

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, должность

_____/_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

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

Разработка релейной защиты и автоматики проектируемой
подстанции 220/10 кВ «Декабрьская»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02. 2017. 190. ВКР

Руководитель, доцент

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

Автор

студент группы П – 472

_____/ Б.Н. Бибик /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Нормоконтролер, доцент

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

АННОТАЦИЯ

Бибик Н.Б. – Проектирование интегрированных устройств релейной защиты и автоматики . Челябинск: ЮУРГУ, П-472, 2017, 108 с, 18 ил., 58 таблиц, библиогр. список – 28 наим, 5 лист. чертежей ф. А1.

Цель выпускной квалификационной работы – разработка двухтрансформаторной подстанции. Работа включает в себя анализ полноты и достоверности исходных данных, выбор схем соединений распределительного устройства на сторонах высокого и низкого напряжения, выбор силовых трансформаторов, выбор вида и источника оперативного тока, выбор трансформаторов собственных нужд, режимов работы нейтрали, определение ее параметров, расчет тока короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах работы. Также в работе производится выбор и проверка силовых автоматических выключателей на сторонах высокого и низкого напряжения разрабатываемой подстанции и распределительного пункта.

В общей части разработки осуществляется выбор видов релейной защиты и автоматики, для всех объектов разрабатываемой подстанции и распределительного пункта по нормативным документам. Выбор типоразмера устройств РЗА, по каталогам фирмы-разработчика "Радиус Автоматика". Выполняется расчет уставок на стороне высокого и низкого напряжения подстанции. Проверяются выбранные значения уставок комплектов РЗА.

					ЮУрГУ–13.03.02.2017.190.01ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Бибик Н.Б.			Разработка релейной защиты и автоматики проектируемой подстанции 220/10 кВ «Декабрьская»	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Горшков К.Е.				6	108	
Реценз.								
Н. Контр.		Горшков К.Е.						
Утверд.		Кирпичникова И.М.						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. Выбор схемы присоединения РУ на стороне ВН и НН проектируемой ПС .	11
1.1. Главная схема электрических соединений.....	11
1.2 Выбор режима заземления нейтрали.....	14
1.3 Выбор сечения КЛ к РП	14
1.4 Выбор силовых трансформаторов	15
2. Выбор вида оперативного тока на подстанции	17
2.1 Оперативный ток.....	17
2.2 Определение мощности ТСН.....	17
3. Расчет токов короткого замыкания.....	20
3.1 Схема замещения и ее параметры.....	20
3.2 Расчет КЗ в ручном режиме.....	20
3.3 Расчет токов КЗ на компьютере	22
3.4 Расчет токов КЗ в максимальном и минимальном режиме	22
4. Выбор и проверка автоматических выключателей на ВН И НН ПС и РП, разъединителей и КРУ	25
4.1 Выбор и проверка силовых автоматических выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС.....	25
5. Выбор видов релейной защиты и автоматики	34
5.1 Общие нормативные требования	34
5.2. Выбор элементной базы РЗА.....	36
5.3. Выбор видов РЗА	36
5.3.1. Кабельная линия 10 кВ	36
5.3.2 Электродвигатель 10 кВ.....	38
5.3.3 Трансформатор 10/0,4 кВ.....	38
5.3.3 Вводной выключатель 10 кВ	39
5.3.4 Секционный выключатель 10 кВ	40
5.3.5 Шины 10 кВ	40
5.4. Выбор видов РЗА для объектов 220 кВ.....	41
5.4.1. Трансформатор ТРДН – 40000/220 кВ.....	41

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

5.4.2	ВЛ 220 кВ.....	43
6.	Выбор типоразмера устройств релейной защиты и автоматики.....	45
6.1	Выбор исполнения УРЗА 10 кВ	45
6.2.	Кабельная линия 6-10 кВ.....	45
6.2	Электродвигатель 10 кВ.....	46
6.3	Трансформатор 10/0,4 кВ	47
6.4	Вводной выключатель секции шин НН ПС	47
6.5	Секционный выключатель секции шин НН ПС	48
6.6	ЗДЗ ячейки КРУ НН ПС.....	49
6.7	УРЗА в ячейке ТН секции НН ПС	49
6.8	Исполнение УРЗА трансформатора ТРДН-40000/220	49
6.9	Выбор типоразмера УРЗА транзитной линии 220 кВ	50
7.	Расчет параметров устройств релейной защиты и автоматики	52
7.1.	Устройства УРЗА присоединений 6-10 кВ	52
7.1.1.	Электродвигатель 10 кВ	52
7.1.1.	Трансформатор 10/0,4 кВ.....	59
7.1.2.	Защита на КЛ 10 кВ	64
7.1.3.	Секционный выключатель 10 кВ	71
7.1.5.	ВВ РП	81
7.1.6.	ТН 10 кВ	82
7.2.	Устройства РЗА присоединений 220 кВ.....	86
7.2.1.	Трансформатор 220/10 кВ	86
7.2.2.	ВЛ 220 кВ.....	91
8.	Проверка измерительных трансформаторов.....	98
9.	Определение места повреждения.....	99
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	102
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	103
	ПРИЛОЖЕНИЕ	105
1.	Графическая часть на 5 листах формата А1	105

