

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, _____
_____/_____/_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор
_____/ И.М. Кирпичникова /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Подстанция 220 кВ нефтедобывающего района

(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02. 2017. 274.00 ВКР
(код направления, год, номер студенческого билета)

Руководитель,

ст. преп. каф. ЭССиСЭ ЮУрГУ

_____/ А.В. Прокудин /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Автор

студент группы П-472

_____/ А.Е. Штоль /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Нормоконтролер,

ст. преп. каф. ЭССиСЭ ЮУрГУ

_____/ А.В. Прокудин /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Челябинск 2017

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____/И.М. Кирпичникова/
_____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента
Штоль Александра Евгеньевича

(Ф. И.О. полностью)

Группа П-472

1. Тема выпускной квалификационной работы Подстанция 220 кВ
нефтедобывающего района

утверждена приказом по университету от 28 апреля 2017 г. № 835

2. Срок сдачи студентом законченной работы 1 июня 2017 г.

3. Исходные данные к работе

Подстанция 220/10/10 кВ. Питание по 4 шт. ВЛ 220 кВ 70 км от существующих
подстанций №1 и №2. Мощности короткого замыкания на системе шин 220 кВ
существующей подстанции №1 максимальном и минимальном режиме
– 1500 МВА и 1300 МВА. Присоединения 10 кВ: двигатели АД4 800 кВт 12 шт.,
трансформаторы 1000 кВА 10/0,4 – 12 шт., РП 10 кВ с уст мощностью 3 МВА по
. КЛ 1,6 км – 4 шт.

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

а) Выбор: схем распределительных устройств, силовых трансформаторов и ЛЭП.

б) Расчет режимов и выбор оборудования. _____.

в) Выбор средств РЗА и расчет уставок. _____.

г) Специальный вопрос: защита от перегрева трансформатора лабораторного _____.

стенда. _____.

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

- 1) Схема главная электрическая 220 и 10 кВ – 1 ч. Ф. А1.
- 2) Средства РЗА главной схемы – 1 ч. Ф. А1.
- 3) Терминал защиты присоединений 10 кВ серии Relion-REM630 – 1 ч. Ф. А1.
- 4) Терминал защиты электродвигателей 10 кВ серии Relion-REM630 – 1 ч. Ф. А1.
- 5) Плакат по спецвопросу – 1 л. Ф. А1.

Всего 5 листов

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

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

7. Дата выдачи задания 22 декабря 2016 г.

Руководитель _____
(подпись)

Задание принял к исполнению _____
(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Выбор схем РУ подстанции	29 января 2017 г.	
Выбор силовых трансформаторов	6 февраля 2017 г.	
Выбор токоведущих частей ЛЭП	13 февраля 2017 г.	
Расчет параметров режимов	20 февраля 2017 г.	
Выбор оборудования подстанции	2 марта 2017 г.	
Выбор средств РЗА подстанции	31 марта 2017 г.	
Расчет уставок РЗА	21 апреля 2017 г.	
Спецвопрос	5 мая 2017 г.	
Выполнение графической части	22 мая 2017 г.	
Выполнение пояснительной записки	1 июня 2017 г.	

Заведующий кафедрой _____ /И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____ /А.В. Прокудин/

Студент _____ /А.Е. Штоль/

АННОТАЦИЯ

Штоль А.Е. – Подстанция 220 кВ нефтедобывающего района. Челябинск: ЮУрГУ, 2017, 103 с., 36 ил., 45 таблиц, библиогр. список – 27 наим..

В настоящей выпускной квалификационной работе рассмотрены вопросы создания понизительной подстанции 220 кВ для электроснабжения нефтедобывающего района.

Для рассматриваемой подстанции произведен расчет параметров нормальных, утяжеленных и аварийных режимов. Определены расчетные условия для выбора оборудования и уставок средств релейной защиты и автоматики.

На основе расчетов выбрано: основное, коммутационное и измерительное оборудование; параметры и марки токоведущих частей ошиновки распределительных устройств подстанции и линий электропередач.

В основном разделе работы согласно нормам определены состав и функции средств релейной защиты и автоматики, и в соответствии с этим выбрано оборудование. Для каждого защищаемого объекта подстанции рассчитаны уставки защит и автоматики. Рассмотрены схемы вторичных цепей терминалов защит.

Отдельно рассмотрена защита от перегрева силового трансформатора учебного стенда «Модель электроэнергетической системы».

					13.03.02.2017.274.00 ПЗ				
					Подстанция 220 кВ нефтедобывающего района	Лит.	Масса	Масштаб	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		В	К	Р	
<i>Разраб.</i>		<i>Штоль А.Е.</i>							
<i>Провер.</i>		<i>Прокудин А.В.</i>							
<i>Т. Контр.</i>						<i>Лист</i> 6	<i>Листов</i> 103		
<i>Реценз.</i>						ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ			
<i>Н. Контр.</i>		<i>Прокудин А.В.</i>							
<i>Утверд.</i>		<i>Горшков К.Е.</i>							

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ДВУХТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ	11
1.1 Исходные данные	11
1.2 Выбор силовых трансформаторов	12
1.3 Выбор схем распределительных устройств	13
1.3.1 Выбор схемы РУ 220 кВ.....	13
1.3.2 Выбор схемы РУ 10 кВ.....	14
1.3.3 Выбор схем РУ РП 10 кВ	14
1.4 Выбор сечения кабельных линий	14
1.5 Режимы работы нейтрали	15
1.6 Выбор вида и источника оперативного тока подстанции	16
1.7 Выбор сечения воздушных линий	16
1.8 Расчет токов короткого замыкания	17
1.9 Выбор выключателей, разъединителей, КРУ	20
1.9.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС	20
1.9.2 Выбор выключателей и КРУ на стороне НН ПС	22
1.10 Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения	25
1.10.1 ОРУ 220 кВ	25
1.10.2 КРУ 10 кВ.....	29
2 ВЫБОР ВИДОВ РЗА ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НА СТОРОНЕ НН И ВН	34
2.1 Кабельная 10 кВ.....	34
2.2 Кабельная линия 10 кВ, питающая электродвигатель 10 кВ	35
2.3 Трансформатор 10/0,4 кВ.....	36
2.4 Секционный выключатель 10 кВ.....	36
2.5 Вводный выключатель 10 кВ.....	37
2.6 Система шин 10 кВ.....	37
2.7 Силовой трансформатор 220/10 кВ	38
2.8 Воздушная линия 220 кВ	40

									Лист
									7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.274.00 ПЗ				

3 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ РЗА	43
3.1 Кабельная линия, питающая электродвигатель 10 кВ	43
3.1.1 Токовая отсечка электродвигателя	43
3.1.2 Защита от замыканий на землю	44
3.1.3 Защита от технологической перегрузки	47
3.1.4 Защита от блокировки ротора	48
3.1.5 Защита минимального напряжения	48
3.1.6 УРОВ	49
3.2 Трансформатор 10/0,4 кВ	50
3.2.1 Токовая отсечка трансформатора	50
3.2.2 Максимальная токовая защита трансформатора	51
3.2.3 Защита от перегрузки трансформатора	53
3.2.4 Защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора	54
3.2.5 УРОВ	56
3.3 Кабельная линия 10 кВ к РП	57
3.3.1 Токовая отсечка	57
3.3.2 Максимальная токовая защита с зависимой выдержкой времени	58
3.3.3 Направленная защита от замыканий на землю	61
3.3.4 УРОВ	63
3.4 Секционный выключатель 10 кВ	63
3.4.2 Логическая защита шин НН ПС	66
3.4.3 Автоматическое включение резерва	67
3.4.4 УРОВ	67
3.5 Вводные выключатели 10 кВ	68
3.5.1 Максимальная токовая защита	69
3.5.2 Логическая защита шин НН ПС	70
3.5.3 УРОВ	71
3.6 ТН секций 10 кВ	72
3.6.1 Защита минимального напряжения	72
3.6.2 МТЗ с пуском по напряжению	73

3.7 Силовой трансформатор 220 кВ	73
3.7.1 Дифференциальная защита трансформаторов	74
3.7.3 Защита от перегрузки	78
3.7.4 УРОВ	79
3.8 Воздушные линии 220 кВ	79
3.8.1. Токовая отсечка на линии	79
3.8.2. Дистанционная защита линии	80
4 ПРОВЕРКА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА	86
5. ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕГРЕВА СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА УЧЕБНОГО СТЕНДА	88
5.1 Типы датчиков	88
5.2 Проблема защиты трансформаторов в лаборатории	92
5.3 Разработка защиты от перегрева	93
5.3.1 Существующие способы защиты	93
5.3.2 Диод как датчик температуры	94
5.3.4 Температурное реле	98
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	102

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

					13.03.02.2017.274.00 ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ДВУХТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

1.1 Исходные данные

Схема присоединения подстанции к существующим сетям приведена на рисунке 1.1

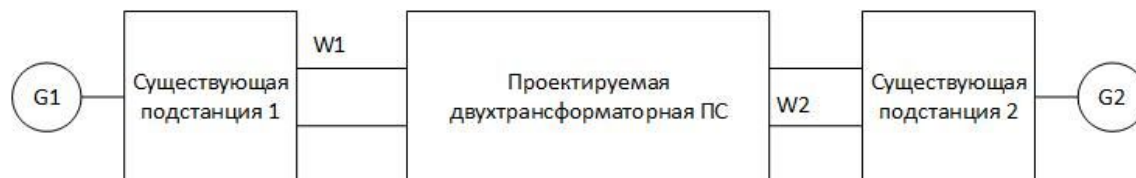


Рисунок 1.1 – Схема подключения проектируемой подстанции

Существующая подстанция 1 (рисунок 1.1) выполнена по схеме 17

Параметры системы G1(G2):

Мощность КЗ на шинах существующей подстанции:

В максимальном режиме 1500(1900) МВА

В минимальном режиме 1300(1600) МВА

Параметры воздушных линий W1(W2):

Номинальное напряжение 220 кВ;

Длина 70(80) км;

Максимальная транзитная мощность 150 МВА;

Параметры нагрузки, питаемой от шин низкого напряжения 10 кВ главной подстанции:

Трансформатор 10,5/0,4 кВ, несущий постоянную нагрузку:

Количество трансформаторов, шт. – 12;

Мощность 1 МВА;

Асинхронный двигатель АТД4:

Количество 12 шт.;

Активная мощность 800 кВт;

Cos φ 0,89;

КПД 96%;

Коэффициент пуска 5,3

Кабельная линия к РП:

Количество 8;

Длина 1,6 км;

Мощность нагрузки каждой КЛ – 3 МВА;

Коэффициент самозапуска нагрузки на РП – 1,5;

Максимальная выдержка на отходящем фидере 2,5 с.

					13.03.02.2017.274.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

1.2 Выбор силовых трансформаторов

При установке двух трансформаторов по условию аварийной перегрузки при отключении одного из трансформаторов по [1, п. 2.1.21] допускается 40%-ая перегрузка оставшегося в работе трансформатора на 6 часов в течение 5 суток.

Мощность трансформатора определяется исходя из его стопроцентной загрузки, т.е. в режиме максимальной нагрузки. Таким образом, номинальная мощность трансформатора $S_{ном}$ при установке на подстанции двух трёхобмоточных трансформаторов определяется исходя из следующего условия [18]:

$$S_{ном} \geq \frac{S_{нагр\Sigma}}{K_{II}}, \quad (1.1)$$

где $S_{ном}$ – минимальная номинальная мощность выбираемого трансформатора;

$S_{нагр\Sigma}$ – суммарная нагрузка на шинах низкого напряжения подстанции;

$K_{II} = 1,4$ – допустимый коэффициент перегрузки в послеаварийных режимах.

Суммарная нагрузка:

$$S_{нагр\Sigma} = (N_T \cdot S_T) + \left(\frac{N_{ЭД} \cdot P_{ЭД.ном}}{\eta \cdot \cos \varphi} \right) + (N_{КЛ} \cdot S_{КЛ}), \quad (1.2)$$

$$S_{нагр\Sigma} = 12 \cdot 1 + \frac{12 \cdot 0,8}{0,96 \cdot 0,89} + 8 \cdot 3 = 47,236 \text{ МВА.}$$

Мощность одного трансформатора ПС должна быть больше:

$$S_{ном} \geq \frac{47,236}{1,4} = 33,74 \text{ МВА.}$$

По ряду номинальных мощностей ГОСТ 9680-77 выбираем ближайшее большее значение мощности.

В соответствии с [2, п.2.3.3.1]:

«Трансформаторы 110 кВ и выше должны оснащаться устройствами РПН и иметь не менее четырех встроенных трансформаторов тока».

Примем к установке по каталогу завода-изготовителя трансформаторов ОАО «Электрозавод» двухобмоточные трансформаторы ТРДН-40000/220 с РПН $\pm 12\%$ по 12 ступеней и схемой соединения Y- Δ - Δ (11 группа). Каталожные данные трансформаторов сведем в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Каталожные данные трансформатора

Тип	$S_{н}$, МВА	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	ΔP_k , кВт	U_k , %
ТРДН	40	230	11	170	11,5

Примем к установке на РП-1...РП-4 по каталогу завода-изготовителя трансформаторов ОАО «Электрозавод» двухобмоточные трансформаторы

ТМГ-1000/10 с ПБВ ±5% по 2 ступени и схемой соединения Δ-У (11 группа). Каталожные данные трансформаторов сведем в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 – Каталожные данные трансформатора

Тип	S_N , МВА	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	ΔP_K , кВт	U_K , %
ТМГ	1,25	10,5	0,4	10	6

1.3 Выбор схем распределительных устройств

1.3.1 Выбор схемы РУ 220 кВ

В соответствии с [4, п. 1.7] «При числе присоединений 6 применяется схема 8 «шестиугольник». Схема рекомендуется для двухтрансформаторных ПС 110-330 кВ с 4-мя ВЛ» (рис. 1.2).

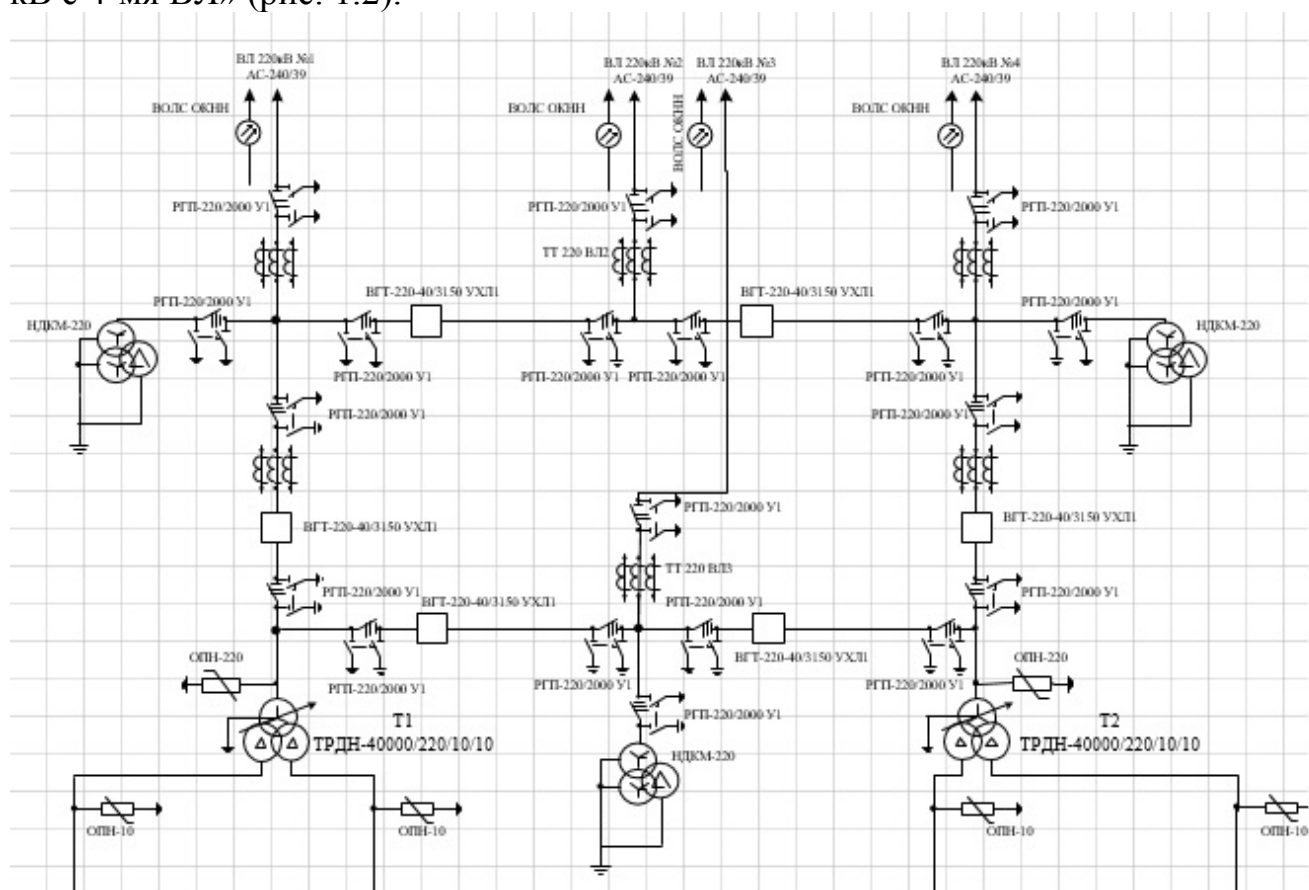


Рисунок 1.2 – Схема РУ 220 кВ

1.3.2 Выбор схемы РУ 10 кВ

Выбираем схему «Две секционированные выключателем системы шин 10(6)-2». Применяется при двух трансформаторах с расщепленными обмотками НН на ПС. На ПС с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд (ТСН) присоединяются к шинам НН через предохранители (или выключатели).

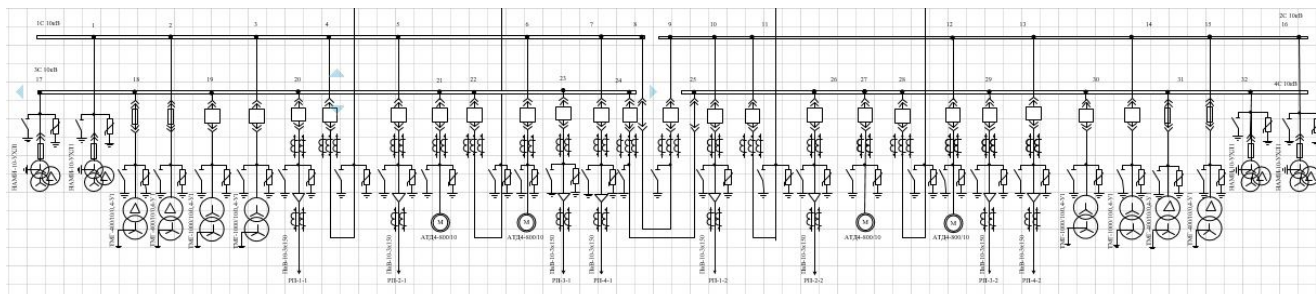


Рисунок 1.3 – Схема РУ 10 кВ «Две секционированные выключателем системы шин» 10(6)-2

1.3.3 Выбор схем РУ РП 10 кВ

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

1.4 Выбор сечения кабельных линий

В соответствии с гл. 1.3 ПУЭ выбирается по экономической плотности. Сечение КЛ 10 кВ выбирается по [1, Глава 1.3]:

- по предельно допустимому нагреву с учетом послеаварийного режима:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{Н.МАКС}}}{K_{\text{П}} \cdot K_{\text{С.Н}} \cdot K_{\text{ср}}}, \quad (1.3)$$

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

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

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

$K_{\text{С.Н}}$ – коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой прокладке КЛ, определяемый по [1, табл. 1.3.26].

Длительный ток нагрузки в нормальном режиме:

$$I_{\text{Н}} = \frac{S_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 173,2(\text{А}). \quad (1.4)$$

Максимальный ток нагрузки послеаварийного режима составит:

$$I_{H.МАКС} = 1,4 \cdot I_H = 1,4 \cdot 173,2 = 242,5(A). \quad (1.5)$$

Тогда, по формуле (1) длительно допустимый ток КЛ:

$$I_{доп} \geq \frac{242,5}{1,1 \cdot 0,93 \cdot 1} = 237(A).$$

Выбираем кабель с медной жилой серии ПвВ-10-3х150 с изоляцией из сшитого полиэтилена, бронированный стальной проволокой с длительно допустимым током 300 А.

В соответствии с [1, п. 5.11.8], компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими реакторами должна применяться при емкостных токах, превышающих значение 20 А, при номинальном напряжении сети 10 кВ.

Работа сетей 6-35 кВ без компенсации емкостного тока при его значениях, превышающих указанные выше, не допускается.

На стадии проектирования, ориентировочный расчет величины суммарного емкостного тока замыкания на землю может быть выполнен по формуле:

$$I_C = N_{СТ} \cdot N_{Ц} \cdot L_{КЛ} \cdot K_{КЛ}, \quad (1.6)$$

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

$N_{Ц}$ – количество параллельных цепей в КЛ;

$L_{КЛ}$ – длина КЛ в км;

$K_{КЛ}$ – удельное значение емкостного тока А/км КЛ, зависящее от напряжения сети и сечения жил КЛ.

$$K_{КЛ} = 3 \cdot \omega \cdot C \cdot U_{\phi} \cdot 10^{-6} = 3 \cdot 314 \cdot 0,34 \cdot 5770 \cdot 10^{-6} = 1,84(A / км),$$

где C – емкость кабельной линии сечения 150 мм² в сети напряжением 10 кВ в мкФ;

U_{ϕ} – фазное напряжение в В.

Тогда, по формуле (2) значение емкостного тока КЛ:

$$I_C = 4 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot 1,84 = 8,87 (A).$$

Вывод: т.к. полученное значение емкостного тока с 10% погрешностью <20, то компенсация не требуется.

1.5 Режимы работы нейтрали

По [1, п. 1.2.16]:

- Работа электрических сетей напряжением 2-35 кВ может предусматриваться как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью заземленной через дугогасительный реактор или резистор. Работа электрических сетей напряжением 220 кВ может предусматриваться с глухозаземленной нейтралью.

1.6 Выбор вида и источника оперативного тока подстанции

1. Выберем трансформатор собственных нужд подстанции (ТСН ПС) 220/10 кВ. Учтем следующие данные о проектируемой подстанции: два двухобмоточных трансформатора 220/10 кВ, к шинам НН ПС присоединены 12 трансформаторов 10/0,4 кВ, 12 электродвигателей 10 кВ, и 8 КЛ к РП. Итого количество отходящих присоединений 32 штуки. Учтем вводы 1 и 2 секций, секционные выключатели, секционные разъединители, ТСН четырех шин, ТН четырех шин и получим общее количество ячеек КРУ 10 кВ – 48 шт.

Определим суммарную активную нагрузку для собственных нужд подстанции (таблица 1.3).

Таблица 1.3 – Суммарная активная нагрузка для собственных нужд подстанции

Нагрузка СН ПС	кол-во	мощность	итога
1.Охлаждение трансформатора	2	5	10 кВт
2.Подогрев выключателя 220 кВ	2	5	10 кВт
3.Подогрев ячейки КРУ	48	1	48 кВт
4.Потребление ОПУ	1	100	80 кВт
5.Потребление ЗРУ	1	10	10 кВт
6.Освещение ОРУ	1	5	5 кВт
7.Маслохозяйство	1	200	200 кВт
8.Подзарядно-зарядный агрегат АБ	2	25	50 кВт
Всего:			425 кВт

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{CH} = K_C \cdot \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = 0,8 \cdot \frac{425}{0,9} = 377 \text{ (кВА)},$$

где K_C – коэффициент спроса;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

Выбираем трансформатор собственных нужд серии ТМГ-400/10.

Выбор предохранителей:

В соответствии с [2, п. 6.1] для защиты ТСН ПС необходимо выбрать предохранители. Выбор предохранителя производим из каталогов фирм-изготовителей по условию:

$$I_{НОМ.ПР} \geq 2 \cdot I_{НОМ.ТСН} \quad (1.6)$$

Номинальный ток ТСН на стороне 10 кВ ПС (в месте установки предохранителя):

$$I_{НОМ.ТСН} = \frac{S_{НОМ.ТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 11} = 20,99 \text{ (А)} \quad (1.7)$$

Выбираем ПКТ-102-10-50-31,5 с номинальным током 50 А и током отключения 31,5 кА.

1.7 Выбор сечения воздушных линий

					13.03.02.2017.274.00 ПЗ	Лист 16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выбор сечения ВЛ производим по каталогу [3, стр.] исходя из условия:

$$F_{ВЛ} \geq F_{\text{э}} \quad (1.8)$$

Рабочий ток, протекающий по проводу ЛЭП в нормальном режиме:

$$I_{\text{норм.раб}} = \frac{S_{\text{транз}}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} = \frac{150+40}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 230} = 0,238 (\text{кА}), \quad (1.9)$$

где $S_{\text{транз}}$ – максимальная транзитная мощность;

$n_{\text{л}}$ – количество линий.

Выбираем сечение проводов по экономической плотности тока. Принимаем экономически целесообразную плотность тока для $T_{\text{м}}=3000-5000$ ч $j=1,1 \left(\frac{\text{А}}{\text{мм}^2} \right)$.

Тогда сечение провода определим как:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{норм.раб}}}{j} = \frac{238}{1,1} = 216 (\text{мм}^2). \quad (1.10)$$

Выбираем диаметр провода марки АС-240/32.

Рабочий максимальный ток в линии:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{транз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} = \frac{190}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,476 (\text{кА}), \quad (1.11)$$

где $S_{\text{Т.ном}}$ – номинальная мощность трансформатора.

По [1, табл. 1.3.29] по условию нагрева допускается применять неизолированный провод сечением 185 мм^2 при токах не более 510 А. Следовательно, выбранное сечение по условию нагрева допустимо.

Минимальное сечение сталеалюминиевого проводника на 220 кВ по условиям короны [3, табл. 3.7] равно 240 мм^2 , следовательно выбранное сечение 185 мм^2 по условию короны недопустимо. Выбираем провод АС-240/32 сечением 240 мм^2 .

1.8 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (ТКЗ) для нужд РЗА производится в соответствии с [5] и [6].

Расчет токов короткого замыкания проводится с помощью программы ТоКо.

Проектными организациями для автоматизации расчетов ТКЗ используются специализированные программы. В курсовом и дипломном учебном проектировании доступна прикладная программы ТоКо, разработки кафедры ЭССиС ЮУрГУ.

Создав в окне программы схему замещения, настроим параметры элементов в соответствии с заданным и выбранным оборудованием в максимальном режиме (рисунок 1.4) и минимальном режиме (рисунок 1.5).

									Лист
									17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2017.274.00 ПЗ

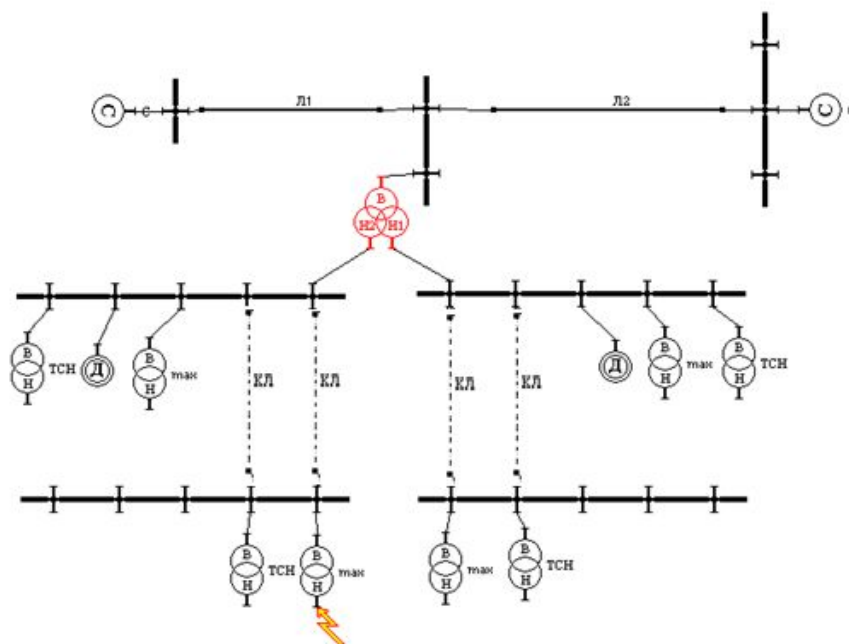


Рисунок 1.4 – Схема замещения участка электрической цепи в максимальном режиме

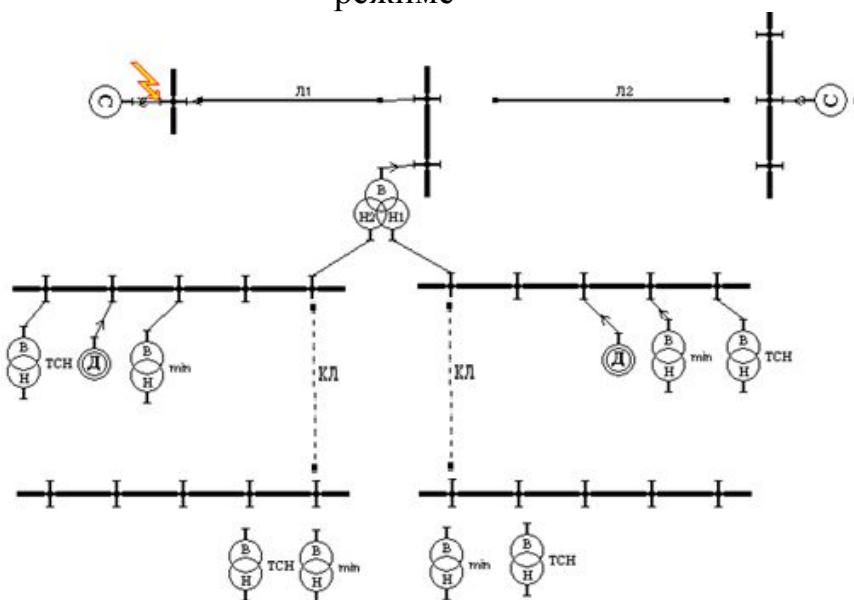


Рисунок 1.5 – Схема замещения участка электрической цепи в минимальном режиме

Результаты расчетов для различных режимов работы.

