОП.ТТ}(k_{\text{Р.МАКС}})} = \frac{k_{\text{НОМ.ТТ}}}{k_{\text{Р.МАКС}}} Z_{\text{НОМ.ТТ}} = \frac{20}{8,4} 0,6 = 1,4 \text{ Ом.}$$

Для обмотки 10Р(2) расчетное значение ($1,47$) больше допустимого ($1,4$), простейшее возможное решение – увеличить сечение жилы соединительного провода, при 4 мм^2 :

$$Z_{\text{п}(2)} = \frac{0,0175}{4} 100 = 0,4375 \text{ Ом,}$$

$$Z_{\text{Н.ТТ}(2)} = Z_{\text{Р}(2)} + 2 \cdot Z_{\text{п}(2)} + Z_{\text{К}} = 0,02 + 2 \cdot 0,4375 + 0,05 = 0,945 \text{ Ом.}$$

Другое возможное решение – заказ ТТ с большим значением номинальной вторичной нагрузки вторичной обмотки для защиты (из доступных типовых $20, 25, 30 \text{ ВА}$).

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

11. Системы регистрации аварийных событий (РАС)

Система регистрации аварийных событий (РАС) предназначена для измерения, вычисления, архивирования и предоставления электрических параметров электроустановок в номинальном и аварийном режимах. Анализ данной информации позволяет определить причину возникновения аварийного режима, произвести оценку правильности работы устройств РЗА и ПА, разработать комплекс мероприятий для предупреждения развития аварийного режима. Информация от системы РАС используется на уровне объекта внедрения при эксплуатации контролируемых электроустановок и на уровне Системного Оператора при расследовании произошедших аварийных событий.

На рисунке 1 изображена типовая структурная схема системы регистрации аварийных событий (РАС) электрогенерирующего предприятия. Основными компонентами системы РАС являются:

- регистраторы аварийных событий РЭС-3;
- сервер РАС;
- локальная вычислительная сеть РАС;
- система обеспечения единого времени.

Регистратор РЭС-3 представляет собой микропроцессорное устройство с модульной структурой. Тип и набор модулей определяется на этапе проектирования в соответствии с техническими требованиями объекта внедрения. РЭС-3 размещаются в помещениях для установки устройств РЗА: на релейном щите (РЩ) и на главном щите управления (ГЩУ).

Аналоговые цепи РЭС-3 (ТИ) подключаются к измерительным трансформаторам напряжения и тока (ТН и ТТ), внешним измерительным преобразователям. РЭС-3 регистрирует дискретные сигналы (ТС, ПО) от устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), от шкафов противоаварийной автоматики управления электрооборудованием (МКПА), непосредственно с коммутационных аппаратов (КА), а также от устройств передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК).

Запуск РЭС-3 для осциллографирования электрических параметров аварийного режима выполняется от изменения значений входных аналоговых сигналов относительно уставки и изменения состояния одного или нескольких входных дискретных сигналов.

Тип данных, которые использует РЭС-3 для представления:

- мгновенные значения аналоговых и дискретных сигналов с частотой дискретизации до 2000 Гц на канал — для осциллографирования номинальных и аварийных режимов;
- действующие значения на периоде промышленной частоты — в качестве замещающей информации для ПТК СОТИАССО.

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

Сервер РАС представляет собой компьютер или сервер под управлением операционной системы Microsoft Windows (Server).

Основными функциями сервера РАС являются:

