

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, должность

_____ / А.С. Свахин /

«_____» _____ 20__ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

_____ / И.М. Кирпичникова /

«_____» _____ 20__ г.

Разработка релейной защиты и автоматики транзитной подстанции 220/10 кВ

«Подстанция №1»

(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ЮУрГУ – 13.03.02. 2018. 14172 ВКР

(код направления, год, номер студенческого билета)

Руководитель, должность

_____ / А.Н. Андреев /

«_____» _____ 20__ г.

Автор

студент группы П – 472

_____ / А.А. Нигматуллин /

«_____» _____ 20__ г.

Нормоконтролер, должность

_____ / А.Н. Андреев /

«_____» _____ 20__ г.

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

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

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

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента

Нигматуллина Айрата Альфредовича
(Ф. И.О. полностью)

Группа П-472

1. Тема выпускной квалификационной работы

Разработка релейной защиты и автоматики транзитной подстанции 220/10
кВ «Подстанция №1».

утверждена приказом по университету от 4.04 2018г. № 580

2. Срок сдачи студентом законченной работы 1.06.2018г.

3. Исходные данные к работе

Мощность КЗ на существующих подстанциях: в максимальном режиме
2500(2800) МВА, в минимальном режиме 2300(2600) МВА.

Параметры линий: номинальное напряжение 220 кВ, длина линий 60(80,75) км,
максимальная транзитная мощность 165 МВА.

От шин НН проектируемой подстанции отходят 8 КЛ к цехам длиной 2 км.

Нагрузка цеха: трансформаторы 10/0,4 кВ с нагрузкой 2,5 МВА, 4 шт.

Асинхронные двигатели АТД-4 с активной мощностью 1250 кВт, $\cos\varphi=0,88$,
КПД=95,3%, коэф. пуска=6,3, 6 шт.

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

1. Выбор схем соединений на сторонах 220 и 10 кВ проектируемой подстанции.
2. Выбор режима заземления нейтрали трансформаторов.
3. Собственные нужды подстанции.
4. Выбор силовых трансформаторов.
5. Расчет ТКЗ.
6. Выбор силовых выключателей, разъединителей, КРУ.
7. Выбор видов РЗА для объектов на сторонах 220 и 10 кВ.
8. Выбор типоразмера УРЗА на сторонах 220 и 10 кВ подстанции.
9. Расчет уставок устройств РЗА.
10. Проверка измерительных трансформаторов.

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

1. Главная электрическая схема ПС 220/10- кВ «Подстанция №1» А1,
2. Схема расстановки терминалов РЗА,
3. Схема подключения терминала РЗА воздушной линии А1,
4. Схема подключения терминала РЗА трансформатора А1
5. Схема подключения терминала Сириус-2-Л-К.

Всего 5 листов

7. Дата выдачи задания 1.02.2018

Руководитель _____
(подпись)

Задание принял к исполнению _____
(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Анализ исходных данных	1.02.2018- 14.2.2018	
Расчет электрооборудования	15.02.2018- 4.03.2018	
Расчет РЗА	5.03.2018- 20.04.2018	
Оформление ПЗ	20.04.2018- 8.05.2018	
Разработка чертежей	10.05.2018- 1.06.2018	

Заведующий кафедрой _____/И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____/_____/

Студент _____/_____/

АННОТАЦИЯ

Нигматуллин А.А. – Разработка релейной защиты и автоматики транзитной подстанции 220/10 кВ

Челябинск: ЮУрГУ, П-472, 2018, 93 с., 28 ил., 41 табл., библиогр. список – 29 наим., 5 листов чертежа формата А1

Спроектирована транзитная подстанция, подключаемая к существующей сети 220 кВ. Произведен расчет токов в нормальном, утяжеленном и аварийном режимах. На основании расчетов и выбранного оборудования производится проектирование релейной защиты и автоматики подстанции и распределительного устройства цеха. Также производится проверка оборудования.

					13.03.02.2018.320 ВКР	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ДВУХТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ.....	6
1.1 Выбор оборудования вн и нн подстанции.....	6
1.1.1 Главная схема электрических соединений.....	6
1.1.2 Режим работы нейтрали.....	7
1.1.3 Выбор сечения кабельных линий.....	8
1.1.4 Выбор вида и источника оперативного тока ПС.....	9
1.1.5 Выбор силовых трансформаторов.....	12
1.1.6 Выбор сечения ВЛ.....	13
2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	14
2.1 Расчет ТКЗ «вручную».....	14
2.2 Расчет ТКЗ с помощью программы ТоКо.....	17
2.3 Выбор выключателей, разъединителей, КРУ.....	21
2.3.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС.....	21
2.3.2 Выбор выключателей и КРУ на стороне НН ПС.....	24
2.4 Выбор шин и соединений.....	29
3 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВА РЗА.....	30
3.1 Линия, питающая электродвигатели 10 кВ.....	30
3.2 Линия, питающая трансформаторы 10/0,4 кВ.....	38
3.3 Кабельная линия 10 кВ к РУ цеха.....	47
3.4 Секционный выключатель 10 кВ.....	53
3.5 Вводный выключатель 10 кВ.....	60
3.6 ТН секций шин 10 кВ.....	64
3.7 Трансформатор 220 кВ.....	68
3.8 Воздушная линия 220 кВ.....	68
4 ПРОВЕРКА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	90
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	91

										Лист
										4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.320 ВКР					

ВВЕДЕНИЕ

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

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

Рост нагрузок, протяжённости линий электропередачи, усиление требований к устойчивости энергосистем усложняют условия работы релейной защиты и повышают ее основные требования такие как быстродействие, чувствительность и надёжность. В связи с этим ведётся 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.

					13.03.02.2018.320 ВКР	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ДВУХТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

1.1 Выбор оборудования на сторонах ВН и НН подстанции

1.1.1 Главная схема электрических соединений

1.1.1.1 Выбор схемы РУ стороны ВН 220 кВ

Для проходной ПС необходимо выбрать один из трех вариантов: 5Н, 5АН или 7. В рамках курсового проекта выбор осуществляется только на основе положений НТД. По п. 1.7 «Схемы РУ ПС» целесообразно выбрать схему 7 — четырехугольник. (рис. 1.1).

Наиболее предпочтительны ТТ встроенные в оборудование (выключатели), с 4 вторичными обмотками: счетчик, измерения, основная и резервные защиты трансформатора.

ТТ также необходимы в нейтралях трансформаторов для подключения токовых защит нулевой последовательности (ТЗНП).

Наиболее предпочтительны ТН антиферрорезонансный с 3 вторичными обмотками (одна для счетчиков).

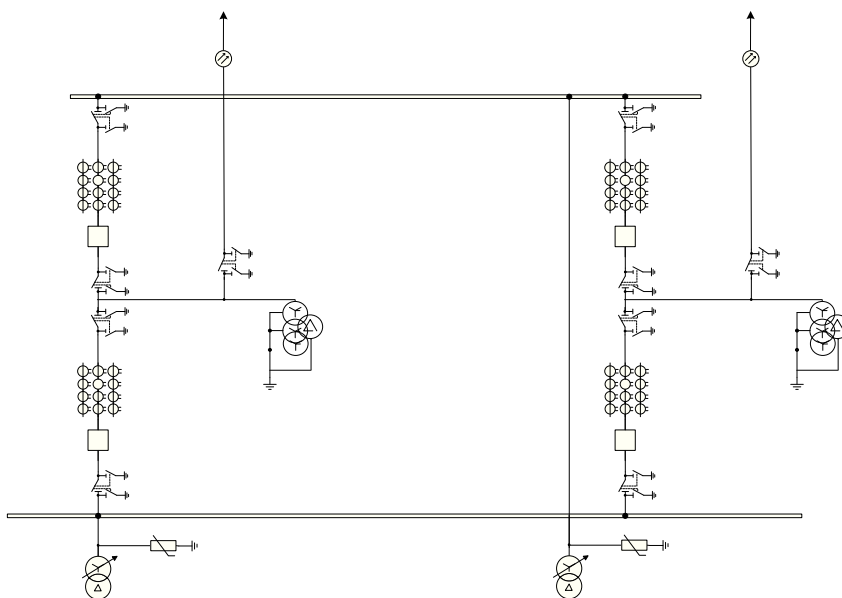


Рисунок 1.1 – Схема 7 – Четырехугольник

1.1.1.2 Выбор схемы РУ на стороне НН 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).

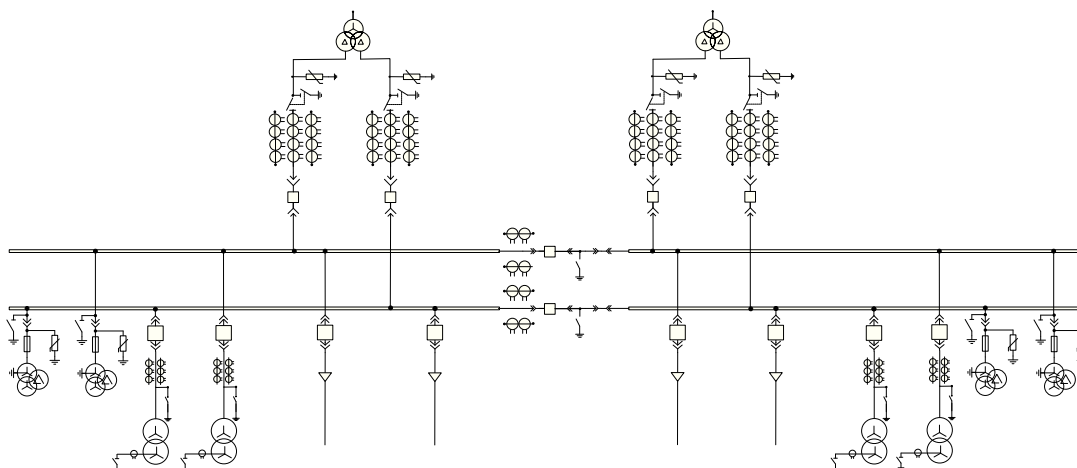


Рисунок 1.2 – Две секционированные выключателем системы шин 10(6)-2

1.1.1.3 Выбор схемы РУ 10 кВ, питаемого от шин НН ПС

Электроснабжение цехов промышленных предприятий осуществляется в соответствии с требованиями технологического процесса. Задана одиночная не-секционированная система шин с одним рабочим и одним резервным вводами.

1.1.2 Режим 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 должна предусматриваться с глухозаземленной нейтралью.

1.1.3 Выбор сечения кабельных линий

Сечение КЛ 10 кВ выбирается по [1, Глава 1.3]:

- по предельно допустимому нагреву с учетом послеаварийного режима:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{Н.МАКС}}}{N_{\text{ц}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{С.Н}} \cdot K_{\text{ср}}}, \quad (1)$$

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].

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{\text{Н}} = (N_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т}}) + \frac{N_{\text{Д}} \cdot P_{\text{Д}}}{\cos \varphi_{\text{Д}} \cdot \eta} = (4 \cdot 2,5) + \frac{6 \cdot 25}{0,88 \cdot 0,953} = 18,94 \text{ (МВА)}, \quad (2)$$

Длительный ток нагрузки в нормальном режиме:

$$I_{\text{Н}} = \frac{S_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = \frac{18,94}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1094 \text{ (А)}. \quad (3)$$

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

$$I_{\text{Н.МАКС}} = I_{\text{Н}} = 1094 \text{ (А)}. \quad (4)$$

Для максимального сечения 240 мм² трехжильного кабеля допустимый ток составляет 531 А. Поэтому, необходимо применять трехцепную КЛ. Тогда, по формуле (1) длительно допустимый ток КЛ:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{1094}{(3-1) \cdot 1,1 \cdot 0,93} = 534 \text{ (А)}.$$

Выбираем кабель с медной жилой серии АВВГнг-10-3х240 с изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридного пластика с длительно допустимым током 531 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:

$$I_C = N_{КЛ} \cdot N_{Ц} \cdot L_{КЛ} \cdot K_{КЛ}, \quad (5)$$

где $N_{КЛ}$ – 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.

$$K_{КЛ} = 3 \cdot \omega \cdot C \cdot U_{\phi} \cdot 10^{-6} = 3 \cdot 314 \cdot 0,47 \cdot 5770 \cdot 10^{-6} = 2,55 \text{ (А / км)},$$

где C – емкость кабельной линии сечения 240 мм² в сети напряжением 10 кВ в мкФ;

U_{ϕ} – фазное напряжение в В.

На стороне НН трансформатора с расщепленными обмотками КЛ между собой могут быть связаны только через СВ систем шин 10 кВ. Таким образом, связаны могут быть одновременно только 4 КЛ. Тогда, по формуле (5) значение емкостного тока КЛ:

$$I_C = 4 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 2,55 = 61,2 \text{ (А)}.$$

Вывод: полученное значение емкостного тока с 10% погрешностью больше 20А, следовательно требуется установка устройств компенсации.

1.1.4 Компенсация емкостного тока

- Компенсация емкостного тока осуществляется заземляющими ДГР;

					13.03.02.2018.320 ВКР	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- ДГР подключается в нейтраль отдельного (нейтралеобразующего) трансформатора (НОТ) через разъединитель;
- Схема соединения НОТ звезда-треугольник;
- НОТ подключается к каждой секции НН ПС питающей сеть с компенсированной нейтралью;
- НОТ подключается через выключатель;
- На заземляющем вводе ДГР устанавливается ТТ.

По ТИ 34-70-070-87 [7, п. 3.1] мощность ДГР выбирается по значению емкостного тока сети с учетом её развития на 10 лет, а при отсутствии таковых данных — по значению емкостного тока сети увеличенному на 25%, расчетная мощность реакторов Q_k (кВ \cdot А) определяется по формуле:

$$Q_k = I_c \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}}, \quad (6)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ - номинальное напряжение сети, кВ;

I_c - емкостный ток замыкания на землю, А.

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

Расчетная мощность реактора по (6):

$$Q_k = 61,2 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 353,34 \text{ кВА}$$

Выбираем фирму-изготовителя ДГР, например ОАО «ПК ХК «Электроза-вод», г. Москва (производитель, ДГР которого допущены к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС»).

По каталогу фирмы или непосредственно с сайта выбираем ДГР:

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

										Лист
										10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.320 ВКР					

Фирма-изготовитель рекомендует подключать ДГР к сети через фильтры заземляющие (ФЗ) собственного производства. Для РЗДПОМА-500/10 У1 используется фильтр заземляющий ФЗМ-500/10 У1, с обмоткой выполненной по схеме «зигзаг». Подключение ДГР к сети через ФЗ предпочтительнее, так как в отличие от трансформатора фильтр не имеет вторичной обмотки, следовательно, дешевле.

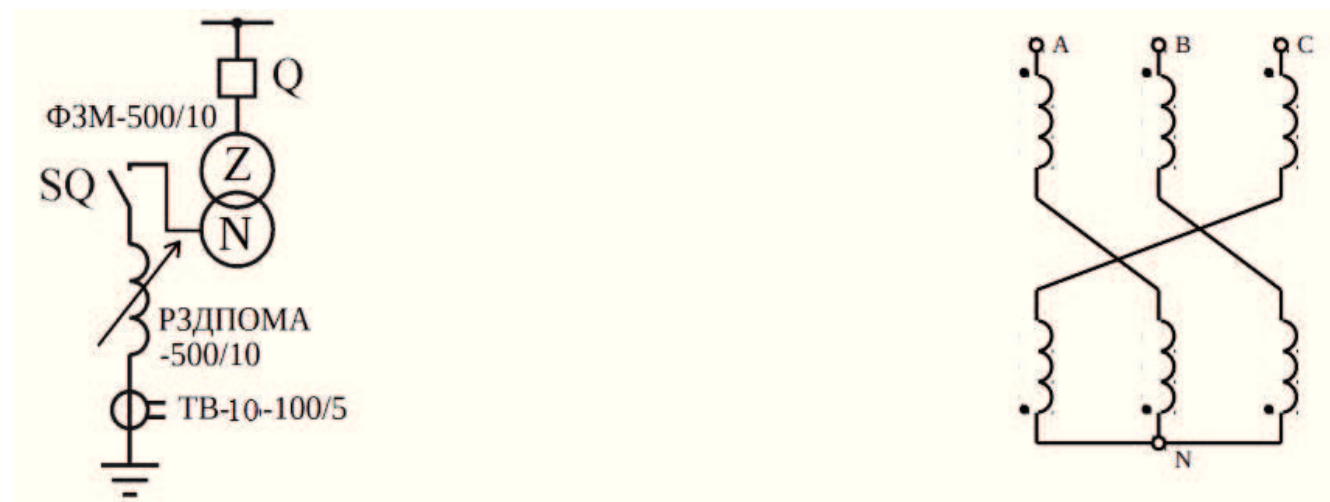


Рисунок 1.3 – Поясняющая схема

1.1.5 Выбор вида и источника оперативного тока ПС

1. Выберем ТСН ПС 220/10 кВ. Учтем следующие данные о проектируемой подстанции: два двухобмоточных трансформатора 220/10 кВ, к шинам НН ПС присоединены 8 КЛ к РУ. Итого количество отходящих присоединений 8 штуки. Учтем ввода 1 и 2 системы шин, секционные выключатели, секционные разъединители, ТСН четырех секций шин, ТН четырех секций шин и получим общее количество ячеек КРУ 10 кВ – 24 шт.

Определим суммарную активную нагрузку для собственных нужд подстанции:

Таблица 1.1

Нагрузка СН ПС	кол-во	мощность	ИТОГО
1. Охлаждение трансформатора	2	5	10 кВт
2. Подогрев выключателя 220 кВ	4	5	20 кВт

3.Подогрев ячейки КРУ	24	1	24 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: 399 кВт

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{CH} = K_C \cdot \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = 0,8 \cdot \frac{399}{0,9} = 355 \text{ (кВА)},$$

где K_C – коэффициент спроса;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

Выбираем трансформатор собственных нужд серии ТМГ-400/10.

2. Выберем ТСН для РУ цеха 10 кВ. Учтем следующие данные: к шинам РУ присоединены 4 трансформатора 10/0,4 кВ и 6 асинхронных двигателей. Итого количество отходящих присоединений 10 штук. Учтем вводы рабочий и резервный, ТСН, ТН и получим общее количество ячеек КРУ цеха 10 кВ – 14 шт.