Для расчетов РЗА необходимо знать минимально-возможные значения

ТКЗ и максимально-возможные значения ТКЗ на шинах (секциях) подстанции и цехов. Максимальные ТКЗ используются для определения параметров РЗА, минимальные ТКЗ для расчета коэффициентов чувствительности. Рассмотрим составление расчетной схемы для определения ТКЗ и выбор мест КЗ на примере проходной двухтрансформаторной ПС. От шин НН отходит КЛ, выполненная четырьмя параллельными цепями к РП (рисунок 1.6)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

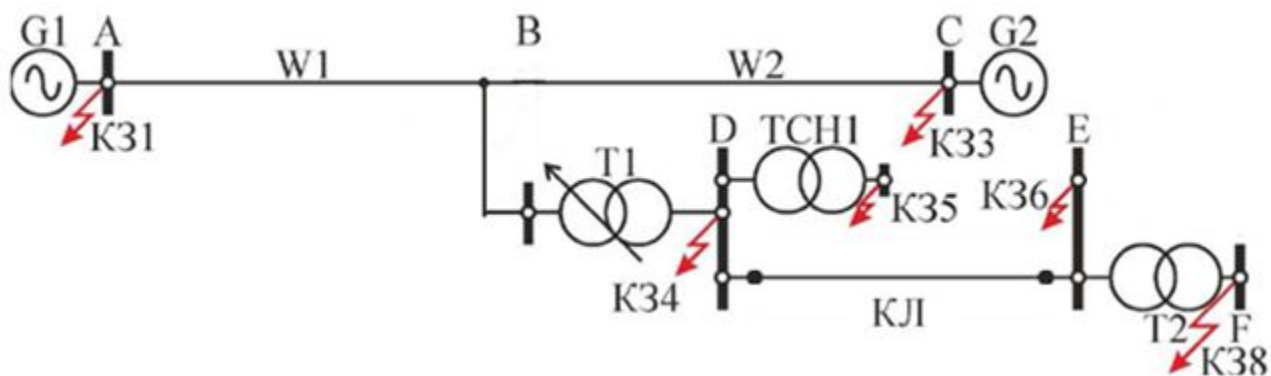


Рисунок 1.6 – Расчетная схема максимального режима

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

- максимальная мощность КЗ из задания;
- 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;

Начальные значения периодической составляющей тока в месте трехфазного КЗ в максимальном режиме:

Таблица 1.3 – Токи к.з. в максимальном режиме

Точка КЗ	C1	C2	ВН ПС	НН ПС	НН ТСНПС	НН ТПС	СШ РП	НН ТСНРП	НН ТРП
Периодическая составляющая тока КЗ ⁽³⁾ , кА	5,98	6,754	5,659	10,454	12,799	18,904	9,414	0,777	23,617

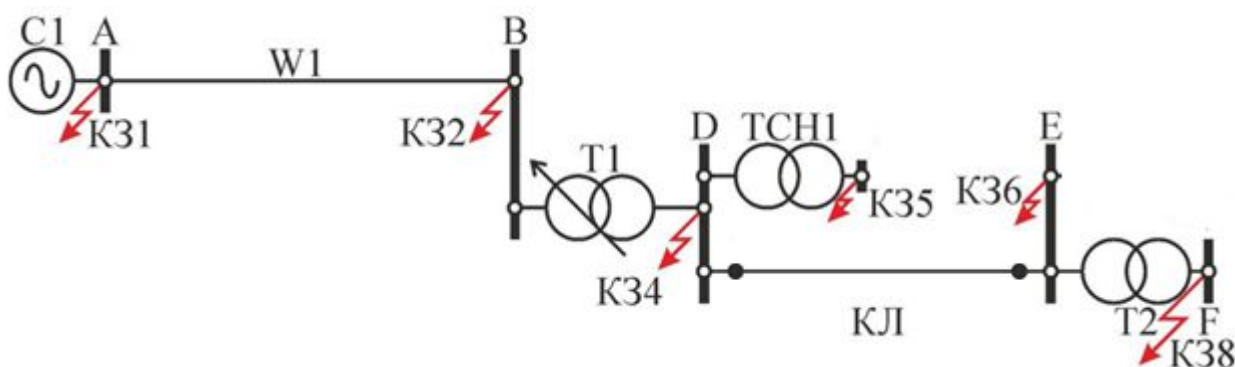


Рисунок 1.7 – Расчетная схема минимального режима

Минимальный режим (для проверки чувствительности РЗ):

—минимальная мощность КЗ из задания;

—учитывается подпитка места КЗ от 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;

Начальные значения периодической составляющей тока в месте трехфазного КЗ в **минимальном режиме**:

Таблица 1.4 – Токи к.з. в минимальном режиме

Точка КЗ	С1	С2	ВН ПС	НН ПС	НН ТСНПС	НН ТПС	СШ РП	НН ТСНРП	НН ТРП
Периодическая составляющая тока КЗ ⁽³⁾ , кА	3,36	–	2,463	7,785	10,364	14,019	6,469	0,631	17,433

1.9 Выбор выключателей, разъединителей, КРУ

Нормативные требования по выбору выключателей.

По [2, п. 2.3.3.2]:

В сети 220 кВ и выше следует применять элегазовые выключатели колонковые и баковые, допускается применение вакуумных, а также выключателей-разъединителей.

В КРУ и ЗРУ 6-35 кВ следует применять вакуумные выключатели или элегазовые.

В соответствии [2, п. 4.12] на ОРУ 220 кВ и выше также следует предусматривать элегазовые выключатели.

В соответствии [2, п. 4.11] в РУ 6-10 кВ должны предусматриваться шкафы КРУ с вакуумными или элегазовыми выключателями.

1.9.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС

Определим рабочий максимальный ток в месте установки линейного выключателя:

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{S_{\text{транс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср. ном}}} = \frac{190}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,476 \text{ (кА)}, \quad (1.12)$$

где $S_{\text{транз. макс}}$ – максимальная транзитная мощность.

Максимально возможный ток на стороне ВН трансформатора, когда один трансформатор отключен, определим по формуле:

$$I_{\text{раб. макс}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}^{\text{ВН}}} = \frac{47,236}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,119 \text{ кА} \quad (1.13)$$

Принимаем элегазовые выключатели наружной установки ВГТ-1А1-220-40/3150 У1 с номинальным током 3150 А. Параметры выбранных выключателей сведены в таблицу 1.5.

Таблица 1.5 – Характеристики выключателя ВГТ-1А1-220-40/3150 У1

$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{д}}$, кА	$I_{\text{откл}}$, кА	$I_{\text{терм}}$, кА	$t_{\text{терм}}$, с	$t_{\text{п.о.}}$, с	t_{min} , с
220	3150	102	20	40	3	0,055	0,03

Согласно рассчитанному значению максимальных токов, протекающих по линиям к трансформаторам, к установке принимаем разъединители наружного исполнения РГП-220/2000 УХЛ1. Параметры выбранных разъединителей сведены в таблицу 1.6.

Таблица 1.6 – Характеристики разъединителя РГП-220/2000 УХЛ1

$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{д}}$, кА	$I_{\text{откл}}$, кА	$I_{\text{терм}}$, кА	$t_{\text{терм}}$, с	$t_{\text{п.о.}}$, с	t_{min} , с
220	2000	100	-	40	-	-	-

Проверка по термической стойкости:

Тепловой импульс максимального тока короткого замыкания:

$$B_K = I_{\text{п.о.}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 5,659^2 \cdot (1,055 + 0,05) = 35,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (1.14)$$

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

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з. макс}} + t_{\text{п.о.}} = 1 + 0,055 = 1,055 \text{ с},$$

где $t_{\text{р.з. макс}}$ – максимальное время действия РЗ, на стороне ВН до 1с,

Термическая стойкость выключателя:

$$B_K^{\text{дон}} = I_{\text{ТЕРМ.Н}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ.Н}} = 40,0^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}; \quad (1.15)$$

$$B_K \leq B_K^{\text{дон}}.$$

Выключатель подходит по термической стойкости.

Полученный в результате расчета максимальный ток КЗ равен 5,319 кА, а ток термической стойкости разъединителя равен 40 кА. Расчет разъединителей на термическую стойкость производить не будем, так как максимальный ток КЗ не превышает величины тока трехсекундной термической стойкости, причем время существования КЗ всего 1с.

Проверка по отключающей способности:

$$I_{КЗ.макс} = 5,659 \text{ (кА)}.$$

Отключающая способность выключателя согласно справочнику [11]:

$$I_{НОМ.ОТКЛ} = 20 \text{ (кА)}.$$

$$I_{КЗ.макс} \leq I_{НОМ.ОТКЛ}.$$

Выключатель подходит по отключающей способности.

Проверка по динамической стойкости:

Ударный ток трехфазного КЗ на стороне ВН:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{П0} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,659 = 14,4 \text{ (кА)}. \quad (1.16)$$

Динамическая стойкость выключателя согласно справочнику [11]:

$$i_{д} = 102 \text{ (кА)};$$

Динамическая стойкость разъединителя согласно справочнику [11]:

$$i_{д} = 100 \text{ (кА)};$$

$$i_{уд} \leq i_{д}.$$

Выключатель и разъединитель подходят по динамической стойкости.

Проверка выключателя по апериодической составляющей тока КЗ в момент размыкания контактов:

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени:

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

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_a}\right)} = \sqrt{2} \cdot 5,659 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,05}\right)} = 3,6 \text{ (кА)}, \quad (1.17)$$

где $T_a = 0,05 \text{ с}$ – для стороны ВН ПС по рекомендациям [5];

$t_{р.з.мин}$ – минимальное время действия РЗ;

$t_{мин}$ – минимальное время отключения выключателя по каталогу [15].

Допустимое значение апериодической составляющей тока КЗ согласно справочнику [3]:

$$i_{a.доп} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{НОМ.откл} = 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 20 = 11,314 \text{ (кА)}; \quad (1.18)$$

$$i_a \leq i_{a.доп}.$$

Все параметры выключателей и разъединителей удовлетворяют требованиям.

1.9.2 Выбор выключателей и КРУ на стороне НН ПС**Вводные и секционные выключатели и ячейки КРУ 10 кВ шин НН ПС.**

Определим рабочий максимальный ток в месте установки выключателя:

$$i_{раб.макс} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.ном}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НН.ном}} = \frac{1,4 \cdot 40}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 11} = 1,47 \text{ (кА)}, \quad (1.19)$$

										Лист
										22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.274.00 ПЗ					

где $S_{T.ном}$ – номинальная мощность трансформатора.

Применяем для установки в ячейках вводов НН силовых трансформаторов и секционных ячейках вакуумные выключатели типа ВВЭ-М1-10-31,5 и типоразмерное исполнение КРУ СЭС К-70. Данные по выбору представлены в таблицах 1.7 и 1.8, соответственно.

Таблица 1.7 – Параметры выключателя ВВЭ-М1-10-31,5

$U_{ном}, кВ$	$I_{ном}, А$	$I_{д}, кА$	$I_{откл}, кА$	$I_{терм}, кА$	$t_{терм}, с$	$t_{п.о}, с$	$t_{min}, с$
10	3150	81	31,5	20	3	0,05	0,03

Таблица 1.8 – Параметры главных цепей КРУ СЭС К-70

$U_{ном}, кВ$	$I_{ном}, А$	$I_{д}, кА$	$I_{откл}, кА$	$I_{терм}, кА$	$t_{терм}, с$	Тип выкатного элемента
10	2000	81	40	40	3	механический

Проверка по термической стойкости:

Тепловой импульс максимального тока короткого замыкания:

$$B_K = I_{п.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 10,454^2 \cdot (3,05 + 0,06) = 121,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (33)$$

где $t_{откл}$ – полное время отключения выключателя;

$$t_{откл} = t_{р.з.макс} + t_{п.о} = 3 + 0,05 = 3,05 \text{ с},$$

где $t_{р.з.макс}$ – максимальное время действия РЗ, на стороне НН до 3с,

Термическая стойкость выключателя:

$$B_K^{don} = I_{терм.н}^2 \cdot t_{терм.н} = 20,0^2 \cdot 3 = 1200 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}; \quad (1.20)$$

$$B_K \leq B_K^{don}.$$

Выключатель подходит по термической стойкости.

Проверка по отключающей способности:

$$I_{кз.макс} = 10,454 \text{ (кА)}.$$

Отключающая способность выключателя согласно справочнику [11]:

$$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ (кА)}.$$

$$I_{кз.макс} \leq I_{ном.откл}.$$

Выключатель подходит по отключающей способности.

Проверка по динамической стойкости:

Ударный ток трехфазного КЗ на стороне НН:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{п0} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 10,454 = 16,53 \text{ (кА)}. \quad (1.21)$$

Динамическая стойкость выключателя и разъединителя согласно справочнику [11]:

$$i_D = 81 \text{ (кА)};$$

$$i_{yD} \leq i_D.$$

Выключатель и ячейка КРУ подходят по динамической стойкости.

Проверка выключателя по аperiodической составляющей тока КЗ в момент размыкания контактов:

Аperiodическая составляющая тока КЗ в момент времени:

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

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_a}\right)} = \sqrt{2} \cdot 10,454 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,03}\right)} = 3,8 \quad (1.22)$$

где $T_a = 0,03 \text{ с}$ – для стороны НН ПС по рекомендациям [5];

$t_{p.z.мин}$ – минимальное время действия РЗ;

$t_{min.}$ – минимальное время отключения выключателя по каталогу [15].

Допустимое значение аperiodической составляющей тока КЗ (согласно справочнику):

$$i_{a.доп} = \left(\frac{50\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном.откл} = 0,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 31,5 = 22,7 \text{ (кА)}; \quad (1.23)$$

$$i_a \leq i_{a.доп}.$$

Все параметры выключателей и ячеек КРУ удовлетворяют требованиям.

Выключатели и ячейки КРУ 10 кВ к трансформатору 10/0,4 кВ.

Определим рабочий максимальный ток в месте установки выключателя:

$$i_{раб.макс} = \frac{1,4 \cdot S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1,4 \cdot 1}{\sqrt{3} \cdot 11} = 0,08 \text{ (кА)}, \quad (1.24)$$

где $S_{T.ном}$ – номинальная мощность трансформатора.

Применяем для установки в ячейках трансформаторов 10/0,4 кВ вакуумные выключатели типа ВВЭ-М1-10-31,5 и типоразмер КРУ СЭС К-70. Параметры выбранных выключателей и ячеек КРУ сведены в таблицу 1.9.

Таблица 1.9 – Параметры выключателя ВВЭ-М1-10-31,5

U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	I _д , кА	I _{откл} , кА	I _{терм} , кА	t _{терм} , с	t _{п.о} , с	t _{min} , с
10	1000	81	31,5	20	3	0,05	0,03

Проверка аналогична предыдущему пункту.

Все параметры выключателей и ячеек КРУ удовлетворяют требованиям.

Для установки в ячейки остальных присоединений примем аналогичные выключатели.

1.10 Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

Для подключения электроизмерительных приборов и устройств релейной защиты необходима установка трансформаторов тока и напряжения. На данном этапе релейная защита не выбрана, поэтому проверку трансформаторов по вторичной нагрузке выполняем с учётом подключения только измерительных приборов. В цепи силового трансформатора со стороны низшего напряжения амперметр, вольтметр, варметр, счётчики активной и реактивной энергии, на шинах 10 кВ – вольтметр с переключателем для измерения трёх межфазных напряжений, на секционном выключателе 10 кВ – амперметр, на отходящих линиях 10 кВ – амперметр, счётчики активной и реактивной энергии.

1.10.1 ОРУ 220 кВ

Трансформаторы тока

Принимаем к установке на ОРУ 220 кВ трансформаторы тока типа ТФЗМ-220 У1.

Трансформатор номинальным напряжением 220 кВ предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в установках переменного тока частоты 50 или 60 Гц.

$$I_{max\ BH} = 119\ A$$

Проверим трансформатор тока типа ТФЗМ-220 У1 с током в первичной обмотке $I_{ном1} = 300/5\ A$. Сравнение расчетных проверочных и каталожных данных ТТ типа ТФЗМ-220 У1 приведено в таблице 1.10.

Таблица 1.10 – Сравнение расчетных проверочных и каталожных данных ТТ типа ТФЗМ-220 У1

Условие выбора	Расчетные значения	Каталожные значения
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220
$I_{расч} \leq I_{ном}$	119 А	300
$i_y \leq I_{прСКВ}$	14,4 А	62-124
$B_K \leq I_T^2 t_r$	35,3 А	162,5
$Z_H \leq Z_{Нном}$	1,25 А	4

Этот трансформатор имеет 4 вторичные обмотки с номинальным током 5А. Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов.

Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке. Размещение приборов показано на рисунке 1.8

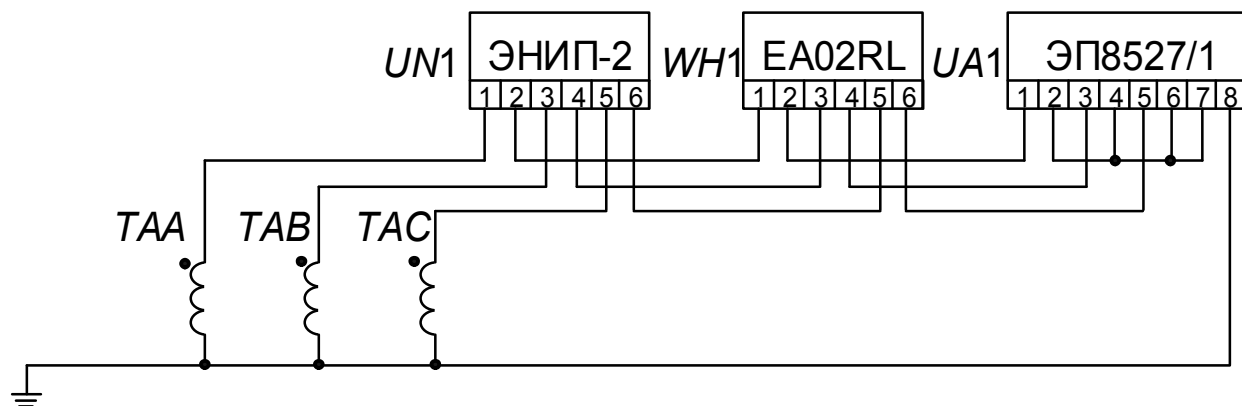


Рисунок 1,8 – Схема подключение приборов к трансформаторам тока 220 кВ

В качестве измерительных приборов применяются цифровые универсальные измерительные преобразователи параметров нормального режима типа ЭНИП-2. Универсальные измерительные преобразователи обеспечивают измерение и передачу в цифровые сети АСУ ТП подстанции:

- параметров режима электрической сети - среднеквадратические значения переменного тока и напряжения, активной, реактивной и полной мощностей, энергии активной и реактивной в прямом и обратном направлениях;
- параметров режима электрической сети на основе токов и напряжений основной гармоники;
- действующие значения переменного тока, напряжение, активной, реактивной и полной мощностей, энергии активной и реактивной в прямом и обратном направлениях;
- частоты сети.

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока (таблица 1.11).

Таблица 1.11 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Преобразователь измерительный универсальный	ЭНИП-2	0,1	0,1	0,1
Измерительный преобразователь переменного тока линей-	ЭП8527/1	0,1	0,1	0,1

ный				
Счетчик активной энергии	EA02RL	0,12	0,12	0,12
Итого		0,32	0,32	0,32

Таким образом, одинаково сильно оказались загружены все три фазы, тогда принимаем $S_{\text{приб}} = 0,32 \text{ ВА}$.

Общее сопротивление приборов

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2} = \frac{0,32}{5^2} = 0,01 \text{ Ом},$$

Допустимое сопротивление проводов

$$r_{\text{ПР}} = z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,01 - 0,1 = 1,09 \text{ Ом},$$

где $z_{2\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$ – номинальная нагрузка данного трансформатора тока для класса точности 0,5;

$r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ - сопротивление контактов для четырех и более приборов.

Для цепей РУ 220 кВ длина проводов: $L = 100 \text{ м}$, то $L_{\text{расч}} = L = 100 \text{ м}$. Тогда сечение соединительных проводов будет равно

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{ПР}}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{1,09} = 2,59$$

По условию механической прочности для алюминия принимаем контрольный кабель АКВВГ 4x4 с жилами сечением $q = 4 \text{ мм}^2$.

Уточненное значение вторичной нагрузки трансформатора тока определится следующим образом

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,7 \text{ Ом}$$

$$z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,01 + 0,7 + 0,1 = 0,81 \text{ Ом}$$

Проверяемый ТТ подходит по всем условиям.

Трансформаторы напряжения

На нефтедобывающей подстанции в ОРУ 220 кВ установлены трансформаторы напряжения типа НДКМ-220

Трансформаторы напряжения для питания измерительных приборов выбираются и проверяются:

1) по условию:

$$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$$

									Лист
									27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.274.00 ПЗ				

$$U_{\text{ном}}=220 \text{ кВ}$$

2) по классу точности: 0,5 (при питании расчетных счетчиков применяется трансформатор напряжения с классом точности 0,5, при питании щитовых приборов и реле применяется класс точности 3).

3) по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}}$$

где $S_{2\text{ном}}$ - суммарная мощность подключенных к трансформатору напряжения приборов, ВА;

$S_{2\text{ном}}$ - номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности, ВА .

В качестве трансформаторов напряжения выбираем на стороне 220 кВ трансформаторы НКМД-220-58. Их характеристики приведены в таблице 1.12:

Таблица 1.12 – Характеристики трансформаторов напряжения 220 кВ

Тип	Номинальное напряжение обмотки			Номинальная мощность, В·А, в классе точности				Максимальная мощность, В·А
	первичной, кВ	основной вторичной, В	дополнительной, В	0,2	0,5	1	3	
НКМД-220	$220/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100:3	—	400	600	1200	2000

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения складывается из потребляемой мощности подключенных к нему приборов. Характеристика приборов подключенных к ТН приведена в таблице 1.13.

Таблица 1.13 – Характеристика приборов подключенных к ТН 220 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Полная потребляемая мощность
							S, ВА
Преобразователь измерительный уни-	ЭНИП-2	0,1	3	1	0	1	0,3

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Полная потребляемая мощность
							S ₂ , ВА
версальный							
ИП	ЭП 8527/3	3,0	1	1	0	1	3
Счетчик активной энергии	EA02RL	2,5	2	1	1	1	5
Итого							8,3

Определим вторичную нагрузку.

$$S_{2\Sigma} = 8,3 \text{ ВА} \quad (1.26)$$

Три ТН, соединённые в звезду, имеют мощность $S_{ном} = 3 \times 2000 = 6000 \text{ ВА}$, что больше $S_{2\Sigma}$.

$$S_{2\Sigma} = 8,3 \text{ ВА} < S_{ном} = 6000 \text{ ВА} \quad (1.27)$$

Таким образом, ТН будут работать в выбранном классе точности 0.5. Проверяемый ТН 220 кВ проходит по всем рабочим параметрам.

1.10.2 КРУ 10 кВ

Трансформаторы тока

Принимаем к установке КРУ 10 кВ трансформаторы тока типа ТОЛ-10.

Трансформатор номинальным напряжением 10 кВ предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в установках переменного тока частоты 50 или 60 Гц.

Таблица 1.14 – Сравнение расчетных проверочных и каталожных данных ТТ типа ТОЛ-10

Условие выбора	Расчетные значения	Каталожные значения
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{расч} \leq I_{ном}$	1470 А	1500
$B_K \leq I_T^2 t_r$	121,3 кА ² с	1600
$Z_H \leq Z_{Нном}$	0,32 ВА	50

Этот трансформатор имеет 3 вторичные обмотки с номинальным током 5А. Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов.

Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке. Размещение приборов показано на рисунке 1.9

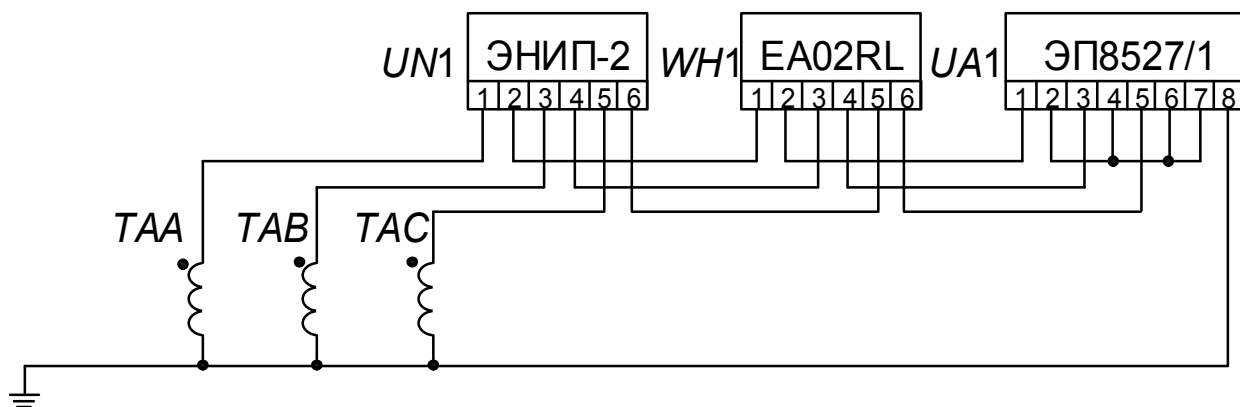


Рисунок 1.9 – Схема подключение приборов к трансформаторам тока 10 кВ

В качестве измерительных приборов применяются цифровые универсальные измерительные преобразователи параметров нормального режима типа ЭНИП-2. Универсальные измерительные преобразователи обеспечивают измерение и передачу в цифровые сети АСУ ТП подстанции:

- параметров режима электрической сети - среднеквадратические значения переменного тока и напряжения, активной, реактивной и полной мощностей, энергии активной и реактивной в прямом и обратном направлениях;
- параметров режима электрической сети на основе токов и напряжений основной гармоники;
- действующие значения переменного тока, напряжение, активной, реактивной и полной мощностей, энергии активной и реактивной в прямом и обратном направлениях;
- частоты сети.

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока (таблица 1.15).

Таблица 1.11 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С

Преобразователь измерительный универсальный	ЭНИП-2	0,1	0,1	0,1
Измерительный преобразователь переменного тока линейный	ЭП8527/1	0,1	0,1	0,1
Счетчик активной энергии	EA02RL	0,12	0,12	0,12
Итого		0,32	0,32	0,32

Таким образом, одинаково сильно оказались загружены все три фазы, тогда принимаем $S_{\text{приб}} = 0,32 \text{ ВА}$.

Общее сопротивление приборов

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2} = \frac{0,32}{5^2} = 0,01 \text{ Ом},$$

Допустимое сопротивление проводов

$$r_{\text{ПР}} = z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}} = 1,2 - 0,01 - 0,1 = 1,09 \text{ Ом},$$

где $z_{2\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$ – номинальная нагрузка данного трансформатора тока для класса точности 0,5;

$r_{\text{К}} = 0,1 \text{ Ом}$ - сопротивление контактов для четырех и более приборов.

Для цепей КРУ 10 кВ длина проводов: $L = 3 \text{ м}$, то $L_{\text{расч}} = L = 3 \text{ м}$. Тогда сечение соединительных проводов будет равно

$$q = \frac{\rho \cdot L_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПР}}} = \frac{0,0283 \cdot 3}{1,09} = 0,08 \text{ (мм}^2\text{)}$$

По условию механической прочности для алюминия принимаем контрольный кабель АКВВГ 4x4 с жилами сечением $q = 4 \text{ мм}^2$.

Проверяемый ТТ подходит по всем условиям.

Трансформаторы напряжения

Трансформаторы напряжения для питания измерительных приборов выбираются и проверяются:

1) по условию:

$$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$$

2) по классу точности: 0,5 (при питании расчетных счетчиков применяется трансформатор напряжения с классом точности 0,5, при питании щитовых приборов и реле применяется класс точности 3).

3) по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{НОМ}}$$

									Лист
									31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.274.00 ПЗ				

где $S_{2ном}$ - суммарная мощность подключенных к трансформатору напряжения приборов, ВА;

$S_{2ном}$ – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности, ВА .

В качестве трансформаторов напряжения выбираем НАМИ-10-У3. Их характеристики приведены в таблице 1.16:

Таблица 1.16 – Характеристики трансформаторов напряжения 10 кВ

Тип	Номинальное напряжение обмотки			Номинальная мощность, В·А, в классе точности				Максимальная мощность, В·А
	первичной, кВ	основной вторичной, В	дополнительной, В	0,2	0,5	1	3	
НАМИ-10	$10/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100:3 или 100	50	75	150	300	630

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения складывается из потребляемой мощности подключенных к нему приборов. Характеристика приборов подключенных к ТН приведена в таблице 1.17.