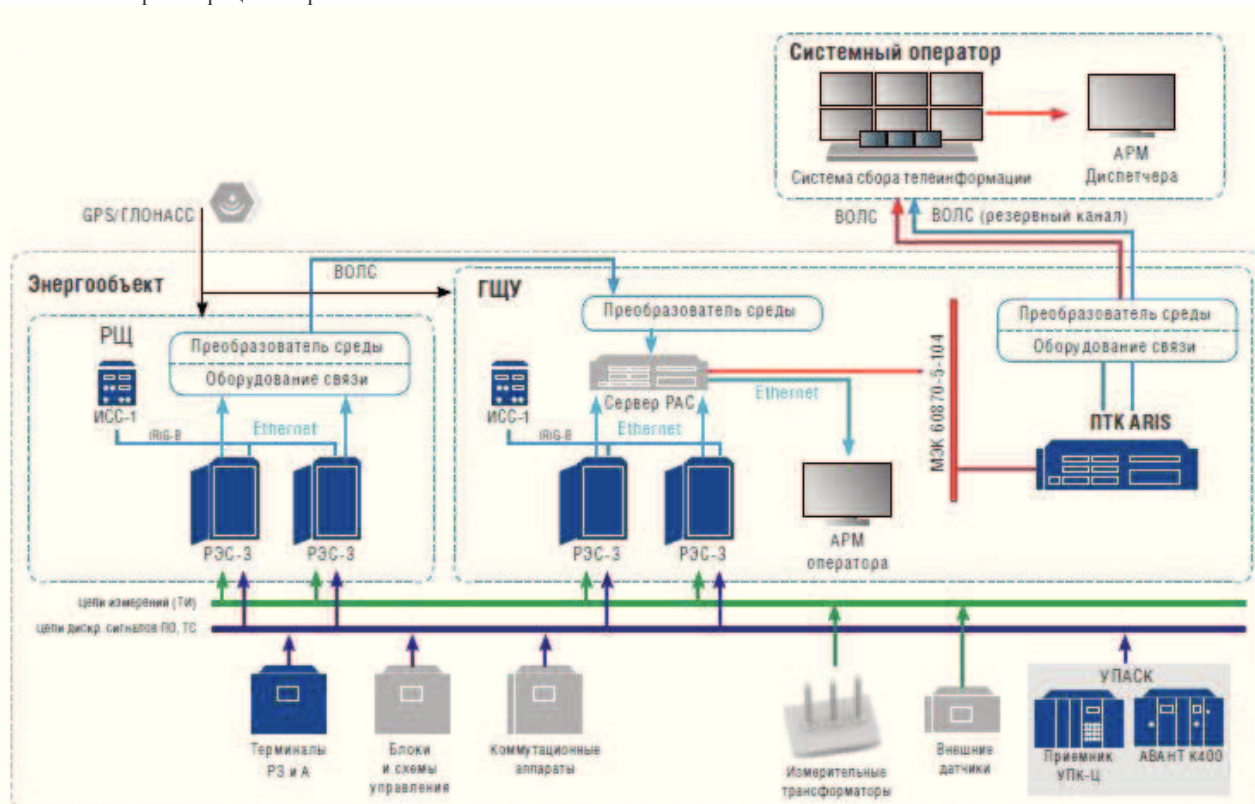
- предоставление электрических параметров номинальных режимов электрооборудования по сетевым протоколам OPC DA или МЭК 60870-5-104;
- хранение и предоставление по сетевому протоколу FTP электрических параметров аварийных режимов электрооборудования с глубиной хранения до 3 лет;
- файлы настройки регистраторов РЭС-3.

Регистраторы РЭС-3 и сервер РАС объединены в технологическую ЛВС РАС, построенную на базе стека протоколов TCP / IP. Для сопряжения ЛВС РАС с ЛВС сторонних автоматизированных информационных систем объекта внедрения применяется технология виртуальных ЛВС — VLAN.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) обеспечивает РЭС-3 метками точного времени для регистрации электрических параметров с точностью не хуже 1 мс. Это свойство обеспечивает анализ информации от нескольких РЭС-3 не только в рамках одного объекта, но и от РЭС-3 разных объектов.

Дополнительным компонентом системы РАС является автоматизированное рабочее место оператора (АРМ) с установленным программным обеспечением SignW. АРМ используется для настройки и диагностики работоспособности системы РАС, предоставления измеренных параметров.

Схема системы регистрации аварийных событий



Регистратор РЭС-3 представляет собой микропроцессорное устройство с модульной структурой. Тип и набор модулей определяется на этапе проектирования в соответствии с техническими требованиями объекта внедрения. РЭС-3 размещаются в помещениях для установки устройств РЗА: на релейном щите (РЩ) и на главном щите управления (ГЩУ).

Аналоговые цепи РЭС-3 (ТИ) подключаются к измерительным трансформаторам напряжения и тока (ТН и ТТ), внешним измерительным преобразователям. РЭС-3 регистрирует дискретные сигналы (ТС, ПО) от устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), от шкафов противоаварийной автоматики управления электрооборудованием (МКПА), непосредственно с коммутационных аппаратов (КА), а также от устройств передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК).

Запуск РЭС-3 для осциллографирования электрических параметров аварийного режима выполняется от изменения значений входных аналоговых сигналов относительно уставки и изменения состояния одного или нескольких входных дискретных сигналов.