Определим суммарную активную нагрузку для собственных нужд РУ:

Нагрузка СН РУ	кол-во	мощность	итого
1.Подогрев ячейки КРУ	14	1	14 кВт
2.Потребление ЗРУ	1	10	10 кВт
			Всего: 24 кВт

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{CH} = K_C \cdot \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = 0,8 \cdot \frac{24}{0,9} = 21,33 \text{ (кВА)},$$

где K_C – коэффициент спроса;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

Выбираем трансформатор собственных нужд серии ТМГ-25/10.

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:

$$I_{НОМ.ПР} \geq 2 I_{НОМ.ТСН} \quad (7)$$

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

$$I_{НОМ.ТСН} = \frac{S_{НОМ.ТСН}}{\sqrt{3} U_{НОМ.ВН}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,094(A). \quad (8)$$

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

Номинальный ток ТСН РП:

$$I_{НОМ.ТСН.РП} = \frac{S_{НОМ.ТСН.РП}}{\sqrt{3} U_{НОМ.ВН}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,44(A). \quad (9)$$

Выбираем ПКТ-101-3,2-20 с номинальным током 3,2 А и током отключения 20 кА.

1.1.6 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 двухобмоточных трансформаторов определяется исходя из следующего условия [18]:

					13.03.02.2018.320 ВКР	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$S_{ном} \geq \frac{S_{нагр\Sigma}}{K_{II}}, \quad (10)$$

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:

$$S_{нагр\Sigma} = (N_T \cdot S_T) + \frac{N_{ЭД} \cdot P_{ЭД.ном}}{\eta \cdot \cos \varphi}, \quad (11)$$

$$S_{нагр\Sigma} = 32 \cdot 2,5 + \frac{48 \cdot 1,25}{0,953 \cdot 0,88} = 151,54 \text{ МВА.}$$

Мощность одного трансформатора ПС должна быть больше:

$$S_{ном} \geq \frac{151,54}{1,4} = 108,25 \text{ МВА.}$$

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 ТРДЦН-125000/220 с РПН $\pm 12\%$ по 12 ступеней и схемой соединения Y-Δ-Δ (11 группа). Каталожные данные трансформаторов сведем в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 – Каталожные данные трансформатора

Тип	S _н , МВА	U _{вн} , кВ	U _{нн} , кВ	ΔP _к , кВт	U _к , %
ТРДЦН	125	230	11	460	12,5

1.1.7 Выбор сечения ВЛ

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

$$F_{ВЛ} \geq F_{\Sigma} \quad (11)$$

Рабочий ток, протекающий по проводу ЛЭП в нормальном режиме:

$$I_{\text{норм. раб}} = \frac{S_{\text{транз}}}{n_{\text{л}} \sqrt{3} U_{\text{ср. ном}}} = \frac{165}{1 \sqrt{3} 230} = 0,412 \text{ (кА)}, \quad (12)$$

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

$n_{\text{л}}$ – количество линий.

Выбираем сечение проводов по экономической плотности тока. Принимаем экономически целесообразную плотность тока $j = 1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$. Тогда сечение провода определим как:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{норм. раб}}}{j} = \frac{412}{1,1} = 374,5 \text{ (мм}^2\text{)}. \quad (13)$$

Рабочий максимальный ток (при выбранной схеме электроснабжения РУ) составит:

$$I_{\text{макс. раб}} = I_{\text{норм. раб}} = 412 \text{ (А)}. \quad (14)$$

По [1, табл. 1.3.29] по условию нагрева допускается применять неизолированный провод сечением 185 мм² при токах не более 510 кА.

Минимальное сечение сталеалюминиевого проводника на 220 кВ по условиям короны [3, табл. 3.7] равно 240 мм², следовательно сечение 185 мм² по условию короны не допустимо.

Окончательно выбираем провод ВЛ — АС 240/32.

					13.03.02.2018.320 ВКР	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет ТКЗ для нужд РЗА производится в соответствии с [5] и [6].

2.1 Расчет токов КЗ «вручную»

Методика ручного расчета ТКЗ:

1. Анализ полноты исходных данных.

Для задания параметров энергосистемы необходимо знать реактансы системы:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{S_{КЗ}^{(3)}}{\sqrt{3} U_{CP.HOM}}; \quad (15)$$

$$X_C = \frac{U_{CP.HOM}}{\sqrt{3} I_{КЗ}^{(3)}} = \frac{U_{CP.HOM}^2}{S_{КЗ}^{(3)}}; \quad (16)$$

где $U_{CP.HOM}^2$ – среднее номинальное напряжение сети.

Воздушные линии электропередачи (ВЛЭП) в ориентировочных расчетах допускается учитывать только индуктивным сопротивлением, принимая удельное значение равным 0,4 Ом/км.

Силовые трансформаторы задаются номинальной мощностью, номинальными напряжениями обмоток и напряжением короткого замыкания.

Кабельные линии задаются как активным, так и индуктивным сопротивлениями. Короткие КЛ (длиной менее 50 м) в расчетах ввиду малого сопротивления могут не учитываться.

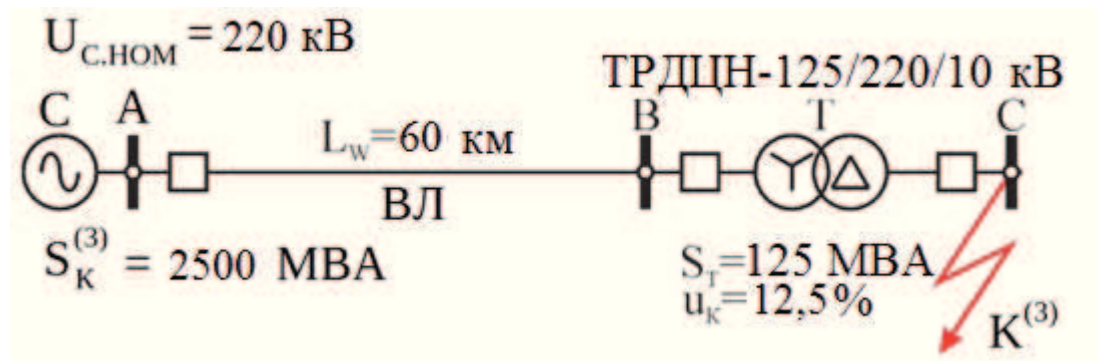


Рисунок 2.1 – Расчетная схема

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.320 ВКР

Лист

16

2. Составление схемы замещения.

Схема замещения для рассматриваемого примера представлена на рис.1.4.

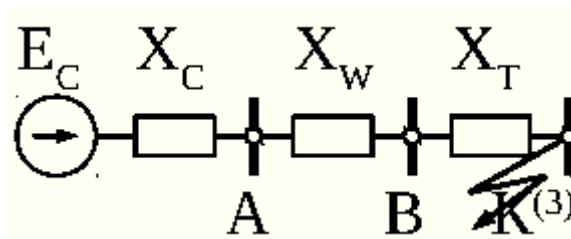


Рисунок 2.2 – Схема замещения

3. Параметры схемы замещения.

По [5] ЭДС системы принимается равным среднему номинальному напряжению сети.

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{U_{CP.HOM}^2}{S_{K3}^{(3)}}, \quad (17)$$

где $U_{CP.HOM}$ – среднее номинальное напряжение ступени трансформации, кВ;

$S_{K3}^{(3)}$ – мощность 3-х фазного КЗ на шинах питающего напряжения, МВА.

Приведём данное сопротивление к выбранному базовому напряжению ступени 115 кВ:

$$X_C = \frac{230^2}{2500} = 21,16 \text{ Ом.}$$

Сопротивление ВЛ 220 кВ:

$$X_L = X_{уд} \cdot L, \quad (18)$$

где $X_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

L – длина линии, км.

$$X_L = 0,4 \cdot 60 = 24 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора с расщепленной обмоткой:

$$X_H = (0,125 + 1,75) \frac{U_{K\%} \cdot U_{CP.HOM}^2}{100 \cdot S_{НОМ.ТР}}; \quad (19)$$

где $U_{K\%}$ – напряжение короткого замыкания, %;

$U_{CP.HOM}$ – основное напряжение ступени трансформации, кВ;

$S_{НОМ.ТР}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$X_T = (0,125 + 1,75) \frac{12,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 125} = 99,1875 \text{ Ом.}$$

Так как точка КЗ расположена на другой ступени напряжения, необходимо привести ЭДС, сопротивление системы, сопротивление трансформатора и сопротивление линии к напряжению места КЗ 10 кВ. Найдем коэффициент трансформации:

$$k_T = \frac{U_{ВН.НОМ}}{U_{НН.НОМ}} = \frac{230}{11} = 20,909$$

ЭДС системы, приведенное к стороне НН:

$$E_{C(НН)} = \frac{E_C}{k_T} = \frac{230}{20,909} = 11 \text{ кВ.} \quad (20)$$

Сопротивление системы, приведенное к стороне НН:

$$X_{C(НН)} = \frac{X_C}{k_T^2} = \frac{21,16}{20,909^2} = 0,0484 \text{ Ом.} \quad (21)$$

Сопротивление ВЛ, приведенное к стороне НН:

$$X_{Л(НН)} = \frac{X_L}{k_T^2} = \frac{24}{20,909^2} = 0,0549 \text{ Ом.} \quad (22)$$

Сопротивление трансформатора, приведенное к стороне НН:

$$X_{T(НН)} = \frac{X_T}{k_T^2} = \frac{99,1875}{20,909^2} = 0,2269 \text{ Ом.} \quad (23)$$

Составляющая трехфазного ТКЗ на шинах НН ПС от системы:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{E_{C(НН)}}{\sqrt{3} (X_{C(НН)} + X_{Л(НН)} + X_{T(НН)})} \quad (24)$$

Выполним подстановку и получим:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{11}{\sqrt{3} (0,0484 + 0,0549 + 0,2269)} = 19,235 \text{ кА.}$$

2.2 Расчет токов короткого замыкания с помощью программы ТОКО

					13.03.02.2018.320 ВКР	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Для сравнения ручного и машинного расчетов определим в программе ТОКО ТКЗ из рассмотренного выше примера, учитывая те же допущения.

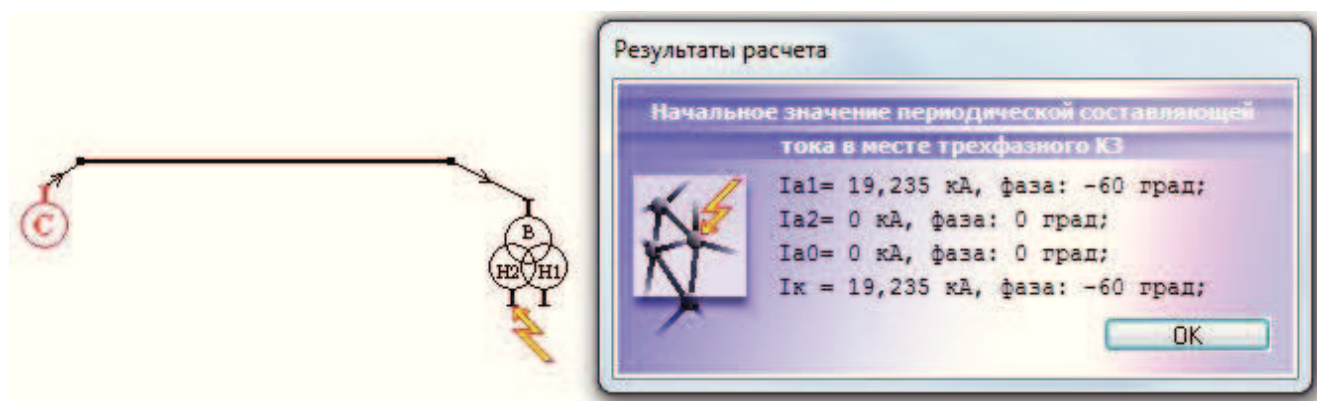


Рисунок 2.3 – Схема замещения участка электрической цепи в ТОКО

Полученное значение начальной периодической составляющей тока в месте трехфазного КЗ совпало с полученным значением в ручном расчете, что говорит о корректности работы программы. Следовательно, можно приступить к расчету токов КЗ программным методом.

Создав в окне программы схему замещения (рис. 2.4, рис. 2.5), настроим параметры элементов в соответствии с заданным и выбранным оборудованием в максимальном режиме и минимальном режиме.

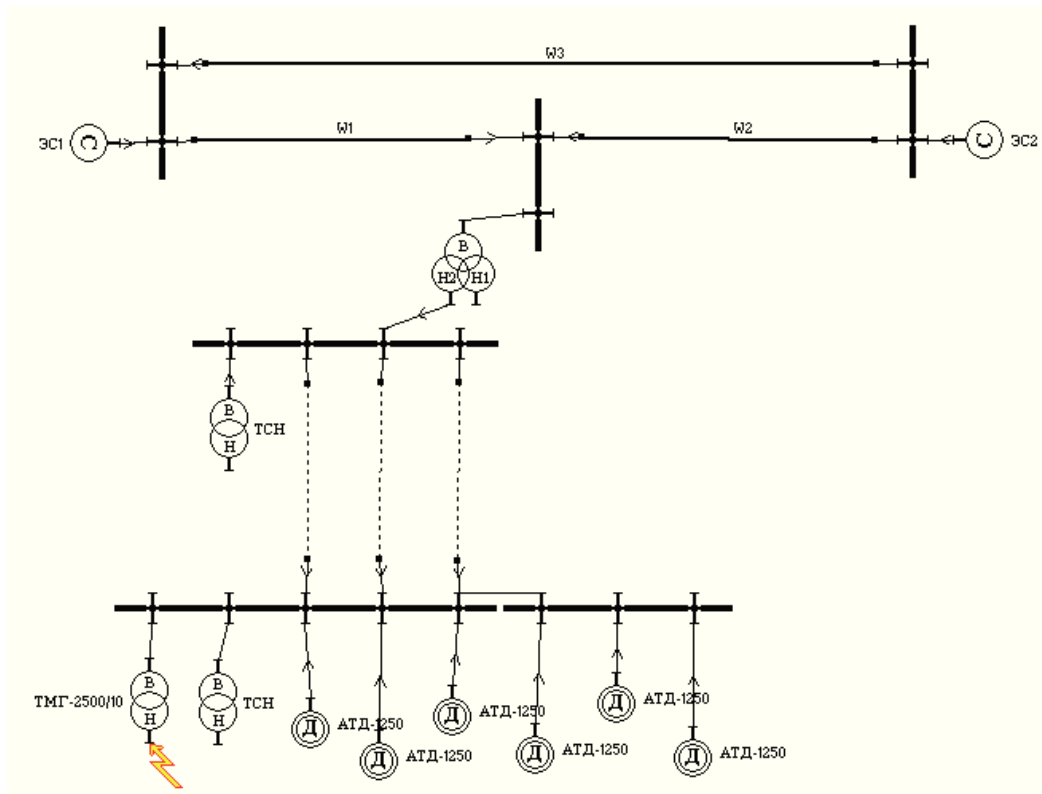


Рисунок 2.4 – Схема замещения участка электрической цепи в максимальном режиме

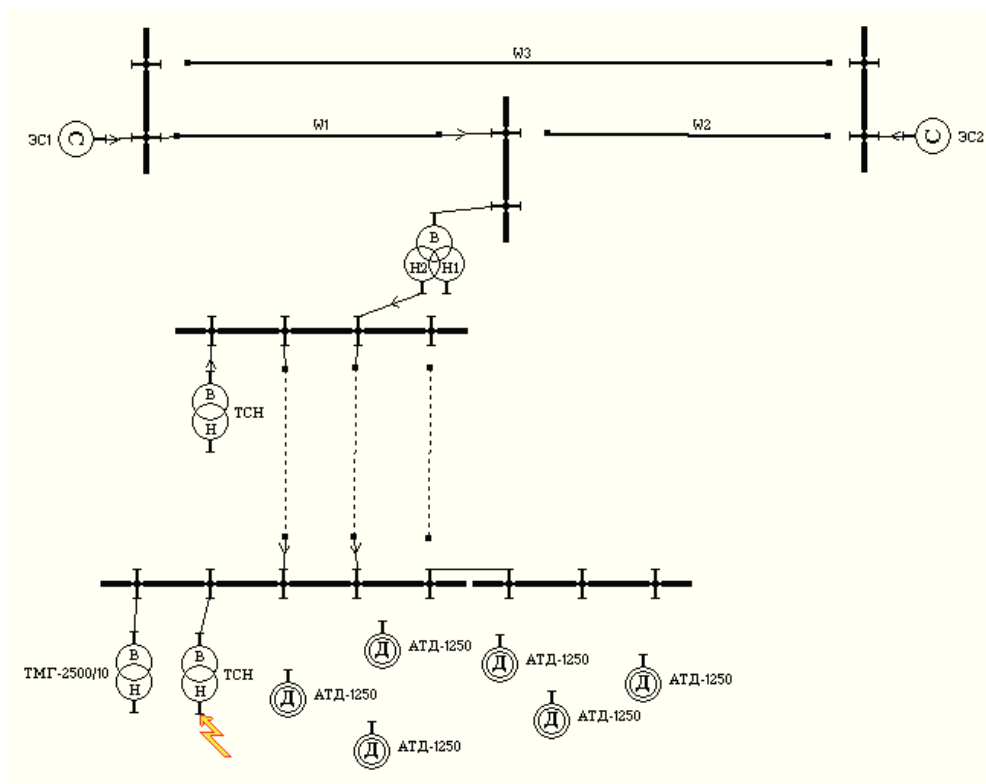


Рисунок 2.5 – Схема замещения участка электрической цепи в минимальном режиме

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.320 ВКР

Лист

20

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 отходят КЛ, выполненные тремя параллельными цепями к РУ 10 кВ (рис. 2.6)