Таблица 1.17 – Характеристика приборов подключенных к ТН 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Полная потребляемая мощность
							S_2 , ВА
Преобразователь измерительный универсальный	ЭНИП-2	0,1	3	1	0	15	4,5
ИП	ЭП 8527/3	3,0	1	1	0	1	3
Счетчик активной энергии	EA02RL	2,5	2	1	1	15	45
Итого							52,5

Определим вторичную нагрузку.

$$S_{2\Sigma} = 52,5 \text{ ВА} \quad (1.28)$$

Три ТН, соединённые в звезду, имеют мощность $S_{ном} = 630 \text{ ВА}$, что больше $S_{2\Sigma}$.

$$S_{2\Sigma} = 52,5 \text{ ВА} < S_{ном} = 630 \text{ ВА} \quad (1.29)$$

Таким образом, ТН будут работать в выбранном классе точности 0.5.
Проверяемый ТН 10 кВ проходит по всем рабочим параметрам.

					13.03.02.2017.274.00 ПЗ	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 ВЫБОР ВИДОВ РЗА ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НА СТОРОНЕ НН И ВН

Для повышения качества работы РЗА на проектируемом объекте примем к установке устройства РЗА одного из ведущих иностранных производителей. Наиболее представленными в средней части России производителями новейшей микропроцессорной техники РЗА являются «АББ Автоматизация», «General Electric» и АО «Шнейдер Электрик». Цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют высокую стоимость, которая, впрочем, окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью. Краткий сравнительный анализ для выбора поставщика оборудования приведен в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Производитель	Наличие рекомендаций по расчету уставок	Наличие устройств РЗА для всех классов напряжений	Оптимальная цена	Соответствие рекомендациям по импортозамещению
«АББ»	+	+	+	-
«GE»	+	+	-	-
«Шнейдер»	+	-	+	-

Для реализации защит проектируемой подстанции будем применять микропроцессорные устройства РЗА фирмы «АББ Автоматизация».

К настоящему времени «АББ Автоматизация» поставляет устройства Relion серии 500, 610, 630, 650 и 670 для нужд РЗА подстанций.

2.1 Кабельная 10 кВ

Согласно [1, п. 3.2.93, п. 3.2.96] и [2, п. 9.14.4], для защиты КЛ 10 кВ требуется установить:

- Двухступенчатая токовая защита (ТО+МТЗ);
- Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ+УКИ);
- Дуговая защита;
- УРОВ.

Рассмотрим выбор терминала РЗА для защиты КЛ производства «АББ Автоматизация».

Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 6–35 кВ на базе терминалов серии REF620. Устройство REF620 обеспечивает основную защиту воздушных и кабельных линий в распределительных сетях среднего и низкого напряжения. Кроме того, функция стабилизации при бросках тока намагничива-

ния позволяет использовать устройство для основной защиты распределительных трансформаторов.

Перечислим функции типа терминала для РЗА линий REF620:

- Трехфазная ненаправленная максимальная токовая защита, низкая степень
- Трехфазная ненаправленная максимальная токовая защита, высокая степень
- Трехфазная ненаправленная максимальная токовая защита, степень без выдержки времени (отсечка)
- Защита от обрыва фазы
- Трехфазная защита от тепловой перегрузки кабелей
- Ненаправленная защита от замыкания на землю, низкая степень
- Ненаправленная защита от замыкания на землю, высокая степень
- Защита от электрической дуги
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)
- Автоматическое повторное включение

Для реализации дуговой защиты примем к установке в ячейки присоединений КЛ – реле АВВ дуговой защиты REA101. В случае возникновения электрической дуги место короткого замыкания может быть быстро локализовано путем проверки области контроля датчика, который обнаружил дуговой разряд.

2.2 Кабельная линия 10 кВ, питающая электродвигатель 10 кВ

Согласно [1, п. 5.3.48, п. 5.3.46, п. 5.3.40] и [2, п. 9.14.4], для защиты ЭД 10 кВ требуется установить:

- Защита от однофазных замыканий на землю;
- Защита от коротких замыканий (ТО по схеме неполной звезды с дополнительным реле);
- Защита от перегрузки (МТЗ с действием на сигнал, либо отключение при блокировке ротора);
- Защита минимального напряжения (с отключением одного из ЭД с АПВ после самозапуска);
- Дуговая защита;
- УРОВ.

Рассмотрим выбор терминала РЗА для ЭД 10 кВ производства «АББ Автоматизация».

Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 6–35 кВ на базе терминалов серии REJ601. Для ЭД поставляются терминалы типа REJ601.

Указанный терминал выполняет функции РЗА для ЭД:

- трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений;
- автоматический ввод ускорения любых ступеней МТЗ при любом включении выключателя;

									Лист
									35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.274.00 ПЗ				

- защита от однофазных замыканий на землю по току основной частоты (может быть выполнена направленной);
- защита синхронных двигателей от асинхронного хода в ступени МТЗ-2;
- защита минимального напряжения (ЗМН);
- формирование сигнала УРОВ при отказах своего выключателя;
- одно- или двукратное АПВ;
- исполнение внешних сигналов АЧР и ЧАПВ.

Для реализации дуговой защиты примем к установке в ячейки присоединений КЛ – реле АВВ дуговой защиты REA101.

2.3 Трансформатор 10/0,4 кВ.

Согласно [1, п. 3.2.53-54, п. 3.2.59-61, п. 3.2.66 и п.3.2.69] и [2, п. 9.14.4], для защиты трансформатора 10/0,4 кВ требуется установить:

- Защита от однофазных замыканий на землю;
- Защита от коротких замыканий на выводах трансформатора и от внутренних повреждений;
- Защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от перегрузки (МТЗ с действием на сигнал);
- Дуговая защита;
- УРОВ.

Рассмотрим выбор типоразмера терминала трансформатора 10/0,4 кВ малой мощности от фирмы «АББ Автоматизация».

«АББ Автоматизация» предлагает для трансформатора 10/0,4 кВ терминалы, как и для КЛ. Он оснащен всеми видами защит, которые нужны для трансформатора 10/0,4.

2.4 Секционный выключатель 10 кВ

Рассмотрим выбор терминала РЗА СВ НН производства «АББ Автоматизация».

Согласно [2, п. 9.14.2-3], для защиты СВ 10 кВ требуется установить:

- Защита от перегрузки (МТЗ);
- АВР;
- ЛЗШ;
- Дуговая защита;
- УРОВ.

Все необходимые функции также выполняет терминал производства «АББ Автоматизация».

					13.03.02.2017.274.00 ПЗ	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 6–35 кВ на базе терминалов серии REF630-D. Для СВ поставляются терминалы типа REF630-D.

Для реализации дуговой защиты примем к установке в ячейки присоединений КЛ – реле АВВ дуговой защиты REA101.

2.5 Вводный выключатель 10 кВ

Рассмотрим выбор терминала РЗА рабочего ввода НН производства фирмы «АББ Автоматизация».

Согласно [2, п. 9.14.1], для защиты вводов 10 кВ требуется установить:

- МТЗ с пуском по напряжению;
- Защита минимального напряжения;
- Дуговая защита;
- УРОВ.

Все необходимые функции также выполняет терминал серии REF630-D.

Для реализации дуговой защиты примем к установке в ячейки присоединений КЛ – реле АВВ дуговой защиты REA101.

2.6 Система шин 10 кВ

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

Так как терминалы присоединений 6...35 кВ всех вышеперечисленных серий оснащены входами напряжения, задачей терминала в ячейке ТН является контроль изоляции и выполнение функций АЧР, ЧАПВ.

Рассмотрим выбор терминала РЗА производства «АББ Автоматизация».

Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 6–35 кВ на базе терминалов Relion. Для ячейки ТН поставляются терминалы типа REU615.

Терминал оснащен такими функциями, как:

- трехступенчатая защита минимального напряжения (ЗМН) с контролем трех линейных напряжений;
- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) по напряжению нулевой последовательности;
- выдача сигнала разрешения для комбинированного пуска МТЗ других присоединений;
- контроль трансформатора напряжения;
- трехступенчатая автоматическая частотная разгрузка (АЧР);

									Лист
									37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.274.00 ПЗ				

- частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ);
- формирование сигнала пуска АВР;
- формирование сигналов восстановления схемы нормального режима после АВР.

2.7 Силовой трансформатор 220/10 кВ

Рассмотрим выбор шкафов РЗА производства «АББ Автоматизация» для защиты силового двухобмоточного трансформатора 220/10 кВ.

Согласно [1, п. 3.2.51] и [2, п. 9.7] для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более рекомендуется устанавливать следующие виды защит:

1. Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа и от понижения уровня масла. Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

2. Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений:

- Продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени;
- Токовая отсечка без выдержки времени, устанавливаемая со стороны питания и охватывающая часть обмотки, если не предусматривается дифференциальная защита.

Указанные защиты должны действовать на отключение всех выключателей трансформатора.

3. Для защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными короткими замыканиями с действием на отключение – максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или без него. При выборе тока срабатывания максимальной токовой защиты необходимо учитывать возможные токи перегрузки при отключении параллельно работающих трансформаторов.

4. На трансформаторах по условию необходимости резервирования отключения замыканий на землю на смежных элементах и по условию обеспечения селективности защит от замыканий на землю сетей разных напряжений должна быть предусмотрена токовая защита нулевой последовательности от внешних замыканий на землю.

5. В зависимости от вероятности и назначения возможной перегрузки следует предусматривать максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал.

6. Управление РПН для дистанционного оперативного регулирования уровня напряжения и автоматического контроля уровня напряжения.

7. Ступенчатая МТЗ с пуском по напряжению в роли резервных защит на стороне ВН и НН.

										Лист
										38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.274.00 ПЗ					

Фирма предлагает МП устройства РЗА на базе шкафов серии Relion. Для основной защиты двухобмоточных трансформаторов поставляются RET670-B30 – устройства защиты трансформаторов в магистральных сетях.

RET670-B30 осуществляют следующие функции:

1. Дифференциальная защита трансформатора:

- ДЗТ выполнена в виде двухканальной дифференциальной токовой защиты, содержащей чувствительное реле и отсечку. Чувствительное реле ДЗТ имеет токозависимую характеристику с уставкой по начальному току срабатывания.

2. Максимальная токовая защита:

- МТЗ на всех сторонах трансформатора выполняется в трехфазном исполнении и содержит: реле максимального тока, при этом МТЗ НН имеет две ступени; реле выдержки времени для действия на различные выключатели всех сторон трансформатора; пусковые органы низшего напряжения, реагирующие на уменьшение междуфазных напряжений и на увеличение напряжения обратной последовательности.

3. Токовая защита нулевой последовательности:

- ТЗНП ВН от внешних замыканий на землю.

Для управления электроприводами РПН при регулировании коэффициента трансформации также используются RET670-B30.

RET670-B30 осуществляют следующие функции:

1. Автоматическая регулировка коэффициента трансформации:

- АРКТ осуществляет автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах и ручное регулирование напряжения, блокировку работы РПН при обнаружении неисправности привода РПН и блокировку РПН от внешних сигналов.

Для резервной защиты двухобмоточных трансформаторов также используются RET670-B30 – устройства защиты трансформаторов в магистральных сетях.

RET670-B30 осуществляют следующие функции:

1. Резервные ступенчатые защиты с пуском по напряжению:

- МТЗ выполнена с комбинированным пуском по напряжению низкой стороны. Токовая ненаправленная защита нулевой последовательности содержит одну ступень. Имеется возможность ускорения действия МТЗ, ТЗНП при включении выключателя.

									Лист
									39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.274.00 ПЗ				

2.8 Воздушная линия 220 кВ

Рассмотрим выбор видов РЗА для ВЛ 220 кВ с двухсторонним питанием от существующих подстанций (рисунок 2.1).

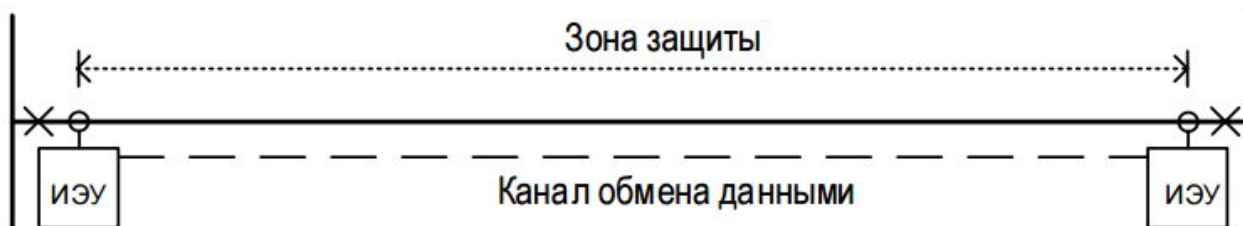


Рисунок 2.1 – Поясняющая схема защищаемой ВЛ.

В соответствии с [1, п. 3.2.106] для линий в сетях 110..220 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных КЗ и от однофазных КЗ.

В соответствии с [1, п. 3.2.107] защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях.

В соответствии с [1, п. 3.2.108] для сетей 110...220 кВ необходимость применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке линии определяется с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы.

В учебном проектировании примем, что на ВЛ с двусторонним питанием (рисунок 2.2) требуется установка защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке линии.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП). Защита должна быть установлена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

В соответствии с [1, п. 3.2.111] На одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон, должна быть применена ДЗ (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве резервной.

В соответствии с [1, п. 3.2.115] в качестве основных защит одиночных линий с двусторонним питанием следует предусматривать высокочастотные и продольные дифференциальные защиты.

В соответствии с [1, п. 3.2.116] при выполнении основной защиты по 3.2.115 в качестве резервных следует применять:

- от многофазных КЗ, как правило, ДЗ, преимущественно трехступенчатые;
- от замыканий на землю ступенчатые ТНЗНП.

В соответствии с [2, п. 9.9.1] на ВЛ с двухсторонним питанием должны устанавливаться две независимые защиты от всех видов повреждения: быстродействующая защита с абсолютной селективностью и комплект ступенчатых защит (резервная защита). Должны быть предусмотрены меры по отстройке быстродействующих защит от коротких замыканий за силовыми трансформаторами отпаечных подстанций.

В соответствии с [2, п. 9.9.2] в качестве основной быстродействующей защиты необходимо применять продольную дифференциальную защиту (ДЗЛ).

В соответствии с [2, п. 9.9.4] комплект ступенчатых защит должен содержать ДЗ и ТНЗП.

В соответствии с [2, п. 9.10] на ВЛ должно предусматриваться трехфазное АПВ (ТАПВ). На ВЛ с двусторонним питанием с однократным действием.

В соответствии с [2, п. 9.11] на каждом выключателе напряжением свыше 110 кВ должно предусматриваться УРОВ с пуском от защит присоединений. УРОВ должно быть реализовано ступенчатым действием:

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

В соответствии с [7] на ЛЭП 110 (220) кВ с двусторонним питанием устанавливаются следующие комплекты РЗА:

- 1 комплект – основная быстродействующая защита, комплект резервных ступенчатых защит и дополнительная отсечка;
- 2 комплект – комплект резервных ступенчатых защит и дополнительная отсечка;
- 3 комплект – АУВ, АПВ, УРОВ.

Размещение комплектов РЗА основной защиты на двухцепной ВЛ с двусторонним питанием представлен на рисунок 2.2.

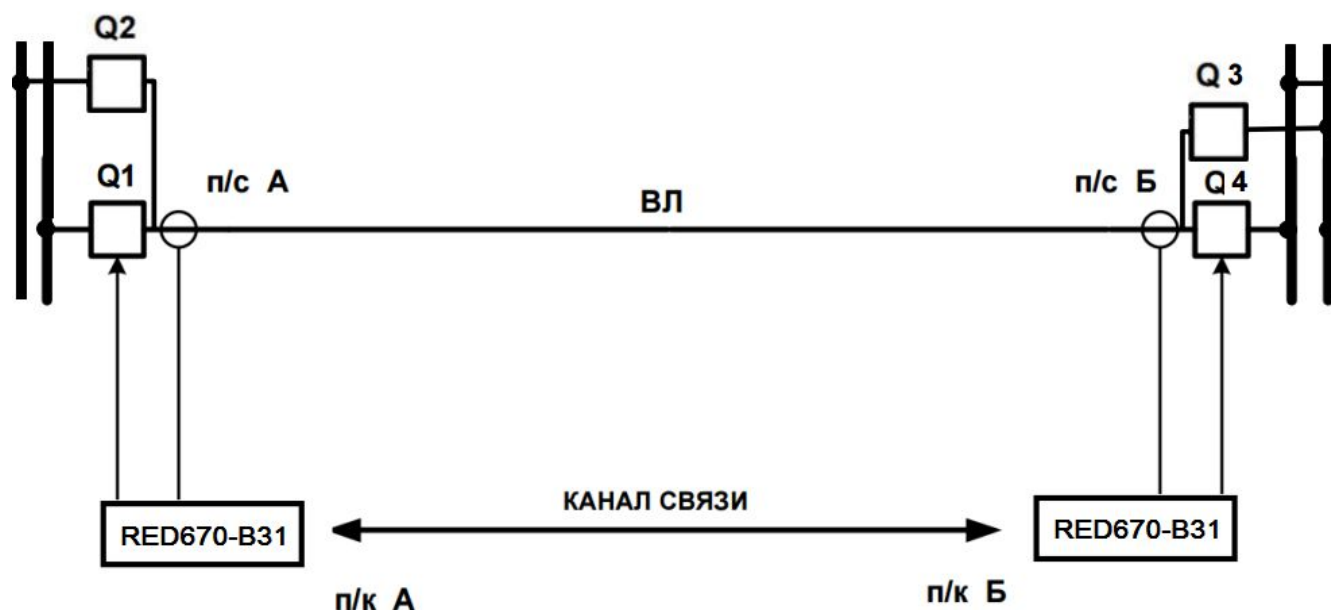


Рисунок 2.2 – Размещение РЗА ВЛ

Фирма предлагает МП устройства РЗА на базе Relion. Для основной быстродействующей защиты при всех видах КЗ на ВЛ напряжением 220 кВ поставляются устройства дифференциальной защиты линии RED670-B31.

RED670-B31 осуществляют следующие функции:

									Лист
									41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.274.00 ПЗ				

- RED670 обеспечивает дифференциальную защиту с пофазным сравнением токов линии, с числом концов до 5, включая силовые трансформаторы в зоне защиты;
- RED670 обеспечивает резервирование на базе встроенной дистанционной защиты;
- RED670 обеспечивает повышенную готовность благодаря проверенным и хорошо зарекомендовавшим себя решениям и эффективной обработке входной информации, что наиболее важно для сетей высокого напряжения;
- Типовые исполнения RED670 являются выгодным с экономической точки зрения и проверенным решением;
- RED670 – комплексное решение защиты, управления и мониторинга.

Для резервных дистанционных и токовых защит ВЛ напряжением 220 кВ поставляются устройства дистанционной защиты линии REL670-B31.

REL670-B31 содержит один комплект, реализующий функции ДЗ, ТНЗНП, ТО и УРОВ.

Для управления, защиты и автоматики выключателя напряжением 220 кВ поставляются устройства защиты выключателя REQ650.

					13.03.02.2017.274.00 ПЗ	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ РЗА

При выполнении расчетов будем руководствоваться методическими указаниями [7], [8]. В случаях, когда в них отсутствует необходимая информация, используем ПУЭ[1].

3.1 Кабельная линия, питающая электродвигатель 10 кВ

Произведем выбор уставок МП терминала REJ601 производства «АББ Автоматизация».

3.1.1 Токовая отсечка электродвигателя

Ток срабатывания ТО отстраивается от пускового тока ЭД:

$$I_{\text{то. д}} = k_{\text{н}} \cdot k_{\text{п}} \cdot I_{\text{д. ном}}; \quad (3.1)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, из методических указаний [8] принимается равным 1,15;

$k_{\text{п}}$ – коэффициент пуска, по исходным данным составляет 5,3;

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

Номинальный ток ЭД определяется по формуле:

$$I_{\text{д. ном}} = \frac{P_{\text{д. ном}}}{\sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot \eta \cdot U_{\text{д. ном}}} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 0,89 \cdot 0,96 \cdot 10} = 54 \text{ А}; \quad (3.2)$$
$$I_{\text{то. д.}} = 1,15 \cdot 5,3 \cdot 54 = 329 \text{ А.}$$

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз. мин}}^{(3)}}{I_{\text{с. о. д.}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7785}{329} \cdot 1 = 14,82; \quad (3.3)$$

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

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

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{то. д. 2}} = \frac{I_{\text{то. д.}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}; \quad (3.4)$$

где $n_{\text{т}}$ – коэффициент трансформации;

$k_{\text{сх}}^{(3)}$ – коэффициент схемы.

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

									Лист
									43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.274.00 ПЗ				

Коэффициент трансформации равен отношению номинальных первичного и вторичного токов ТТ:

$$n_T = \frac{I_{1.ном}}{I_{2.ном}}; \quad (3.5)$$

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

$$I_{1.ном} \geq I_{раб.макс.д} = I_{д.ном} = 54 \text{ А.}$$

Для трансформатора тока ТОЛ-10 по каталогу [11] выбираем $I_{1.ном}$ равным 100 А.

Тогда:

$$I_{то.д.2} = \frac{329 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 16,5 \text{ А;}$$

Минимальная выдержка времени ТО может быть установлена равной 0 с.

Защита ЭД от КЗ в терминале REJ601 выполнена трехступенчатой: первая МТЗ-1 и вторая МТЗ-2 с независимой времятоковой характеристикой, третья МТЗ-3 с независимой или зависимой времятоковой характеристикой.

По РЭ [12] с независимой времятоковой характеристикой диапазоны уставок по выдержки времени:

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

Для реализации ТО достаточно одной из них (для ТО берем самую грубую, т.е. 1 ступень) (табл. 2.1) [12].

Таблица 3.1

Уставки защиты от КЗ (МТЗ)	Значение
Работа МТЗ-1	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-1	16,5 А
Время срабатывания МТЗ-1	0 с

3.1.2 Защита от замыканий на землю

Ток срабатывания защиты от ОЗЗ вычисляется по формуле:

$$I_{с.з.озз} = k_{отс} \cdot k_b \cdot I_c;$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

k_b – коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока присоединения в начальный момент внешнего ОЗЗ;

I_c – собственный емкостной ток присоединения.

Коэффициент броска собственного емкостного тока рекомендуется принимать 1,5...2 [1]. В технической документации на терминал REJ601 [12] указаний нет, поэтому принимаем k_b равным 2.

Сечение жил определяем исходя из номинальной мощности ЭД, затем по таблице 3.36 каталога [3] находим сечение:

$$S_{д. ном} = \frac{P_{д. ном}}{\cos\varphi \cdot \eta} = \frac{0,8}{0,89 \cdot 0,96} = 0,936 \text{ МВА}; \quad (3.6)$$

Выбираем медные жилы сечением 35 мм^2 .

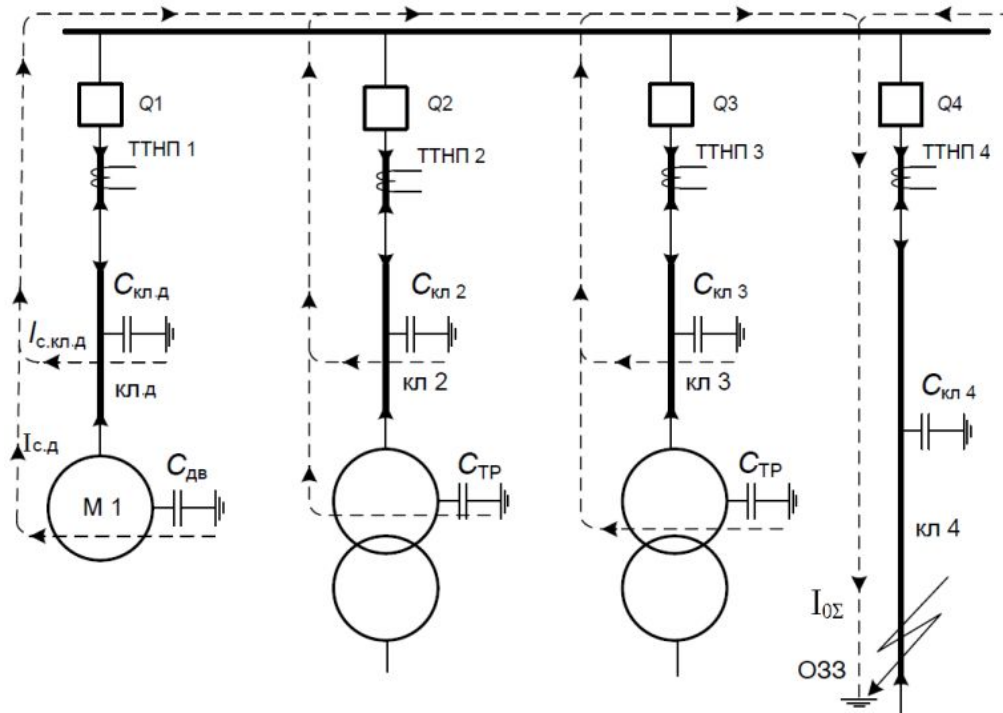


Рисунок 3.1 – Защита ЭД от ОЗЗ в сети 10 кВ

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

$$I_c = I_{c. кл} + I_{c. д.} \quad (3.7)$$

Собственный емкостной ток рассчитывается по длине КЛ и удельному значению емкостного тока взятому из таблицы 3.2.

$$I_{c. кл} = k \cdot L_{кЛ}; \quad (3.8)$$

где k – удельное значение емкостного тока КЛ напряжением 10 кВ и сечением 35 мм^2 равно $0,72 \text{ А/км}$;

$L_{кЛ}$ – длина КЛ к ЭД в км.

Рассчитаем емкость фазы ЭД:

$$C_d = \frac{0,0187 \cdot S_{д. ном}}{1,2 \cdot \sqrt{(U_{д. ном} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{д. ном}))}}; \quad (3.9)$$

где $S_{д. ном}$ – полная мощность ЭД, МВА;

$U_{д. ном}$ – номинальное напряжение ЭД, кВ.

Емкость фазы ЭД:

$$C_d = \frac{0,0187 \cdot 0,936 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{(10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10))}} = 2,99 \cdot 10^{-9} \text{ Ф.}$$

Собственный емкостной ток ЭД вычисляется по формуле:

$$I_{с.д} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f \cdot 3 \cdot C_{д} \cdot U_{д.ном}}{\sqrt{3}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 3 \cdot 2,99 \cdot 10^{-9} \cdot 10}{\sqrt{3}} = 0,017 \text{ А}; \quad (3.10)$$

где f – частота сети, 50 Гц;

$U_{д.ном}$ – номинальное линейное напряжение сети, В.

Таблица 3.2

Сечение жил КЛ, мм ²	Удельное значение емкостного тока, А/км	
	6кВ	10кВ
16	0,40	0,55
25	0,50	0,65
35	0,58	0,72
50	0,68	0,80
70	0,80	0,92
95	0,90	1,04
120	1,00	1,16
150	1,18	1,3
185	1,25	1,47
240	1,45	1,70

Итого собственный емкостной ток присоединения:

$$I_c = 0,036 + 0,017 = 0,053 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от ОЗЗ:

$$I_{с.з.озз} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,053 = 0,127 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты от ОЗЗ можно оценить по формуле:

$$k_{ч} = \frac{I_{o\Sigma}}{I_{с.з.озз}} = \frac{6,072}{0,127} = 47,8 \gg 1,5; \quad (3.11)$$

где $I_{o\Sigma}$ – суммарный ток ОЗЗ от сети в месте повреждения.

Защита от ОЗЗ обеспечивает нормативную чувствительность.

Вторичный ток защиты от ОЗЗ:

$$I_{с.з.озз2} = \frac{I_{с.з.озз}}{n_{т.о}} = \frac{0,127 \cdot 1}{25} = 0,0051 \text{ А;}$$

где $n_{т.о}$ – коэффициент трансформации ТТНП, при выборе ТЗЛМ-1 равен 25/1.

Минимальная уставка по току защиты от ОЗЗ равна 0,01, при этом первичный фактический ток срабатывания защиты составит:

$$I_{с.з.озз.факт} = I_{уст.факт} \cdot I_{2.ном.о} \cdot n_{т.о} = 0,01 \cdot \frac{25}{1} \cdot 1 = 0,25 \text{ А.} \quad (3.12)$$

Действительный коэффициент чувствительности защиты от ОЗЗ составит:

$$k_{ч.факт} = \frac{I_{o\Sigma}}{I_{с.з.озз.факт}} = \frac{6,072}{0,25} = 24,29 \gg 1,5; \quad (3.13)$$

Видно, что при вынужденном загрузлении защиты нормативная чувствительность все равно обеспечивается с огромным запасом.

Так как мы отстроили защиту от ОЗЗ от бросков емкостного тока в переходных режимах, выдержка времени защиты не нужна. В соответствии с [12] выбираем минимально возможную выдержку времени 0,2 с.

Чувствительная защита от замыканий на землю терминала REJ601 содержит ступень для реализации защиты от ОЗЗ (таблица 3.3).

Таблица 3.3

Уставки защиты от ЗОЗЗ	Значение
Ток срабатывания ЗОЗЗ	0,25 А
Время срабатывания ЗОЗЗ	0,2 с
Напряжение срабатывания ЗОЗЗ	(1-100) В

3.1.3 Защита от технологической перегрузки

В терминале REJ601 есть тепловая защита от перегрузки, работающая на основе расчетов тепловой модели ЭД. Однако для точной работы модели необходимо задать постоянные времени нагрева и охлаждения двигателя, которые тяжело узнать на стадии проектирования. Кроме того указанные характеристики меняются в зависимости от температуры окружающей среды, что может быть точно учтено лишь наличием соответствующего физического датчика, присоединенного к терминалу.

При выполнении защиты от перегрузки двигателей малой мощности (стоимости) на предприятии с дежурным обслуживающим персоналом с действием на сигнал, возможна реализация защиты в виде обычной токовой (МТЗ) с независимой выдержкой времени [2].