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетическая система представляет собой сложную многозвенную техническую систему, предназначенную для производства, распределения и потребления электроэнергии. Процессы, происходящие в энергосистеме, отличаются быстротой, взаимосвязанностью, единством процессов производства, распределения и потребления электроэнергии. Управление ими без применения специальных технических средств, называемых средствами автоматического управления, в большинстве случаев оказывается невозможным.

В электрической части энергосистем могут возникать повреждения и ненормальные режимы работы электрооборудования, вызывающие появление значительных аварийных токов и глубокое снижение напряжения на шинах подстанции. Назначение устройств релейной защиты и автоматики заключается в выявлении и ликвидации этих повреждений и ненормальных режимов.

При разработке РЗА объекта электроэнергетической системы необходимо обеспечить требования по быстродействию, надежности и селективности работы устройств РЗА. Для этого выполняется анализ требований к защите объектов системы, выбор терминалов РЗА, расчет уставок и проверка чувствительности защит.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

1. ВЫБОР СХЕМЫ ПРИСОЕДИНЕНИЯ РУ НА СТОРОНЕ ВН И НН ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

1.1. Главная схема электрических соединений

Выбор видов и типоразмеров РЗА зависит от схемы распределительного устройства, следовательно, изменение в процессе проектирования схемы ведет к изменению проекта.

В выпускной квалификационной работе выбор главной схемы соединений распределительного устройства выполняется по требованиям нормативных документов. Для подстанций проектируемых для ОАО "ФСК ЕЭС" это:

- положение о технической политике ОАО "ФСК ЕЭС" [1];
- схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [2];
- рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ [3].

В соответствии с пунктом 2.3.1 [1] для РУ 35-220 кВ применяются схемы с одним выключателем на присоединение.

В соответствии с схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [2] для двухтрансформаторной ПС 110-220 кВ рекомендуется схема 8 "Шестиугольник".

В соответствии с рекомендациями по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ по регламенту 3.1 [3] применение типовых схем ПС 35-750 кВ и критериев их использования, для узловых двухтрансформаторных ПС рекомендуется схема 8 "Шестиугольник".

На основании этих нормативных документов для данной двухтрансформаторной ПС используем схему 8 "Шестиугольник" (рисунок 1).

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	Лист
Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата		11