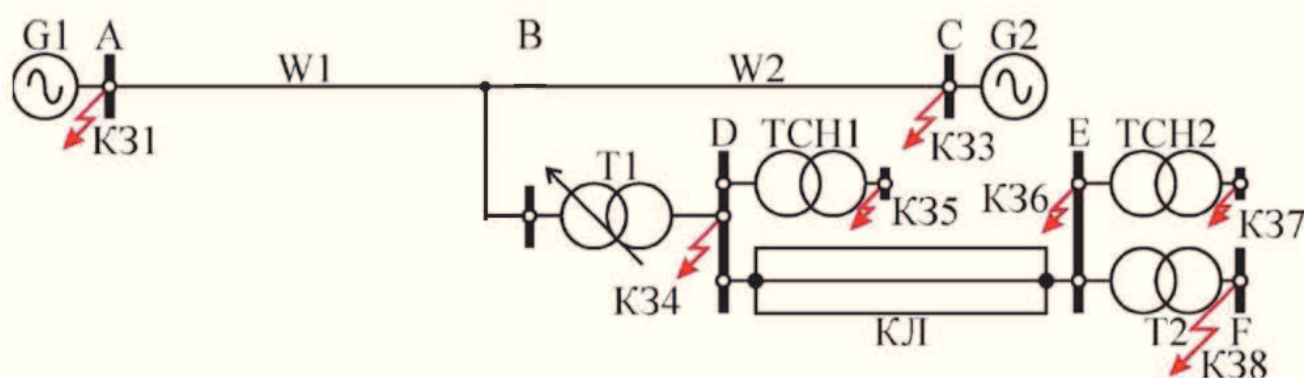


Рисунок 2.6 – Расчетная схема максимального режима для проходной ПС
Максимальный режим (для проверки выбранного оборудования и расчета некоторых параметров РЗА):

- 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 2.1

Точка КЗ	С1	С2	ВН ПС	НН ПС	НН ТСНПС	СШ РУ	НН ТСНРУ	НН ТРУ
Периодическая составляющая тока КЗ ⁽³⁾ , кА	9,602	10,17	5,38	29,237	15,883	24,398	0,936	63,086

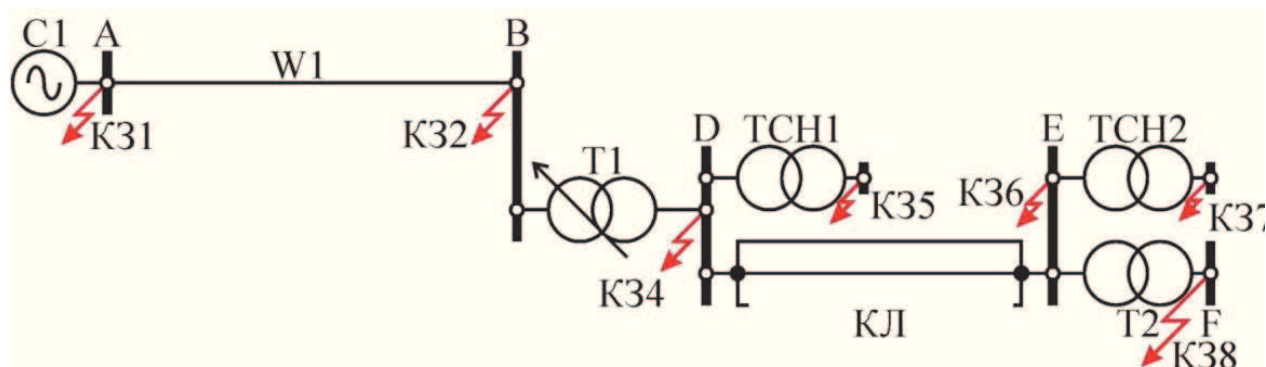


Рисунок 2.7 – Расчетная схема минимального режима для проходной ПС
Минимальный режим (для проверки чувствительности РЗ):

- 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 2.2

Точка КЗ	С1	С2	ВН ПС	НН ПС	НН ТСНПС	СШ РУ	НН ТСНРУ	НН ТРУ
Периодическая составляющая тока КЗ ⁽³⁾ , кА	5,774	–	2,675	19,001	10,773	14,216	0,638	42,892

2.3 Выбор выключателей, разъединителей, КРУ

Нормативные требования по выбору выключателей.

По [2, п. 2.3.3.2]:

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.

2.3.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС

Определим рабочий максимальный ток в месте установки линейного выключателя:

$$i_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{транз.макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} = \frac{165}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,414 \text{ (кА)}, \quad (25)$$

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

Принимаем элегазовые выключатели наружной установки ВЭБ-УЭТМ-220-40/2500 У1 с номинальным током 2500 А. Параметры выбранных выключателей сведены в таблицу 2.3.

Таблица 2.3

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
220	2500	102	20	40	3	0,055	0,03

Согласно рассчитанному значению максимальных токов, протекающих по линиям к трансформаторам, к установке принимаем разъединители внешнего исполнения РПД-УЭТМ-220/2000 УХЛ1. Параметры выбранных разъединителей сведены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4

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
220	2500	102	-	40	-	-	-

1. Проверка по термической стойкости:

Тепловой импульс максимального тока короткого замыкания:

$$B_K = I_{п.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 5,38^2 \cdot (1,055 + 0,05) = 31,98 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (27)$$

где t_{откл} - полное время отключения выключателя;

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

где t_{р.з.макс} - максимальное время действия РЗ, на стороне ВН до 1с,

Термическая стойкость выключателя:

$$B_K^{дон} = I_{ТЕРМ.Н}^2 \cdot t_{ТЕРМ.Н} = 40,0^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}; \quad (28)$$

$$B_K \leq B_K^{дон}.$$

Выключатель подходит по термической стойкости.

Полученный в результате расчета максимальный ток КЗ равен 5,286 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.

2. Проверка по отключающей способности:

$$I_{КЗ.макс} = 5,38 \text{ (кА)}.$$

Отключающая способность выключателя согласно справочнику [11]:

$$I_{НОМ.ОТКЛ} = 20 \text{ (кА)}.$$

$$I_{КЗ.маx} \leq I_{НОМ.ОТКЛ}.$$

Выключатель подходит по отключающей способности.

3. Проверка по динамической стойкости:

Ударный ток трехфазного КЗ на стороне ВН:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{П0} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,38 = 13,69 \text{ (кА)}. \quad (29)$$

Динамическая стойкость выключателя согласно справочнику [11]:

$$i_D = 102 \text{ (кА)};$$

Динамическая стойкость разъединителя согласно справочнику [11]:

$$i_D = 100 \text{ (кА)};$$

$$i_{уд} \leq i_D.$$

Выключатель и разъединитель подходят по динамической стойкости.

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

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени:

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

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,38 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,05}} = 3,42 \text{ (кА)}, \quad (30)$$

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

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

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

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

$$i_{a.доп} = \frac{40\%}{100} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{НОМ.откл} = 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 20 = 11,314 \text{ (кА)}; \quad (31)$$

$$i_a \leq i_{a.доп}.$$

Все параметры выключателей и разъединителей удовлетворяют требованиям.

					13.03.02.2018.320 ВКР	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.3.2 Выбор выключателей и КРУ на стороне НН ПС

2.3.2.1 Вводные и секционные выключатели и ячейки КРУ 10 кВ шин НН ПС

Определим рабочий максимальный ток в месте установки выключателя:

$$i_{\text{раб. макс}} = \frac{1,4 \cdot S_{T.\text{ном}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН. ном}}} = \frac{1,4 \cdot 125}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 11} = 4,593 \text{ (кА)}, \quad (32)$$

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

Применяем для установки ячейки вводов НН силовых трансформаторов и секционного выключателя типа КРУ РІХ-Н и силовые вакуумные выключатели ВАН 12-63-50-27 для коммутации нагрузок большой мощности производства ООО «Шнейдер Электрик Урал», г.Екатеринбург. Данные по выбору представлены в таблице 2.5 и таблицу 2.6, соответственно.

Таблица 2.5

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	5000	160	63	50	3	0,05	0,03

Таблица 2.6

U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	I _д , кА	I _{откл} , кА	I _{терм} , кА	t _{терм} , с	Тип выкатного элемента
10	5000	160	63	50	3	механический

1. Проверка по термической стойкости:

Тепловой импульс максимального тока короткого замыкания:

$$B_k = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 29,237^2 \cdot (3,05 + 0,06) = 2658,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (33)$$

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

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

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

Термическая стойкость выключателя:

$$B_K^{don} = I_{\text{ТЕРМ.Н}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ.Н}} = 50,0^2 \cdot 3 = 7500 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}; \quad (34)$$

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

Выключатель подходит по термической стойкости.

2. Проверка по отключающей способности:

$$I_{\text{КЗ.маx}} = 29,237 \text{ (кА)}.$$

Отключающая способность выключателя согласно справочнику [11]:

$$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} = 63 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\text{КЗ.маx}} \leq I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}.$$

Выключатель подходит по отключающей способности.

3. Проверка по динамической стойкости:

Ударный ток трехфазного КЗ на стороне НН:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{П0}} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 29,237 = 74,42 \text{ (кА)}. \quad (35)$$

Динамическая стойкость выключателя и разъединителя согласно справочнику [11]:

$$i_{\text{Д}} = 160 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{Д}}.$$

Выключатель и ячейка КРУ подходят по динамической стойкости.

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

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени:

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

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 29,237 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,06}} = 18,57 \text{ (кА)}, \quad (36)$$

где $T_a = 0,06 \text{ с}$ – для стороны НН ПС по рекомендациям [5];

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

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

Допустимое значение аperiodической составляющей тока КЗ (согласно справочнику):

$$i_{a.доп} = \frac{50\%}{100} \sqrt{2} I_{ном.откл} = 0,5 \sqrt{2} \cdot 63 = 44,55 \text{ (кА)}; \quad (37)$$

$$i_a \leq i_{a.доп}.$$

Все параметры выключателей и ячеек КРУ удовлетворяют требованиям.

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

Определим рабочий максимальный ток в месте установки выключателя:

$$i_{раб.макс} = \frac{1,4 S_{Т.ном}}{\sqrt{3} U_{ВН}} = \frac{1,4 \cdot 2,5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,202 \text{ (кА)}, \quad (38)$$

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

Применяем для установки в ячейках трансформаторов 10/0,4 кВ вакуумные выключатели типа VАН 12-63-12-27 и типоразмер КРУ РІХ-Н. Параметры выбранных выключателей и ячеек КРУ сведены в таблицу 2.7 и таблицу 2.8, соответственно.

Таблица 2.7

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	1250	125	50	50	3	0,05	0,03

Таблица 2.8

U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	I _д , кА	I _{откл} , кА	I _{терм} , кА	t _{терм} , с	Тип выкатного элемента
10	1250	125	50	50	3	механический

Проверка аналогична предыдущему пункту.

Все параметры выключателей и ячеек КРУ удовлетворяют требованиям.

2.3.2.3 Выключатели и ячейки КРУ 10 кВ к электродвигателю 10 кВ

Определим рабочий максимальный ток в месте установки выключателя:

$$i_{\text{раб. макс}} = \frac{P_{\text{ЭД. ном}}}{\eta \cos \varphi \sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{1,25}{0,953 \cdot 0,88 \sqrt{3} \cdot 10} = 0,086 \text{ (кА)}, \quad (39)$$

где $P_{\text{ЭД. ном}}$ – номинальная мощность электродвигателя.

Применяем для установки в ячейках электродвигателей 10 кВ вакуумные выключатели типа VAN 12-63-12-27 и типоисполнение КРУ РІХ-Н. Параметры выбранных выключателей и ячеек КРУ сведены в таблицу 2.9 и таблицу 2.10, соответственно.

Таблица 2.9

$U_{\text{ном}}$, 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
10	1250	125	50	50	3	0,05	0,03

Таблица 2.10

$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{д}}$, кА	$I_{\text{откл}}$, кА	$I_{\text{терм}}$, кА	$t_{\text{терм}}$, с	Тип выкатного элемента
10	1250	125	50	50	3	механический

Проверка аналогична предыдущему пункту.

Все параметры выключателей и ячеек КРУ удовлетворяют требованиям.

2.3.2.4 Выключатели и ячейки КРУ 10 кВ КЛ к РУ цеха, рабочего и резервного ввода цеха

Определим рабочий максимальный ток в месте установки выключателя:

$$I_{\text{Н}} = \frac{S_{\text{КЛ}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном.}}} = \frac{18940}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1094 \text{ (А)}. \quad (45)$$

где $S_{\text{КЛ}}$ – мощность нагрузки КЛ.

Применяем для установки в отходящих КЛ 10 кВ вакуумные выключатели типа VAN 12-63-12-27 и типоисполнение КРУ РІХ-Н. Параметры выбранных выключателей и ячеек КРУ сведены в таблицу 2.11 и таблицу 2.12, соответственно.

Таблица 2.11

$U_{\text{ном}}$, 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
10	1250	125	50	50	3	0,05	0,03

Таблица 2.12

$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{д}}$, кА	$I_{\text{откл}}$, кА	$I_{\text{терм}}$, кА	$t_{\text{терм}}$, с	Тип выкатного элемента
10	1250	125	50	50	3	механический

Проверка аналогична предыдущему пункту.

Все параметры выключателей и ячеек КРУ удовлетворяют требованиям.

2.4 Выбор шин и соединений

Согласно [2], токоведущие части в распределительных устройствах 35 кВ и выше подстанций обычно выполняются гибкими сталеалюминевыми проводами АС или АСО. Принимаем для соединений ОРУ 220 кВ гибкий провод того же сечения, что и ВЛ 220 кВ.

Для соединений КРУ 10 кВ принимаем трехполосные шины $100 \times 10 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 4650 \text{ А}$ [11]. По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят: $I_{\text{max}} = 4593 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 4650 \text{ А}$. Проверяем шины на термическую стойкость:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{2658,4 \cdot 10^6}}{167} = 309 \text{ (мм}^2\text{)}, \quad (40)$$

где $B_{\text{к}}$ – тепловой импульс, рассчитан при выборе выключателя НН;

C – функция, значение которой для алюминиевых шин равно $167 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

$$309 \text{ мм}^2 \leq 1000 \text{ мм}^2$$

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

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);
- УРОВ.

Рассмотрим выбор терминала РЗА для ЭД 10 кВ производства ЗАО «Радиус Автоматика».

ОАО «ФСК ЕЭС» допущены к применению МП УРЗА серии Сириус производства ЗАО «Радиус Автоматика». Выберем исполнение УРЗА ЭД 10 кВ по каталогу, доступному для свободного скачивания с сайта фирмы «Каталог решений для станций и подстанций 0,4-220 кВ».

Для РЗА присоединений 6-35 кВ предназначены устройства серии Сирус-2. Для РЗА ЭД мощностью до 4,5 МВт [т. е. без дифференциальной защиты] предназначено исполнение Сириус-Д.

Произведем выбор уставок МП терминала РЗА ЭД Сириус-2-Д производства ЗАО «РАДИУС Автоматика».

					13.03.02.2018.320 ВКР	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.1.1 Токовая отсечка электродвигателя

Ток срабатывания ТО отстраивается от пускового тока ЭД:

$$I_{\text{то. д}} = k_n \cdot k_p \cdot I_{\text{д. ном}}; \quad (41)$$

где k_n – коэффициент надежности, из методических указаний [8] принимается равным 1,15;

k_p – коэффициент пуска, по исходным данным составляет 6,3;

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

Номинальный ток ЭД определяется по формуле:

$$I_{\text{д. ном}} = \frac{P_{\text{д. ном}}}{\sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot \eta \cdot U_{\text{д. ном}}} = \frac{1,25}{\sqrt{3} \cdot 0,88 \cdot 0,953 \cdot 10} = 86,05 \text{ А}; \quad (42)$$

$$I_{\text{то. д.}} = 1,15 \cdot 6,3 \cdot 86,05 = 623,47 \text{ А.}$$

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз. мин}}^{(3)}}{I_{\text{с. о. д.}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14216}{623,47} \cdot 1 = 19,75; \quad (43)$$

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:

$$I_{\text{то. д. 2}} = \frac{I_{\text{то. д.}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}; \quad (44)$$

где n_{T} – коэффициент трансформации;

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

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

Коэффициент трансформации равен отношению номинальных первичного и вторичного токов ТТ:

$$n_T = \frac{I_{1.НОМ}}{I_{2.НОМ}};$$

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

$$I_{1.НОМ} \geq I_{\text{раб.макс.д}} = I_{\text{д.НОМ}} = 86,05 \text{ А.}$$

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

Тогда:

$$I_{\text{то.д.2}} = \frac{623,47 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 31,17 \text{ А;}$$

Минимальная выдержка времени ТО может быть установлена равной 0 с.

Защита ЭД от КЗ в терминале выполнена трехступенчатой. Для реализации ТО достаточно одной из них (для ТО берем самую грубую, т.е. 1 ступень) (табл. 3.1) [12].

Таблица 3.1

Уставки защиты от КЗ (МТЗ)	Значение
Работа МТЗ-1	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-1	31,17 А
Время срабатывания МТЗ-1	0 с

3.1.2 Защита от замыканий на землю.

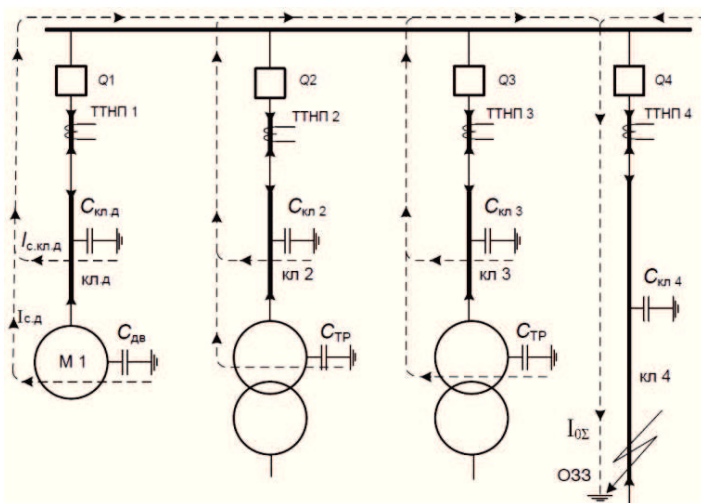


Рисунок 3.1 – Защита ЭД от ОЗЗ в сети 10 кВ

Согласно [1, п. 5.3.48] защита электродвигателей мощностью до 2 МВт от однофазных замыканий на землю при наличии компенсации должна предусматриваться - если остаточный ток в нормальных условиях превышает 10 А.

Поскольку выбранный ранее ДГР - РЗДПОМА-500/10 имеет диапазон токов компенсации от 5 до 80 А и позволяет полностью компенсировать суммарный емкостный ток 61,2 А, то защита от однофазных замыканий на землю не требуется.