Ток срабатывания защиты от перегрузки выбирается по условию отстройки от номинального тока ЭД:

$$I_{с.з.п.д} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{д.доп}; \quad (3.14)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,05 при действии защиты на сигнал по [4];

k_B – коэффициент возврата соответствующего вида защиты устройства, для трехступенчатой МТЗ терминала REJ601 по [12], равен 0,94;

$I_{д.доп}$ – длительно допустимый ток ЭД.

В соответствии с пунктом 5.2.2 [1] номинальная мощность ЭД должна сохраняться при отклонении напряжения до $\pm 10\%$, т.е.

$$I_{д.доп} = 1,1 \cdot I_{д.ном} = 1,1 \cdot 38,5 = 42,4 \text{ А.}$$

Таким образом, ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{с.з.п.д} = \frac{1,05}{0,94} \cdot 42,4 = 47,4 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{с.з.п.д.2} = \frac{I_{с.з.п.д}}{n_{т.о}} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{47,4 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 2,4 \text{ А.} \quad (3.15)$$

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

$$t_{с.з.п.д} = k_3 \cdot t_{пуск} = 1,3 \cdot 10 = 13 \text{ с;} \quad (3.16)$$

где k_3 – коэффициент запаса, принимается равным 1,3;

$t_{пуск}$ – время пуска или самозапуска.

Для реализации защиты от перегрузки используем третью ступень (самую чувствительную) трехступенчатой МТЗ терминала REJ601 (таблица 3.4), первая ступень задействована ранее под ТО.

Таблица 3.4

Уставки защиты от КЗ (МТЗ)	Значение
Работа МТЗ-3	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-3	2,4 А
Выдержка времени МТЗ-3	независимая
Независимая выдержка времени МТЗ-3	13 с

3.1.4 Защита от блокировки ротора

Если при пуске или работе ротор будет заблокирован, то перегрев ЭД может наступить за сравнительно короткое время. Защита от перегрузки с действием на сигнал в этом случае неэффективна. В любом из МП терминалов специально предназначенных для защиты ЭД, как правило, предусматривается специальная защита от блокировки ротора, действующая на отключение.

Ток срабатывания защиты от заклинивания ротора:

$$I_S = \frac{k_{п} \cdot I_{д.ном}}{2} = \frac{5,3 \cdot 38,5}{2} = 102 \text{ А.} \quad (3.17)$$

3.1.5 Защита минимального напряжения

Так как устройство REJ601 самостоятельно измеряет напряжение, то ЗМН реализуется непосредственно терминалом. Часть ЭД секции при снижении напряжения на шинах отключается с последующим АПВ после самозапуска ЭД ответственных механизмов. Предположим, что рассматриваемый ЭД должен отключаться при снижении напряжения дольше определенного времени.

В соответствии с [1], напряжение срабатывания ЗМН:

$$U_{с.з\text{МН}.2} = 0,7 \cdot U_{\text{ном}.2} = 0,7 \cdot 100 = 70\text{В}. \quad (3.18)$$

В соответствии с [1], выдержка времени ЗМН должна быть отстроена (быть на ступень больше) от быстродействующих защит трансформаторов 10/0,4 кВ и ЭД 10 кВ, т.е. ТО в диапазоне 0,5...1,5 с. Принимаем меньшее значение $t_{\text{ЗМН}}$ равно 0,5 с.

Настроим работу терминала REJ601 в режиме самозапуска ЭД (таблица 3.5).

Таблица 3.5

Уставки защиты от КЗ	Значение
Работа ЗМН	предусмотрена
Напряжение срабатывания ЗМН	70 В
Время срабатывания ЗМН	0,5 с
Действие ЗМН на отключение	предусмотрено
АПВ	работа

3.1.6 УРОВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [13].

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{д.ном}} = 0,05 \cdot 36,4 = 1,82 \text{ А}. \quad (3.19)$$

Выдержка времени УРОВ выбирается по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя в соответствии с выражением:

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{в.уров}} + t_{\text{п.уров}} + t_{\text{зап}}; \quad (3.20)$$

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

$t_{\text{в.уров}}$ – время возврата токового органа УРОВ;

$t_{\text{п.уров}}$ – погрешность выдержки времени;

$t_{\text{зап}}$ – время запаса, по [14] принимается равным 0,1 с.

Время отключения выключателя зависит от типа выключателя, типа его привода и блока управления. Для вакуумного выключателя полное время отключения составляет 0,06 с [15].

По данным из руководства по эксплуатации [12] время возврата токового органа УРОВ не превышает 0,05с, погрешность таймеров УРОВ составляет 0,025 с.

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{уров} = 0,06 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,235 \text{ с.}$$

Рассмотрим выбор настроек программного блока УРОВ таблица 3.6:

Таблица 3.6

Уставки защиты от КЗ	Значение
УРОВ	вывод
Ток срабатывания УРОВ	1,82 А
Время срабатывания УРОВ	0,24 с
Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	предусмотрено

3.2 Трансформатор 10/0,4 кВ

Произведем выбор уставок МП терминала РЗА RET630 производства «АББ Автоматизация».

3.2.1 Токовая отсечка трансформатора

Токовые защиты сетей 6...35 кВ рассчитываются по методикам для фирм-разработчиков с сайта ОАО «ФСК ЕЭС», рекомендациям руководства по эксплуатации на устройство или по общей методике [8].

Ток срабатывания токовой отсечки по условию отстройки от максимального тока КЗ за трансформатором, приведенного к стороне ВН:

$$I_{то} \geq K_{отс} \cdot I_{кз. макс. нн}^{(3)} = 1,15 \cdot 720 = 828 \text{ А}; \quad (3.21)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки по [7] принимаем равным 1,15.

По второму условию ток срабатывания отсечки отстраивается от бросков тока намагничивания при включении трансформатора под напряжение:

$$I_{то} \geq K_n \cdot K_{отс} \cdot I_{т. ном. вн}; \quad (3.22)$$

где K_n – максимальное значение коэффициента броска намагничивающего тока, равное 7,05 по [7];

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки по [7] принимаем равным 1,1.

$I_{т. ном. вн}$ – номинальный ток на стороне ВН трансформатора.

Номинальный ток на стороне ВН трансформатора:

$$I_{т. ном. вн} = \frac{S_{т. ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т. ном. вн}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,7 \text{ А}. \quad (3.23)$$

Ток срабатывания ТО по второму условию:

$$I_{то} \geq 1,1 \cdot 7,05 \cdot 57,7 = 447,7 \text{ А};$$

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

$$I_{TO} = \max\{I_{TO.1}; I_{TO.2}\} = \max\{828; 447,7\} = 828 \text{ А.} \quad (3.24)$$

Определим коэффициент чувствительности ТО при двухфазном КЗ на стороне ВН в минимальном режиме работы энергосистемы:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз. мин. ВН}}^{(3)}}{I_{\text{ТО}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7785}{828} \cdot 1 = 8,14; \quad (3.25)$$

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

Коэффициент чувствительности по [1, п. 3.2.21.8] должен быть не менее 2, следовательно, нормативная чувствительность ТО трансформатора обеспечена.

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{\text{с.о.втор}} = \frac{I_{\text{ТО}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}; \quad (3.26)$$

Выберем трансформаторы тока ячейки КРУ присоединения трансформатора 10/0,4 кВ к шинам НН. Рабочий максимальный ток на стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{T. раб. макс}} = \frac{K_{\text{п}} \cdot S_{\text{T. ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{T. ном. ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80 \text{ А.} \quad (3.27)$$

Выбираем ТТ ТОЛ-10 с коэффициентом трансформации n_{T} равным 250/5.

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

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{\text{с.о.втор}} = \frac{828 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 41,4 \text{ А.}$$

Уставку по времени ТО принимаем минимально возможную 0 с.

Настроим параметры ТО (таблица 3.7).

Таблица 3.7

Уставки 1 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-1	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-1	41,4 А
Время срабатывания МТЗ-1	0 с

3.2.2 Максимальная токовая защита трансформатора

Ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению:

$$I_{\text{МТЗ}} = k_{\text{н.с}} \cdot \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{с.зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{T. раб. макс}}; \quad (3.28)$$

где $k_{\text{н.с}} = 1,1$ – коэффициент надежности согласования с МТЗ цифрового расцепителя на стороне НН по [7];

$k_H = 1,1$ – коэффициент надежности по [7];

$k_{с.зап} 1,5..6$ – коэффициент самозапуска нагрузки, принимать значение из диапазона в зависимости от количества двигателей [7];

$k_B = 0,94$ – коэффициент возврата ПО тока по [9].

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{MTЗ} = 1,1 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,94} \cdot 80 = 156,4 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность МТЗ при двухфазном КЗ на выводах НН трансформатора:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ. мин. НН}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх. } \frac{\Delta}{Y}}^{(2)} = \frac{7785}{156,4} \cdot 0,5 = 24,88 \geq 1,5. \quad (3.29)$$

где $k_{\text{от. ч. сх. } \frac{\Delta}{Y}}^{(2)} = 0,5$ – коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда при КЗ за трансформатором Δ/Y -11 гр.;

Расчетный коэффициент чувствительности превышает нормативное значение, равное 1,5 [1, п. 3.2.31.1]. Пуск по напряжению для МТЗ не требуется.

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{MTЗ.2} = \frac{I_{MTЗ}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{156,4 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 12,47 \text{ А.} \quad (3.30)$$

Для выбора выдержки времени МТЗ необходимо учесть выдержки времени расцепителей автоматических выключателей ввода НН и выбрать степень селективности между терминалом защиты силового трансформатора и вводом НН (рисунок 3.2)

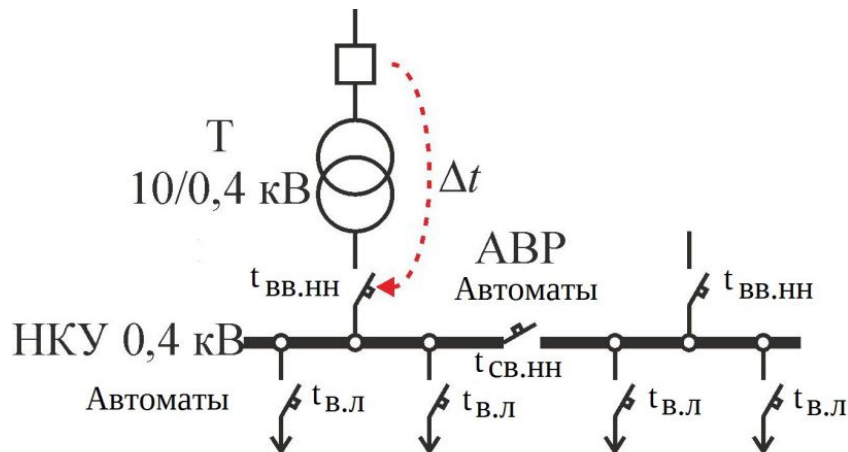


Рисунок 3.2 – НКУ 0,4 кВ на НН трансформатора 10 кВ.

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

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

$$\begin{aligned} \Delta t &= t_{\text{откл.авт.вв}} + t_{\text{погреш.авт.вв}} + t_{\text{погреш.терм.т}} + t_{\text{возв.мтз.т}} + t_{\text{зап}} = \\ &= 0,04 + 0,02 + 0,025 + 0,065 + 0,1 = 0,25 \text{ с;} \end{aligned} \quad (3.31)$$

где $t_{\text{откл.авт.вв}}$ – время отключения автомата ВВ, по данным [16] составляет 0,04 с;

$t_{\text{погреш.авт.вв}}$ – погрешность выдержки времени МТЗ расцепителя автомата ВВ, по данным [16] составляет 0,02 с;

$t_{\text{погреш.терм.т}}$ – погрешность выдержки времени МТЗ терминала РЗА трансформатора, по данным [9] составляет 0,025 с;

$t_{\text{возв.мтз.т}}$ – время возврата МТЗ терминала РЗА трансформатора, по данным [9] составляет 0,065 с; время запаса примем 0,1 с.

Степень селективности Δt можно оставить равным расчетному 0,25 с, можно округлить до 0,3 с, можно принять рекомендованное [7] 0,4 с, хотя данные рекомендации относятся к РЗА объектов 110 кВ и выше.

В данном примере примем Δt равной 0,3 с.

Выдержка времени МТЗ трансформатора:

$$t_{\text{МТЗ.т}} = t_{\text{МТЗ.вв0,4}} + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5 \text{ с.} \quad (3.32)$$

Параметры второй ступени МТЗ терминала REJ601 представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8

Уставки 2 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-2	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-2	12,47 А
Время срабатывания МТЗ-2	0,5 с

3.2.3 Защита от перегрузки трансформатора

Защита от перегрузки действует на сигнал и выполнена на ступени МТЗ-3. Рассчитаем параметры защиты по [7].

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{з.п}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{т.ном}}; \quad (3.33)$$

где $k_{\text{отс}} = 1,05$ – коэффициент отстройки по [7];

$k_{\text{в}} = 0,94$ – коэффициент возврата по [9];

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

Тогда:

$$I_{\text{з.п}} = \frac{1,05}{0,94} \cdot 57,14 = 63,8 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{з.п.2}} = \frac{I_{\text{з.п}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{63,8 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 3,2 \text{ А.} \quad (3.34)$$

По условию отстройки режимов кратковременных перегрузок ФСК [7] рекомендует принимать выдержку времени защиты от перегрузки из диапазона 9...10 с. Окончательно принимаем $t_{п.т}$ равным 10 с.

Настройки третьей ступени МТЗ работающей как защиты от перегрузки показаны в таблице 3.9.

Таблица 3.9

Уставки 3 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-3	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-3	3,2 А
Время срабатывания МТЗ-3	10 с

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

Рассчитаем параметры защиты от однофазных КЗ по методике изложенной в [8].

Произведем ручной расчет однофазного ТКЗ за трансформатором (рисунок 3.3) при заданных или посчитанных в программе ТОКО токах трехфазного КЗ за трансформатором (токи приведены к стороне 10 кВ) по [17].

Значение Z_{1T} приведенное к стороне 0,4 кВ приводятся во многих справочных пособиях, например из [8].

Ток однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ:

$$I_{кз.мин.НН}^{(1)} = \frac{U_{ср.ном.ф}}{\frac{1}{3} \cdot Z_{1T}} = \frac{230}{0,045} = 5111 \text{ А.} \quad (3.35)$$

Ток однофазного КЗ приведенный к стороне ВН:

$$I_{кз.мин.НН}^{(1)} = \frac{I_{кз.мин.НН}^{(1)}}{U_{ср.ном.ВН}/U_{ср.ном.ВН}} = \frac{5111}{10,5/0,4} = 195 \text{ А.} \quad (3.36)$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз.мин.НН}^{(1)}}{I_{МТЗ}} = \frac{195}{156,4} = 1,26 \geq 1,5, \quad (3.37)$$

МТЗ на стороне ВН не обеспечивает нормативную чувствительность при о/ф КЗ на стороне НН.

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

$$I_{ТЗНП} = k_{н} \cdot I_{нб.макс} = 0,5 \cdot I_{Т.раб.макс.нн}; \quad (3.38)$$

где $k_{н}$ – коэффициент надежности, равный 2;

$I_{нб.макс}$ – наибольший ток небаланса в нулевом проводе трансформатора со схемой соединения обмоток звезда/звезда в нормальном режиме, по [18] равен $0,25 \cdot I_{Т.раб.макс.нн}$;

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

$$I_{т.раб.макс.нн} = \frac{k_{п} \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т.ном.нн}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2020,7 \text{ А}; \quad (3.39)$$

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

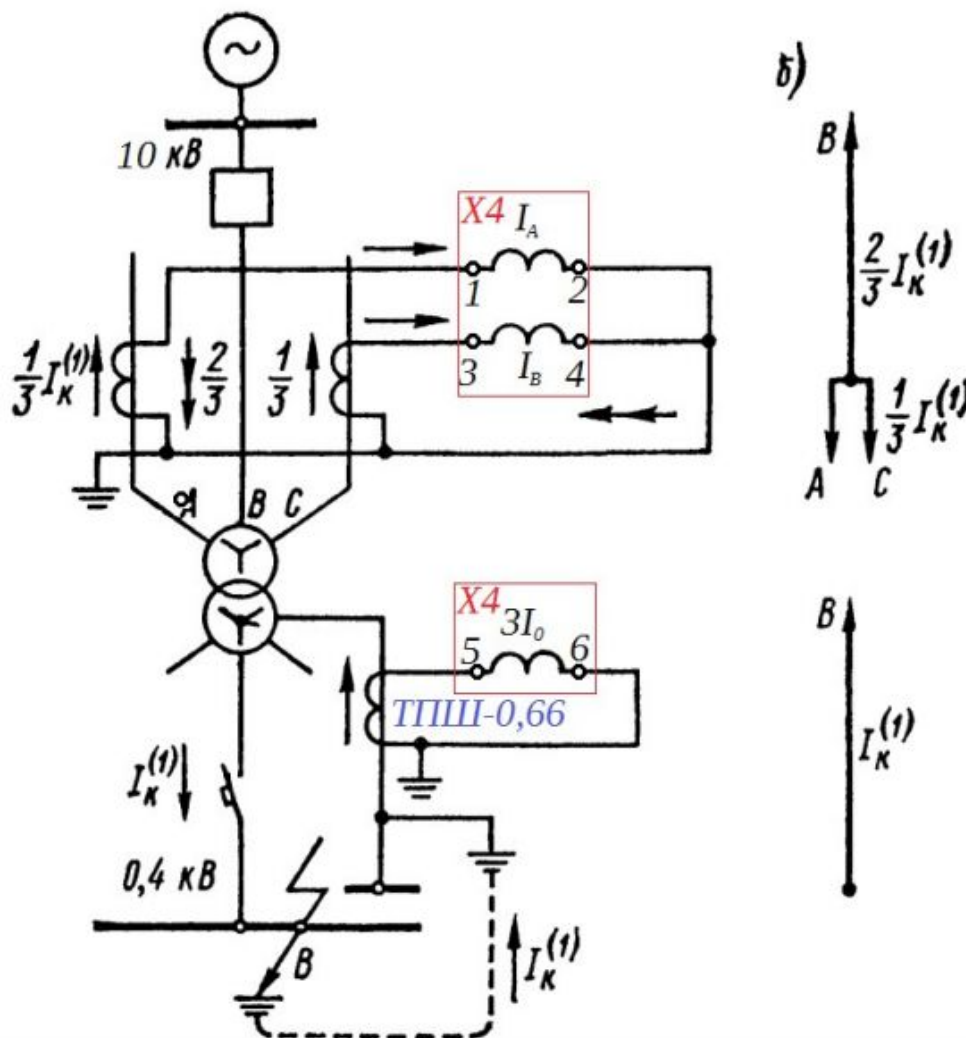


Рисунок 3.3 – Трансформатор 10/0,4 кВ подключенный к КРУ 10 кВ.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{тзпп} = 0,5 \cdot 2020,71 = 1010,35 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз. мин. нн}^{(1)}}{I_{тзпп}} = \frac{5111}{1010,35} = 5 \geq 1,5. \quad (3.40)$$

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

$$I_{нб.макс} = 0,25 \cdot I_{т.раб.макс.нн} = 0,25 \cdot 2020,7 = 505,2 \text{ А}; \quad (3.41)$$

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

Для ТТ ТНШЛ-0,66 [11] выбираем $I_{1.ном.тт.о}$ равным 750 А, а $I_{2.ном.тт.о}$ равным 1 А (так как вход для подключения ТТНП заданного REF630 рассчитан на номинальный ток 1 А).

Вторичное значение тока срабатывания защиты:

$$I_{ТЗНП.2} = \frac{I_{ТЗНП}}{n_{т.о}} = \frac{505,2 \cdot 5}{750} = 3,36 \text{ А.} \quad (3.42)$$

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

$$t_{з.о.т} = t_{з.о.вв0,4} + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5 \text{ с.} \quad (3.43)$$

Степень селективности между терминалом REF630 и расцепителем автомата ввода Δt была определена ранее.

Настройки защиты от однофазных КЗ представлены в таблице 3.10.

Таблица 3.10

Уставки ступени защиты от замыканий на землю(ТЗНП)	Значение
Ток срабатывания ЗОЗЗ-1	3,36 А
Время срабатывания ЗОЗЗ-1	0,5 с

3.2.5 УРОВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [7]. Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{т.ном} = 0,05 \cdot 57,7 = 2,88; \quad (3.44)$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{уров.2} = \frac{I_{уров}}{n_t} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{2,88 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 0,14 \text{ А.} \quad (3.45)$$

Выдержка времени УРОВ:

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

Время возврата УРОВ $t_{в.уров}$ и погрешность таймера УРОВ $t_{п.уров}$ взяты из [7].

По рекомендациями [7] принимаем выдержку времени УРОВ равной 0,3 с.

Настройка УРОВ приведена в таблице 3.11.

Таблица 3.11

Уставки УРОВ	Значение
УРОВ	работа
Ток срабатывания УРОВ	0,14 А
Время срабатывания УРОВ	0,3 с
Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	предусмотрено

3.3 Кабельная линия 10 кВ к РП

Произведем выбор уставок МП РЗА терминала КЛ, питающей ТП. Типоисполнение устройства РЗА REF630, производство «АББ Автоматизация». Схема сети и некоторые исходные данные для расчета параметров представлены на рисунке 3.4.

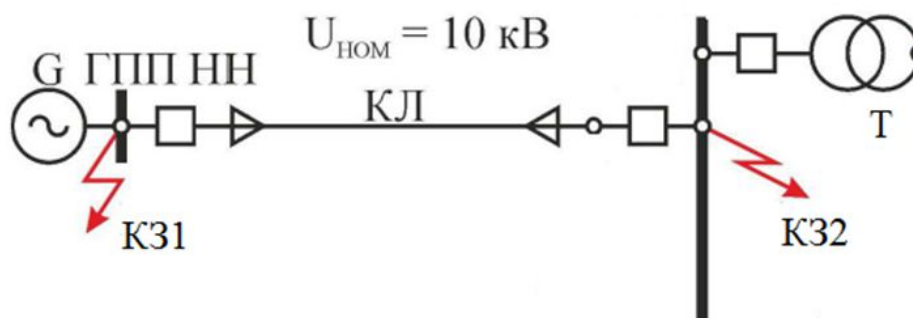


Рисунок 3.4 – Схема сети для расчета параметров УРЗА КЛ к РП

3.3.1 Токовая отсечка

Для выполнения ТО целесообразно использовать 1 ступень МТЗ (рисунок 3.5).

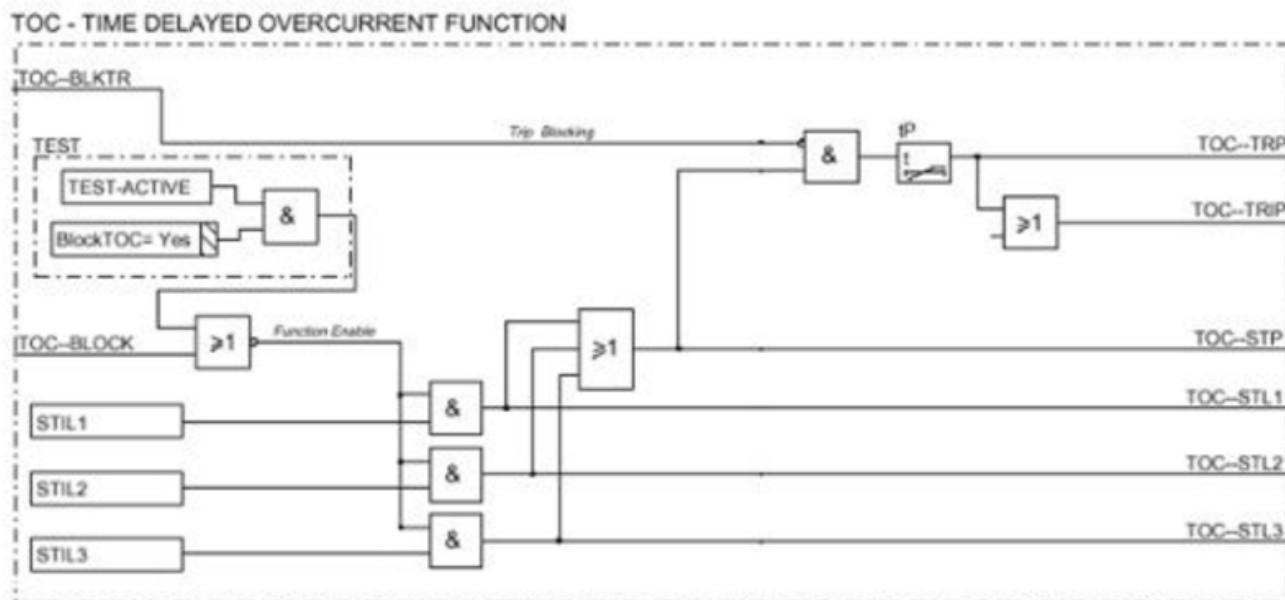


Рисунок 3.5 – Функциональная схема ступеней МТЗ

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

$$I_{ТО} \geq k_H \cdot I_{кз. макс. РП}^{(3)} = 1,15 \cdot 9,414 = 10,8 \text{ кА}; \quad (3.46)$$

где k_n – коэффициент надежности по [8] принимаем равным 1,15.

Полученное значение тока срабатывания ТО меньше чем ток КЗ на шинах НН в максимальном режиме, значит ТО не бесполезна и выполняет роль основной защиты.

Рабочий максимальный ток КЛ:

$$I_{\text{раб. макс. кл}} = 346 \text{ А.} \quad (3.47)$$

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{\text{то.вт}} = \frac{I_{\text{то}}}{n_T} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}; \quad (3.48)$$

Выбираем ТТ ТОЛ-10-М с коэффициентом трансформации n_T равным 400/5. Коэффициент схемы для трехфазного режима для схемы неполная звезда с дополнительным реле равен 1.

Для трансформатора тока ТОЛ-10 по каталогу [11] выбираем $I_{1.\text{ном}}$ равным 400 А.

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{\text{то.вт}} = \frac{10800 \cdot 5}{400} \cdot 1 = 135 \text{ А.}$$

Чувствительность ТО проверяется при трехфазном КЗ в максимальном режиме в начале КЛ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз. макс. нн}}^{(3)}}{I_{\text{то}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх}}^{(2)} = \frac{10454}{10800} \cdot 1 = 0,97 \leq 1,2; \quad (3.49)$$

Токовая отсечка не обеспечивает требуемой чувствительности по [1].

Уставку по времени ТО принимаем минимально возможную 0 с.

Настройка ТО приведена в таблице 3.12.

Таблица 3.12

Уставки МТЗ-1	Значение
Работа МТЗ-1	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-1	135 А
Время срабатывания МТЗ-1	0 с

3.3.2 Максимальная токовая защита с зависимой выдержкой времени

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

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{k_n \cdot k_3}{k_B} \cdot I_{\text{раб. макс. кл.}}; \quad (3.50)$$

где k_n – коэффициент надежности, по [7] принимаем равным 1,2;

k_B – коэффициент возврата, по [9] равен 0,94.

Ток срабатывания МТЗ по 1 условию:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{1,2 \cdot 1,6}{0,94} \cdot 346 = 706,7 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности в ОЗД:

$$k_{\text{ч.озд}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз. мин. кз2}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ}}} \cdot k_{\text{от. ч. сч}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6469}{706,7} \cdot 1 = 7,93 \geq 1,5. \quad (3.51)$$

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования (ЗР):

$$k_{\text{ч.зр}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз. мин. кз3}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ}}} \cdot k_{\text{от. ч. сч}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 631}{706,7} \cdot 1 = 0,77 \leq 1,2. \quad (3.52)$$

МТЗ КЛ не обеспечивает чувствительность в РП за трансформаторами 10/0,4 кВ.

Выбор выдержки времени МТЗ.

Выдержка времени МТЗ Т независимая, отстроенная от МТЗ КЛ. Методика расчетов выдержки времени МТЗ трансформаторов 10/0,4 кВ рассмотрена выше. По исходным данным кабельные линии (КЛ) питают распределительные устройства с максимальной выдержкой времени 1,5 с. Степень селективности для выключателей и терминалов REF630 была определена выше и составляет 0,3 с. В этом случае выдержка времени МТЗ КЛ при КЗ в точке КЗ2:

$$t_{\text{МТЗ.кл}} = t_{\text{МТЗ.т}} + \Delta t = 1,5 + 0,3 = 1,8 \text{ с}; \quad (3.53)$$

Кратность МТЗ КЛ при КЗ в точке КЗ2 составит:

$$K_{\text{кз2}} = \frac{I_{\text{кз. макс. кз2}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ}}} = \frac{9414}{706,7} = 13,32. \quad (3.54)$$

Практически любое МП устройство РЗА оснащено набором типовых обратно-зависимых кривых:

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

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

Аналитическое представление характеристик дано в технических описаниях терминалов. Для чрезвычайно инверсной характеристики терминала REF630 (рисунок 3.6):

$$t = \frac{k \cdot \beta}{\left(\frac{I}{I_6}\right)^\alpha - 1}; \quad (3.55)$$

где t – время срабатывания;

I – сходящий ток;

I₆ – базисный ток, соответствующий предельному значению тока, при котором защита с зависимой выдержкой не срабатывает;

β и α – коэффициенты, определяющие степень инверсии, соответственно расные 80,00 и 2,00;
 k -уставка МТЗ по времени.