Тип данных, которые использует РЭС-3 для представления:

- мгновенные значения аналоговых и дискретных сигналов с частотой дискретизации до 2000 Гц на канал – для осциллографирования номинальных и аварийных режимов;
- действующие значения на периоде промышленной частоты – в качестве замещающей информации для ПТК СОТИАССО.

Сервер РАС представляет собой компьютер или сервер под управлением операционной системы Microsoft Windows (Server).

Основными функциями сервера РАС являются:

- предоставление электрических параметров номинальных режимов электрооборудования по сетевым протоколам OPC DA или МЭК 60870-5-104;
- хранение и предоставление по сетевому протоколу FTP электрических параметров аварийных режимов электрооборудования с глубиной хранения до 3 лет;
- файлы настройки регистраторов РЭС-3.

Регистраторы РЭС-

3 и сервер РАС объединены в технологическую ЛВС РАС, построенную на базе стека протоколов TCP/IP.

Для сопряжения ЛВС РАС с ЛВС сторонних автоматизированных информационных систем объекта внедрения применяется технология виртуальных ЛВС – VLAN.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) обеспечивает РЭС-3 метками точного времени для регистрации электрических параметров с точностью не хуже

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

1 мс. Это свойство обеспечивает анализ информации от нескольких РЭС-3 не только в рамках одного объекта, но от РЭС-3 разных объектов.

Дополнительным компонентом системы РАС является автоматизированное рабочее место оператора (АРМ) с установленным программным обеспечением SignW. АРМ используется для настройки и диагностики работоспособности системы РАС, предоставления измеренных параметров.

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

Заключение

В настоящем проекте спроектирована релейная защита и автоматик двухтрансформаторной подстанции на основе терминалов фирмы «Радиус Автоматика».

В соответствии с существующими методиками произведен расчет токов короткого замыкания в сети и осуществлен расчет параметров устройств РЗА.

Также произведен выбор основного и вспомогательного оборудования для распределительного устройства 220 и 10 кВ.

Выполнены все пункты выданного задания.

Представлена графическая часть проекта на пяти листах. На первом листе изображена главная схема электрических соединений проектируемой ПС с расположением терминалов РЗА на ее объектах; представлены принципиальные схемы терминалов устройств РЗА.

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок 2003 г.
2. Микропроцессорное устройство защиты Сириус-2-Л. Руководство по эксплуатации. Москва.
3. Микропроцессорное устройство защиты секционного выключателя Сириус-2-С. Руководство по эксплуатации. Москва.
4. Микропроцессорное устройство защиты ввода Сириус-2-В. Руководство по эксплуатации. Москва.
5. Микропроцессорное устройство основной защиты двухобмоточного трансформатора Сириус-Т3. Руководство по эксплуатации. Москва.
6. Шкафы защиты ошиновки типов ШЭРА ДЗШ. Руководство по эксплуатации.
7. Шкафы резервных защит и автоматики управления секционного (шиносоединительного) выключателя типа ШЭРА. Руководство по эксплуатации.
8. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. релейная защита энергетических систем. Учебное пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998.-800с.
9. Рекомендации по выбору уставок устройств защит трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-Т3».
10. Садовников А.Н. Релейная защита и автоматика. Методические указания по дипломному проектированию. ЮУрГУ.
11. Садовников А.Н. Расчет уставок дистанционной защиты ВЛ 110-220 кВ в шкафах серии ШЭ2607 производства НПП Экра.
12. Трансформаторы тока типа ТГ245 на класс напряжения 220 кВ. Руководство по эксплуатации. ЗАО «АББ УЭТМ» 2004г.
13. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.: ил.
14. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. Пособие для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.:Энергоатомиздат, 1984. – 448 с., ил.
15. Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (ПОТ-РМ-016-2001) с изменениями и дополнениями в 2003 году.
16. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.

					13.03.02. 2018. 413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

17. ГОСТ 12.0.230-2007 ССБТ. Система управления охраной труда. Общие требования.

18. ГОСТ 12.0.003-80 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

19. СанПин 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях.

20. ГОСТ 12.1.030-81(87) ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление.

21. Справочник по проектированию электрических сетей/ И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро; под ред. Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012.

22. А.Ф.Дьяков, Н.И. Овчаренко Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем: учебное пособие для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008-336с.: ил.

										Лист
										105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2018. 413 ВКР					