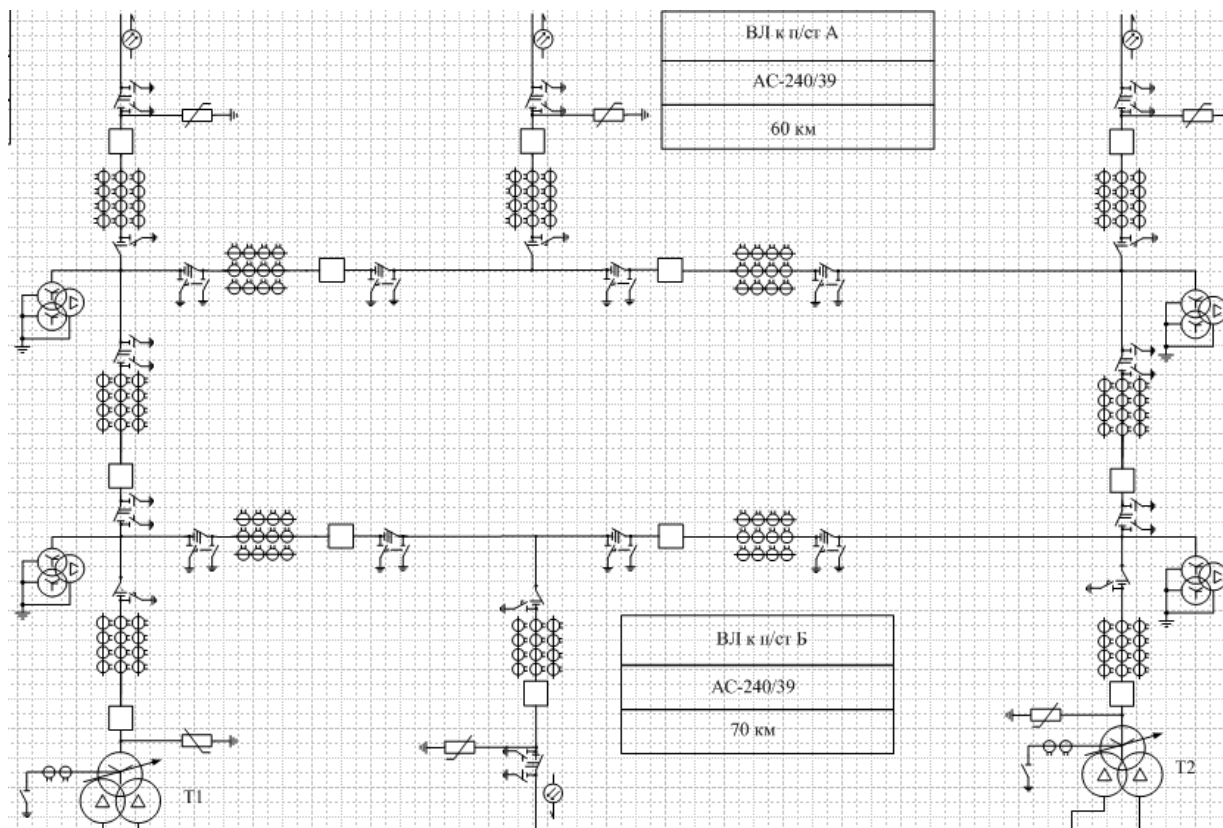
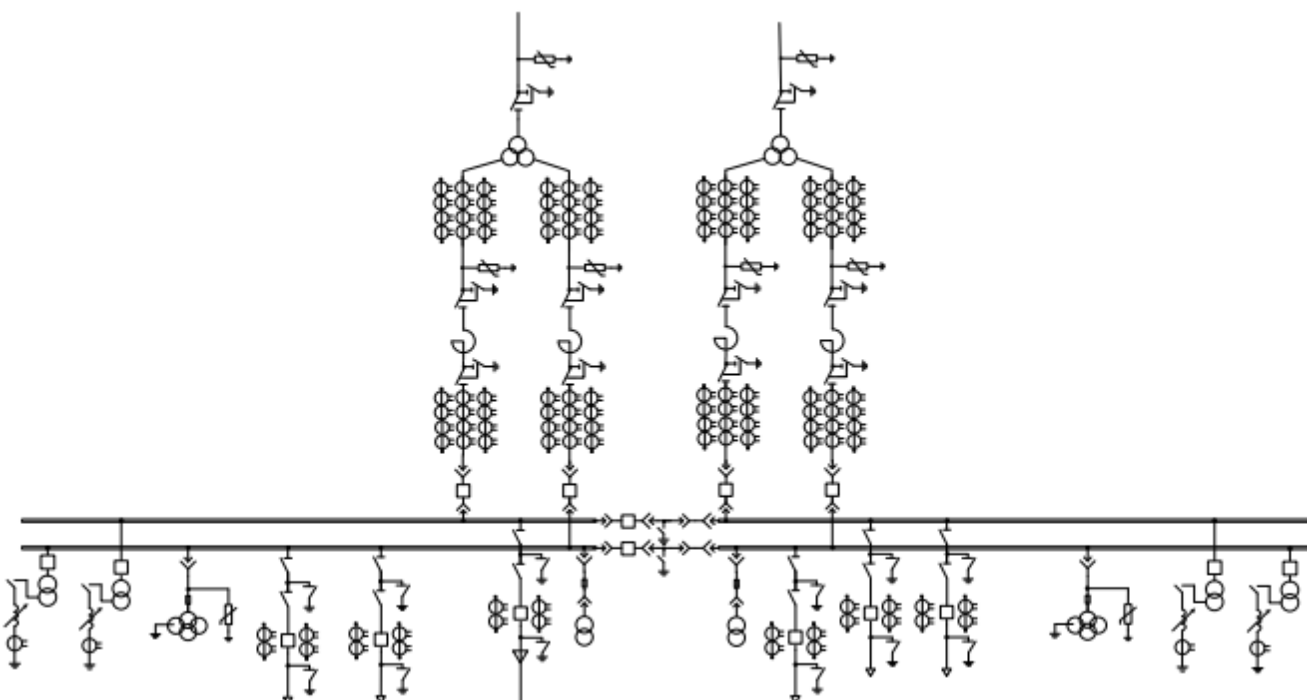