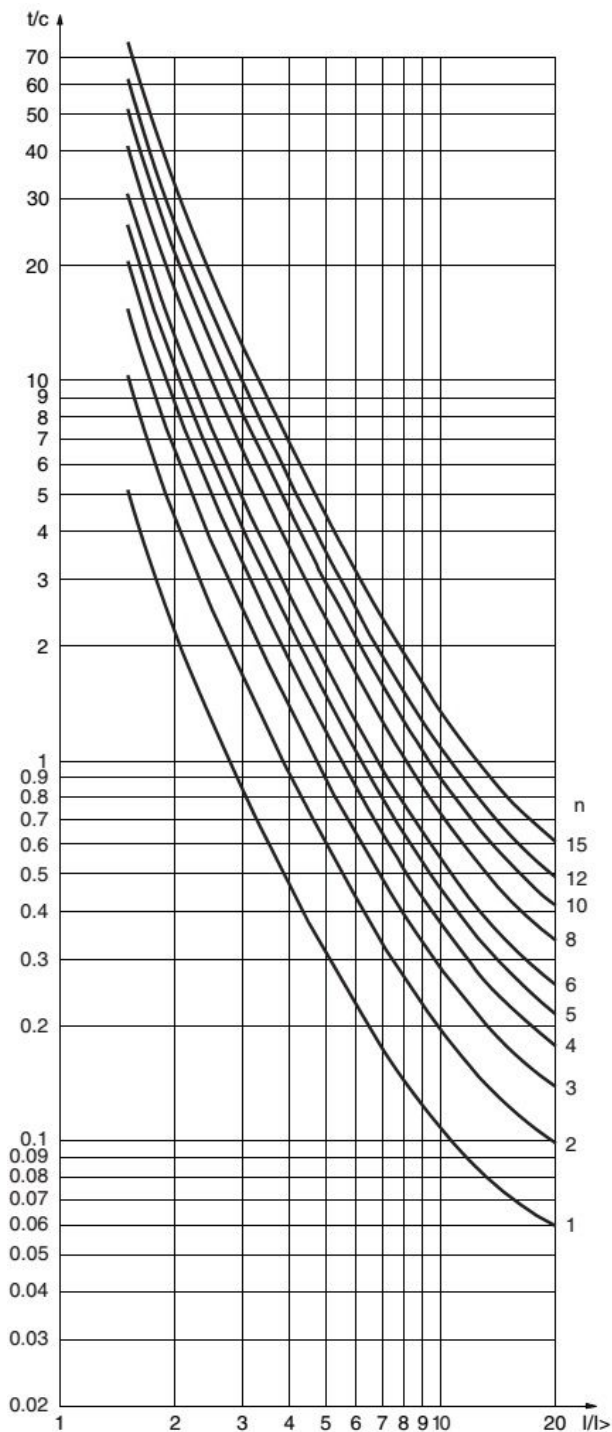


Рисунок 3.6 – Чрезвычайно инверсная характеристика REF630

Выразим из приведенного выше выражения уставку по времени:

$$k = \frac{t \cdot ((K_{кз2})^\alpha - 1)}{\beta} = \frac{1,8 \cdot ((13,32)^2 - 1)}{80} = 5 \text{ с.} \quad (3.56)$$

Доступный диапазон 0,1...20 с по [9].

Выдержка времени МТЗ КЛ при максимальном ТКЗ в начале линии:

$$t_{кз1} = \frac{k \cdot 80}{(I_{кз. макс. кз1}^{(3)} / I_6)^2 - 1} = \frac{5 \cdot 80}{(10454/706,7^2 - 1)} = 1,95 \text{ с.}$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{МТЗ.2} = \frac{I_{МТЗ}}{n_T} \cdot K_{сх}^{(3)} = \frac{706,7 \cdot 5}{400} \cdot 1 = 8,83 \text{ А.} \quad (3.57)$$

Настройка МТЗ представлена в таблице 3.13.

Таблица 3.13

Уставки МТЗ	Значение
Работа МТЗ	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ	8,83 А
Время срабатывания МТЗ	1,95 с
Характеристика	Чрезвычайно инверсная

3.3.3 Направленная защита от замыканий на землю

ЗООЗ в соответствии с [9] реализуется направленной, по току и напряжению нулевой последовательности:

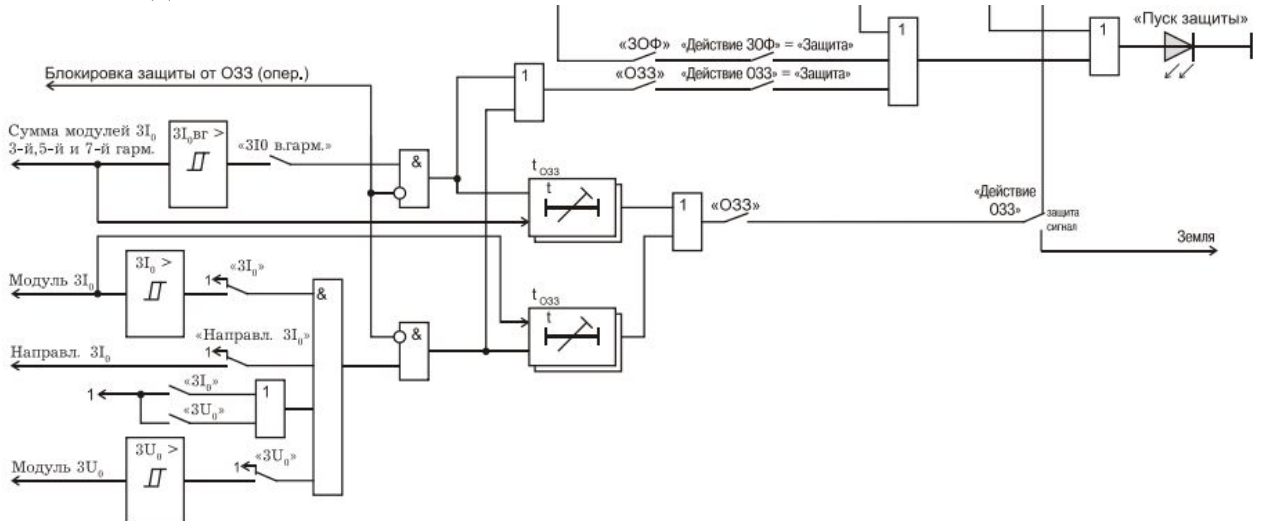


Рисунок 3.7 – Функциональная схема защиты от ОЗЗ

Ток срабатывания направленной защиты от ОЗЗ определяется из условия обеспечения требуемой чувствительности:

$$I_{озз} = \frac{I_{с\Sigma} - I_{с. кл}}{K_{ч. норм}} = \frac{I_{с\Sigma} - I_{с. кл}}{K_{ч. норм}} = 3, \quad (3.58)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

k_6 – коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока присоединения в начальный момент внешнего ОЗЗ;

I_c – собственный емкостной ток присоединения.

Коэффициент броска собственного емкостного тока рекомендуется принимать 1,5...2 [1]. В технической документации на терминал REF630 [12] указаний нет, поэтому принимаем k_6 равным 2.

Собственный емкостной ток присоединения:

$$I_{c.кл} = k \cdot L_{кл}; \quad (3.59)$$

где k – удельное значение емкостного тока КЛ напряжением 10 кВ и сечением 35мм² равно 0,72 А/км;

$L_{кл}$ – длина КЛ в км.

Итого собственный емкостной ток присоединения:

$$I_c = 0,72 \cdot 1,3 = 0,936 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от ОЗЗ:

$$I_{c.з.озз} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,936 = 2,25 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты от ОЗЗ можно оценить по формуле:

$$k_ч = \frac{I_{o\Sigma}}{I_{c.з.озз}} = \frac{6,072}{2,25} = 2,7 \geq 1,5;$$

где $I_{o\Sigma}$ – суммарный ток ОЗЗ от сети в месте повреждения.

Защита от ОЗЗ обеспечивает нормативную чувствительность.

Вторичный ток защиты от ОЗЗ:

$$I_{c.з.озз2} = \frac{I_{c.з.озз}}{n_{т.о}} = \frac{2,25 \cdot 1}{25} = 0,09 \text{ А;}$$

где $n_{т.о}$ – коэффициент трансформации ТТНП, при выборе ТЗЛМ-1 равен 25/1.

Хотя токовые уставки ступеней МТЗ терминала REF630 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТНП, $I_{2,ном.тт}$ равного 1 А:

$$I_{озз.уст} = \frac{I_{c.з.озз.2}}{I_{2,ном.о}} = \frac{0,09}{1} = 0,09 \text{ о. е. ;}$$

Диапазон тока срабатывания ЗОЗЗ $(0,01-2) \cdot I_n$, данная уставка входит в диапазон.

В соответствии с [12] выбираем минимально возможную выдержку времени 0,2 с.

Чувствительная защита от замыканий на землю терминала REF630 содержит степень для реализации защиты от ОЗЗ (таблица 3.14).

Таблица 3.14

Уставки защиты от ЗОЗЗ	Значение
Ток срабатывания ЗОЗЗ	2,25 А
Время срабатывания ЗОЗЗ	0,2 с
Напряжение срабатывания ЗОЗЗ	(1-100) В

3.3.4 УРОВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [7]. Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{кл.ном}} = 0,05 \cdot \frac{S_{\text{кл.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0,05 \cdot \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 8,66 \text{ А}; \quad (3.60)$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{T}}} \cdot K_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{8,66 \cdot 5}{400} \cdot 1 = 0,11 \text{ А}. \quad (3.61)$$

Выдержка времени УРОВ:

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

Время возврата УРОВ $t_{\text{в.уров}}$ и погрешность таймера УРОВ $t_{\text{п.уров}}$ взяты из [7].

По рекомендациями [7] принимаем выдержку времени УРОВ равной 0,3 с.

Настройка УРОВ приведена в таблице 3.15.

Таблица 3.15

Уставки УРОВ	Значение
УРОВ	работа
Ток срабатывания УРОВ	0,11 А
Время срабатывания УРОВ	0,22 с
Действие внешнего отключения на УРОВ	предусмотрено
Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	предусмотрено

3.4 Секционный выключатель 10 кВ

Произведем выбор уставок МП РЗА терминала СВ. Типоисполнение устройства РЗА также REF630, производство «АББ Автоматизация». Схема, поясняющая работу СВ представлена на рисунке 3.8.

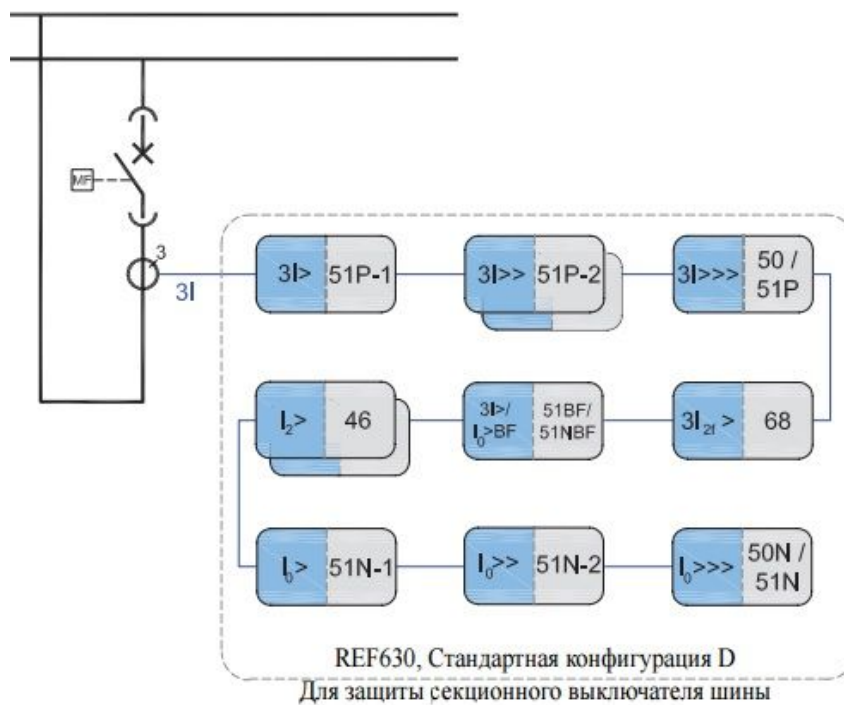


Рисунок 3.8 – Схема работы секционного выключателя

3.4.1 Максимальная токовая защита с зависимой выдержкой времени.

Ток срабатывания МТЗ СВ выбирается по двум условиям:

1) Отстройка от суммарного максимального тока секций шин, который в данном случае одинаков:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{с.зап}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}; \quad (3.62)$$

где $k_{\text{Н}} = 1,1$ – коэффициент надежности по [7];

$k_{\text{с.зап}} = 1,5 \dots 6$ – коэффициент самозапуска нагрузки, принимать значение из диапазона в зависимости от количества двигателей [7];

$k_{\text{В}} = 0,94$ – коэффициент возврата ПО тока по [9].

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,94} \cdot 1470 = 2580,3 \text{ А.}$$

2) Согласование с током срабатывания МТЗ отходящих присоединений:

$$I_{\text{МТЗ}} = k_{\text{Н.с}} \cdot I_{\text{МТЗ.кл}}; \quad (3.63)$$

где $k_{\text{Н}} = 1,1$ – коэффициент надежности по [7].

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ}} = 1,1 \cdot 706,7 = 777,4 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность МТЗ при двухфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз. мин. НН}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \cdot K_{\text{от. ч. сх. } \Delta/Y}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 7785}{2580,3} \cdot 0,5 = 1,3 \geq 1,5. \quad (3.64)$$

где $K_{\text{от. ч. сх. } \Delta/Y}^{(2)} = 0,5$ – коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда при КЗ за трансформатором Δ/Y -11 гр.;

Расчетный коэффициент чувствительности не превышает нормативное значение, равное 1,5 [1, п. 3.2.31.1]. Требуется пуск по напряжению для МТЗ СВ.

Оценим чувствительность МТЗ при двухфазном КЗ в конце КЛ, на шинах РП:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз. мин. РП}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \cdot K_{\text{от. ч. сх. } \Delta/Y}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 6469}{2580,3} \cdot 1 = 2,17 \geq 1,2. \quad (3.65)$$

Расчетный коэффициент чувствительности превышает нормативное значение, равное 1,2 [1, п. 3.2.31.2], надежное резервирование обеспечено.

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.2}} = \frac{I_{\text{МТЗ}}}{n_{\text{T}}} \cdot K_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{2580,3 \cdot 5}{1500} \cdot 1 = 8,6 \text{ А}. \quad (3.66)$$

Кратность МТЗ СВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС составит:

$$K_{\text{МТЗ.СВ}} = \frac{I_{\text{кз. макс. нн}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ}}} = \frac{10454}{2580,3} = 10,31. \quad (3.67)$$

Для выбора выдержки времени МТЗ СВ необходимо рассчитать значение ступени селективности Δt между МТЗ КЛ и МТЗ СВ:

$$\begin{aligned} \Delta t &= t_{\text{откл.кл}} + t_{\text{погреш.ов}} + t_{\text{погреш.терм.т}} + t_{\text{возв.МТЗ.СВ}} + t_{\text{зап}} = \\ &= 0,05 + 0,02 + 0,065 + 0,1 = 0,29 \text{ с}; \end{aligned} \quad (3.68)$$

где $t_{\text{откл.кл}}$ – время отключения выключателя, по данным [26] составляет 0,05 с;

$t_{\text{погреш.ов}}$ – погрешность органа времени МТЗ СВ, по данным [19] составляет 0,02 с;

$t_{\text{возв.МТЗ.Т}}$ – время возврата МТЗ СВ, по данным [19] составляет 0,065 с; время запаса примем 0,1 с.

Степень селективности Δt можно оставить равным расчетному 0,29 с, можно округлить до 0,3 с, можно принять рекомендованное [7] 0,4 с, хотя данные рекомендации относятся к РЗА объектов 110 кВ и выше.

В данном примере примем Δt равной 0,3 с.

Выдержка времени МТЗ СВ:

$$t_{\text{МТЗ.Т}} = t_{\text{МТЗ.кл}} + \Delta t = 1,05 + 0,3 = 1,35 \text{ с}. \quad (3.69)$$

Параметры МТЗ терминала REF630 представлены в таблице 3.16.

Таблица 3.16

Уставки 1 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-1	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-1	8,6 А
Время срабатывания МТЗ-1	1,35 с

3.4.2 Логическая защита шин НН ПС

Логическая защита шин СВ представляет собой ТО с небольшой выдержкой времени, блокируемую по внешнему дискретному сигналу при пуске МТЗ любого из присоединений системы шин НН. Логика работы изображена на рисунке 3.9:

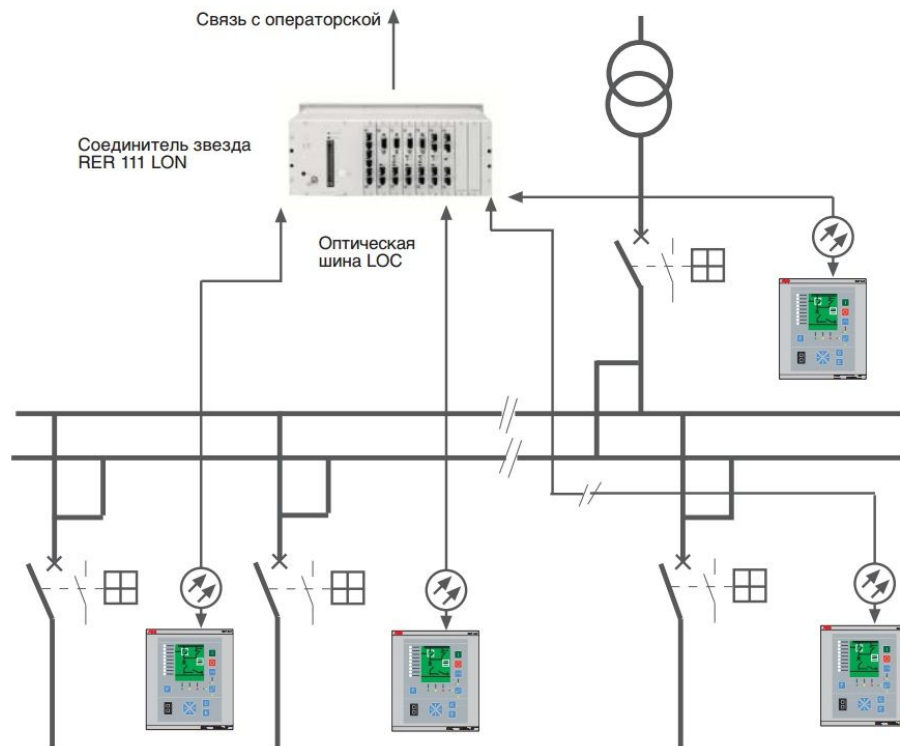


Рисунок 3.9 – Организация схемы логической защиты шин АББ

Ток срабатывания ТО ЛЗШ выбирается исходя из условия гарантированной чувствительности при токе двухфазного КЗ в минимальном режиме на шинах НН ПС:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{КЗ.мин.НН}}}{k_{\text{ч.Н}}} \cdot k_{\text{отн.ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{7785}{1,5} \cdot 1 = 4,5 \text{ кА}; \quad (3.70)$$

Принятое значение больше тока срабатывания МТЗ СВ, следовательно ложных срабатываний не будет.

Выбор выдержки времени МТЗ СВ:

$$\begin{aligned} t_{\text{ЛЗШ}} &= t_{\text{изм.ЛЗШ}} + t_{\text{погреш.ов}} + t_{\text{погреш.терм.т}} + t_{\text{возв.МТЗ.СВ}} + t_{\text{зап}} = \\ &= 0,05 + 0,02 + 0,065 + 0,1 = 0,235 \text{ с}; \end{aligned}$$

где $t_{\text{изм.ЛЗШ}}$ – время срабатывания измерительного органа, по данным [19] составляет 0,05 с;

$t_{\text{погреш.ов}}$ – погрешность органа времени МТЗ СВ, по данным [19] составляет 0,02 с;

$t_{\text{возв.МТЗ.Т}}$ – время возврата МТЗ СВ, по данным [19] составляет 0,065 с; время запаса примем 0,1 с.

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

Параметры ЛЗШ терминала REF630 представлены в таблице 3.17.

Таблица 3.17

Уставки 3 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-3	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-3 перв.	4500 А, первичный
Время срабатывания МТЗ-3	0,235 с

3.4.3 Автоматическое включение резерва

При снижении междуфазных напряжений одной из секций шин НН ПС ниже уставки ЗМН более выдержки времени АВР, терминал ТН секции подает команду на отключение вводного выключателя данной секции и включение СВ, при наличии напряжения на другой секции.

АВР СВ может быть выведено из работы оперативной командой, а также заблокирован автоматически при действии УРОВ, ЗДЗ, ЛЗШ, МТЗ СВ и оперативных переключениях в сети.

3.4.4 УРОВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [7]. Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{кл.ном}} = 0,05 \cdot \frac{S_{\text{кл.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0,05 \cdot \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 8,6 \text{ А}; \quad (3.71)$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{8,6 \cdot 5}{1500} \cdot 1 = 0,03 \text{ А}. \quad (3.72)$$

Выдержка времени УРОВ:

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

Время возврата УРОВ $t_{\text{в.уров}}$ и погрешность таймера УРОВ $t_{\text{п.уров}}$ взяты из [7].

По рекомендациями [7] принимаем выдержку времени УРОВ равной 0,3 с.

Настройка УРОВ приведена в таблице 3.18.

Таблица 3.18

Уставки УРОВ	Значение
УРОВ	работа
Ток срабатывания УРОВ	0,03 А
Время срабатывания УРОВ	0,3 с
Действие внешнего отключения на УРОВ	предусмотрено
Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	предусмотрено

3.5 Вводные выключатели 10 кВ

Произведем выбор уставок МП РЗА терминалов ВВ. Типоисполнение устройства РЗА также REF630, производство «АББ Автоматизация».

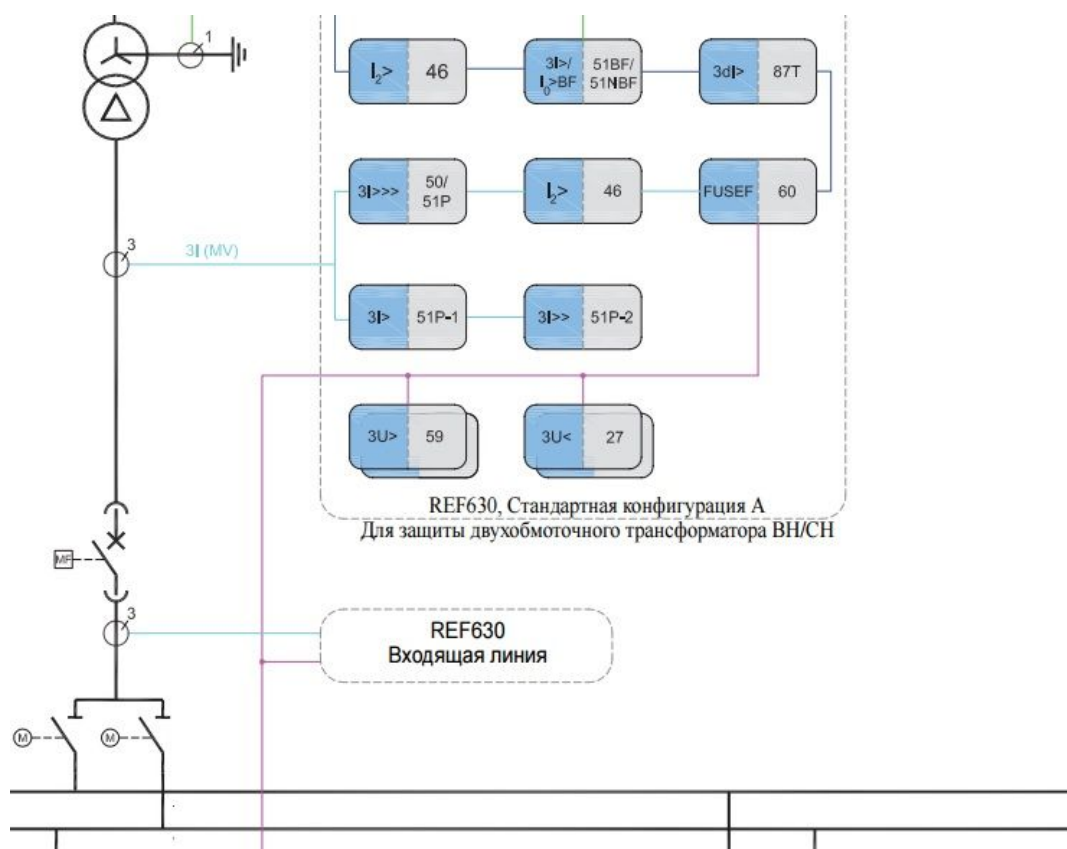


Рисунок 3.10 – Схема работы вводного выключателя

3.5.1 Максимальная токовая защита

Поскольку МТЗ ВВ выполнена с зависимой выдержкой времени, то для выполнения МТЗ ВВ целесообразно использовать 3 ступень МТЗ, для ускорения действия защит – 2 ступень МТЗ, для ЛЗШ – 1 ступень МТЗ.

Согласование с током срабатывания МТЗ СВ:

$$I_{\text{МТЗ}} = k_{\text{н.с}} \cdot I_{\text{МТЗ.кЛ}}; \quad (3.72)$$

где $k_{\text{н}} = 1,1$ – коэффициент надежности по [7].

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ}} = 1,1 \cdot 706,7 = 777,4 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность МТЗ при двухфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз. мин. НН}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх. } \frac{\Delta}{Y}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7785}{777,4} \cdot 1 = 8,67 \geq 1,5. \quad (3.73)$$

Оценим чувствительность МТЗ при трехфазном КЗ в конце КЛ, на шинах РП:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз. мин. РП}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх. } \frac{\Delta}{Y}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6469}{777,4} \cdot 1 = 7,2 \geq 1,2.$$

Расчетный коэффициент чувствительности превышает нормативное значение, равное 1,2 [1, п. 3.2.31.2], надежное резервирование обеспечено.

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.2}} = \frac{I_{\text{МТЗ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{777,4 \cdot 5}{1500} \cdot 1 = 2,59 \text{ А.} \quad (3.74)$$

Кратность МТЗ КЛ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС составит:

$$K_{\text{МТЗ.СВ}} = \frac{I_{\text{кз. макс. НН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ}}} = \frac{10454}{777,4} = 13,45. \quad (3.75)$$

Для выбора выдержки времени МТЗ ВВ необходимо рассчитать значение ступени селективности Δt между МТЗ СВ и МТЗ ВВ:

$$\Delta t = t_{\text{откл.кЛ}} + t_{\text{погреш.ов}} + t_{\text{возв.МТЗ.СВ}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 0,02 + 0,065 + 0,1 = 0,29 \text{ с;}$$

где $t_{\text{откл.СВ}}$ – время отключения выключателя, по данным [26] составляет 0,05 с;

$t_{\text{погреш.ов}}$ – погрешность органа времени МТЗ СВ, по данным [19] составляет 0,02 с;

$t_{\text{возв.МТЗ.ВВ}}$ – время возврата МТЗ ВВ, по данным [19] составляет 0,065 с; время запаса примем 0,1 с.

Ступень селективности Δt можно оставить равным расчетному 0,29 с, можно округлить до 0,3 с, можно принять рекомендованное [7] 0,4 с, хотя данные рекомендации относятся к РЗА объектов 110 кВ и выше.

В данном примере примем Δt равной 0,3 с.

Выдержка времени МТЗ ВВ:

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = t_{\text{МТЗ.кЛ}} + \Delta t = 1,35 + 0,3 = 1,65 \text{ с.} \quad (3.76)$$

Параметры 3 ступени МТЗ терминала REF представлены в таблице 3.19.

									Лист
									69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.274.00 ПЗ				

Таблица 3.19

Уставки 3 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-3	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-3	2,59 А
Время срабатывания МТЗ-3	1,65 с

Так как 3 ступень МТЗ ВВ не может действовать с ускорением при включении на КЗ, для этого используем 2 ступень МТЗ.

Ток срабатывания 2 ступени МТЗ ВВ:

$$I_{\text{МТЗ.ВВ2}} = I_{\text{МТЗ.ВВ3}} = 777,4 \text{ А.}$$

Выдержка времени 2 ступени задается максимально допустимой:

$$t_{\text{МТЗ.ВВ2}} = t_{\text{МТЗ.макс}} = 300 \text{ с.}$$

Выдержка времени 2 ступени при ускорении задается минимально допустимой:

$$t_{\text{МТЗ.ускор}} = t_{\text{МТЗ.мин}} = 0,1 \text{ с.}$$

3.5.2 Логическая защита шин НН ПС

Для ЛЗШ рекомендуется использовать 1 ступень МТЗ [27]. Пуск МТЗ любого из присоединений должен блокировать действие ВВ и СВ.

Ток срабатывания ЛЗШ:

$$I_{\text{МТЗ.ЛЗШ}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.мин.НН}}}{k_{\text{ч.н}}} \cdot k_{\text{отн.ч}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7785}{1,5} \cdot 1 = 4,5 \text{ кА}; \quad (3.77)$$

Вторичный ток срабатывания ЛЗШ:

$$I_{\text{ЛЗШ.2}} = \frac{I_{\text{МТЗ.ЛЗШ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{4500 \cdot 5}{1500} \cdot 1 = 15 \text{ А.} \quad (3.78)$$

Выбор выдержки времени МТЗ-1:

$$t_{\text{ЛЗШ}} = t_{\text{изм.ЛЗШ}} + t_{\text{погреш.ов}} + t_{\text{погреш.терм.т}} + t_{\text{возв.МТЗ.СВ}} + t_{\text{зап}} = \\ = 0,05 + 0,02 + 0,065 + 0,1 = 0,235 \text{ с;}$$

где $t_{\text{изм.ЛЗШ}}$ – время срабатывания измерительного органа, по данным [27] составляет 0,05 с;

$t_{\text{погреш.ов}}$ – погрешность органа времени МТЗ СВ, по данным [27] составляет 0,02 с;

$t_{\text{возв.МТЗ.ВВ}}$ – время возврата МТЗ ВВ, по данным [27] составляет 0,065 с; время запаса примем 0,1 с.

Параметры ЛЗШ терминала REF630 представлены в таблице 3.20.