Таблица 3.2

Уставки защиты от ЗОЗЗ	Значение
Работа ЗОЗЗ	Вывод
Ток срабатывания ЗОЗЗ	-
Время срабатывания ЗОЗЗ	-

3.1.3 Защита от технологической перегрузки

В терминале 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:

$$I_{с.з.п.д} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{д.доп} , \quad (51)$$

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

$k_{в}$ – коэффициент возврата соответствующего вида защиты устройства, для трехступенчатой МТЗ терминала Сириус-2-Д 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.

$$I_{д,доп} = 1,1 \cdot I_{д,ном} = 1,1 \cdot 86,05 = 94,66 \text{ А.} \quad (52)$$

Таким образом, ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{с.з.п.д} = \frac{1,05}{0,94} \cdot 94,66 = 105,73 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{с.з.п.д.2} = \frac{I_{с.з.п.д}}{n_{т.о}} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{105,73 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 5,29 \text{ А.} \quad (53)$$

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

$$t_{с.з.п.д} = k_3 \cdot t_{пуск} = 1,3 \cdot 10 = 13 \text{ с;} \quad (54)$$

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 (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	5,29 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:

$$I_S = \frac{k_{\Pi} \cdot I_{д.ном}}{2} = \frac{6,3 \cdot 86,05}{2} = 271,1 \text{ А.} \quad (55)$$

3.1.5 Защита минимального напряжения

Так как устройство защиты 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:

$$U_{с.з\text{мн}.2} = 0,7 \cdot U_{ном.2} = 0,7 \cdot 100 = 70\text{В.} \quad (56)$$

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 $t_{з\text{мн}}$ равно 0,5 с.

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

УРОВ обеспечивает действие (пуск) на вышестоящий выключатель при срабатывании любых защит терминала (или внешних защит) и неуспешном отключении контролируемого выключателя в соответствии с рисунком 3.4.

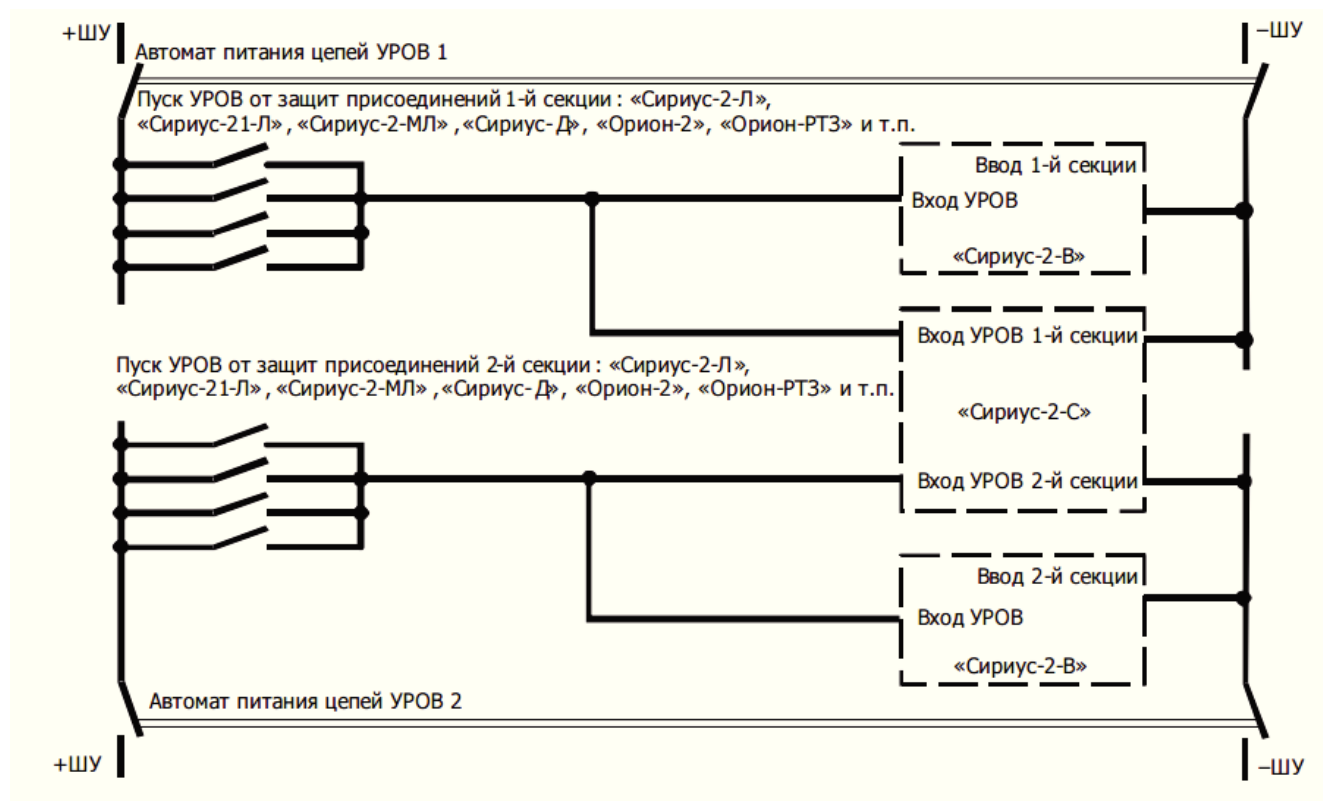


Рис. 3.2 Функциональная схема УРОВ.

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

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{д.ном}} = 0,05 \cdot 86,05 = 4,3 \text{ А.} \quad (57)$$

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

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{в.уров}} + t_{\text{п.уров}} + t_{\text{зап}}; \quad (58)$$

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	работа
Ток срабатывания УРОВ	4,3 А
Время срабатывания УРОВ	0,235 с
Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	предусмотрено

3.2 Кабельная линия, питающая 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);
- УРОВ.

Рассмотрим выбор терминала РЗА для трансформатора 10 кВ производства ЗАО «Радиус Автоматика».

Для РЗА присоединений 6-35 кВ предназначены устройства серии Сирус-2. Фирма ЗАО «РАДИУС Автоматика» предлагает для трансформатора 10/0,4 кВ терминалы типа Сирус-2-Л-К, как и для КЛ. Он оснащен всеми видами защит, которые нужны для трансформатора 10/0,4.

Произведем выбор уставок МП терминала РЗА Сирус-2-Л-К производства ЗАО «РАДИУС Автоматика».

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:

$$I_{то} \geq k_{отс} \cdot I_{кз. макс. НН}^{(3)} = 1,15 \cdot 2403 = 2764 \text{ А}; \quad (59)$$

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:

$$I_{то} \geq k_n \cdot k_{отс} \cdot I_{т. ном. ВН}; \quad (60)$$

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:

$$I_{т. ном. ВН} = \frac{S_{т. ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т. ном. ВН}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 144,3 \text{ А}. \quad (61)$$

Ток срабатывания ТО по второму условию:

$$I_{то} \geq 1,1 \cdot 7,05 \cdot 144,3 = 1119,3 \text{ А};$$

					13.03.02.2018.320 ВКР	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$I_{\text{ТО}} = \max\{I_{\text{ТО. 1}}; I_{\text{ТО. 2}}\} = \max\{2764; 1119,3\} = 2764 \text{ А.} \quad (62)$$

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ. мин. ВН}}^{(3)}}{I_{\text{ТО}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14216}{2764} \cdot 1 = 4,45; \quad (63)$$

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:

$$I_{\text{с.о.втор}} = \frac{I_{\text{ТО}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}; \quad (64)$$

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

$$I_{\text{т. раб. макс}} = \frac{K_{\text{п}} \cdot S_{\text{т. ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т. ном. вн}}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 202 \text{ А.} \quad (65)$$

Выбираем ТТ ТОЛ-10 с коэффициентом трансформации n_{T} равным 300/5. Коэффициент схемы для трехфазного режима для схемы неполная звезда с дополнительным реле равен 1.

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{\text{с.о.втор}} = \frac{2764 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 46,1 \text{ А.}$$

Уставку по времени ТО принимаем минимально возможную 0 с.

Настроим параметры ТО (таблица 3.7).

					13.03.02.2018.320 ВКР	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3.7

Уставки 1 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-1	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-1	46,1 А
Время срабатывания МТЗ-1	0 с

3.2.2 Максимальная токовая защита трансформатора

Ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению:

$$I_{\text{МТЗ}} = k_{\text{н.с}} \cdot \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{с.зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{Т.раб.макс}}; \quad (66)$$

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

$k_{\text{н}} = 1,1$ – 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:

$$I_{\text{МТЗ}} = 1,1 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,94} \cdot 202 = 390 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность МТЗ при двухфазном КЗ на выводах НН трансформатора:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз. мин. НН}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх. } \Delta/Y}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1634}{390} \cdot 0,5 = 1,8 \geq 1,5. \quad (67)$$

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

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

					13.03.02.2018.320 ВКР	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{MT3.2}} = \frac{I_{\text{MT3}}}{n_T} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{390 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 6,5 \text{ А.} \quad (68)$$

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 (рис. 2.5)

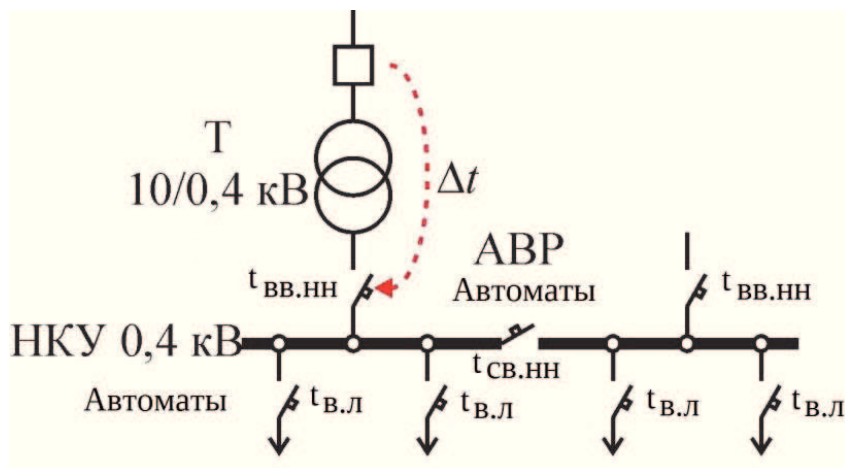


Рис.3.3 НКУ 0,4 кВ на НН трансформатора 10 кВ.

В рассматриваемом примере в НКУ 0,4 кВ на стороне НН трансформатора 10/0,4 кВ установлены автоматические выключатели Еmax 2 производства АББ с МП расцепителями Еkip Dip LSIG. Для защиты от КЗ в расцепителях используются ТО и МТЗ с независимой выдержкой времени. Выдержки времени автоматов отходящих присоединений, секционного и вводных автоматов представлены на рис. 2.5.

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:

$$\begin{aligned} \Delta t &= t_{\text{откл.авт.вв}} + t_{\text{погреш.авт.вв}} + t_{\text{погреш.терм.т}} + t_{\text{возв.мтз.т}} + t_{\text{зап}} = \\ &= 0,04 + 0,02 + 0,025 + 0,065 + 0,1 = 0,25 \text{ с;} \end{aligned} \quad (69)$$

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:

$$t_{\text{МТЗ.т}} = t_{\text{МТЗ.вв0,4}} + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5 \text{ с.} \quad (70)$$

Параметры второй ступени МТЗ терминала Сириус-2-Л-К представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8

Уставки 2 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-2	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-2	6,5 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:

$$I_{\text{з.п}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{т.ном}}; \quad (71)$$

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:

$$I_{з.п} = \frac{1,05}{0,94} \cdot 144,3 = 161,2 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{з.п.2} = \frac{I_{з.п}}{n_T} \cdot K_{сх}^{(3)} = \frac{161,2 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 2,7 \text{ А.} \quad (72)$$

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 табл. 3.9.

Таблица 3.9

Уставки 3 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-3	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-3	2,7 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 расчет однофазного ТКЗ за трансформатором (рис. 2.6) в программе ТОКО (токи приведены к стороне 10 кВ).

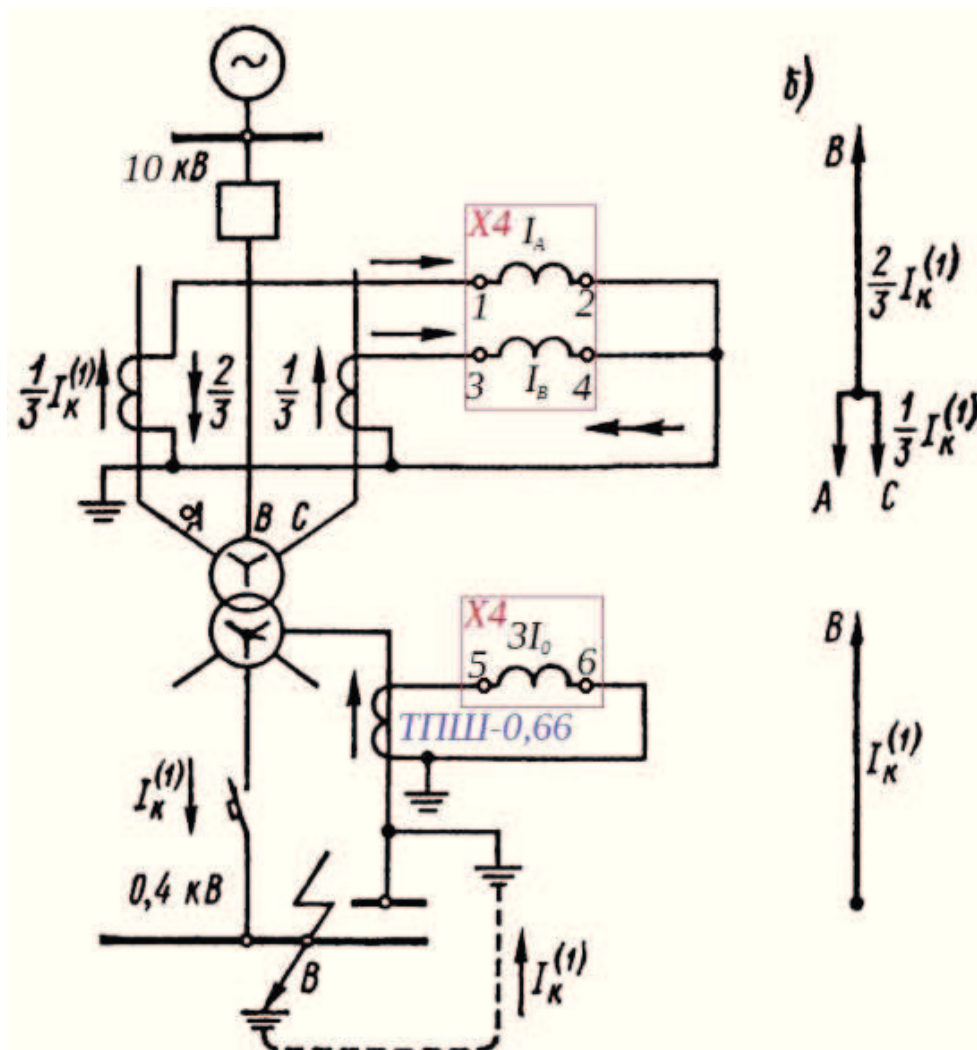


Рис.3.4 Трансформатор 10/0,4 кВ подключенный к КРУ 10 кВ.

Ток однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ:

$$I_{\text{кз.мин.НН}}^{(1)} = 14887 \text{ А.} \quad (73)$$

Ток однофазного КЗ приведенный к стороне ВН:

$$I_{\text{кз. мин. НН}}^{(1)} = \frac{I_{\text{кз. мин. НН}}^{(1)}}{U_{\text{ср. ном. вн}}/U_{\text{ср. ном. вн}}} = \frac{14887}{10,5/0,4} = 567,1 \text{ А.} \quad (74)$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз. мин. НН}}^{(1)}}{I_{\text{МТЗ}}} = \frac{567,1}{390} = 1,45 \leq 1,5, \quad (75)$$

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:

$$I_{\text{ТЗНП}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб.макс}} = 0,5 \cdot I_{\text{Т.раб.макс.нн}}; \quad (76)$$

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

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

$I_{\text{Т.раб.макс.нн}}$ – рабочий максимальный ток стороны НН трансформатора.

Рабочий максимальный ток стороны НН:

$$I_{\text{Т.раб.макс.нн}} = \frac{k_{\text{п}} \cdot S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т.ном.нн}}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 5051,8 \text{ А}; \quad (77)$$

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

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{ТЗНП}} = 0,5 \cdot 5051,8 = 2525,9 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз. мин. нн}}^{(1)}}{I_{\text{ТЗНП}}} = \frac{14887}{2525,9} = 5,89 \geq 1,5. \quad (78)$$

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

$$I_{\text{нб.макс}} = 0,25 \cdot I_{\text{Т.раб.макс.нн}} = 0,25 \cdot 5051,8 = 1262,95 \text{ А}; \quad (79)$$

Для ТТНП [11] выбираем $I_{1.\text{ном.тт.0}}$ равным 1500 А, а $I_{2.\text{ном.тт.0}}$ равным 1 А (так как вход для подключения ТТНП заданного Сириус-2-Л-К рассчитан на номинальный ток 1 А).

Вторичное значение тока срабатывания защиты:

$$I_{\text{ТЗНП.2}} = \frac{I_{\text{ТЗНП}}}{n_{\text{т.0}}} = \frac{1262,95 \cdot 1}{1500} = 0,84 \text{ А.} \quad (80)$$

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

$$t_{\text{з.0.т}} = t_{\text{з.0.вв0,4}} + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5 \text{ с.} \quad (81)$$

Степень селективности между терминалом Сириус-2-Л-К 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	0,84 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:

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{т.ном} = 0,05 \cdot 144,3 = 7,2; \quad (82)$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{уров.2} = \frac{I_{уров}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{7,2 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 0,12 \text{ А.} \quad (83)$$

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	0,12 А
Время срабатывания УРОВ	0,3 с
Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	предусмотрено

3.3 Кабельная линия 10 кВ к РУ цеха

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);
- УРОВ;

Рассмотрим выбор терминала РЗА для защиты КЛ производства ЗАО «РАДИУС Автоматика».

Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 6–35 кВ на базе терминалов серии Сириус. Для КЛ поставляются терминалы типа Сириус-2-Л-К.

Произведем выбор уставок МП РЗА терминала КЛ, питающей ТП. Типоисполнение устройства РЗА Сириус-2-Л-К, производство ЗАО «РАДИУС Автоматика». Схема сети и некоторые исходные данные для расчета параметров представлены на рис. 3.5.