Рисунок 1 – Схема 8 шестиугольник

На нижнем напряжении подстанции целесообразно использовать схему 10-2 две рабочие секционированные выключателем системы шин. ТСН к шинам присоединяется через предохранитель.

Распределительный пункт выполняется по схеме с две, секционированные выключателями, системы шин (рисунок 2).



Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190

Лист

12

Рисунок 2 – Схема 10-2 две, секционированные выключателями, системы шин

					<i>ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190</i>	<i>Лист</i>
						13
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1.2 Выбор режима заземления нейтрали

Режим заземления нейтрали зависит от напряжения сети. По ПУЭ [4] п. 1.2.16 в сети 6-35 кВ предусматривается изолированная нейтраль или нейтраль заземленная через дугогасящий реактор. В сети 220 кВ используется только глухозаземленная нейтраль.

В соответствие с ПУЭ [4] по п.5.11.8 компенсация емкостного тока замыкания через ДРГ применяется при токах превышающих следующее значение (таблица 1).

Таблица 1 – Значение допустимых емкостных токов

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

Во время проектирования, выполняется ориентировочный расчет величины суммарного емкостного тока замыкания на землю по формуле:

$$I_{c\Sigma} = N \cdot n \cdot L \cdot k = 3 \cdot 3 \cdot 1,5 \cdot 1,74 = 23,5 \text{ А},$$

где N – количество кабельных линий, отходящих от шин НН;

n – количество параллельных цепей в КЛ;

L – длина КЛ в км;

k – удельное значение емкостного тока А/км.

Так как получившееся значение тока больше нормативного, следовательно необходимо выполнить компенсацию, подключив в нейтраль дугогасящий реактор.

Для этих целей выбираем дугогасящий реактор РЗДПОМ 190/10 фирмы "ЭМЗ".

1.3 Выбор сечения КЛ к РП

Сечение КЛ 10 кВ выбирается по рекомендациям фирмы-производителя кабеля.

- по предельно допустимому нагреву с учетом послеаварийного режима;
- по экономической плотности тока;
- по термической стойкости при КЗ.

Мощность нагрузки КЛ $S_H = 2$ МВА.

Используя исходные данные, находим необходимые параметры.

Длительный ток нагрузки нормального режима:

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 115,5 \text{ А}.$$

Максимальный ток нагрузки:

$$I_{H, \text{макс}} = 2 \cdot I_H = 2 \cdot 115,5 = 231 \text{ А}.$$

По табл. 1.3.26 ПУЭ [4] находим коэффициент снижения токовой нагрузки для 2 кабельных линий проложенных рядом в земле на расстоянии 300мм, $K_{сн} = 0,9$.

Находим допустимый ток:

$$I_{доп} \geq \frac{I_{н.макс}}{K_{п} \cdot K_{с.н} \cdot K_{ср}} = \frac{236}{1,1 \cdot 0,85 \cdot 1} = 252 \text{ А,}$$

где $K_{п}$ - коэффициент перегрузки, по ПУЭ [4] равен 1.1;

$K_{ср}$ – коэффициент окружающей среды.

По каталогу фирмы ООО «Камский Кабель», г. Пермь выбираем тип кабеля: АПВБП 3х185/25-10 с допустимым током 338 А.

Выбор сечения по экономической плотности тока.

По табл. 1.3.36 [4] экономическая плотность тока, для кабелей с пластмассовой изоляцией с жилами из алюминия при числе часов использования максимальной нагрузки в год от 3000 до 5000 равна $J_э = 1,7 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$.

$$q_э = \frac{I_n}{J_э} = \frac{115,5}{1,7} = 68 \text{ мм}^2$$

Так как выбранное по длительному нагреву сечение кабеля больше, чем по экономической плотности, значит, окончательно принимаем КЛ к РП – АПВБП 3х185/25-10.