Таблица 3.20

Уставки 1 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-1	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-1	15 А
Время срабатывания МТЗ-1	0,235 с

3.5.3 УРОВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [7]. Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{раб.макс.вв}} = 0,05 \cdot 1470 = 4,9 \text{ А};$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{т}}} \cdot K_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{4,9 \cdot 5}{1500} \cdot 1 = 0,016 \text{ А}.$$

Выдержка времени УРОВ:

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

Время возврата УРОВ $t_{\text{в.уров}}$ и погрешность таймера УРОВ $t_{\text{п.уров}}$ взяты из [7].

По рекомендациями [7] принимаем выдержку времени УРОВ равной 0,3 с.

Настройка УРОВ приведена в таблице 3.21.

Таблица 3.21

Уставки УРОВ	Значение
УРОВ	работа
Ток срабатывания УРОВ	0,016 А
Время срабатывания УРОВ	0,3 с
Действие внешнего отключения на УРОВ	предусмотрено
Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	предусмотрено

3.6 ТН секций 10 кВ

3.6.1 Защита минимального напряжения

ЗМН выполнена трехступенчатой. Функциональная схема ЗМН приведена на рисунке 3.11.

Часть ЭД секции при снижении напряжения на шинах отключается с последующим АПВ после самозапуска ЭД ответственных механизмов.

В соответствии с [1], напряжение срабатывания ЗМН:

$$U_{с.ЗМН.2} = 0,7 \cdot U_{ном.2} = 0,7 \cdot 100 = 70В. \quad (3.79)$$

В соответствии с [1], выдержка времени ЗМН должна быть отстроена (быть на ступень больше) от быстродействующих защит трансформаторов 10/0,4 кВ и ЭД 10 кВ, т.е. ТО в диапазоне 0,5...1,5 с. Принимаем меньшее значение $t_{ЗМН}$ равно 0,5 с.

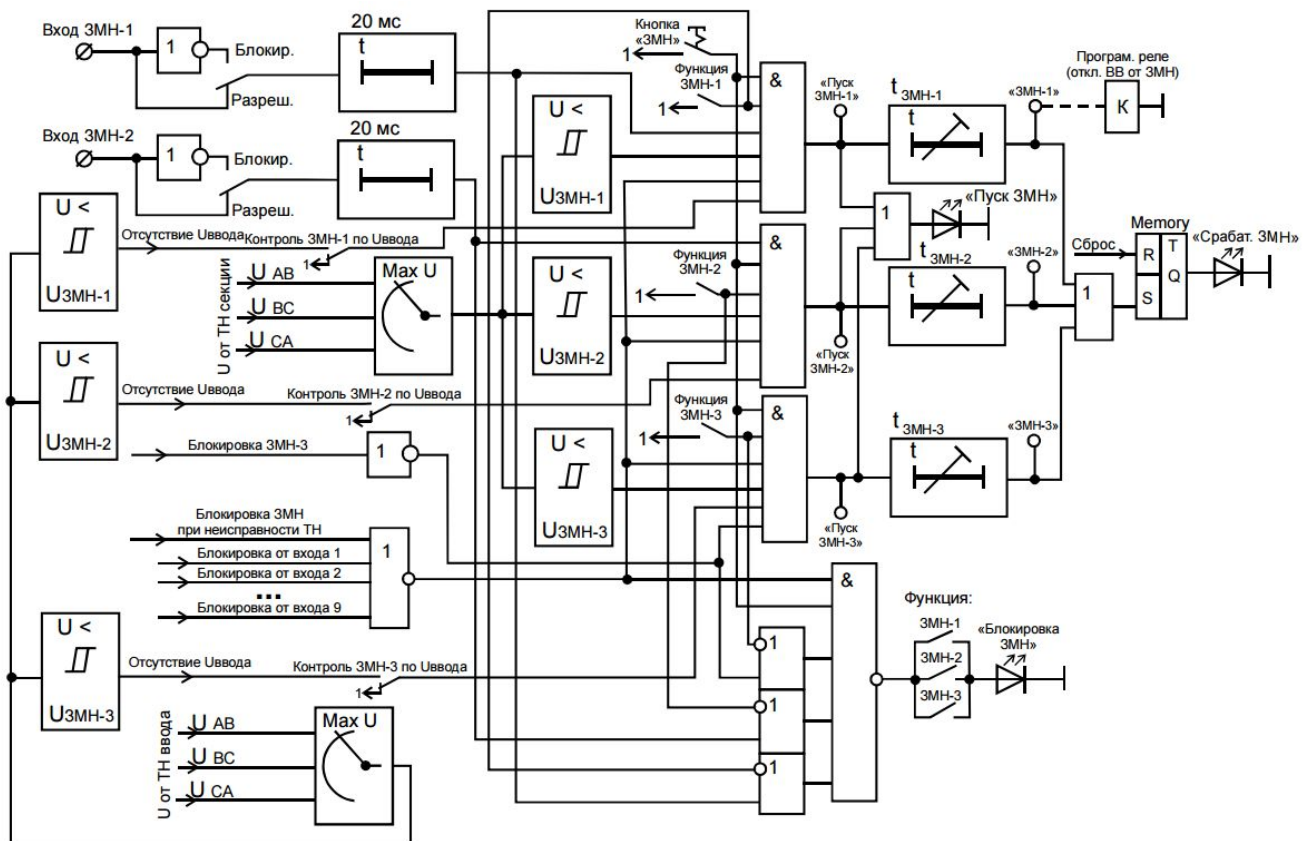


Рисунок 3.11 – Функциональная схема ЗМН

Настроим работу терминала REU615 (таблица 3.22).

Таблица 3.22

Уставки защиты от КЗ	Значение
Работа ЗМН	предусмотрена
Напряжение срабатывания ЗМН	70 В
Время срабатывания ЗМН	0,5 с
Действие ЗМН на отключение	предусмотрено
АПВ	работа

3.6.2 МТЗ с пуском по напряжению

Пуск по напряжению предназначен для увеличения чувствительности срабатывания МТЗ путем ее блокировки при отсутствии снижения напряжения.

Оценка чувствительности пускового органа напряжения производится при трехфазном КЗ в минимальном режиме работы в конце КЛ к РП.

По каталогу [3]:

$$R_{уд.кл} = 0,206 \text{ Ом/км};$$

$$X_{уд.кл} = 0,164 \text{ Ом/км}.$$

Полное удельное сопротивление кабеля:

$$Z_{уд.кл} = \sqrt{R_{уд.кл}^2 + X_{уд.кл}^2} = \sqrt{0,206^2 + 0,164^2} = 0,263 \text{ Ом/км}; \quad (3.80)$$

Сопротивление КЛ в минимальном режиме:

$$Z_{кл.мин} = \frac{Z_{уд.кл} \cdot L_{кл}}{N - 1} = \frac{0,263 \cdot 1,4}{8 - 1} = 0,053 \text{ Ом}; \quad (3.81)$$

Остаточное линейное напряжение на шинах НН ПС при трехфазном КЗ в минимальном режиме работы в конце КЛ:

$$U_{ост} = \sqrt{3} \cdot Z_{кл.мин} \cdot I_{кз.мин} = \sqrt{3} \cdot 0,053 \cdot 6,469 = 0,59 \text{ кВ}; \quad (3.82)$$

Вторичное напряжение при этом составит 5,9 В.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч} = \frac{U_{вмб}}{U_{ост}} = \frac{66}{5,9} = 11,2 \geq 1,5; \quad (3.83)$$

3.7 Силовой трансформатор 220 кВ

На стороне 220 кВ ПС могут применяться токовые защиты от междуфазных КЗ: мгновенная ТО и МТЗ. Расчет параметров токовых защит 220 кВ аналогичен расчету токовых защит присоединений 6...35 кВ, рассмотренных в предыдущей главе.

В качестве основной защиты от КЗ силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более используется дифференциальная токовая защита (ДЗТ) с торможением.

3.7.1 Дифференциальная защита трансформаторов

Рассчитаем параметры ДЗТ трансформатора ТРДН-40000/220.

Вначале определим первичные токи на сторонах ВН и НН защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности. По этим токам определяются соответствующие вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициентов трансформации ТТ, выбранных по максимальным рабочим токам сторон, посчитанным по номинальным токам с учетом коэффициентов схемы (таблица 3.23).

Таблица 3.23

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для сторон	
		ВН-220 кВ	НН-10 кВ
$I_{\text{НОМ}}$ стороны, соответствующий $S_{\text{НОМ}}$, А	$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ср}}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 119$	$\frac{40000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 11} = 1050$
Схема ТТ		У	Δ
n_T стороны	$\frac{I_{1.\text{НОМ.ТТ}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ}}}$	150/5	1500/5
$I_{\text{Втор}}$ стороны, соответствующий $S_{\text{НОМ}}$, А	$\frac{I_{\text{НОМ}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}}{n_T}$	$\frac{119 \cdot 1 \cdot 5}{150} = 3,97$	$\frac{1050 \cdot 1 \cdot 5}{1500} = 3,5$

Для снижения тока небаланса из-за неравенства вторичных токов в плечах ДЗТ в МП терминалах применяются коэффициенты выравнивания:

$$K_{\text{в.ВН}} = \frac{I_{2.\text{НОМ.ТТ.ВН}}}{I_{\text{Втор.ВН}}} = \frac{5}{3,97} = 1,26; \quad (3.84)$$

$$K_{\text{в.НН}} = \frac{I_{2.\text{НОМ.ТТ.НН}}}{I_{\text{Втор.НН}}} = \frac{5}{3,5} = 1,43; \quad (3.85)$$

Определим по каталогу [11] в о.е. $I_{\text{с.р.мин}}$ приняв за базовый ток $I_{\text{НОМ.ВН}}$, по первому условию:

$$I_{\text{с.р.мин}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}; \quad (3.86)$$

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

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

$$I_{\text{нб,расч}} = (k_{\text{одн}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{нач.торм}}; \quad (3.87)$$

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

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

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

ΔU - относительная погрешность, обусловленная РПН;

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

$I_{\text{нач.торм}}$ - расчетное значение тока начала торможения, согласно рекомендациям принимаем 0,6 о.е.

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

Максимальное значение трехфазного ТКЗ за защищаемым трансформатором на шинах НН (таблица 2.18) составляет 10454 А. Приведем этот ток к стороне ВН и приведем к о.е.

$$I_{\text{кз. макс}} = I_{\text{кз. макс. кз1}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{ср. ном. нн}}}{U_{\text{ср. ном. вн}}} \cdot \frac{1}{n \cdot I_{\text{ном. вн}}} = 10454 \cdot \frac{11}{230} \cdot \frac{1}{2 \cdot 119} = 4,2 \text{ о. е.} \quad (3.88)$$

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

$$I_{\text{с.р. макс}} = k_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{одн}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{кз. макс}}; \quad (3.89)$$

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки принят равный 1,1 по каталогу [10]

$$I_{\text{с.р. макс}} = 1,1 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 4,2 = 2 \text{ о. е.} \quad (3.90)$$

Коэффициент торможения должен быть не менее:

$$k_{\text{т}} \geq \frac{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб}} - I_{\text{с.р. мин}}}{I_{\text{кз. макс}} - I_{\text{нач. торм}}} = \frac{2 - 0,296}{4,2 - 0,6} = 0,39 \quad (3.91)$$

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

Ток торможения блокировки:

$$I_{\text{т. бл}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{пред.нагр}} \cdot I_{\text{ном}} = 1,1 \cdot 0,9 \cdot 1 = 1 \text{ о. е.}; \quad (3.92)$$

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки принят равным 1,1 по каталогу [10];

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

$$I_{\text{ном}} = \frac{I_{\text{ном. вн}}}{I_{\text{втор}} \cdot n_{\text{т}}} = \frac{119}{3,97 \cdot 150/5} = 1 \text{ о. е.} \quad (3.93)$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

По условию отстройки от броска тока намагничивания, которая достигается установкой минимальной уставки: $I_{\text{отс}} \geq 6,5 \text{ о. е.}$

По условию отстройки от максимального тока небаланса внешнего КЗ:

$$\begin{aligned} I_{\text{отс}} &= 1,5 \cdot I_{\text{кз. макс}} \cdot (k_{\text{одн}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{\text{выр}}) \\ &= 1,5 \cdot 4,2 \cdot (1 \cdot 3 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) = 3,3; \end{aligned} \quad (3.94)$$

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

$$k_T = \frac{I_{с.р.макс} - I_{с.р.мин}}{I_{кз. макс} - I_{нач.торм}} = \frac{2 - 0,296}{4,2 - 0,6} = 0,39. \quad (3.95)$$

Расчетное значение k_T соответствует углу наклона тормозной характеристики 27° (рисунок 3.11).

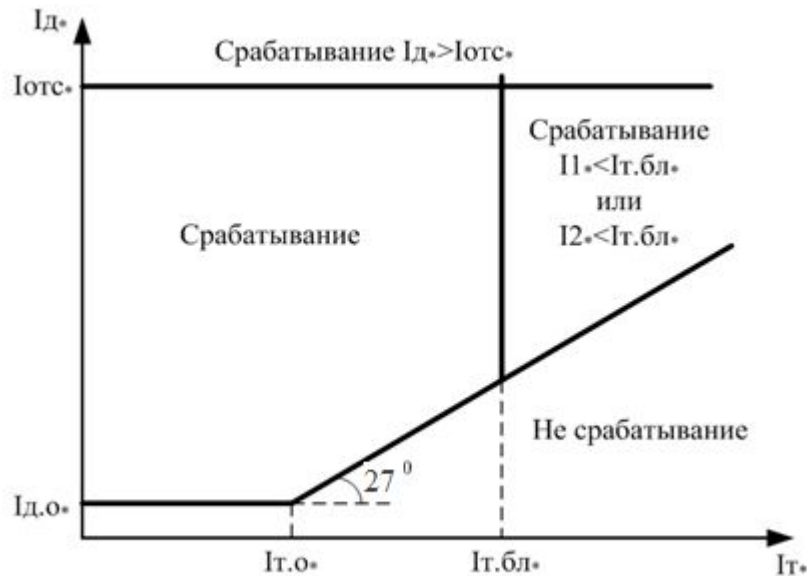


Рисунок 3.11 – Расчетная характеристика торможения.

Оценим чувствительность ДЗТ. Ток трехфазного КЗ за защищаемым трансформатором в минимальном режиме работы энергосистемы составляет 7785 А. Приведем значение ТКЗ к стороне ВН. Коэффициент относительной чувствительности схемы к двухфазным КЗ на стороне НН трансформатора со схемой соединения обмоток звезда-треугольник равен 1.

$$I_{кз.т} = I_{кз.мин.кз1}^{(3)} \cdot \frac{U_{ср. ном. нн}}{U_{ср. ном. вн}} \cdot \frac{k_{от. ч. с\chi}^{(2)}}{I_{ном. вн}} = 7785 \cdot \frac{11}{230} \cdot \frac{1}{119} = 3,13 \text{ о. е.} \quad (3.96)$$

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

$$k_{ч} = \frac{I_{кз.т}}{I_{с.р.мин}} = \frac{3,13}{0,296} = 10,68 \geq 2 \quad (3.97)$$

3.7.2 Максимальная токовая защита силового трансформатора.

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

$$I_{с.з} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_{зап}}{k_B} \cdot I_{раб.макс}; \quad (3.98)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент нотстройки, по [10] принимаем равным 1,2;

k_B – коэффициент возврата, по [10] равен 0,9;

$I_{раб.макс}$ – рабочий максимальный ток в месте установки защиты;

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

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

$$= \frac{\frac{5,3 \cdot 800}{0,89 \cdot 0,96} \cdot 11 + 12 \cdot 1,3 \cdot 1000 + 8 \cdot 1,6 \cdot 3000}{\frac{800}{0,89 \cdot 0,96} \cdot 12 + 12 \cdot 1000 + 8 \cdot 3000} = 1,94 \geq 1,5. \quad (3.99)$$

где $N_{\text{эд.с.з}}$ - количество электродвигателей без учета одного;

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

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

$$I_{\text{раб.макс}} = 119 \text{ А}; \quad (3.100)$$

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 1,94}{0,9} \cdot 119 = 307,8 \text{ А};$$

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

$$I_{\text{с.з1}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{с.з}} = 1,1 \cdot 307,8 = 338,6 \text{ А}. \quad (3.101)$$

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{с.з.2}} = \frac{I_{\text{с.з}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{338,6 \cdot 5}{150} \cdot 1 = 11,3 \text{ А}. \quad (3.102)$$

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

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

$$k_{\text{ч.озд}} = \frac{I_{\text{кз. мин. вн220}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх}}^{(2)} = \frac{2463}{338,6} \cdot 1 = 7,3 \geq 1,5. \quad (3.103)$$

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

$$t_{\text{с.в.}} = t_{\text{МТЗ.кл}} + \Delta t = 1,8 + \Delta t; \quad (3.104)$$

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

$$= 0,06 + 2 \cdot 0,02 + 0,03 + 0,1 = 0,23 \text{ с}; \quad (3.105)$$

где $t_{\text{откл.св}}$ – время отключения ВВ, по данным [15] составляет 0,06 с;

$t_{\text{погреш.св}}$ и $t_{\text{погреш.кл}}$ – погрешность выдержки времени МТЗ КЛ и СВ, по данным [23] составляет 0,02 с;

$t_{\text{возв.МТЗ.т}}$ – время возврата МТЗ терминала РЗА трансформатора, по данным [23] составляет 0,03 с; время запаса примем 0,1 с.

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

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

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

$$= 0,06 + 2 \cdot 0,02 + 0,03 + 0,1 = 0,23 \text{ с}; \quad (3.106)$$

где $t_{\text{откл.св}}$ – время отключения ВВ, по данным [15] составляет 0,06 с;

$t_{\text{погреш.ВВ}}$ и $t_{\text{погреш.СВ}}$ – погрешность выдержки времени МТЗ ВВ и СВ, по данным [23] составляет 0,02 с;

$t_{\text{возв.МТЗ.ВВ}}$ – время возврата МТЗ терминала РЗА трансформатора, по данным [23] составляет 0,03 с; время запаса примем 0,1 с.

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

$$t_{\text{МТЗ.тр}} = t_{\text{В.В.}} + \Delta t = 2,26 + \Delta t; \quad (3.107)$$

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

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

Настройка МТЗ ВН представлена в таблице 3.24.

Таблица 3.24

Уставки МТЗ ВН	Значение
Пуск МТЗ ВН	предусмотрен
Ток срабатывания МТЗ ВН	11,3 А
Время срабатывания МТЗ ВН	2,66 с

3.7.3 Защита от перегрузки

Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки ВН:

$$I_{\text{зп.ВН}} = \frac{I_{\text{НОМ.ВН}} \cdot k_{\text{отс}}}{k_{\text{В}}} = \frac{85 \cdot 1,05}{0,9} = 99,2 \text{ А}; \quad (3.108)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,05 по [7];

$k_{\text{В}}$ – коэффициент возврата по [7] равен 0,9;

$I_{\text{НОМ.ВН}}$ – первичный номинальный ток высокой стороны трансформатора.

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки ВН:

$$I_{\text{зп.ВН2}} = \frac{I_{\text{зп.ВН}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{99,2 \cdot 5}{150} \cdot 1 = 3,3 \text{ А.} \quad (3.109)$$

Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки НН:

$$I_{\text{зп.НН}} = \frac{I_{\text{НОМ.НН}} \cdot k_{\text{отс}}}{k_{\text{В}}} = \frac{1050 \cdot 1,05}{0,9} = 1225 \text{ А.} \quad (3.110)$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки НН:

$$I_{\text{зп.НН2}} = \frac{I_{\text{зп.НН}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{1225 \cdot 5}{1500} \cdot 1 = 4,08 \text{ А.} \quad (3.111)$$

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

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

3.7.4 УРОВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [7]. Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{Т.НОМ}} = 0,05 \cdot 85 = 4,25 \text{ А.} \quad (3.112)$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{4,25 \cdot 5}{150} \cdot 1 = 0,14 \text{ А.} \quad (3.113)$$

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

Выдержка времени УРОВ:

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

Время возврата УРОВ $t_{\text{в.уров}}$ и погрешность таймера УРОВ $t_{\text{зап}}$ взяты из [7].

Настройка УРОВ приведена в таблице 3.25.

Таблица 3.25

Уставки УРОВ	Значение
Действие УРОВ ВН	предусмотрено
Ток срабатывания УРОВ ВН	0,103 А
Время срабатывания УРОВ	0,2 с
Ток срабатывания УРОВ ВН на себя	0,01 с

3.8 Воздушные линии 220 кВ

Расчет параметров простейших токовых защит 220 кВ аналогичен расчету токовых защит присоединений 6...35 кВ, рассмотренных в предыдущих главах.

В качестве основной защиты от КЗ для линий с двухсторонним питанием – дифференциальные или направленные защиты линий (ДЗЛ, ДФЗ, НВЧЗ или ВЧБ). В качестве резервных защит линий 220 кВ применяются трехступенчатая дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных КЗ и четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой

3.8.1. Токовая отсечка на линии

Ток срабатывания мгновенной отсечки по первому условию отстраивается от максимального тока трехфазного КЗ по концам ВЛ на шинах питающих подстанций:

$$\begin{aligned} I_{\text{с.о.}} &= \max\{I_{\text{кз. макс. В. G1}}^{(3)}; I_{\text{кз. макс. А. G2}}^{(3)}\} \cdot k_{\text{Н}} = \\ &= \max\{1,993; 2,227\} \cdot 1,2 = 2,67 \text{ кВ.} \end{aligned} \quad (3.114)$$

где k_H - коэффициент надежности по РЭ [24] равен 1,2.

Оценим чувствительность ТО:

$$k_{ч.озд} = \frac{I_{кз. мин. в начале вл}^{(3)}}{I_{с.о}} \cdot k_{от. ч. сх}^{(2)} = \frac{3,36}{2,67} \cdot 1 = 1,26 > 1,2. \quad (3.115)$$

По данным расчетам можно видеть, что ненаправленные ТО обеспечивают требуемую чувствительность.

3.8.2. Дистанционная защита линии

Параметры МП терминалов РЗА содержащие ДЗ линий считаются в соответствии с методическими указаниями по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций доступными на сайте ФСК ЕЭС, но так как на сайте отсутствуют методические указания для фирмы «АББ Автоматизация», то расчет параметров производится по руководящим указаниям [25]. Уставки настраиваются по технической документации фирмы на МП терминал ДЗ.

Рассчитаем параметры ДЗ установленной на ВЛ у шин ПС А (рисунок 3.12).

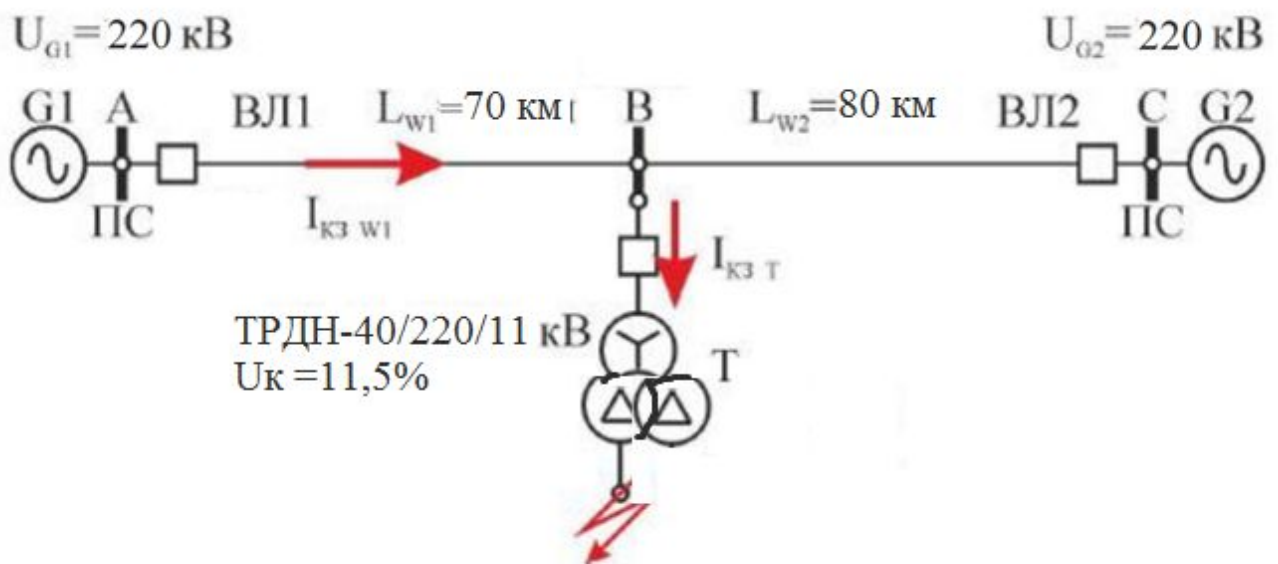


Рисунок 3.12 – Схема для параметрирования ДЗ ВЛ ПС.

Расчет параметров ДЗ зависит от топологии сети, параметры рассчитываются по [8].

Расчетные выражения для определения сопротивлений срабатывания первой и второй ступеней ДЗ линий приводятся в [8].

Для проходной линии сопротивление срабатывания первой ступени рассчитывается по выражению из [8]:

$$Z_{с.з.1} = \frac{Z_{вл}}{1 + \beta + \delta}; \quad (3.116)$$

где β – коэффициент, учитывающий погрешности ТТ и ТН и терминала ДЗ в сторону увеличения защищаемой зоны, по данным [8] принимается 0,05;

δ – коэффициент, учитывающий погрешность, вызванную неточностью расчета первичных электрических величин, по данным [8] принимается 0,1;

$Z_{ВЛ}$ – сопротивление защищаемой линии.

Максимальная нагрузка ВЛ (рис. 3.10) может быть определена по нагрузке трансформатора, т.е. 40 МВА. Если подстанция выполнена по схеме шестиугольник, то при отсутствии точных данных о нагрузке подстанции, максимальная нагрузка ВЛ определяется по мощности трансформатора с учетом нормируемого коэффициента перегрузки.

По таблице 3.14 [3] сечение ВЛ 240 мм². Погонные параметры ВЛ по таблице 3.8 [3]:

$$r_0 = 0,121 \text{ Ом/км}, x_0 = 0,435 \text{ Ом/км}.$$

Сопротивление ВЛ1:

$$R_{ВЛ1} = r_0 \cdot L_{ВЛ1} = 0,121 \cdot 70 = 8,47 \text{ Ом}; \quad (3.117)$$

$$X_{ВЛ1} = x_0 \cdot L_{ВЛ1} = 0,427 \cdot 70 = 29,89 \text{ Ом}; \quad (3.118)$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{ВЛ1} = 8,47 + j29,89 = 31,1 \cdot e^{j73^\circ}.$$

Абсолютная величина сопротивления первой ступени ДЗ:

$$Z_{с.з.1} = \frac{31,1}{1 + 0,05 + 0,1} = 27 \text{ Ом}; \quad (3.119)$$

Чувствительность первой ступени оценивается выполнением условия:

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

Для ТН НАМИ-220 [12] коэффициент трансформации:

$$n_H = \frac{U_{1.ном}}{U_{2.ном}} = \frac{220000}{100}.$$

$$I_{раб.макс.вл} = 119 \text{ А}.$$

Для ТТ встроенного в выключатель ВЭБ-220 по данным [12] минимальное значение первичного тока равно 500 А, откуда коэффициент трансформации:

$$n_T = \frac{I_{1.ном}}{I_{2.ном}} = \frac{150}{5}.$$

Вторичное значение сопротивления срабатывания 1 ступени ДЗ:

$$Z_{с.з.1.втор} = Z_{с.з.1} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 27 \cdot \frac{150 \cdot 100}{220000 \cdot 5} = 0,37 \text{ Ом}.$$

Угол максимальной чувствительности 1 ступени ДЗ составляет 73 градуса.

Определим параметры (в первичных величинах) характеристики 1 ступени ДЗ линии в виде четырехугольника.

Уставка по оси X 1 ступени:

$$X_{1.ст} = Z_{1.ст} \cdot \sin \varphi_{1.ст} = 27 \cdot \sin 73^\circ = 25,82 \text{ Ом}. \quad (3.120)$$

Уставка по оси I характеристики 1 ступени определяется из условия действия защиты при КЗ в конце линии (или на стороне ВН ГПП) при двухфазном КЗ в минимальном режиме работы через максимально-возможное сопротивление дуги.

Сопротивление дуги по [8] определяется как:

$$r_{д.макс} = \frac{\Delta U_{д}}{I_{кз.мин.вл}^{(2)}}; \quad (3.121)$$

где $\Delta U_{д}$ -падение напряжения на дуге, кВ.

Возможное падение напряжения на дуге может быть определено по выражению:

$$\Delta U_{д} = 1,05 \cdot l; \quad (3.122)$$

где l -длина дуги с учетом ее раздувания за время действия защиты, м.

Так как 1 ступень ДЗ является быстродействующей, то длина дуги не превысит расстояния между фазными проводами, для ВЛ 220 кВ сечением провода 185 мм² междуфазное расстояние при применении железобетонных опор по данным [12] составляет 5,5 м.

Возможное падение напряжения на дуге:

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

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

$$I_{кз.мин.вл}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин.вл}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,463 = 2,13 \text{ кА.}$$

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

Сопротивление дуги:

$$r_{д.макс} = \frac{5,78}{2,13} = 2,71 \text{ Ом.} \quad (3.123)$$

Суммарное активное сопротивление ВЛ и дуги:

$$R_{вл1} + r_{д.макс} = 8,47 + 2,71 = 11,18 \text{ Ом.}$$

Уставка по оси R характеристики 1 ступени:

$$R_{1.ст} = R_{вл1} + r_{д.макс} - \frac{X_{вл1}}{tg\varphi_{1.ст}} = 11,18 - \frac{29,89}{tg73^{\circ}} = 2,04 \text{ Ом.} \quad (3.124)$$

Угол наклона нижней части характеристики принимаем по рекомендации фирмы (АББ) -15° . Угол наклона левой части характеристики 115° .