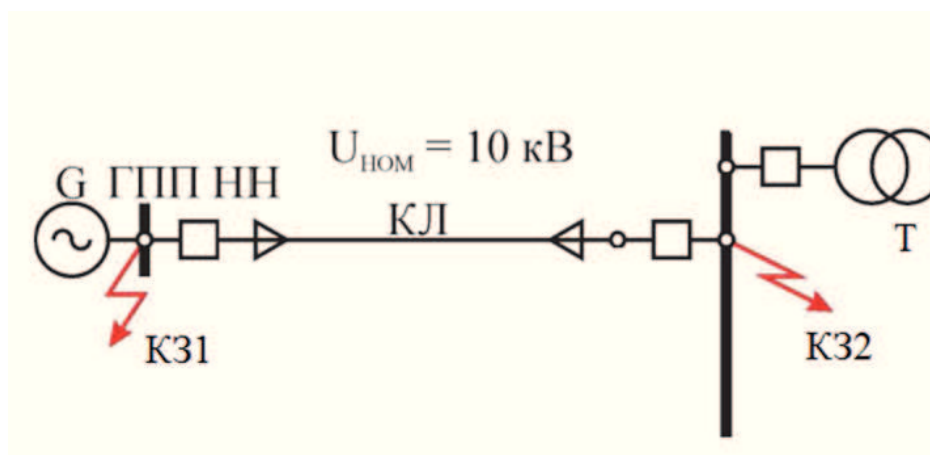


Рис. 3.5 Схема сети для расчета параметров УРЗА КЛ к РУ цеха

3.3.1 Токовая отсечка

Для выполнения ТО целесообразно использовать 1 ступень МТЗ.

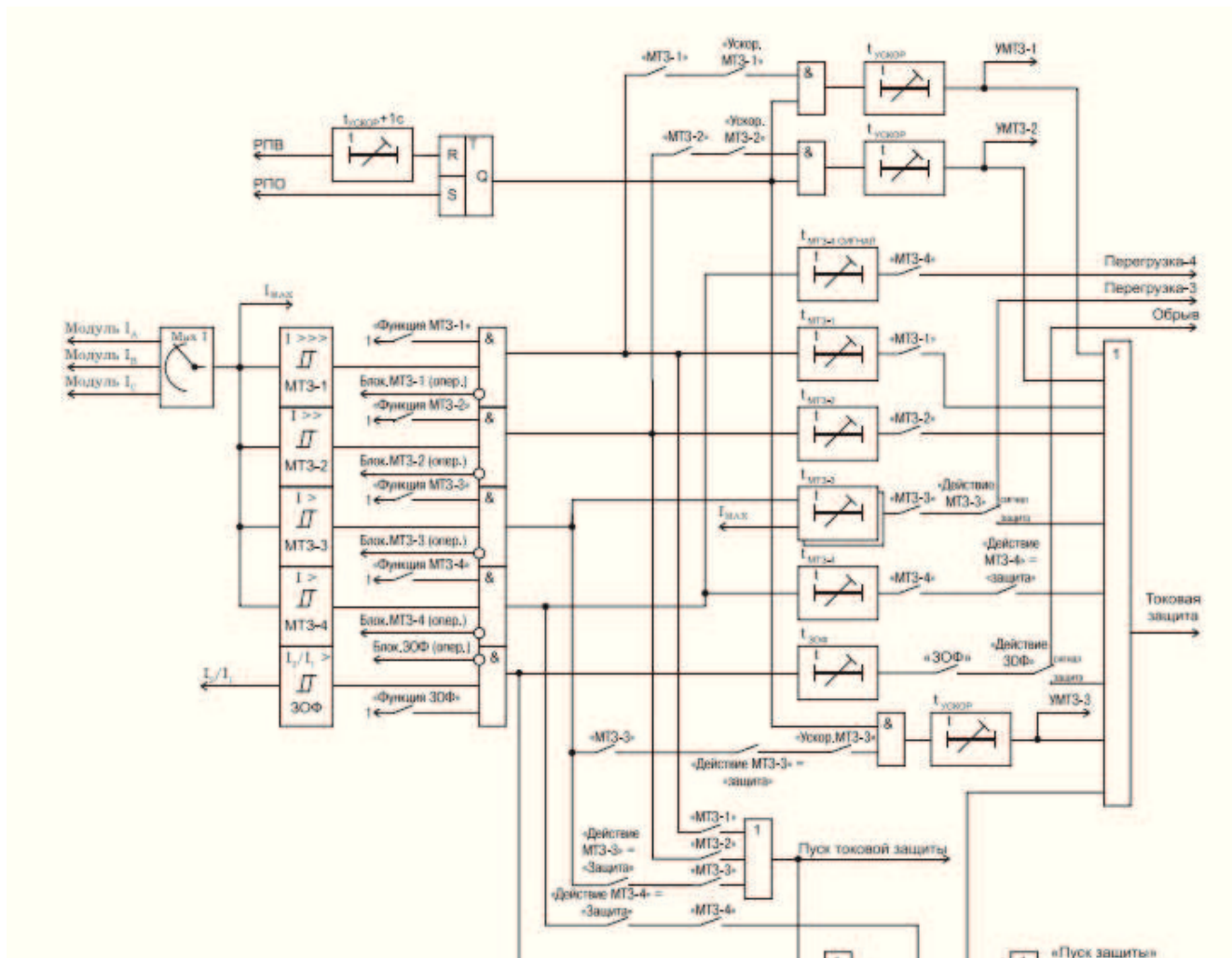


Рис. 3.6 Функциональная схема ступеней МТЗ

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

$$I_{ТО} \geq k_H \cdot I_{кз. макс. РУ}^{(3)} = 1,15 \cdot 24,398 = 28,057 \text{ кА}; \quad (84)$$

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

Полученное значение тока срабатывания ТО практически равно току КЗ на шинах НН в максимальном режиме, значит ТО бесполезна и не выполняет роль основной защиты.

3.3.2 Максимальная токовая защита с зависимой выдержкой времени.

Ток срабатывания МТЗ выбирается по двум условиям. По первому условию ток срабатывания МТЗ выбирается исходя из нагрузки КЛ:

$$I_{МТЗ} \geq k_H \cdot I_{раб. макс. кл}; \quad (85)$$

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

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

Рабочий максимальный ток КЛ:

$$I_{\text{раб. макс. КЛ}} = N_T \cdot I_{T, \text{ ном}} + N_D \cdot I_{D, \text{ ном}} = 4 \cdot 144,3 + 6 \cdot 86 = 1093,2 \text{ А.} \quad (102)$$

Выбираем ТТ ТОЛ-10-М с коэффициентом трансформации n_T равным 1200/5. 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 1200 А.

Ток срабатывания МТЗ по 1 условию:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq 1,2 \cdot 1093,2 = 1311,8 \text{ А.}$$

По условию несрабатывания при максимальном рабочем токе с учетом самозапуска:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{k_{n.c} \cdot k_{c.зап}}{k_B} \cdot I_{\Sigma \text{т. раб. макс}} \quad (86)$$

где $k_{n.c} = 1,2$ – коэффициент надежности согласования с МТЗ цифрового расцепителя на стороне НН по [7];

$k_{c.зап} 1,5 \dots 6$ – 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:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{1,2 \cdot 4}{0,94} \cdot 4 \cdot 202 = 4125,9 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности в ОЗД:

$$k_{\text{ч.озд}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз. мин. ру}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14216}{4125,9} \cdot 1 = 2,98 \geq 1,5. \quad (87)$$

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования (ЗР):

$$k_{\text{ч.зр}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз. мин. т}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1634}{4125,9} \cdot 1 = 0,34 \leq 1,2. \quad (88)$$

									Лист
									50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.320 ВКР				

МТЗ КЛ не обеспечивает необходимую чувствительность за трансформатором 10/0,4 кВ.

Вторичный ток МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ2}} = \frac{I_{\text{МТЗ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{4125,9 \cdot 5}{1200} \cdot 1 = 17,2 \text{ А.} \quad (89)$$

Выбор выдержки времени МТЗ.

Время срабатывания МТЗ принимаем по условию согласования с МТЗ трансформатора:

$$t_{\text{МТЗ.кл}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ с;} \quad (90)$$

Настройка МТЗ представлена в таблице 3.13.

Таблица 3.13

Уставки МТЗ	Значение
Работа МТЗ	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ	17,2 А
Время срабатывания МТЗ	0,8 с
Характеристика	Независимая

3.3.3 Направленная защита от замыканий на землю

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

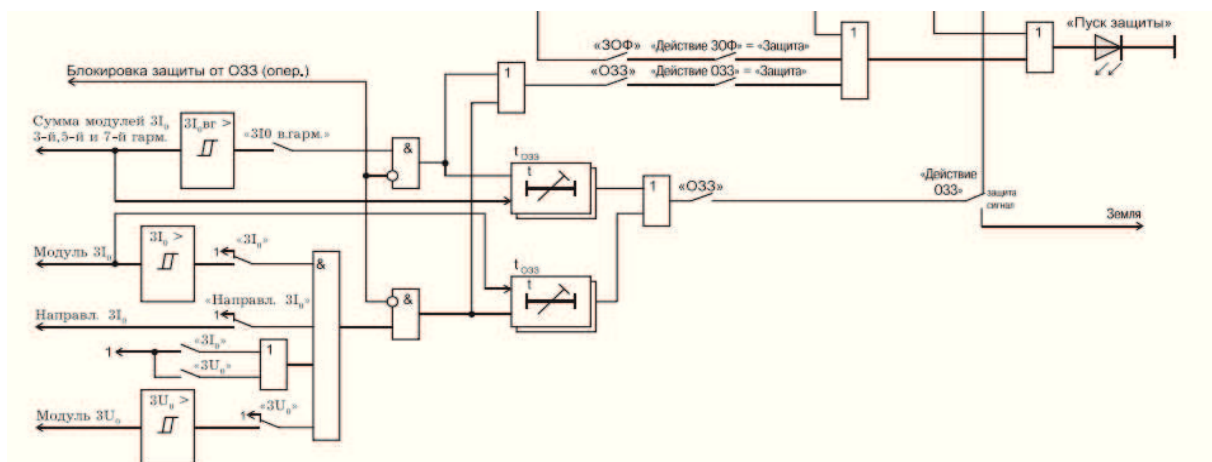


Рис. 3.7 Функциональная схема защиты от ОЗЗ

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

$$I_{\text{озз}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{б}} \cdot I_{\text{с}}, \quad (91)$$

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

$k_{\text{б}}$ – коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока присоединения в начальный момент внешнего ОЗЗ;

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

Коэффициент броска собственного емкостного тока рекомендуется принимать 1,5...2 [1]. В технической документации на терминал Сириус-2-Л-К [12] указаний нет, поэтому принимаем $k_{\text{б}}$ равным 2.

Собственный емкостной ток присоединения:

$$I_{\text{с. кл}} = N_{\text{ц}} \cdot k \cdot L_{\text{кл}}; \quad (92)$$

где k – удельное значение емкостного тока КЛ напряжением 10 кВ и сечением 240мм² равно 1,7 А/км;

$L_{\text{кл}}$ – длина КЛ в км.

Итого собственный емкостной ток присоединения:

$$I_{\text{с}} = 3 \cdot 1,7 \cdot 2 = 10,2 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от ОЗЗ:

$$I_{\text{с.з.озз}} = 1,2 \cdot 2 \cdot 10,2 = 24,48 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты от ОЗЗ можно оценить по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{о}\Sigma}}{I_{\text{с.з.озз}}} = \frac{61,2}{24,48} = 2,5 \geq 1,5;$$

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

Защита от ОЗЗ обеспечивает нормативную чувствительность.

Вторичный ток защиты от ОЗЗ:

$$I_{\text{с.з.озз}2} = \frac{I_{\text{с.з.озз}}}{n_{\text{т.о}}} = \frac{24,48 \cdot 1}{25} = 0,98 \text{ А;}$$

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

Таблица 3.14

					13.03.02.2018.320 ВКР	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Уставки защиты от ЗОЗЗ	Значение
Ток срабатывания ЗОЗЗ первичный	24,48 А
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:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{кл.ном}} = 0,05 \cdot 1094 = 54,7 \text{ А}; \quad (93)$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{уров,2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{54,7 \cdot 5}{1200} \cdot 1 = 0,23 \text{ А}. \quad (94)$$

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	0,23 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

Рассмотрим выбор терминала РЗА СВ НН производства ЗАО «РАДИУС Автоматика».

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

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

Все необходимые функции также выполняет терминал производства ЗАО «РАДИУС Автоматика» серии Сириус типоразмера Сириус-2-С.

Произведем выбор уставок МП РЗА терминала СВ. Типоразмер устройства РЗА также Сириус-2-С, производство ЗАО «РАДИУС Автоматика». Схема, поясняющая работу СВ представлена на рис. 3.8.

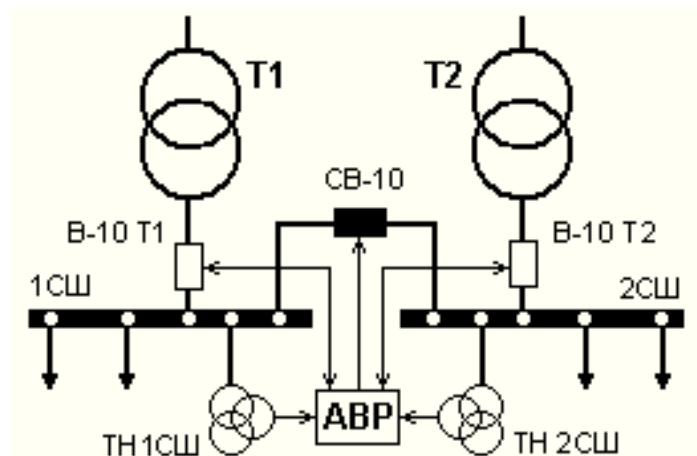


Рис. 3.8 Схема работы секционного выключателя

Ток срабатывания МТЗ СВ выбирается по двум условиям:

- 1) Отстройка от суммарного максимального тока секций шин, который в данном случае одинаков и равен максимальному току четырех КЛ:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{с.зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot 4 \cdot I_{\text{раб.макс.кл}}; \quad (95)$$

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:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,94} \cdot 4 \cdot 1094 = 7681,3 \text{ А.}$$

2) Согласование с током срабатывания МТЗ отходящих присоединений:

$$I_{\text{МТЗ}} = k_{\text{н.с}} \cdot I_{\text{МТЗ.кЛ}}; \quad (96)$$

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

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ}} = 1,1 \cdot 4125,9 = 4538,5 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность МТЗ при двухфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз. мин. НН}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх. } \Delta/Y}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 19001}{7681,3} \cdot 1 = 2,14 \geq 1,5. \quad (97)$$

где $k_{\text{от. ч. сх. } \Delta/Y}^{(2)} = 1$ – коэффициент относительной чувствительности схемы;

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

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз. мин. РУ}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх. } \Delta/Y}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14216}{7681,3} \cdot 1 = 1,6 \geq 1,2. \quad (98)$$

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

Рабочий максимальный ток СВ:

$$I_{\text{раб. макс. СВ}} = N_{\text{кЛ}} \cdot I_{\text{раб. макс. КЛ}} = 4 \cdot 1094 = 4376 \text{ А.} \quad (99)$$

Выбираем ТПШЛ-10 с коэффициентом трансформации n_{T} равным 5000/5. Коэффициент схемы для трехфазного режима для схемы неполная звезда с дополнительным реле равен 1.

Для трансформатора тока ТПШЛ-10 по каталогу [11] выбираем $I_{1.\text{НОМ}}$ равным 5000 А.

									Лист
									55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.320 ВКР				

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.2}} = \frac{I_{\text{МТЗ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{7681,3 \cdot 5}{5000} \cdot 1 = 7,68 \text{ А.} \quad (100)$$

Время срабатывания МТЗ принимаем по условию согласования с МТЗ трансформатора:

$$t_{\text{МТЗ.СВ}} = t_{\text{МТЗ.КЛ}} + \Delta t = 0,8 + 0,3 = 1,1 \text{ с;} \quad (101)$$

В данном примере примем Δt равной 0,3 с.

Параметры МТЗ терминала Сириус-2-С представлены в таблице 3.16.

Таблица 3.16

Уставки 1 степени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-1	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-1	7,68 А
Время срабатывания МТЗ-1	1,1 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 рис. 3.9:

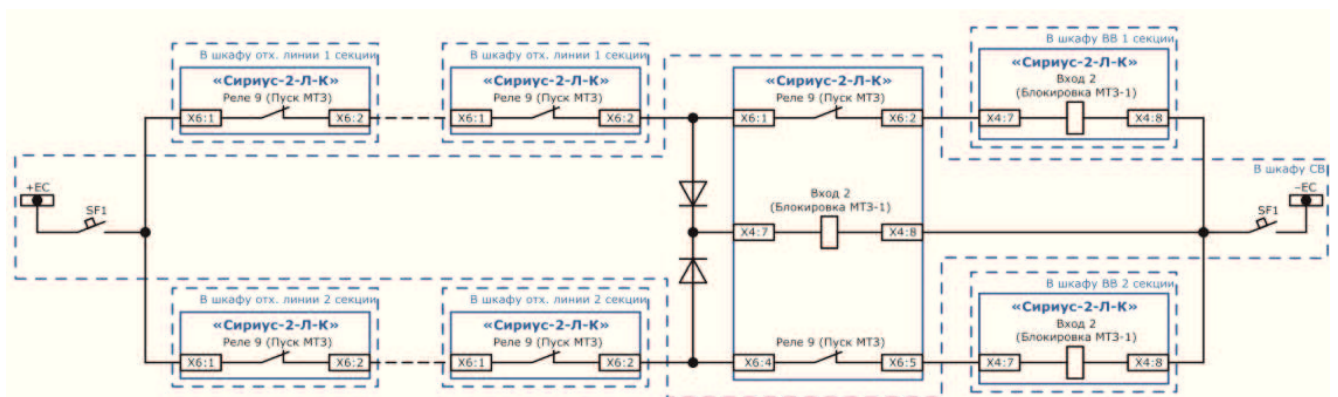


Рис. 3.9 Функциональная схема ЛЗШ в терминале секционного выключателя

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

$$I_{\text{ЛЗШ}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН}}}{k_{\text{ч.Н}}} \cdot k_{\text{отн.ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 19001}{1,5} \cdot 1 = 10,97 \text{ кА}; \quad (102)$$

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

Выбор выдержки времени МТЗ СВ:

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

где $t_{\text{изм.ЛЗШ}}$ – время срабатывания измерительного органа, по данным [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.