1.4 Выбор силовых трансформаторов

1.4.1 Определение суммарной нагрузки трансформаторов

На ПС 220/10 кВ к шинам НН присоединены:

- 10 трансформаторов 10,5/0,4 мощностью 1 МВА;
- 10 асинхронных двигателей активной мощностью 0,8 МВА, $\cos\varphi = 0,88$, $\eta=0,95$;
- 6 кабельных линий с мощностью нагрузки 2 МВА.

Суммарная нагрузка ПС:

$$S_{н} = (N_T \cdot S_T) + \frac{N_D \cdot P_D}{\cos\varphi \cdot \eta} + (N_{кл} \cdot S_{кл}) = 10 \cdot 1 + \frac{10 \cdot 0,8}{0,88 \cdot 0,95} + 6 \cdot 2 = 31,6 \text{ МВА.}$$

1.4.2 Определение мощности основных трансформаторов ПС

По ГОСТ 14209-97 коэффициент аварийной перегрузки $k_{п} \leq 1,4$. Следовательно мощности трансформаторов должны быть:

$$S_{Т ном} \geq \frac{S_{пс}}{k_{п}} = \frac{31,6}{1,4} = 23 \text{ МВА.}$$

По ГОСТ 17544-85 выбираем трансформатор с ближайшим большим значением.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	Лист
Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата		15

Тип силового трансформатора выберем по каталогу завода-изготовителя ОАО "СВЕЛ - Силовые трансформаторы"- ЗАО "ГРУППА СВЕЛ". Выберем трансформатор ТРДНС-40000/220/11-11/У_Н/Д-Д-11-11 и сведем его данные в таблицу 2.

Таблица 2 – Параметры трансформатора

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, КВт		Напряжение короткого замыкания, %
		ВН	НН		X _x	Kз	
ТРДН-40000/220	40000	230	11-11	Y _Н /D-11	50	170	12

Выбираем трансформатор 10/0,4 кВ подключенный к шинам НН ПС мощностью 1МВА.

По каталогу завода-изготовителя ООО "Трансформер-Урал" выбираем ТМГ-1000/10-У1 с ПБВ ± 2х2,5% и сведем его данные в таблицу 3.

Таблица 3 – Параметры трансформатора 10/0,4

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, КВт		Напряжение короткого замыкания, %
		ВН	НН		X _x	kз	
ТМГ-1000/10	1000	10	0,4	Y _Н /D-11	1,6	10,8	5,5

Выбор трансформатора на РП.

Задаем мощность кабельной линии $S_{н.кл.рп} = 1,5$ МВА.

По каталогу завода-изготовителя ООО "Трансформер-Урал" выбираем ТМГ-1000/10-У1 с ПБВ ± 2х2,5%.

2. ВЫБОР ВИДА ОПЕРАТИВНОГО ТОКА НА ПОДСТАНЦИИ

2.1 Оперативный ток

При выборе РЗА на ПС необходимо учитывать:

- 1) вид оперативного тока;
- 2) источник оперативного тока:
 - количество;
 - тип;
 - мощность;
 - место подключения.

Выберем вид оперативного тока.

По положению о единой технической политике «ФСК ЕЭС» п. 2.3.5.2:

- для ПС 220 кВ следует применять две аккумуляторные батареи и четыре зарядных устройства.

По ПЕТП п. 2.3.5.3:

- для ПС 35 кВ и выше применяют СОПТ напряжением 220 В.

По ПЕТП п. 2.3.5.5:

- постоянный оперативный ток применяется на РП 6-20 кВ и в качестве ПОТ следует применять ТТ и предварительно заряженные конденсаторы.

Выберем источник оперативного тока.

По НТП ПС п. 6.1:

- На ПС следует устанавливать не менее 2 ТСН;
- Мощность каждого ТСН не более 630 кВА;
- На ПС с СОПТ ТСН присоединяются через предохранители или выключатели к шинам РУ НН 6-35 кВ;
- ТСН присоединяются через предохранители на ПС с ПОТ.

2.2 Определение мощности ТСН

Мощность ТСН определяется по ориентировочным данным (таблица 4).