Данные для расчета второй ступени для линии с ответвлениями выбираются самостоятельно. Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум основным условиям [25]:

а) согласование с дистанционными защитами смежных линий

$$z_{с.з.}^{II} = k_{з} \cdot z_{л} + \frac{k'_{з} \cdot z_{с.з.см.}^I}{k_{ток}}, \text{ Ом} \quad (3.125)$$

где $k'_3 = 0,78$ – коэффициент запаса по избирательным согласуемым защита
там линий;

$$k_{ток} = \frac{I_{з.выб}}{I_{з.см}} = \frac{1,067}{3,124} = 0,34 \text{ – коэффициент токораспределения, определяе}$$

мый по трехфазному КЗ в конце зоны действия той защиты, с которой произво
дится согласование (при этом следует рассматривать такие режимы, когда значе
ние $k_{ток}$ максимально);

$I_{з.выб}$ – ток, протекающий через ТТ защиты, для которой выбирается
уставка;

$I_{з.см}$ – ток, протекающий через ТТ смежной защиты, с которой произво
дится согласование;

$z_{с.з}^I = 0,85 \cdot z_{см.л}$ – уставка срабатывания первой ступени защиты
смежной линии;

$$z_{с.з.}^{II} = 0,85 \cdot 24,4 + \frac{0,78 \cdot 21,2}{0,45} = 57,48 \text{ Ом}$$

б) отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции

$$z_{с.з.}^{II} = k_3 \cdot \left[z_л + \frac{(1-\Delta U)^2}{k_{ток}} \cdot x_m \right], \text{ Ом} \quad (3.126)$$

где ΔU – наибольший относительный предел регулировки напряжения сило
вого трансформатора, например, $\Delta U = 0,12$ при регулировке $\pm 12 \%$;

$$k_{ток} = \frac{I_{з.выб}}{I_m} = \frac{0,617}{1,612} = 0,38 \text{ – коэффициент токораспределения при КЗ}$$

за трансформатором.

$$z_{с.з.}^{II} = 0,85 \cdot \left[24,4 + \frac{(1-0,12)^2}{0,38} \cdot 51,8 \right] = 110,47 \text{ Ом.}$$

В дальнейшем из всех полученных значений сопротивлений срабатывания в
качестве расчетного выбирается наименьшее, равное $57,48 \text{ Ом}$.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности
 $\Delta t = 0,5 \text{ с}$ больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми произво
дится согласование:

$$t_{с.з.}^{II} = t_{с.з.}^I + \Delta t = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с.} \quad (3.127)$$

Чувствительность второй ступени защиты проверяется при металлических КЗ
на шинах приемной подстанции (режим ближнего резервирования):

$$k_{\text{ч}}^{\text{II}} = \frac{z_{\text{с.з}}^{\text{II}}}{z_{\text{л}}} = \frac{96,4}{34,42} = 2,8 \geq 1,25.$$

Сопротивление срабатывания третьей ступени выбирается по [25]:

$$Z_{\text{с.з.3}} = \frac{Z_{\text{самоzap}}}{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{в}} \cdot \cos(\varphi_{\text{з.ст}} - \varphi_{\text{раб}})}; \quad (3.128)$$

где $Z_{\text{самоzap}}$ – минимальное значение первичного сопротивления в месте установки защиты в условиях самозапуска ЭД;

$\varphi_{\text{з.ст}}$ – угол максимальной чувствительности 3 ступени ДЗ, совпадает с $\varphi_{\text{1.ст}}$;

$k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле, определяемый по технической документации на МП терминалы ДЗ.

Минимальное сопротивление в условиях самозапуска $Z_{\text{самоzap}}$ может быть определено по выражению:

$$Z_{\text{самоzap}} = \frac{U_{\text{мин}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{самоzap}} \cdot I_{\text{раб.макс}}}; \quad (3.129)$$

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

$k_{\text{самоzap}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока при самозапуске ЭД, ориентировочно может приниматься равным по указаниям [25] $1,5 \dots 2,0$ для проходной линии;

$I_{\text{раб.макс}}$ – максимальное значение первичного рабочего тока в защищаемой линии.

Коэффициент возврата дистанционных органов зависит от фирмы разработчика устройств МП РЗА, например для фирмы АББ [23] рекомендованный к расчету $k_{\text{в}}$ составляет 1,05.

Минимальное напряжение в месте установки:

$$\begin{aligned} U_{\text{мин}} &= 0,8 \cdot U_{\text{ном.вн}}; \\ U_{\text{мин}} &= 0,8 \cdot 230 = 184 \text{ кВ}. \end{aligned} \quad (3.130)$$

Сопротивление самозапуска:

$$Z_{\text{самоzap}} = \frac{184000}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 119} = 595 \text{ Ом}.$$

Если в составе нагрузки есть ЭД с $\cos\varphi = 0,85$, то в нормальном режиме угол не может превысить 30° .

Сопротивление срабатывания третьей ступени:

$$Z_{\text{с.з.3}} = \frac{595}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(73^\circ - 30^\circ)} = 645 \text{ Ом}.$$

Выдержка времени третьей ступени принимается на ступень селективности $\Delta t=0,5$ с больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{c.з.}^{III} = t_{c.з.}^{II} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.} \quad (3.131)$$

Полученные характеристики срабатывания реле сопротивления имеют вид:

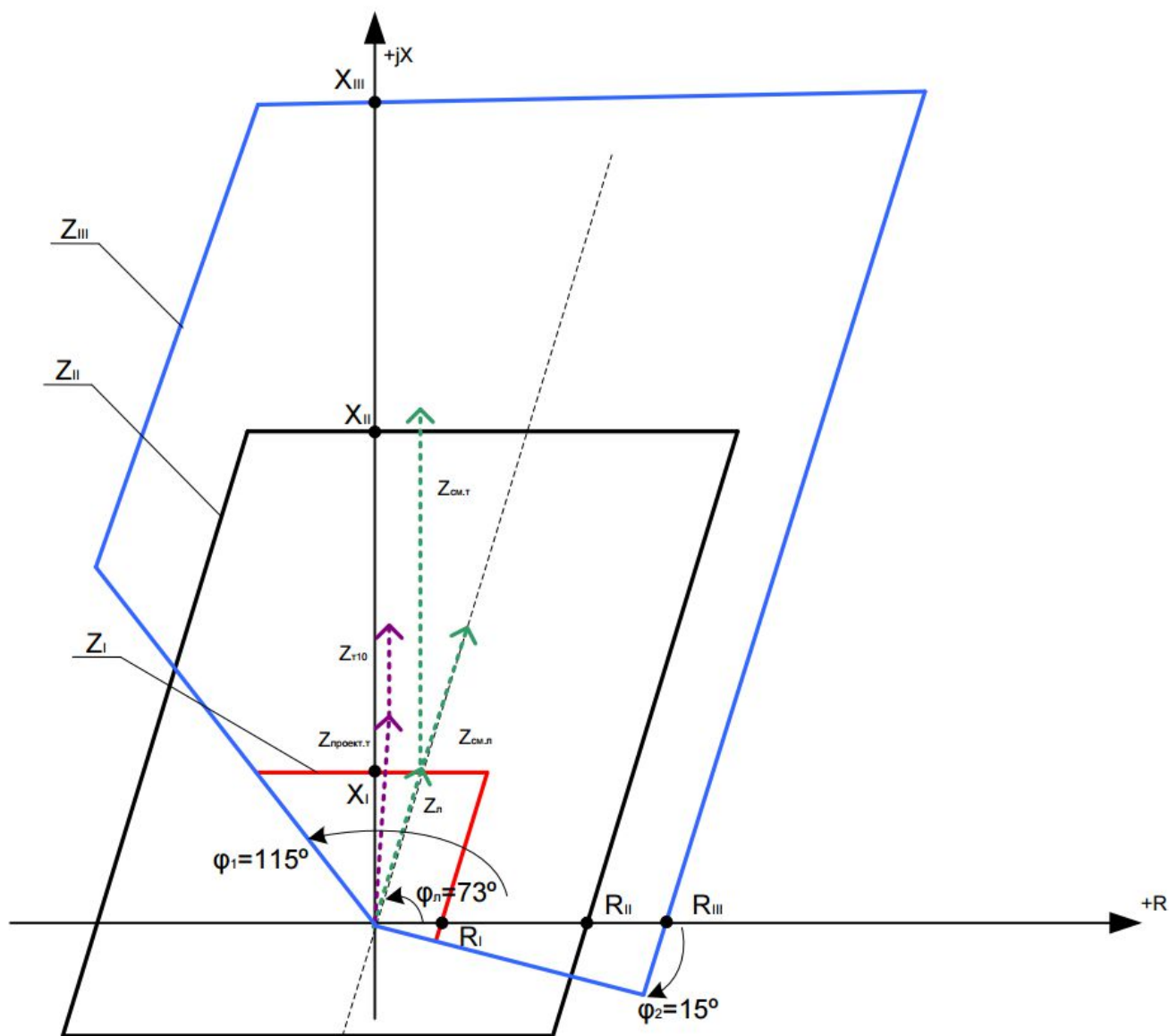


Рисунок 3.13 – Характеристики срабатывания реле сопротивления

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

4 ПРОВЕРКА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Проверка ТТ, используемых в схемах РЗА, в том числе и на допустимую погрешность изложена в [8]. В качестве примера рассмотрим проверку ТТ 10,5 и 0,4 кВ (рисунок 4.1).

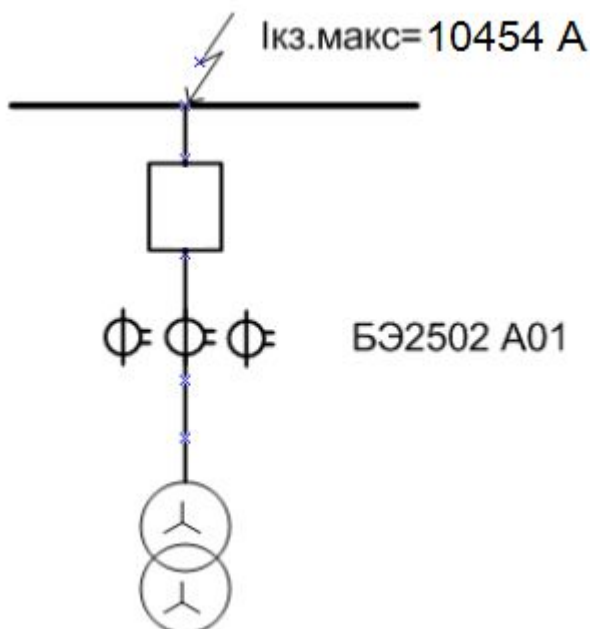


Рисунок 4.1 – Исходные данные к проверке ТТ

Проверим ТТ трансформатора 10/0,4 кВ на стороне НН ПС на 10% погрешность.

Согласно [27] по кривым предельной кратности для трансформатора тока ТОЛ-10 класса Р с $k_{ТА}=150/5$ допустимое значение сопротивления нагрузки:
 $Z_{н.доп.} = 2 \text{ Ом.}$

$$k_{расч} = \frac{I_{кз.макс}}{I_{1.ном}} = \frac{10454}{150} = 69,7 \text{ Ом.} \quad (4.1)$$

Определяем расчетное сопротивление вторичной цепи трансформатора тока:

$$Z_{доп} = n_{обм} \cdot Z_{ном} \cdot \frac{k_{доп}}{k_{расч}} = 2 \cdot 2 \cdot \frac{4}{69,7} = 0,23 \text{ Ом.} \quad (4.2)$$

Расчетное сопротивление нагрузки:

$$Z_{нагр} = Z_{реле} + 2 \cdot Z_{пров} + Z_{конт} \quad (4.3)$$

где $Z_{реле}$ – сопротивление МП терминала РЗА;

$Z_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов;

$Z_{конт}$ – сопротивление переходных контактов.

Сопротивление МП терминала определяется по потребляемой мощности от ТТ, по данным [9] для терминалов серии БЭ2502А01 составляет 2 ВА для $I_{2.ном} = 5 \text{ А}$. Следовательно, сопротивление реле:

$$Z_{\text{реле}} = \frac{S_{\text{конт}}}{I_{2.\text{ном}}^2} = \frac{2}{5^2} = 0,08 \text{ Ом.} \quad (4.4)$$

Сопротивление соединительных проводов:

$$Z_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0175 \cdot 6}{2,5} = 0,042 \text{ Ом.} \quad (4.5)$$

Переходное сопротивление контактов по данным [22] составит 0,05 Ом.

Следовательно, сопротивление нагрузки:

$$Z_{\text{нагр}} = 0,08 + 2 \cdot 0,042 + 0,05 = 0,214$$

Допустимая сопротивление больше расчетного, поэтому проверяемый ТТ будет работать в заявленном классе точности.

					13.03.02.2017.274.00 ПЗ	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕГРЕВА СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА УЧЕБНОГО СТЕНДА

5.1 Типы датчиков

Термопара.

Термоэлектрические преобразователи — иначе, термопары. Они действуют по принципу термоэлектрического эффекта, то есть благодаря тому, что в любом замкнутом контуре (из двух разнородных полупроводников или проводников) возникнет электрический ток, в случае если места спаев отличаются по температуре. Так, один конец термопары (рабочий) погружен в среду, а другой (свободный) — нет. Таким образом, получается, что термопары это относительные датчики и выходное напряжение будет зависеть от разности температур двух частей. И почти не будет зависеть от абсолютных их значений.

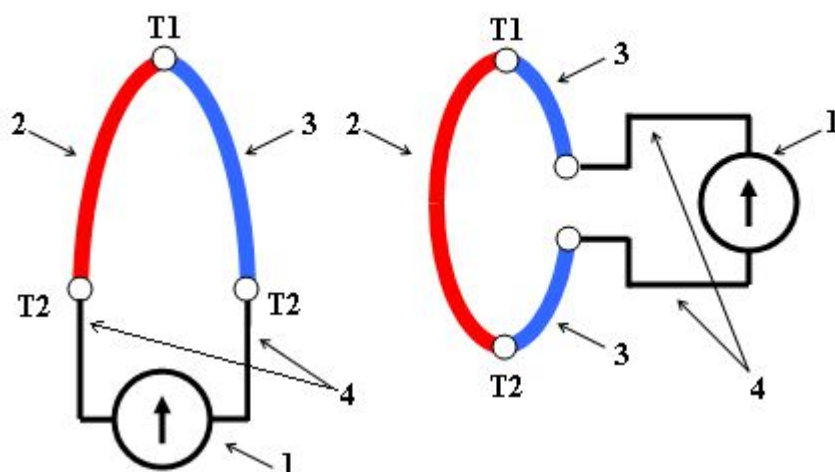


рис. а

рис. б

- 1 — измерительный прибор
- 2, 3 — термоэлектроды
- 4 — соединительные провода
- T1, T2 — температура «горячего» и «холодного» спаев термопары

Рисунок 5.1 – Термопара

При испытании сухих трансформаторов для определения наступившего теплового равновесия устанавливают термопары в следующих местах: для защищенных и незащищенных трансформаторов - в центральной части верхнего ярма; для герметичных трансформаторов и трансформаторов, полностью помещенных в герметический кожух, - в центре верхней части поверхности крышки и в центре боковой части поверхности герметичного кожуха.

Терморезисторы и резистивные датчики (термометры сопротивления)

Температуру можно контролировать с помощью термисторов (например, Pt100) и реле контроля температуры. Основное отличие термометров сопротивления этого типа состоит в том, что их чувствительность к температуре значительно выше (приблизительно в 10 раз), чем металлических. Кроме того, их температурный коэффициент обычно отрицательный и сильно зависит от температуры. Термисторы изготавливают из смесей поликристаллических полупроводниковых оксидов металлов (MgO, Fe₃O₄, Co₂O₃, NiO, ZnTiO₄). Порошки оксидов спекаются в форме под давлением и упрочняются посредством поверхностного обжига при температурах порядка 1000 °С в контролируемой атмосфере. Металлические выводы припаиваются к двум точкам предварительно металлизированной поверхности полупроводника. Альтернативой является использование датчиков РТС (*Positive Temperature Coefficient* – положительный температурный коэффициент) и реле контроля температуры, но в этом случае отображать текущее значение температуры невозможно. Можно только судить о превышении ее порогового значения. Оба решения позволяют контролировать температуру обмоток низкого напряжения. Датчики устанавливаются в самом горячем месте обмотки.

В трехфазных трансформаторах измерительная система состоит из трех (по одному комплекту на фазу) последовательно подключенных датчиков. Датчики представляют собой сопротивления, которые при превышении заданной температуры посылают сигнал на реле. РТС возвращается в исходное состояние, когда температура опускается на 3 °С ниже уставки. При использовании двух датчиков можно подавать два сигнала: первый – аварийный сигнал, второй – сигнал для отключения нагрузки. Уставки срабатывания двух датчиков отличаются на 20 °С.

Волоконно-оптические датчики температуры.

Для постоянного контроля над температурой обмоток трансформатора возможно применение оптоволоконных систем прямого измерения температуры, с датчиками, встроенными непосредственно в обмотку. Оптоволоконные датчики прямого измерения температуры используют в своей работе свойство поглощения или пропускания белого света арсенид-галлиевым (GaAs) полупроводником. При увеличении температуры пропускаемый спектр полупроводника сдвигается в сторону волн большей длины. Этот скачок называется «сдвигом поглощения», а соотношение между длиной волны, на которой происходит сдвиг поглощения, и температурой предсказуемо.

									Лист
									89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.274.00 ПЗ				

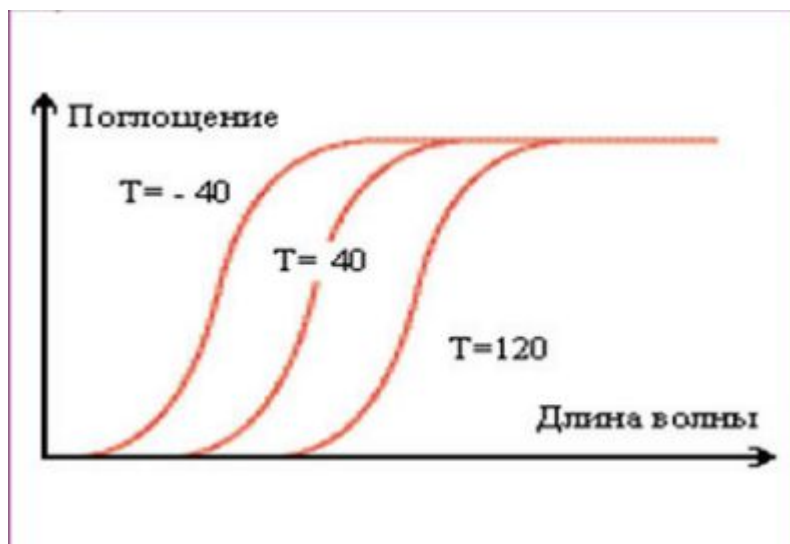


Рисунок 5.2 – Зависимость поглощения в оптоволокне от температуры

Исходя из этого, можно узнавать температуру полупроводника, имея информацию о его сдвиге поглощения в настоящий момент. Важно отметить, что данное явление не зависит от яркости света, а только от длины волны.

Датчик температуры имеет структуру полупроводника GaAs и прикреплен к хорошо отполированному оптоволокну. На конце полупроводника размещается отражающая диэлектрическая пленка, не проводящая электрический ток.

Оптоволокну по всей длине покрыто тефлоновой оболочкой, эффективно защищающей его от агрессивной химической среды. Вся конечная конструкция (полупроводник и конец волокна) заключена в высокотемпературный состав с целью защиты сенсора (полупроводника) от химических и механических воздействий. Данный состав является единственной преградой для прямого контакта.

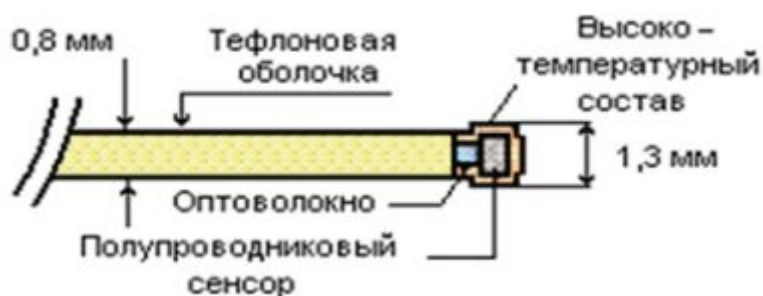


Рисунок 5.3 – Конструкция оптоволоконного датчика температуры

Источник белого света (1), размещенный внутри преобразователя сигнала, направляет свет в один из концов оптоволоконного соединительного блока (2). Свет идет по оптоволокну датчика к полупроводнику (3), где волны определенной длины поглощаются. Непоглощенный свет отражается зеркалом-диэлектриком (4). Сдвиг длины волны в зависимости от температуры рисунке 5.2. Конструкция

датчика и возвращается по волокну к соединительному блоку, где направляется на спектрометр (5). Положение сдвига поглощения определяется по специальному алгоритму анализа сигнала, а затем по нему высчитывается температура. Вычисление сдвига поглощения не связано с яркостью света – значение имеет только цвет (длина волны), поэтому различные факторы, влияющие на работу оптических волокон (длина волокна, количество и качество соединений, диаметр и состав волокна, изгибы), не являются серьезной помехой.

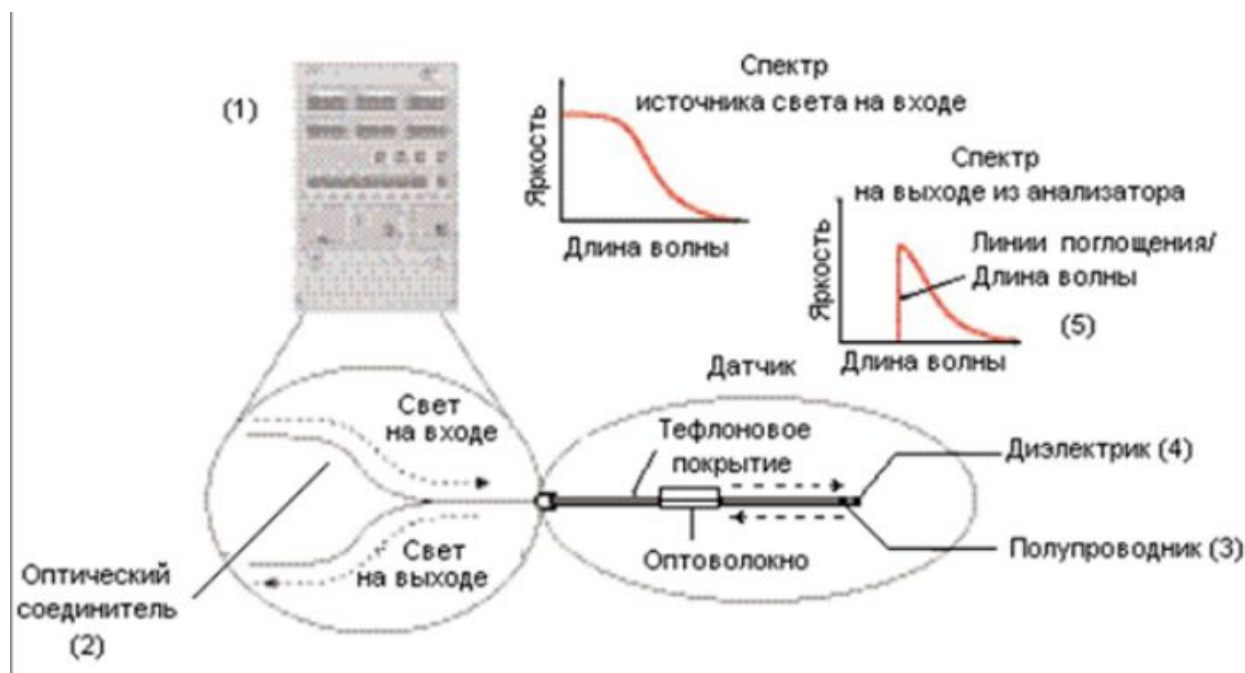


Рисунок 5.4 – Блок-схема, поясняющая принцип преобразования сигнала температуры.

ИК-контроль.

Все тела, температура которых превышает температуру абсолютного нуля излучают электромагнитное тепловое излучение в соответствии с законом Планка. Спектральная плотность мощности излучения (функция Планка) имеет максимум, длина волны которого на шкале длин волн зависит от температуры. Положение максимума в спектре излучения сдвигается с повышением температуры в сторону меньших длин волн

Обследование предпочтительно проводить ночью (перед восходом солнца), при отключенном искусственном освещении трансформатора, в безветренную, небождливую погоду, при максимально возможной нагрузке и в режиме х.х.

Тепловизор или его сканер должен располагаться на штативе, как можно ближе к трансформатору, на оси средней фазы, с использованием объектива 7-12 °С и обеспечивать возможность как видео-, так и аудиозаписи.

После настройки температурного режима записи тепловизора ведется покадровая регистрация термоизображений начиная с верхней части крайней фазы (например А) по направлению к фазе С с наложением кадров друг на друга около

10% размера. Достигнув поверхности бака фазы С, объектив сканера опускается ниже, далее покадровая съемка продолжается в противоположном направлении, таким образом процесс съемки ведется, пока не будет записана вся поверхность бака, включая расположенные под его днищем маслососы, маслопроводы и другие узлы. Термографической съемке подвергается вся доступная для этого поверхность бака по периметру. Тепловизор во всех точках съемки должен находиться на одинаковом расстоянии от трансформатора.

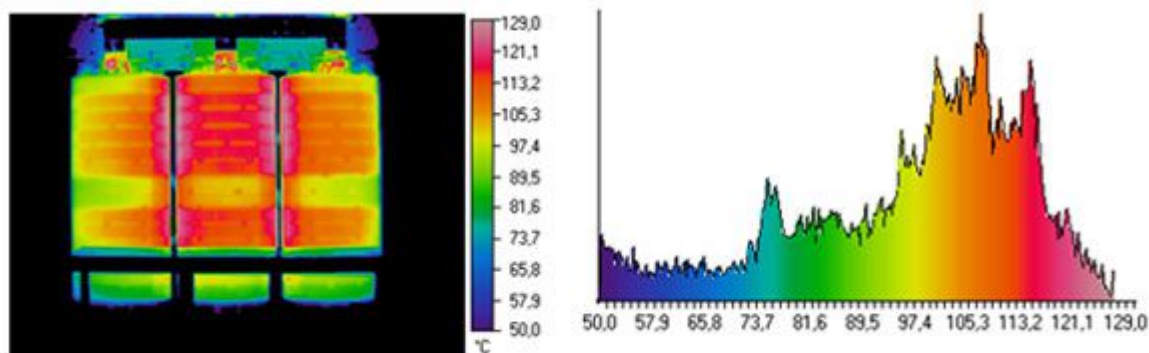


Рисунок 5.5 – Термограммы трансформатора

На рисунке 5.5 представлены эталонная термограмма и ее образ, полученный для сухого трансформатора с литой изоляцией ТСИ мощностью 1600 кВА при 100% нагрузке.

Распределение температурного поля по поверхности обмоток трансформаторов с литой изоляцией характеризуется значительной неоднородностью. Области с максимальными температурами наблюдаются в зонах между обмотками, что связано с ухудшенными условиями теплоотдачи. Гистограмма распределения температур в условиях стабилизации теплового режима при мощности 100 % Рном имеет несколько экстремумов. Наличие нескольких экстремумов характеризует тот факт, что на поверхностях обмоток реализуются несколько зон с различным уровнем тепловыделения и теплоотдачи, и полностью согласуется с конструктивными особенностями сухих трансформаторов с литой изоляцией.

5.2 Проблема защиты трансформаторов в лаборатории

Лаборатория кафедры ЭССиСЭ «Физическое моделирование электроэнергетических систем» оснащена 4 шт. учебными стендами «Физическая модель электроэнергетической системы». Каждый стенд включает в себя электромашинный агрегат «двигатель-генератор-маховик», силовые трансформаторы и модели линий электропередач. На стендах изучаются рабочие и аварийные режимы энергосистем. В частности, одним из режимов, который характерен для электроэнергетической системы, является короткое замыкание. Учебный стенд позволяет создавать короткое замыкание и изучать электромагнитные и электромеханические

процессы, соответствующие этому режиму. При создании короткого замыкания с помощью специального короткозамыкателя по элементам схемы протекают большие токи. Величина этих токов ограничивается сопротивлениями трансформаторов и моделей линий электропередач. При протекании токов к.з. через трансформаторы, последние разогреваются. Обычно длительность режима короткого замыкания не превышает единиц секунд. За это время трансформатор не успевает разогреться до опасных температур. Но частое повторение режима к.з. приводит к недопустимому нагреву трансформатора и выходу его из строя. За 2005-2015 г.г. в лаборатории по этой причине 6 раз проведен ремонт трансформаторов.

Ограничение времени существования к.з. к положительному результату не приведет так как студент может повторить этот режим многократно. Повышение чувствительности токовой защиты со стороны источника питания (ввода стенда) также не даст положительного эффекта и не позволит проводить часть экспериментов. Поэтому принято решение решить проблему «в лоб» - установить защиту от перегрева обмоток трансформаторов. Для этого потребуется оборудовать трансформатор устройствами контроля температуры, действующими на отключение трансформатора при его перегреве. Защищаемые трансформаторы — 400 ВА, 380/380(220), Y-0/Y-0(Д), малогабаритные, трехфазные, трехстержневые, с сухой изоляцией.