Параметры ЛЗШ терминала Сириус-2-С представлены в таблице 3.17.

Таблица 3.17

Уставки 3 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-3	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-3 перв.	10970 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. Логика работы изображена на рис. 3.10.

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. Логика формирования сигнала запрета АВР изображена на рис. 3.11.

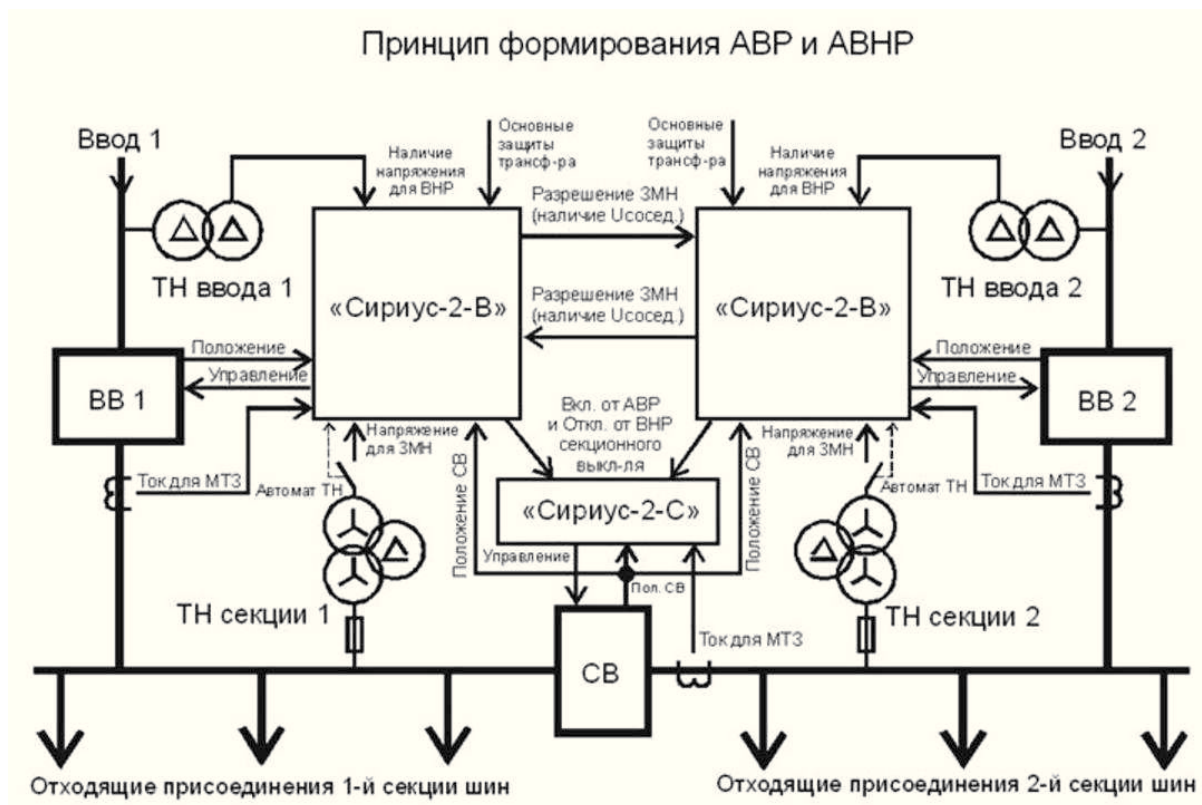


Рис. 3.10 Принципиальная схема АВР

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

13.03.02.2018.320 ВКР

Лист

58

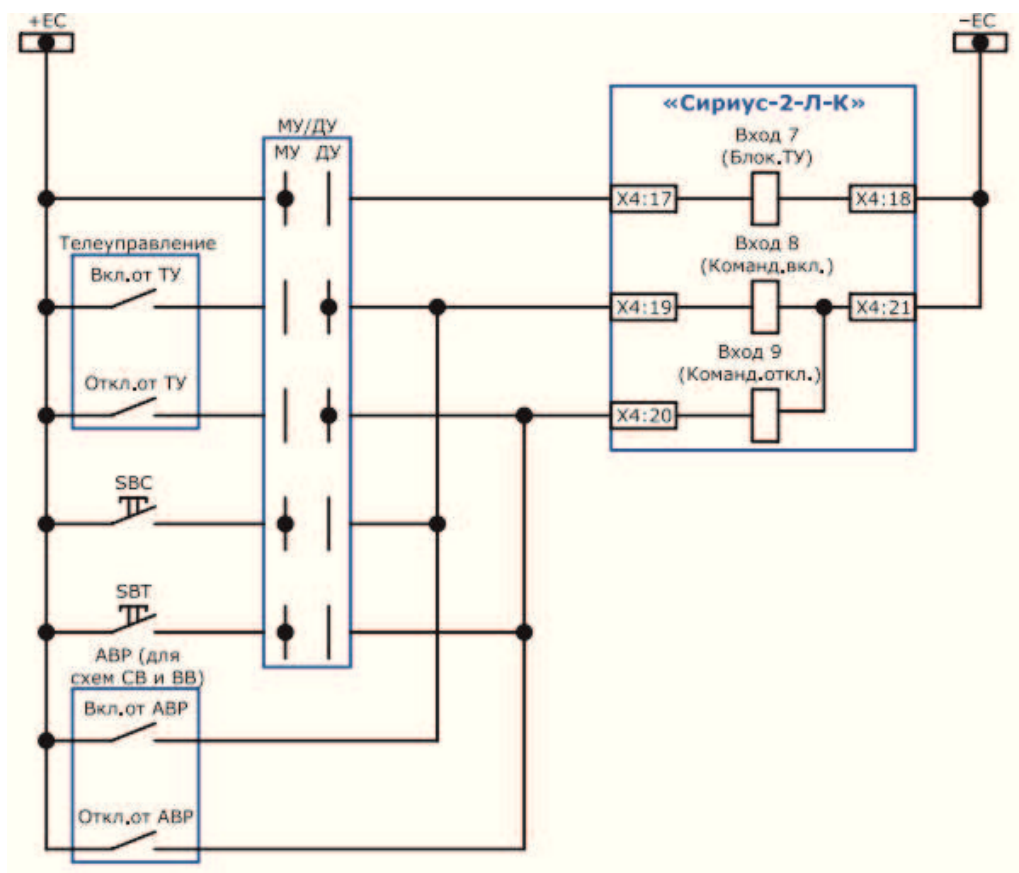


Рис. 3.11 Функциональная схема АВР в термине секционного выключателя

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:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{св.ном}} = 0,05 \cdot 4376 = 218,8 \text{ А}; \quad (103)$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{218,8 \cdot 5}{5000} \cdot 1 = 0,22 \text{ А}. \quad (104)$$

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	0,22 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

Рассмотрим выбор терминала РЗА ввода НН производства фирмы ЗАО «РАДИУС Автоматика».

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

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

Все необходимые функции выполняет терминал производства ЗАО «РАДИУС Автоматика» серии Сириус типоразмера Сириус-2-В.

Произведем выбор уставок МП РЗА терминалов ВВ. Типоразмер устройства РЗА также Сириус-2-В, производство ЗАО «РАДИУС Автоматика».

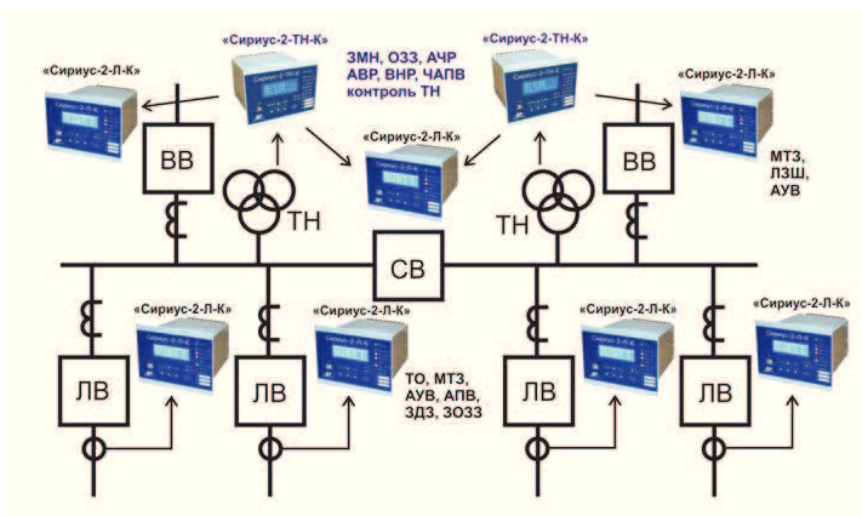


Рисунок 3.12 – Схема работы вводного выключателя

3.5.1 Максимальная токовая защита

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:

$$I_{\text{МТЗ.ВВ}} = k_{\text{н.с}} \cdot I_{\text{МТЗ.СВ}}; \quad (105)$$

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

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ}} = 1,1 \cdot 7681,3 = 8449,4 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность МТЗ при двухфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз. мин. НН}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх. } \Delta/Y}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 19001}{8449,4} \cdot 1 = 1,95 \geq 1,5. \quad (106)$$

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз. мин. РУ}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх. } \Delta/Y}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14216}{8449,4} \cdot 1 = 1,46 \geq 1,2.$$

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

Рабочий максимальный ток ВВ:

$$i_{\text{раб. макс}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{Т. ном}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН. ном}}} = \frac{1,4 \cdot 125}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,811 \text{ (кА)}, \quad (107)$$

Выбираем ТТ ТПШЛ-10 с коэффициентом трансформации n_{T} равным 5000/5. Коэффициент схемы для трехфазного режима для схемы неполная звезда с дополнительным реле равен 1.

Для трансформатора тока ТПШЛ-10 по каталогу [11] выбираем $I_{1, \text{ном}}$ равным 5000 А.

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.2}} = \frac{I_{\text{МТЗ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{8449,4 \cdot 5}{5000} \cdot 1 = 8,45 \text{ А.} \quad (108)$$

									Лист
									61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.320 ВКР				

Время срабатывания МТЗ принимаем по условию согласования с МТЗ СВ:

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = t_{\text{МТЗ.СВ}} + \Delta t = 1,1 + 0,3 = 1,4 \text{ с}; \quad (109)$$

В данном примере примем Δt равной 0,3 с.

Параметры 3 ступени МТЗ терминала Сириус-2-В представлены в таблице 3.19.

Таблица 3.19

Уставки 3 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-3	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-3	8,45 А
Время срабатывания МТЗ-3	1,4 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:

$$I_{\text{МТЗ.ВВ2}} = I_{\text{МТЗ.ВВ3}} = 8449,4 \text{ А.}$$

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. Логика изображена на рис. 3.13.

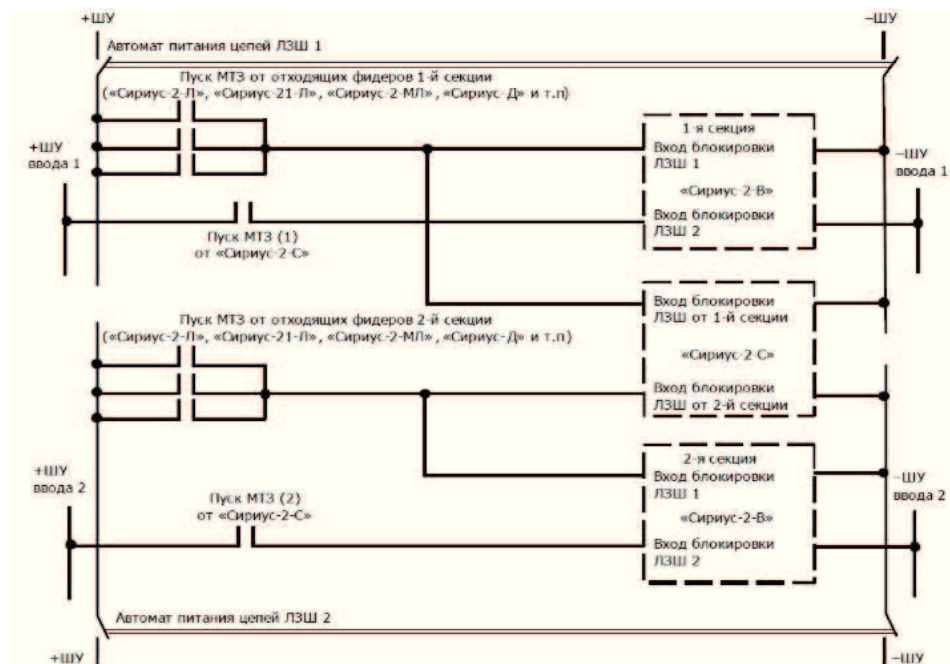


Рис. 3.13 Параллельная схема логической защиты шин

Ток срабатывания ЛЗШ:

$$I_{\text{МТЗ.ЛЗШ}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН}}}{K_{\text{Ч.Н}}} \cdot K_{\text{ОТН.Ч}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 19001}{1,5} \cdot 1 = 10,97 \text{ кА}; \quad (110)$$

Вторичный ток срабатывания ЛЗШ:

$$I_{\text{ЛЗШ.2}} = \frac{I_{\text{МТЗ.ЛЗШ}}}{n_{\text{T}}} \cdot K_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{10970 \cdot 5}{5000} \cdot 1 = 10,97 \text{ А}. \quad (111)$$

Выбор выдержки времени МТЗ-1:

$$\begin{aligned} t_{\text{ЛЗШ}} &= t_{\text{ИЗМ.ЛЗШ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.ТЕРМ.Т}} + t_{\text{ВОЗВ.МТЗ.СВ}} + t_{\text{ЗАП}} = \\ &= 0,05 + 0,02 + 0,065 + 0,1 = 0,235 \text{ с}; \end{aligned}$$

где $t_{\text{ИЗМ.ЛЗШ}}$ – время срабатывания измерительного органа, по данным [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 Сириус-2-В представлены в таблице 3.20.

Таблица 3.20

Уставки 1 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-1	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-1	10,97 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:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{раб.макс.вв}} = 0,05 \cdot 4811 = 240 \text{ А};$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{240 \cdot 5}{5000} \cdot 1 = 0,24 \text{ А}.$$

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	0,24 А
Время срабатывания УРОВ	0,3 с
Действие внешнего отключения на УРОВ	предусмотрено
Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	предусмотрено

3.6 ТН секций 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 фирмы ЗАО «РАДИУС Автоматика».

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

Произведем выбор уставок МП РЗА терминалов АЧР для ячейки ТН. Типоисполнение устройства РЗА Сириус-ТН, производство ЗАО «РАДИУС Автоматика».

3.6.1 Защита минимального напряжения

ЗМН выполнена трехступенчатой. Функциональная схема ЗМН приведена на рисунке 3.14.

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

В соответствии с [1], напряжение срабатывания ЗМН:

$$U_{с.з\text{МН}.2} = 0,7 \cdot U_{\text{НОМ}.2} = 0,7 \cdot 100 = 70\text{В}. \quad (112)$$

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.

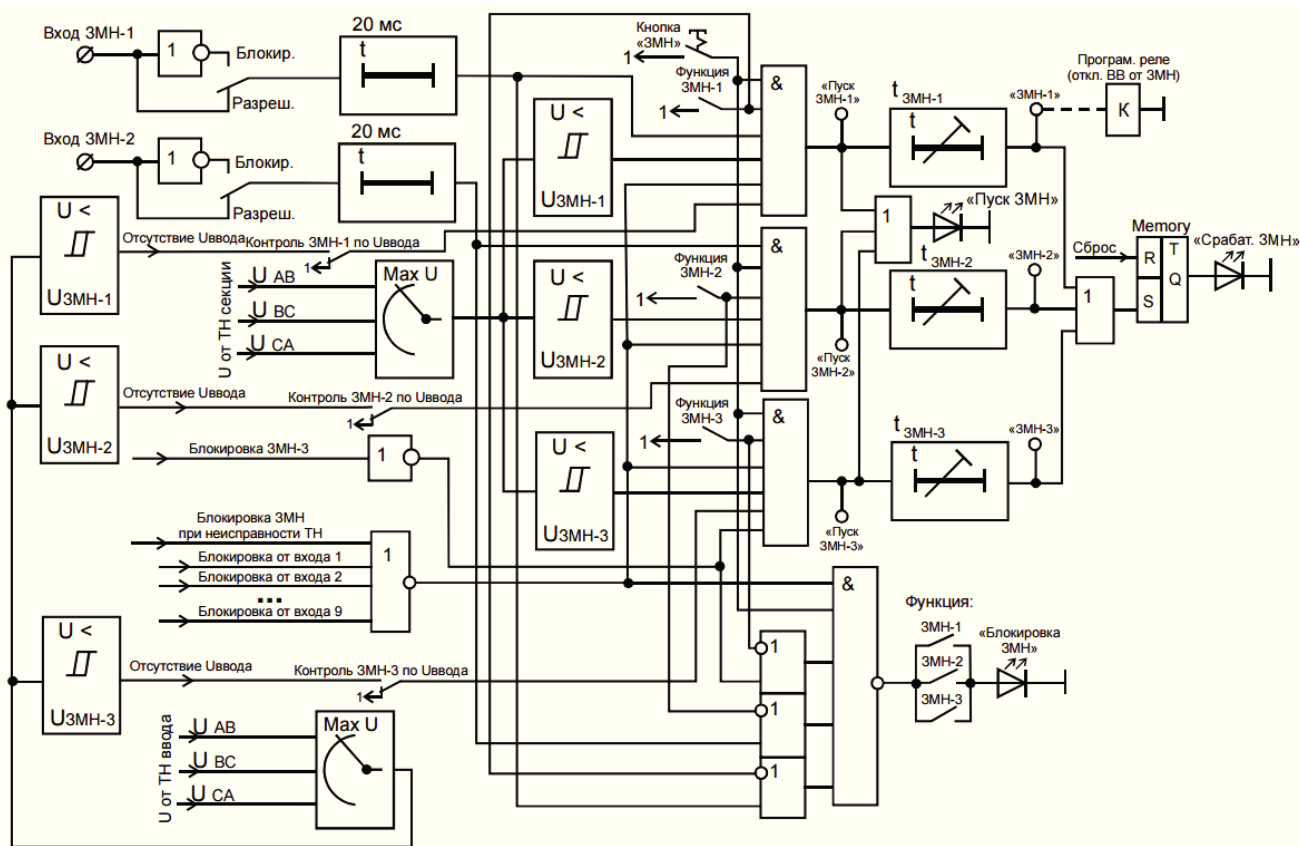


Рис. 3.14 Функциональная схема ЗМН

Настроим работу терминала Сириус-2-ТН (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]:

$$R_{уд.кл} = 0,077 \text{ Ом/км};$$

$$X_{уд.кл} = 0,075 \text{ Ом/км.}$$

Полное удельное сопротивление кабеля:

$$Z_{уд.кл} = \sqrt{R_{уд.кл}^2 + X_{уд.кл}^2} = \sqrt{0,077^2 + 0,075^2} = 0,107 \text{ Ом/км} \quad (114)$$

Сопротивление КЛ в минимальном режиме:

$$Z_{кл.мин} = \frac{Z_{уд.кл} \cdot L_{кл}}{N_{ц} - 1} = \frac{0,107 \cdot 2}{3 - 1} = 0,107 \text{ Ом}; \quad (114)$$

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

$$U_{ост} = \sqrt{3} \cdot Z_{кл.мин} \cdot I_{кз.мин} = \sqrt{3} \cdot 0,107 \cdot 14,216 = 2,63 \text{ кВ}; \quad (115)$$

Вторичное напряжение при этом составит 26,3 В.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч} = \frac{U_{вмб}}{U_{ост}} = \frac{66}{26,3} = 2,51 \geq 1,5; \quad (116)$$

3.7 Силовой трансформатор 220 кВ

Рассмотрим выбор шкафов РЗА производства ЗАО «РАДИУС Автоматика» 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 последова-

					13.03.02.2018.320 ВКР	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

тельности 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.