5.3 Разработка защиты от перегрева

5.3.1 Существующие способы защиты

Для защиты от перегрева малогабаритных трансформаторов обычно применяются тепловые предохранители. Эти предохранители укладываются в обмотки трансформаторов. Предохранитель рассчитан на срабатывание при определенной температуре, как правило в диапазоне 90-105 °С, и подключается последовательно с первичной обмоткой. При перегреве трансформатора предохранитель срабатывает и отключает все устройство от источника питания. Термопредохранители — устройства простые и дешевые. Но они обладают лишь однократным действием. Это обусловлено тем, что перегрев трансформатора при эксплуатации возникает только либо при неисправности самого трансформатора, либо неисправности питаемого от него устройства. В любом случае дальнейшая работа устройства невозможна и чревата пожаром. Поэтому термопредохранитель должен отключить перегретый трансформатор. Для целей защиты трансформаторов лабораторного стенда термопредохранители не подходят так как режим перегрузки возникает при управляемых коротких замыканиях часто и является штатным режимом работы стенда.

Таким образом, для защиты трансформаторов учебного стенда требуется защита с ручным или автоматическим возвратом в исходное состояние после снижения температуры ниже допустимой.

									Лист
									93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.274.00 ПЗ				

В п. 5.1 описаны устройства теплового контроля силовых трансформаторов. В той или иной мере они применимы и для защиты рассматриваемого малогабаритного трансформатора. В частности, трансформатор можно оснастить термодатчиками, резистивными и полупроводниковыми датчиками, термоконтактами и т.д... Единственный недостаток всех этих устройств — исполнительная (вторичная) часть рассчитана на применение в промышленных установках, из-за чего имеет большие размеры и стоимость. Кроме этого, сами датчики температуры по размерам больше обмоток защищаемого малогабаритного трансформатора. Поэтому стоит задача разработать дешевое малогабаритное устройство защиты трансформатора от перегрева.

5.3.2 Диод как датчик температуры

Любая защита включает в себя три основных элемента: датчик физической величины, узел обработки и сравнения, исполнительное устройство. В качестве исполнительного устройства выступает выключатель питания стенда (электромагнитный пускатель), в цепь управления которого включается выходное реле блока защиты и который должен отключаться от сигнала защиты. Как говорилось ранее, в качестве датчика можно применить специализированные промышленные датчики температуры — измерительные преобразователи температуры или термоконтакты. По известным причинам эти устройства нам не подходят. Устройство обработки и сравнения (вторичный прибор) выбирается под определенный тип датчика температуры и должно обрабатывать сигнал датчика и формировать управляющий сигнал на отключение выключателя.

Предлагается в качестве датчика температуры использовать рп-переход полупроводникового диода. Диоды на малые токи имеют небольшие размеры и могут быть размещены прямо внутри обмотки трансформатора для более объективного контроля её температуры.

Составная часть диода, рп-переход состоит из трех областей:

- р-области, характеризующейся дефицитом электронов и избытком «дырок»;
- п-области, характеризующейся избытком электронов и дефицитом «дырок»;
- энергетического барьера, находящегося между р и п областями, и предотвращающего свободное перемещение электронов и «дырок» между областями.

При приложении прямого напряжения электроны начинают преодолевать энергетический барьер и перемещаться из п-области в р-область. Возникает ток. При этом, для того чтобы электрону преодолеть энергетический барьер, ему нужно сообщить дополнительную энергию. Эта энергия сообщается электрическим полем и определяется прямым падением напряжения $U_{пр}$ — работой по перемещению электрона из п-области в р-область. У кремниевых диодов прямое падение напряжения составляет примерно 0,5-0,7 В, у германиевых — 0,15-0,3 В, у арсенид-галлиевых — 3,0-3,5 В.

С ростом температуры энергия теплового движения электронов возрастает. В результате требуется сообщить меньше энергии, чтобы электрон смог преодолеть барьер и перейти в р-область. Некоторые электроны при этом будут обладать настолько большой энергией теплового движения, что самостоятельно будут перемещаться между n- и р- областями, создавая тепловой ток и тепловой шум. В любом случае, с ростом температуры электронам и «дыркам» становится легче переходить между областями и прямое падение напряжения снижается. Установив взаимосвязь между падением напряжения на диоде и температурой, мы сможем использовать эту взаимосвязь для измерения температуры.

5.3.3 Экспериментальная зависимость прямого падения напряжения от температуры

Для установления взаимосвязи прямого падения напряжения на диоде и его температуры потребовалось произвести экспериментальные исследования. В качестве датчика температуры выбран диод типа 1N4148 иностранного производства, аналогом которого является диод отечественного производства типа КД522.

Характеристики диода 1N4148 приведены в таблице 5.1

Таблица 2.1 — Характеристики диода 1N4148 пр-ва *NXP*

Параметр	Значение
прямой средний ток	150 мА
прямой пиковый ток	500 мА
падение напряжения: -при токе 5 мА -при токе 100 мА	от 0,6...0,7 В 1 В
емкость перехода	4 пФ
скорость переключения менее	4 нс
неповторяющееся пиковое обратное напряжение	100 В
пиковое обратное напряжение	75 В
действующее значение обратного напряжения	53 В

Чтобы установить разброс характеристик в партии испытывается несколько диодов и потом сравниваются их характеристики. В нашем эксперименте были использованы 8 шт. диодов.

Описание экспериментальной установки.

Конструкция экспериментальной установки схематично представлена на рис. 5.6

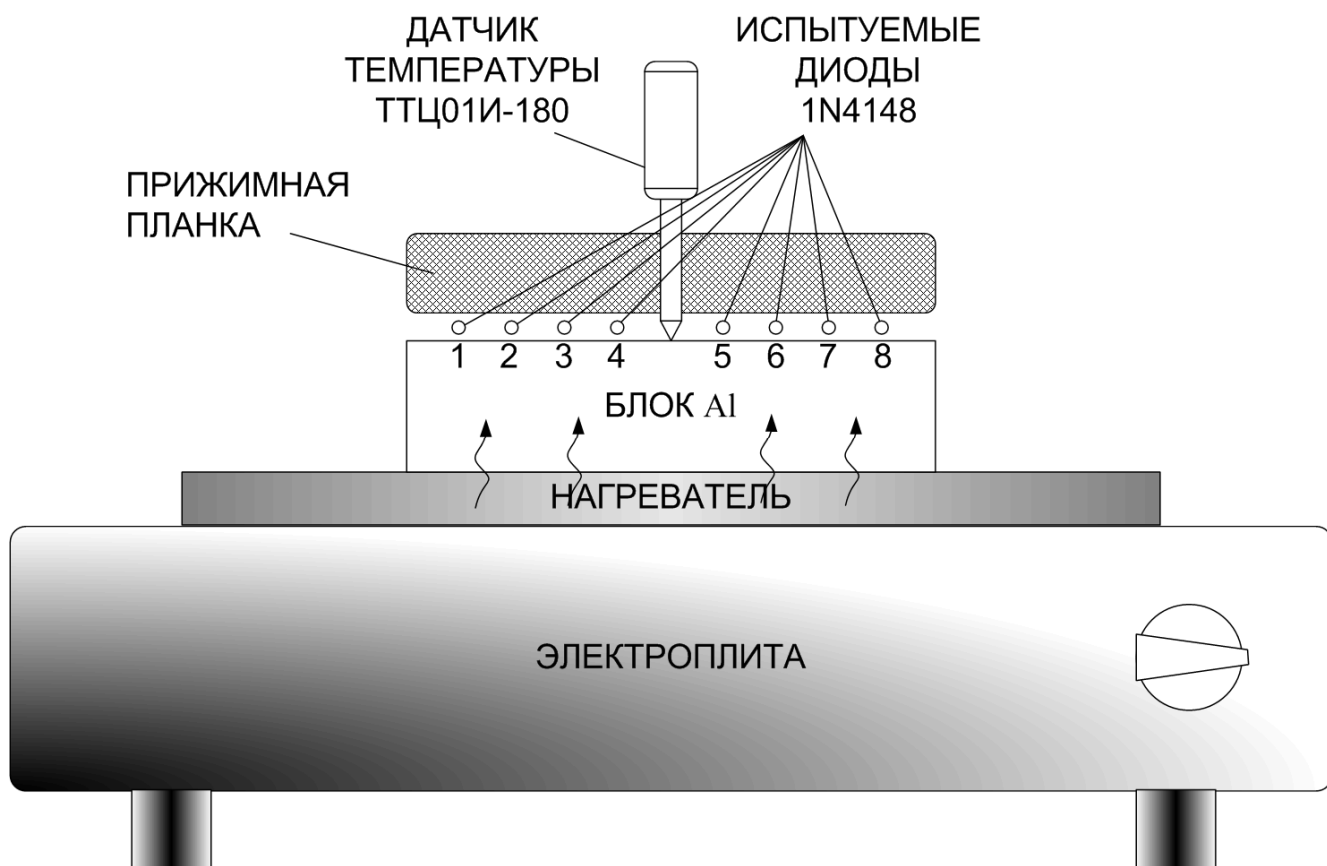


Рисунок 5.6 — Конструкция установки

Испытуемые диоды (рисунок 5.6) размещаются на массивном алюминиевом блоке, предназначенном для равномерного нагрева всех диодов и датчика термометра. Тепловой контакт между диодами, датчиком температуры и блоком обеспечивается с помощью пасты КПТ-8. На этом же блоке, между диодами размещается датчик контактного термометра для измерения температуры блока. Тип термометра: Элемер ТЦМ9210 М4 с датчиком ТТЦ01И-180. Вывода диодов припаяны на контактные площадки, к которым подключен кабель. Алюминиевый блок установлен на нагреватель — электроплитку 800 Вт 220 В. Кабель передает сигналы с диодов на схему выбора диода, питания и измерения прямого падения напряжения (рисунок 5.7). Для проведения измерений при температурах ниже температуры в помещении, блок с диодами помещался в холодильник.

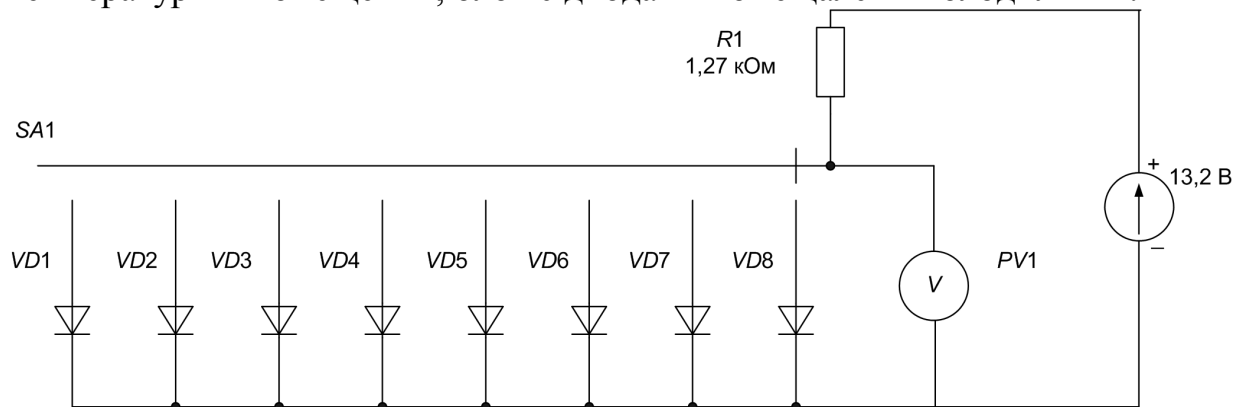


Рисунок 5.7 — Электрическая схема эксперимента

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Переключателем $SA1$ мы можем выбирать измеряемый диод. С помощью лабораторного источника питания постоянного тока типа Б5-48 и резистора $R1$ создается ток через измеряемый диод. Величина тока установлена 10 мА. Вольтметром $PV1$, в качестве которого используется мультиметр типа Sinometr VC96A, измеряется прямое падение напряжения.

В результате серии измерений получены значения прямого падения напряжения на диодах при разных температурах (таблица 5.1).

Таблица 5.1 — Экспериментальные данные прямых падений напряжений.

НОМЕР ДИОДА								t, °C
1	2	3	4	5	6	7	8	
0,522	0,519	0,519	0,514	0,518	0,521	0,524	0,529	133
0,554	0,551	0,552	0,547	0,552	0,554	0,558	0,561	118
0,583	0,581	0,581	0,577	0,582	0,583	0,587	0,583	103
0,614	0,613	0,612	0,607	0,613	0,613	0,617	0,618	88
0,65	0,65	0,647	0,644	0,65	0,649	0,654	0,654	70
0,693	0,694	0,69	0,686	0,693	0,691	0,695	0,694	50
0,716	0,718	0,713	0,709	0,716	0,714	0,718	0,716	38
0,731	0,734	0,729	0,725	0,731	0,729	0,733	0,731	30
0,749	0,751	0,746	0,743	0,749	0,746	0,749	0,747	21,7
0,765	0,767	0,762	0,758	0,764	0,762	0,765	0,763	11,6
0,771	0,776	0,772	0,769	0,775	0,772	0,776	0,773	5,2
0,794	0,797	0,792	0,789	0,795	0,792	0,795	0,792	-7,7

По результатам испытаний, приведенных в таблице 5.1, построены зависимости прямого падения напряжения на каждом из диодов (рисунок 5.8). По графикам зависимостей видно, что взаимосвязь практически линейная и величины для разных диодов практически совпадают. Далее возможно два пути: или используем характеристику для одного любого диода, либо выделяем повторяющиеся характеристики, отбросив диоды с сильным отклонением от усредненной.

Для работы выбираем образец (диод №1).

Аппроксимируем экспериментальную кривую линейной зависимостью:

$$\Delta U(t) = A + K(t - t_0) = 0,522 - 2,0 \cdot 10^{-3}(t - 133) \quad (5.1)$$

Коэффициент $K=2 \cdot 10^{-3} \text{ В}^0\text{С}$ в выражении 5.1 то термический коэффициент напряжения.

Сравним экспериментальные результаты и данные аппроксимирующей кривой сопоставив их в таблице 5.2 и рассчитав отклонение в процентах.

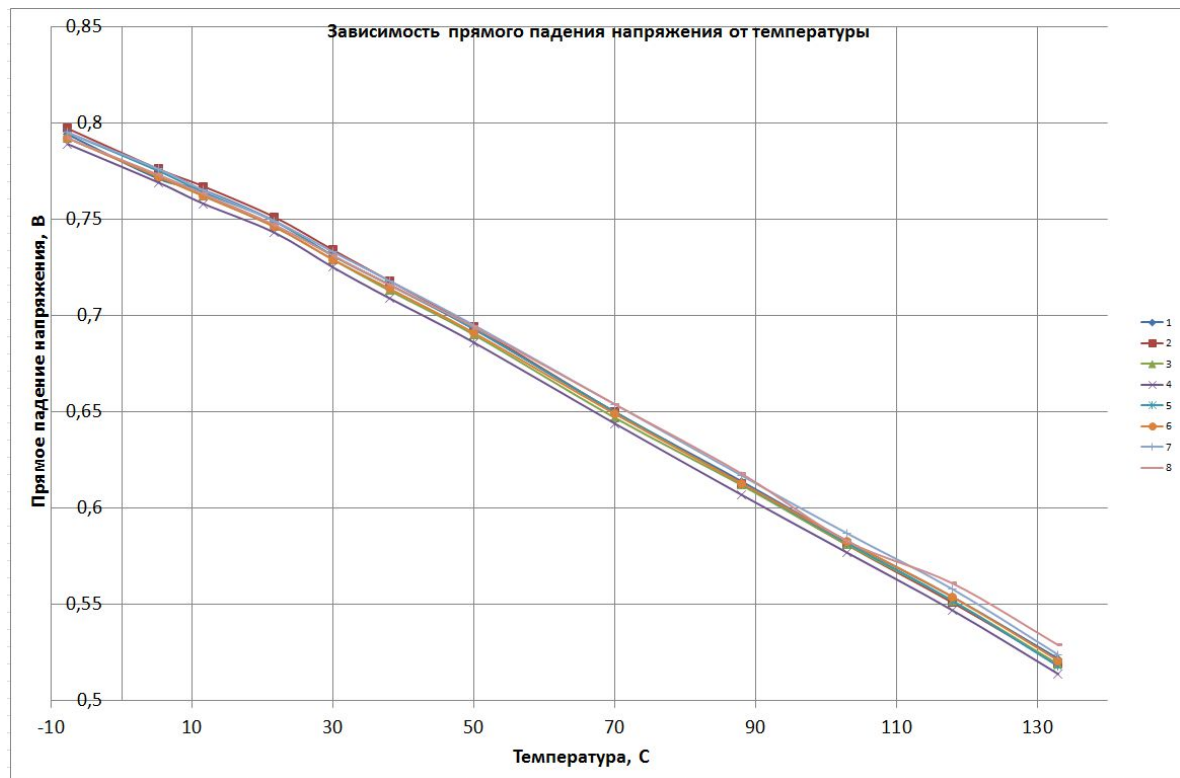


Рисунок 5.8 – Зависимости прямых падений напряжения на диодах от их температуры

Таблица 5.2

$t, ^\circ\text{C}$	-7,7	5,2	11,6	21,7	30	38	50	70	88
$\Delta U_{\text{эксп}}, \text{В}$	0,794	0,771	0,765	0,749	0,731	0,716	0,693	0,650	0,614
$\Delta U_{\text{апр}}, \text{В}$	0,803	0,778	0,765	0,745	0,728	0,712	0,688	0,648	0,612
$\delta u, \%$	1,13	0,91	0	-0,53	-0,41	-0,56	-0,72	-0,31	-0,33
$t, ^\circ\text{C}$	103	118	133						
$\Delta U_{\text{эксп}}, \text{В}$	0,583	0,554	0,522						
$\Delta U_{\text{апр}}, \text{В}$	0,582	0,552	0,522						
$\delta u, \%$	-0,17	-0,36	0						

Из таблицы 5.2 видно что максимальное отклонение экспериментальной кривой от линейной аппроксимирующей всего 1,13 %, а в диапазоне температур 20-100 °С – 0,72%, что очень хорошо и позволяет использовать в дальнейшей работе полученную линейную зависимость.

5.3.4 Температурное реле

Температурное реле входит в состав защиты и должно получать величину прямого падения напряжения на диоде, сравнивать эту величину с уставкой и формировать сигнал отключения выключателя при перегреве трансформатора.

В сети интернет известны схемы температурных реле и регуляторов, разработанные радиолюбителями и использующие в качестве датчика полупроводниковый диод. К сожалению, эти схемы не удовлетворяют требованиям, предъявляе-

мым к устройствам защиты, требующие задание: уставки, коэффициента возврата, передаточных характеристик и т.д.. Поэтому разработаем схему защиты самостоятельно (рисунок 5.9).

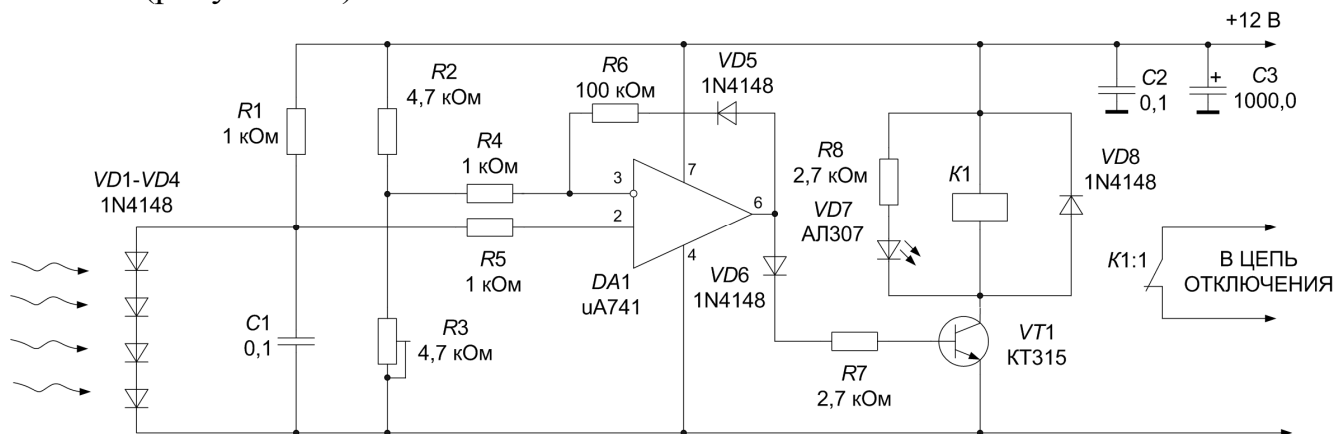


Рисунок 5.10 — Схема температурного реле

Устройство сравнения выполним по схеме компаратора, выполненного на базе операционного усилителя *DA1*. Задание уставки производится с помощью потенциометра *R3*. Резистором *R6* устанавливают коэффициент возврата (ширину гистерезиса компаратора). Компаратор *DA1* сравнивает падения напряжения на диодах *VD1-VD4*, расположенных в обмотке трансформатора, и потенциометре *R3*, задающем уставку. Когда падение напряжения на диодах становится меньше величины уставки на выводе 6 компаратора появляется напряжение ~10 В, которое включает транзисторный ключ *VT1*. Выходное реле *K1*, управляемое ключом на транзисторе *VT1*, отключает выключатель питания стенда контактами *K1:1*. При этом загорается светодиод *VD7*, сигнализирующий об перегреве трансформатора. Конденсаторы *C1-C3* служат для защиты от помех.

5.4 Настройка и испытания теплового реле

Для настройки реле определимся с допустимой температурой обмоток трансформатора. Примем допустимую температуру 90 °С. После срабатывания трансформатор должен остыть на 20-30 °С, чтобы можно было произвести повторный эксперимент.

По аппроксимирующей кривой (5.1) определим падение напряжения на диодах, соответствующее температуре 90 °С:

$$\Delta U(t) = A + K(t - t_0) = 0,522 - 2,0 \cdot 10^{-3}(90 - 133) = 0,608(\text{В}) \quad (5.2)$$

Подключим вместо диодов *VD1-VD4* (рисунок 5.10) параллельно включенные потенциометр 1 кОм и цифровой вольтметр. Подбирая положение потенциометра *R3*, добьемся чтобы реле срабатывало при напряжении на входе 0,608 В. Подбирая величину резистора *R6* установим возврат при напряжении:

$$\Delta U(t) = A + K(t - t_0) = 0,522 - 2,0 \cdot 10^{-3} (60 - 133) = 0,668 (\text{В}), \quad (5.3)$$

что будет соответствовать температуре 60 °С.

Для проверки настроек произведем эксперимент. Для этого воспользуемся установкой, изображенной на рисунке 5.1, но диоды включим последовательно по 4 шт.. Выходные контакты реле $K1$ включим последовательно с нагревателем электроплитки чтобы при температуре >90 °С нагреватель отключался.

Экспериментальная зависимость температуры алюминиевого блока от времени при работе реле приведена на рисунке 5.11.

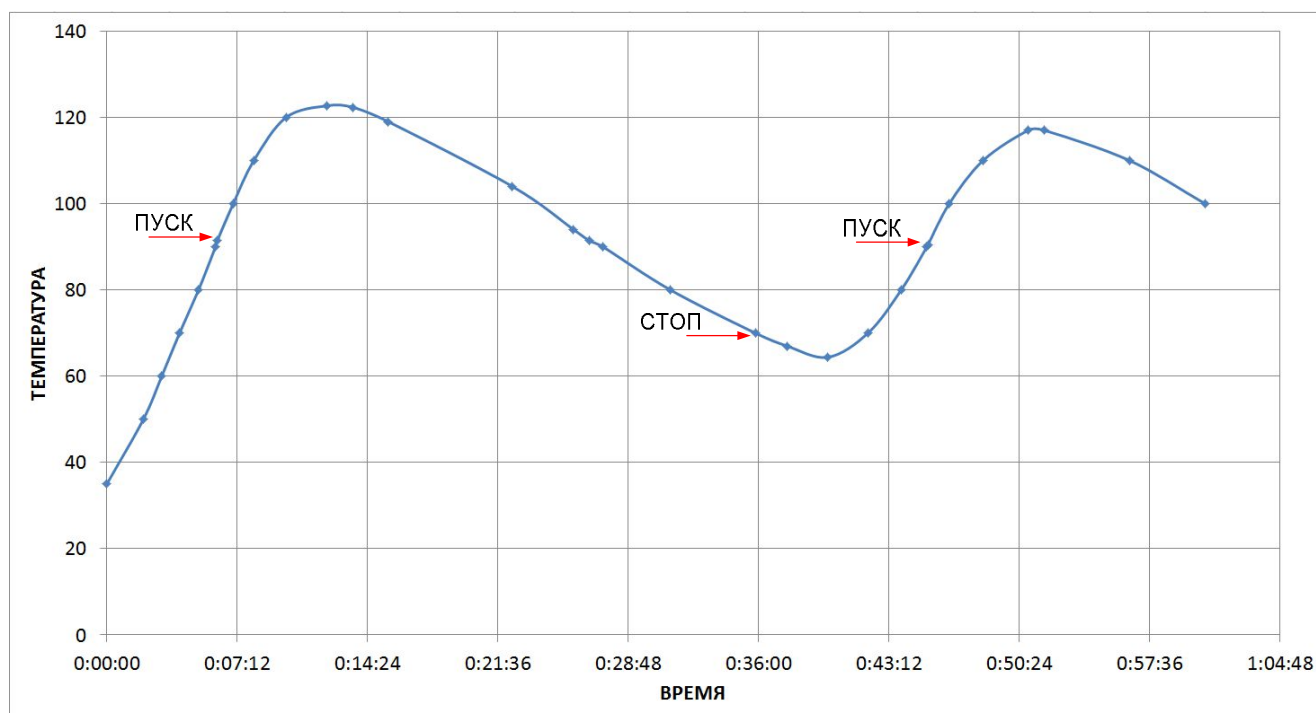


Рисунок 5.11 – Работа реле температуры

При испытаниях реле температуры зафиксировано два запуска реле: при 91,4 °С и 90,5 °С, а также возврат при 67 °С. Это удовлетворяет требованиям и настройкам, указанным ранее. Перегрев блока свыше 120 °С обусловлен большой инерционностью электроплитки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектирование релейной защиты и автоматики для данной подстанции было произведено согласно действующим нормативным техническим документам и неоднократно проверенным методикам расчета. На этом основании можно утверждать, что релейная защита и автоматика подстанции будет верно функционировать в течение запланированного срока службы при выполнении требований по монтажу и эксплуатации цепей и оборудования подстанции.

Разработанная защита от перегрева трансформатора стенда позволяет снизить объем ремонтов учебного оборудования и повысить его надежность.

					13.03.02.2017.274.00 ПЗ	<i>Лист</i>
						101
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок. – 7-ое издание. – Новосибирск, 2007. – 854 с.
2. СТО 56947007- 29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). – ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 96 с.
3. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича, – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
4. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения ОАО "ФСК ЕЭС". – Москва, 2007. – 132 с.
5. ГОСТ 27514–87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. –М.: Изд-во стандартов, 1989. – 41 с.
6. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: Изд-во стандартов, 1998. – 131 с.
7. СТО 56947007- 29.120.70.98-2011. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» /ОАО «ФСК ЕЭС». – 2011. – 184 с.
8. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Изд. 3-е. – Ленинград: Энергоатомиздат, 1985 – 297 с.
9. Устройство защиты, управления и автоматики линии REF630. 1MRS757347 А. / АББ. –2011. – 92 с.
10. Автоматические выключатели серии SACE Emax. – http://www.ep.ru/product/katalogs/ABB/05_Emax.
11. Гайсаров, Р.В. Справочник по высоковольтному оборудованию электроустановок. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2004.
12. Руководящие указания по релейной защите, вып. 6. Токовая защита нулевой последовательности. – М.: Изд-во «Энергия», 1966, – 172 с.
13. СТО 56947007-29.120.70.186-2014. Методические указания по расчету и выбору параметров настройки (уставок) микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики производства «SIEMENS AG», «ООО НПП «ЭКРА», «ABB», «GE MULTILIN» и «ALSTOM GRID»/«AREVA». – ОАО «ФСК ЕЭС», 2014. – 261 с.
14. СТО 56947007- 29.1.70.42-2010. Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2014. – 19 с.
15. Продукция завода ООО «Гидросервис-Ек» – <http://gs-ek.ru/katalog.html>.
16. Каталог электрооборудования ЗАО «СибЭнергоСила». – <http://www.zavodses.ru/products/>.
17. Небрат И.Л., Полесицкая Т.П. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты: учебное пособие, Ч2. – СПб.: ПЭИПК, 2009 – 48 с.

					13.03.02.2017.274.00 ПЗ	Лист 102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

18. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 1999. – 48 с.
19. Устройство управления и защиты фидера REJ601. 1MRS756233 D. / АББ. –2016. –108 с.
20. ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» – <http://www.cztt.ru/>.
21. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ / Под ред. И.Т. Горюнова. – М.: Папирус Про, 2003. – 640 с.
22. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Кареева, Т.В. Чирикова. – 4-е изд., стер. – М.:Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.
23. Устройство защиты трансформатора RET670. Руководство по эксплуатации. 1MRK 504 155-BRU В. / АBB. 2016. – 153 с.
24. Устройство дистанционной защиты линии REL670. Руководство по эксплуатации. 1MRK 506 356-BRU В. / АBB. – 2016. – 158 с.
25. Руководящие указания по релейной защите, вып. 7. Дистанционная защита линий 35–330 кВ. – М.: Изд-во «Энергия», 1966, – 172 с.
26. Устройство дифференциальной защиты линии RED670. Руководство по эксплуатации. 1MRK 505 346-BRU В. / АBB. – 2016. – 160 с.
27. Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты и измерения. РД 153-34.0-35.301-2002. – М.: Изд-во стандартов, 2002, – 72 с.

					13.03.02.2017.274.00 ПЗ	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		