Фирма предлагает МП устройства РЗА на базе шкафов серии Сириус. Для основной защиты двухобмоточных трансформаторов поставляются шкафы типа Сириус Т.

Шкафы типа ШЭРА-ДЗТ-1002 осуществляют следующие функции:

- дифференциальная токовая защита (ДЗТ) двухобмоточного трансформатора;
- газовая защита (прием сигналов от первой группы контактов газовых реле с действием на отключение через промежуточные реле);
- двухступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) со стороны ВН с возможностью комбинированного пуска по напряжению;
- МТЗ стороны НН с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны НН;
- защита от перегрузки по каждой стороне;
- управление схемой обдува трансформатора как по току нагрузки, так и по сигналам датчиков температуры;
- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- контроль сопротивления изоляции в цепях газовых защит трансформатора и РПН.

					13.03.02.2018.320 ВКР	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для управления электроприводами РПН при регулировании коэффициента трансформации поставляются шкафы типа ШЭРА-РН-1052.

Шкафы типа ШЭРА-РН-1052 осуществляют следующие функции:

- автоматическое поддержание напряжения в заданном диапазоне с коррекцией уровня напряжения по току нагрузки;
- контроль положения РПН и вывод текущей ступени на внешний индикатор;
- контроль исправности приводов РПН;
- оперативное изменение напряжения поддержания;
- наличие режима ручного управления электроприводом РПН.

Для резервной защиты двухобмоточных трансформаторов поставляются шкафы типа ШЭРА-РЗТ-1003.

Шкафы типа ШЭРА-РЗТ-1003 осуществляют следующие функции:

- трехступенчатая трехфазная направленная МТЗ со стороны ВН с независимой выдержкой времени с комбинированным пуском по напряжению;
- четырехступенчатая направленная токовая защита нулевой последовательности от КЗ на землю с независимой выдержкой времени (ТЗНП);
- газовая защита трансформатора и РПН;
- автоматическое ускорение МТЗ и ТЗНП при включении;
- защита от обрыва фаз (ЗОФ) и несимметричного режима по току обратной последовательности с независимой выдержкой времени;
- защита минимального напряжения (ЗМН).

					13.03.02.2018.320 ВКР	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.7.1 Дифференциальная защита трансформаторов

Рассчитаем параметры ДЗТ трансформатора ТРДН-25000/220.

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 и возможной 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	$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ср}}}$	$\frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 313,8$	$\frac{125000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 11} = 3436,6$
Схема ТТ		У	Δ
n_T стороны	$\frac{I_{1.\text{НОМ.ТТ}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ}}}$	500/5	5000/5
$I_{\text{Втор}}$ стороны, соответствующий $S_{\text{НОМ}}$, А	$\frac{I_{\text{НОМ}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}}{n_T}$	$\frac{313,8 \cdot 1 \cdot 5}{500} = 3,138$	$\frac{3436,6 \cdot 1 \cdot 5}{5000} = 3,437$

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

$$K_{\text{в.вн}} = \frac{I_{2.\text{НОМ.ТТ.ВН}}}{I_{\text{Втор.ВН}}} = \frac{5}{3,138} = 1,59; \quad (117)$$

$$K_{\text{в.нн}} = \frac{I_{2.\text{НОМ.ТТ.НН}}}{I_{\text{Втор.НН}}} = \frac{5}{3,437} = 1,46; \quad (118)$$

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

$$I_{\text{с.р.мин}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}; \quad (119)$$

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

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

$$I_{нб.расч} = (k_{одн} \cdot k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{выр}) \cdot I_{нач.торм}; \quad (120)$$

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

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

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

ΔU - относительная погрешность, обусловленная РПН;

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

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

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

Максимальное значение трехфазного ТКЗ за защищаемым трансформатором на шинах НН (таблица 3.18) составляет 29237 А. Приведем этот ток к стороне ВН и приведем к о.е.

$$I_{кз. макс} = I_{кз. макс. кз1}^{(3)} \cdot \frac{U_{ср. ном. нн}}{U_{ср. ном. вн}} \cdot \frac{1}{I_{ном. вн}} = 29237 \cdot \frac{11}{230} \cdot \frac{1}{313} = 4,46 \text{ о.е.} \quad (121)$$

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

$$I_{с.р.макс} = k_{отс} \cdot (k_{одн} \cdot k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{выр}) \cdot I_{кз. макс}; \quad (122)$$

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

$$I_{с.р.макс} = 1,1 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 4,46 = 1,86 \text{ о.е.} \quad (123)$$

Коэффициент торможения должен быть не менее:

$$k_T \geq \frac{k_{отс} \cdot I_{нб} - I_{с.р.мин}}{I_{кз.макс} - I_{нач.торм}} = \frac{0,09}{4,46 - 0,6} = 0,03 \quad (124)$$

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

Ток торможения блокировки:

$$I_{т.бл} = k_{отс} \cdot k_{пред.нагр} \cdot I_{ном} = 1,1 \cdot 0,9 \cdot 1 = 1 \text{ о.е.}; \quad (125)$$

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

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

$$I_{НОМ} = \frac{I_{НОМ.ВН}}{I_{ВТОР} \cdot n_T} = \frac{313,8}{3,138 \cdot 500/5} = 1 \text{ о. е.} \quad (126)$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

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

По условию отстройки от максимального тока небаланса внешнего КЗ:

$$\begin{aligned} I_{отс} &= 1,5 \cdot I_{кз. макс} \cdot (k_{одн} \cdot k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{выр}) \\ &= 1,5 \cdot 4,46 \cdot (1 \cdot 3 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,02) = 3,17; \end{aligned} \quad (127)$$

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

$$k_T = \frac{I_{с.р.макс} - I_{с.р.мин}}{I_{кз. макс} - I_{нач.торм}} = \frac{1,86 - 0,296}{4,46 - 0,6} = 0,41. \quad (128)$$

Расчетное значение k_T соответствует углу наклона тормозной характеристики 25° (рис. 3.15).

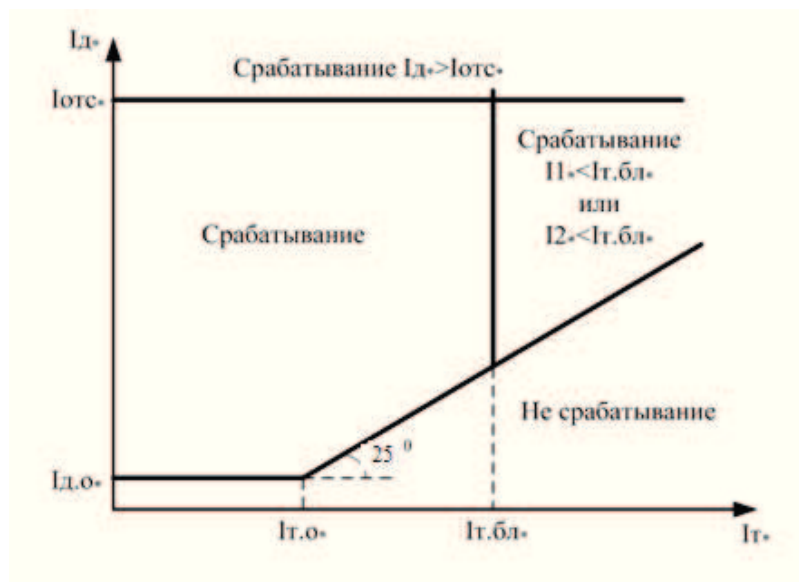


Рисунок 3.15 – Расчетная характеристика торможения.

Оценим чувствительность ДЗТ. Ток трехфазного КЗ за защищаемым трансформатором в минимальном режиме работы энергосистемы составляет 8488 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.

$$I_{\text{кз. т}} = I_{\text{кз. мин. кз1}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{ср. ном. нн}}}{U_{\text{ср. ном. вн}}} \cdot \frac{k_{\text{от. ч. сх}}^{(2)}}{I_{\text{ном. вн}}} = 19001 \cdot \frac{11}{230} \cdot \frac{1}{313,8} = 2,9 \text{ о. е.} \quad (129)$$

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.т}}}{I_{\text{с.р.мин}}} = \frac{2,9}{0,296} = 9,8 \geq 2 \quad (130)$$

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:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}; \quad (131)$$

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

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, по [10] равен 0,9;

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

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

$$k_{\text{зап}} = \frac{S_{\text{сам.зап}}}{S_{\text{раб.макс}}} = \frac{\frac{k_{\text{п}} \cdot P_{\text{эд}}}{\cos \varphi \cdot \eta} \cdot N_{\text{эд.с.з}} + N_{\text{т}} \cdot k_{\text{с.з.т}} \cdot S_{\text{т}}}{\frac{P_{\text{эд}}}{\cos \varphi \cdot \eta} \cdot N_{\text{эд}} + N_{\text{т}} \cdot S_{\text{т}}} = \frac{\frac{6,3 \cdot 1250}{0,88 \cdot 0,953} \cdot 47 + 32 \cdot 1,3 \cdot 2500}{\frac{1250}{0,88 \cdot 0,953} \cdot 48 + 32 \cdot 2500} = 3,6 \geq 1,5. \quad (132)$$

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

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

$$I_{\text{раб.макс}} = 414 \text{ А}; \quad (133)$$

Ток срабатывания МТЗ:

					13.03.02.2018.320 ВКР	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 3,6}{0,9} \cdot 414 = 1987,2 \text{ А};$$

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з.2} = \frac{I_{с.з}}{n_T} \cdot K_{сх}^{(3)} = \frac{1987,2 \cdot 5}{500} \cdot 1 = 19,9 \text{ А}. \quad (134)$$

Оценим чувствительность МТЗ к току при КЗ в ОЗД на выводах НН трансформатора, приведенному к стороне ВН:

$$k_{ч.озд} = \frac{I_{кз. мин. нн}^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot K_{от. ч. сх}^{(2)} = \frac{19001 \cdot \frac{11}{230}}{1987,2} \cdot 1 = 0,46 \leq 1,5. \quad (135)$$

Расчетный коэффициент чувствительности не превышает нормативное значение, равное 1,5. Для МТЗ не требуется пуск по напряжению.

Время срабатывания принимаем равным времени срабатывания МТЗ ввода 10 кВ:

$$t_{с.в.} = t_{МТЗ.ВВ} = 1,4; \quad (136)$$

Настройка МТЗ ВН представлена в таблице 3.24.

Таблица 3.24

Уставки МТЗ ВН	Значение
Пуск по напряжению	предусмотрен
Ток срабатывания МТЗ ВН	19,9 А
Время срабатывания МТЗ ВН	1,8 с
Напряжение срабатывания	15 В

3.7.3 Защита от перегрузки

Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки ВН:

$$I_{зп.вн} = \frac{I_{ном.вн} \cdot k_{отс}}{k_B} = \frac{313,8 \cdot 1,05}{0,9} = 336,1 \text{ А}; \quad (137)$$

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

k_B – коэффициент возврата по [7] равен 0,9;

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

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки ВН:

$$I_{зп.вн2} = \frac{I_{зп.вн}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{336,1 \cdot 5}{500} \cdot 1 = 3,36 \text{ А.} \quad (138)$$

Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки НН:

$$I_{зп.нн} = \frac{I_{ном.нн} \cdot k_{отс}}{k_B} = \frac{3436,6 \cdot 1,05}{0,9} = 4009,4 \text{ А.} \quad (139)$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки НН:

$$I_{зп.нн2} = \frac{I_{зп.нн}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{4009,4 \cdot 5}{5000} \cdot 1 = 4,01 \text{ А.} \quad (140)$$

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:

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{т.ном} = 0,05 \cdot 313,8 = 15,7 \text{ А.} \quad (141)$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{уров.2} = \frac{I_{уров}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{15,7 \cdot 5}{500} \cdot 1 = 0,157 \text{ А.} \quad (142)$$

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

Выдержка времени УРОВ:

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

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

Настройка УРОВ приведена в таблице 3.25.

Таблица 3.25

Уставки УРОВ	Значение
Действие УРОВ ВН	предусмотрено
Ток срабатывания УРОВ ВН	0,157 А
Время срабатывания УРОВ	0,2 с

3.8 Питающая воздушная линия 220 кВ – W1

Рассмотрим выбор видов РЗА для ВЛ 220 кВ с двухсторонним питанием от существующих подстанций (рисунок 3.16).

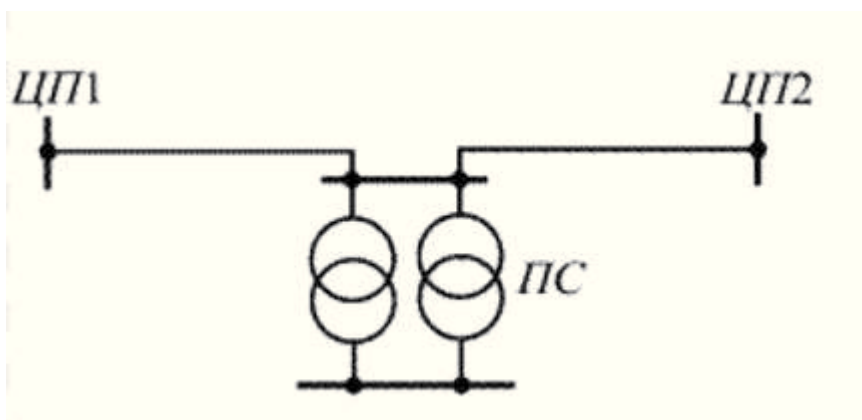


Рис. 3.16 Условная схема ВЛ с заходом на проектируемую подстанцию.

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 (рис. 3.17) 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 ТНЗП.

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).

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

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 рис. 3.17.

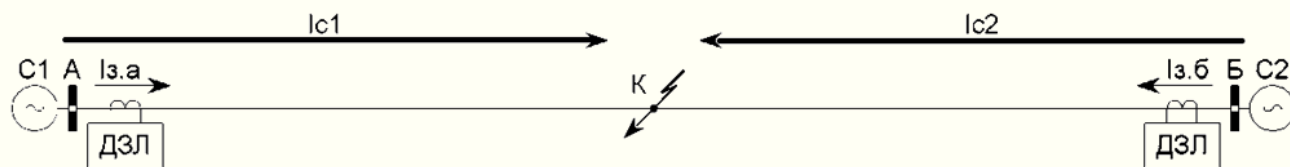


Рис. 3.17 Размещение РЗА ВЛ

Фирма предлагает МП устройства РЗА на базе шкафов серии ШЭРА. Для основной быстродействующей защиты или резервной защиты при всех видах КЗ на ВЛ напряжением 220 кВ поставляются шкафы типа ШЭРА-ДЗЛ-1002.

Шкафы типа ШЭРА-ДЗЛ-1002 осуществляют следующие функции:

- трехступенчатая продольная дифференциальная токовая защита линии в пофазном исполнении;
- Контроль небаланса в дифференциальной цепи с действием на сигнализацию (ДЗЛ-4);
- Цифровое выравнивание коэффициентов трансформации ТТ, установленных по концам защищаемой линии, для формирования токовых цепей дифференциальной защиты;
- Ненаправленная трехступенчатая максимальная токовая защита от междуфазных КЗ с независимой выдержкой времени (МТЗ-1, МТЗ-2, МТЗ-3).

Для резервных дистанционных и токовых защит ВЛ и управления, защиты и автоматики выключателя напряжением поставляются шкафы типа ШЭРА-ЛВ220-1002.

Шкафы типа ШЭРА-ЛВ220-1002 осуществляют следующие функции:

- четырехступенчатая дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных замыканий с независимой выдержкой времени и блокировками при качаниях (БК) и неисправностях в цепях напряжения (БНН);
- пятиступенчатая направленная токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) от замыканий на землю с независимой выдержкой времени и блокировкой срабатывания по второй гармонике тока нулевой последовательности при броске тока намагничивания (БТН);
- двухступенчатая трехфазная ненаправленная МТЗ с независимой выдержкой времени;
- автоматический ввод ускорения одной из ступеней ДЗ и ТЗНП при включении выключателя;
- оперативное ускорение одной из ступеней ДЗ и ТЗНП.

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 линии

Ток срабатывания мгновенной отсечки по первому условию отстраивается от максимального тока трехфазного КЗ в конце ВЛ на шинах проектируемой подстанции:

					13.03.02.2018.320 ВКР	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{c.o.} = I_{кз. макс. в.} \cdot k_H = 2,878 \cdot 1,2 = 3,45 \text{ кА.} \quad (143)$$

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

Оценим чувствительность ТО:

$$k_{ч.озд} = \frac{I_{кз. мин. в начале вл.}^{(3)}}{I_{c.o.}} \cdot k_{от. ч. сх}^{(2)} = \frac{5,774}{3,45} \cdot 1 = 1,7 > 1,2. \quad (144)$$

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 ЗАО «РАДИУС Автоматика», 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 (рис. 3.18).

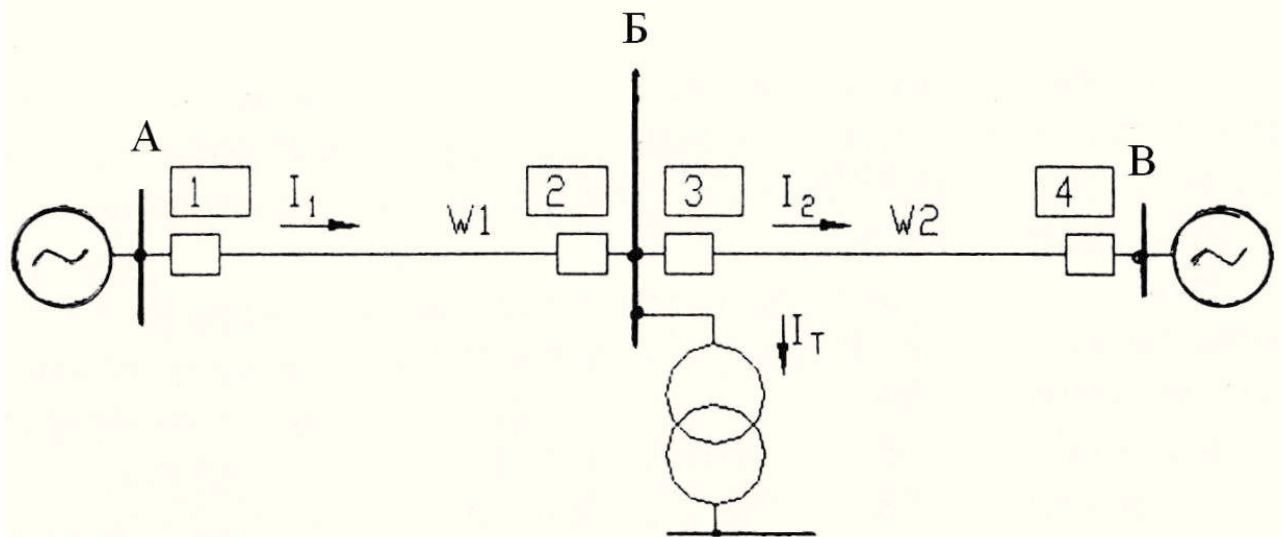


Рисунок 3.18 – Схема для параметрирования ДЗ ВЛ ПС.

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]:

$$Z_{с.з.1} = \frac{Z_{вл}}{1 + \beta + \delta}; \quad (145)$$

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.

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

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

Сопротивление ВЛ1:

$$R_{вл1} = r_0 \cdot L_{вл1} = 0,121 \cdot 60 = 7,26 \text{ Ом}; \quad (146)$$

$$X_{вл1} = x_0 \cdot L_{вл1} = 0,435 \cdot 60 = 26,1 \text{ Ом}; \quad (147)$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{вл1} = 7,26 + j26,1 = 27,1 \cdot e^{j74,5^\circ}.$$

Абсолютная величина сопротивления первой ступени ДЗ:

$$Z_{с.з.1} = \frac{27,1}{1 + 0,05 + 0,1} = 23,57 \text{ Ом}; \quad (148)$$

Чувствительность первой ступени оценивается выполнением условия:

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

Для ТН 220 кВ [12] коэффициент трансформации:

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

$$I_{\text{раб.макс.вл}} = 414 \text{ А}.$$

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

$$n_T = \frac{I_{1.\text{НОМ}}}{I_{2.\text{НОМ}}} = \frac{500}{5}.$$

Вторичное значение сопротивления срабатывания 1 ступени ДЗ:

$$Z_{\text{с.з.1.втор}} = Z_{\text{с.з.1.}} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 23,57 \cdot \frac{500 \cdot 100}{220000 \cdot 5} = 1,07 \text{ Ом.}$$

Угол максимальной чувствительности 1 ступени ДЗ составляет 74,5 градусов.

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

Уставка по оси Х 1 ступени:

$$X_{1.\text{ст}} = Z_{1.\text{ст}} \cdot \sin\varphi_{1.\text{ст}} = 23,57 \cdot \sin 74,5^\circ = 22,71 \text{ Ом.} \quad (149)$$

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:

$$r_{\text{д.макс}} = \frac{\Delta U_{\text{д}}}{I_{\text{кз.мин.вл}}^{(2)}}; \quad (150)$$

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

Возможное падение напряжения на дуге может быть определено по выражению:

$$\Delta U_{\text{д}} = 1,05 \cdot l; \quad (151)$$

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 240 мм² междуфазное расстояние при применении железобетонных опор по данным [12] составляет 5,5 м.

Возможное падение напряжения на дуге:

					13.03.02.2018.320 ВКР	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

$$I_{\text{КЗ.МИН.ВЛ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.ВЛ}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,675 = 2,32 \text{ кА.}$$

где $I_{\text{КЗ.МИН.ВЛ}}^{(3)}$ -ток трехфазного КЗ в конце линии 220 кВ посчитан в программе ТОКО.

Сопротивление дуги:

$$r_{\text{д.макс}} = \frac{5,78}{2,32} = 2,5 \text{ Ом.} \quad (152)$$

Суммарное активное сопротивление ВЛ и дуги:

$$R_{\text{ВЛ1}} + r_{\text{д.макс}} = 7,26 + 2,5 = 9,76 \text{ Ом.}$$

Уставка по оси R характеристики 1 ступени:

$$R_{1.\text{ст}} = R_{\text{ВЛ1}} + r_{\text{д.макс}} = 9,76 \text{ Ом.} \quad (153)$$

Угол наклона нижней части характеристики принимаем по рекомендации фирмы (РАДИУС Автоматика) -15° . Угол наклона левой части характеристики 115° .

Данные для расчета второй ступени выбираются самостоятельно. Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум основным условиям [25]:

а) согласование с дистанционными защитами смежных линий

$$z_{\text{с.з.}}^{\text{II}} = k_3 z_{\text{Л}} + \frac{k'_3 z_{\text{с.з.см.}}^{\text{I}}}{k_{\text{ТОК}}}, \text{ Ом} \quad (154)$$

где $k'_3 = 0,78$ – коэффициент запаса по избирательным согласуемым защитами линий;

$$k_{\text{ТОК}} = \frac{I_{\text{з.выб}}}{I_{\text{з.см}}} = \frac{2,878}{2,366} = 1,21 \text{ – коэффициент токораспределения, определяемый}$$

по трехфазному КЗ в конце зоны действия той защиты, с которой производится

согласование (при этом следует рассматривать такие режимы, когда значение $k_{\text{ток}}$ максимально);

$I_{\text{з.выб}}$ – ток, протекающий через ТТ защиты, для которой выбирается уставка;

$I_{\text{з.см}}$ – ток, протекающий через ТТ смежной защиты, с которой производится

согласование;

$Z_{\text{с.з.см}}^I = 0,85 Z_{\text{см.л}}$ – уставка срабатывания первой ступени защиты смежной линии;

$$Z_{\text{с.з.}}^{\text{II}} = 0,85 [27,1 + \frac{0,78[36,13}{1,21} = 46,33 \text{ Ом}$$

б) отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции

$$Z_{\text{с.з.}}^{\text{II}} = k_{\text{з}} Z_{\text{л}} + \frac{(1-\Delta U)^2}{k_{\text{ток}}} X_{\text{т}}, \text{ Ом} \quad (155)$$

где ΔU – наибольший относительный предел регулировки напряжения силового трансформатора, например, $\Delta U = 0,12$ при регулировке $\pm 12\%$;

$$k_{\text{ток}} = \frac{I_{\text{з.выб}}}{I_{\text{т}}} = \frac{0,829}{1,514} = 0,55 \text{ – коэффициент токораспределения при КЗ за}$$

трансформатором.

$$Z_{\text{с.з.}}^{\text{II}} = 0,85 [27,1 + \frac{(1-0,12)^2}{0,55} 99,1875 = 141,74 \text{ Ом.}$$

В дальнейшем из всех полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее, равное 46,33 Ом.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности $\Delta t = 0,5$ с больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{\text{с.з.}}^{\text{II}} = t_{\text{с.з.}}^{\text{I}} + \Delta t = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с.} \quad (156)$$

Чувствительность второй ступени защиты проверяется при металлических КЗ на шинах приемной подстанции (режим ближнего резервирования):

$$k_{\text{ч}}^{\text{II}} = \frac{Z_{\text{с.з.}}^{\text{II}}}{Z_{\text{л}}} = \frac{46,33}{27,1} = 1,71 \geq 1,25.$$

Сопротивление срабатывания третьей ступени выбирается по [25]:

$$Z_{\text{с.з.з}} = \frac{Z_{\text{самоzap}}}{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{в}} \cdot \cos(\varphi_{\text{з.ст}} - \varphi_{\text{раб}})}; \quad (157)$$

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 $\varphi_{1.\text{ст}}$;

$k_{\text{н}}$ – 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:

$$Z_{\text{самоzap}} = \frac{U_{\text{мин}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{самоzap}} \cdot I_{\text{раб.макс}}}; \quad (158)$$

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...2,0 для проходной линии;

$I_{\text{раб.макс}}$ – максимальное значение первичного рабочего тока в защищаемой линии.

Коэффициент возврата дистанционных органов зависит от фирмы производителя устройств МП РЗА, например для фирмы РАДИУС-Автоматика [23] рекомендованный к расчету $k_{\text{в}}$ составляет 1,05.

Минимальное напряжение в месте установки:

$$U_{\text{мин}} = 0,8 \cdot U_{\text{ном.вн}}; \quad (159)$$

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

Сопротивление самозапуска:

$$Z_{\text{самозап}} = \frac{184000}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 414} = 171 \text{ Ом.}$$

Если в составе нагрузки есть ЭД с $\cos\varphi = 0,88$, то в нормальном режиме угол не может превысить 30° .

Сопротивление срабатывания третьей ступени:

$$Z_{\text{с.з.3}} = \frac{171}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(74,5^\circ - 30^\circ)} = 190,3 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени третьей ступени принимается на ступень селективности $\Delta t = 0,5 \text{ с}$ больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{\text{с.з.}}^{\text{III}} = t_{\text{с.з.}}^{\text{II}} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.} \quad (160)$$

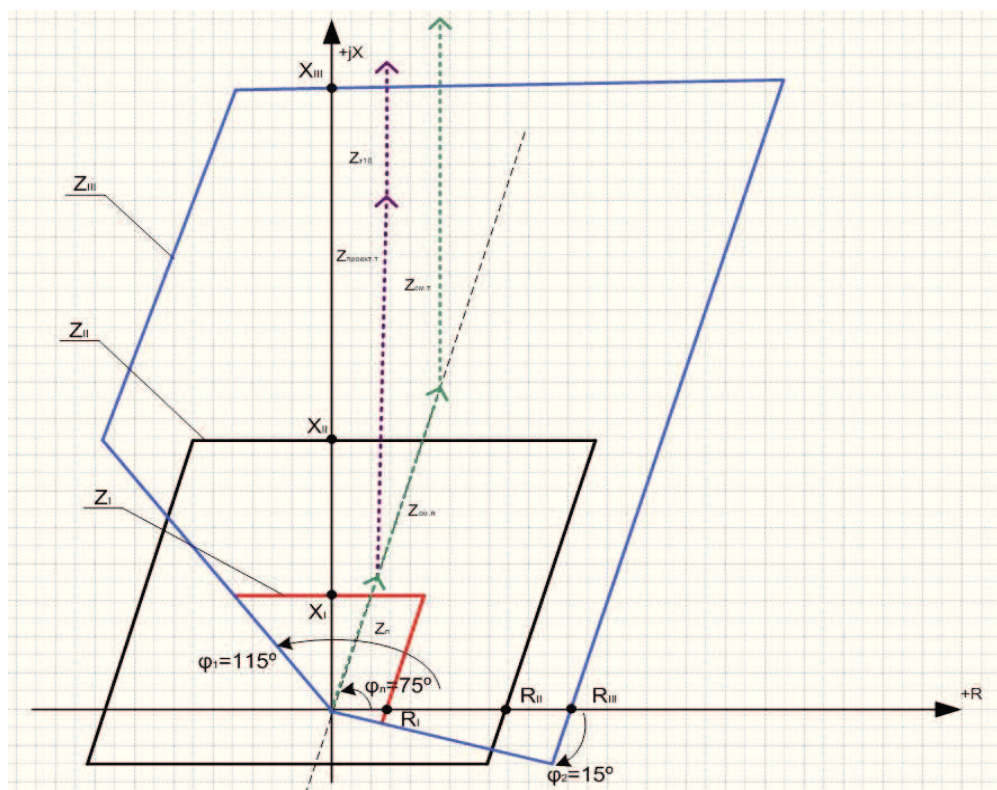


Рисунок 3.19 – Характеристика срабатывания ДЗ ВЛ

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

13.03.02.2018.320 ВКР

Лист

87

4 ПРОВЕРКА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Все ТТ, используемые в качестве датчиков тока для УРЗА должны обеспечивать требуемую по [8, раздел 1-5] точность работы в различных режимах, для чего полная погрешность ТТ не должна превышать 10% при максимальном токе КЗ.

Проверим ТТ ВВ 10 кВ на стороне НН ПС на 10% погрешность.

Согласно [27] по кривым предельной кратности для трансформатора тока ТОЛ-10 класса Р с $k_{TA}=5000/5$ допустимое значение сопротивления нагрузки:
 $Z_{н.доп.} = 30 \text{ Ом.}$

$$k_{расч} = \frac{I_{кз.макс}}{I_{1.ном}} = \frac{29237}{5000} = 5,85 \text{ Ом.} \quad (161)$$

Определяем расчетное сопротивление вторичной цепи трансформатора тока:

$$Z_{доп} = n_{обм} \cdot Z_{ном} \cdot \frac{k_{доп}}{k_{расч}} = 3 \cdot 30 \cdot \frac{8}{5,85} = 123,1 \text{ Ом.} \quad (162)$$

Расчетное сопротивление нагрузки:

$$Z_{нагр} = Z_{реле} + 2 \cdot Z_{пров} + Z_{конт} \quad (163)$$

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 Сириус-2-В составляет 2 ВА для $I_{2.ном} = 5$ А. Следовательно, сопротивление реле:

$$Z_{реле} = \frac{S_{конт}}{I_{2.ном}^2} = \frac{2}{5^2} = 0,08 \text{ Ом.} \quad (164)$$

Сопротивление соединительных проводов:

$$Z_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,0175 \cdot 5}{2,5} = 0,04 \text{ Ом.} \quad (165)$$

					13.03.02.2018.320 ВКР	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Переходное сопротивление контактов по данным [22] составит 0,05 Ом.

Следовательно, сопротивление нагрузки:

$$Z_{\text{нагр}} = 0,08 + 2 \cdot 0,04 + 0,05 = 0,21$$

Допустимая сопротивление больше расчетного, поэтому проверяемый ТТ будет работать в заявленном классе точности.

					13.03.02.2018.320 ВКР	<i>Лист</i>
						89
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной ВКР по релейной защите и автоматике при проектировании подстанции на первом этапе был произведён и обоснован выбор подстанционного оборудования.

Следующим этапом проекта был расчёт токов короткого замыкания произведённый при помощи программного обеспечения. Токи рассчитаны для максимального и минимального режимов в объёме, необходимом для релейной защиты и сведены в таблицу.

Далее был произведён выбор типа релейной защиты и автоматики для проектируемой подстанции, линии с двухсторонним питанием и РУ 10 кВ. При этом подробно были рассчитаны параметры срабатывания защит на микропроцессорной элементной базе. Основным поставщиком устройств РЗА было выбрано ЗАО «РАДИУС Автоматика».

					13.03.02.2018.320 ВКР	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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. Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ. РД 34.20.179 – СПО Союзтехэнерго, 2009. – 26 с.
8. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Изд. 3-е. – Ленинград: Энергоатомиздат, 1985 – 297 с.
9. Реле тока «Сириус-2-Л-К-5А-220В-И1». Руководство по эксплуатации. БПВА.656121.001 РЭ. / ЗАО РАДИУС Автоматика. – Москва, 2016. – 100 с.
10. Рекомендации по выбору уставок устройств защиты производства ЗАО «РАДИУС Автоматика». – ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2010. – 216 с.
11. Гайсаров, Р.В. Справочник по высоковольтному оборудованию электроустановок. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2004.

										Лист
										91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.320 ВКР					

12. Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-2-МЛ-5А-220В-И1». Руководство по эксплуатации. БПВА.656122.020 РЭ. / ЗАО РАДИУС Автоматика. – Москва, 2017. – 87 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 «Шнейдер Электрик Урал» г. Екатеринбург – Силовые вакуумные выключатели VAN для коммутации нагрузок большой мощности, а также специального генераторного исполнения в соответствии с требованиями стандарта IEEE C37.013 и ГОСТ Р 52565-2006.
16. Каталог электрооборудования ООО «Спецэнергомонтажсервис». – <http://sems.ural.ru/store/>.
17. Небрат И.Л., Полесицкая Т.П. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты: учебное пособие, Ч2. – СПб.: ПЭИПК, 2009 – 48 с.
18. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 1999. – 48 с.
19. Реле тока «Сириус-2-Л-К-5А-220В-И1». Руководство по эксплуатации. БПВА.656121.001 РЭ. / ЗАО РАДИУС Автоматика. – Москва, 2016. – 100 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.

					13.03.02.2018.320 ВКР	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

23. Шкаф основных защит двухобмоточного трансформатора ШЭРА-ДЗТ-1002. Руководство по эксплуатации. БПВА.656457.426 РЭ. / ЗАО РАДИУС Автоматика. – Москва, 2015. – 131 с.
24. Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-2-ДЗЛ-01-5А-220В». Руководство по эксплуатации. БПВА.656122.037 РЭ. / ЗАО РАДИУС Автоматика. – Москва, 2012. – 84 с.
25. Руководящие указания по релейной защите, вып. 7. Дистанционная защита линий 35–330 кВ. – М.: Изд-во «Энергия», 1966, – 172 с.
26. Автоматические выключатели серии SACE Emax. – http://www.ep.ru/product/katalogs/ABB/05_Emax.
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.
28. Устройства РЗА присоединений 110-220 кВ. Типовые технические требования ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2009 – 29 с.
29. Трансформаторы напряжения (антирезонансные однофазные) НАМИ-220 УХЛ1. – <http://www.ktp-tm-kso.ru/trizm/nami-110.html>

					13.03.02.2018.320 ВКР	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		