Таблица 4 – Суммарная мощность нагрузки 220 кВ

№	Вид нагрузки СН ПС	Кол-во	Мощность, кВт	Суммар. мощность, кВт
1.	Охлаждение трансформатора	2	5	10
2.	Подогрев выключателя 220 кВ	6	5	30
3.	Подогрев ячейки КРУ	22	1	22

	Количество яч. КРУ на стороне НН ПС:			
	Линии к РП	6		
	ВВ	2		
	СВ, СР	4		
	ТН	4		
	НОТ	4		
	ТСН	2		
	ИТОГО:	22		
4.	Отопление и освещение ОПУ	1	100	100
5.	Освещение, вентиляция ЗРУ	1	10	10
6.	Освещение ОРУ	1	5	5
7.	Потребление шкафов РЗА ВН	24	0,1	2,4
8.	Маслохозяйство	1	200	200
9.	Подзарядно-зарядный агрегат АБ	25	4	100
	ВСЕГО:	479,4		

Суммарная мощность равна 479,4 кВт.

Выбираем ТСН ТМГ-630/10-У1.

Для данного ТСН устанавливаем предохранитель марки ПКТ-103-10-80-20, с номинальной пропускной мощностью 630кВт, производителя ОАО «НВА».

Определим мощность ТСН на РП 10 кВ (таблица 5).

Таблица 5 – Суммарная мощность нагрузки 10 кВ

№	Вид нагрузки СН ПС	Кол-во	Мощность, кВт	Суммар. мощность, кВт
1.	Подогрев ячейки КРУ	20	1	20
	Количество яч. КРУ на стороне НН ПС:			
	Вводы 1-4 секции	4		
	СВ, СР	4		
	ТН	4		
	Отходящие присоединения	6		
	ТСН	2		
	ИТОГО:	20		

Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190

Лист

18

2.	Потребление ЗРУ	1	10	10
	ВСЕГО:	30		

Суммарная мощность равна 30 кВт.

Выбираем ТСН ТМГ-40/10-У1.

Для этого ТСН подходит предохранитель ПКТ 101-5-12,5.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	Лист
Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата		19

3. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

3.1 Схема замещения и ее параметры

Расчет ТКЗ для нужд РЗА производится в соответствии с:

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

Составим расчетную схему КЗ на рисунке 3.

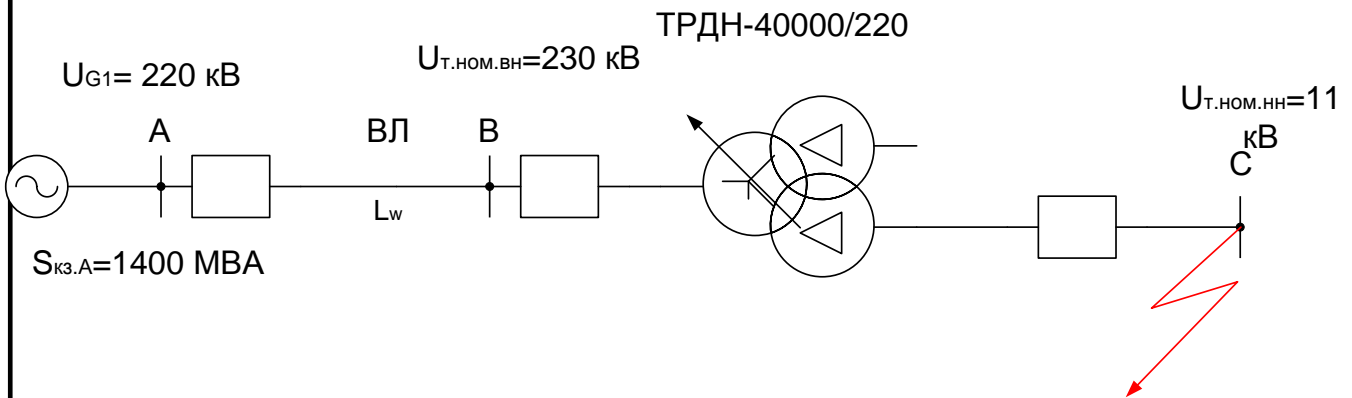


Рисунок 3 – Расчетная схема КЗ на ПС

Схема замещения (рисунок 4) :

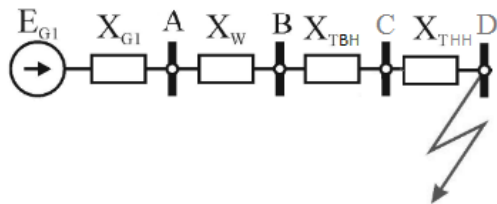


Рисунок 4 – Схема замещения НН ПС

3.2 Расчет КЗ в ручном режиме

Рассчитываем параметры схемы замещения. ЭДС системы принимается равным среднему номинальному значению напряжения сети:

$$E_{G1} = 230 \text{ кВ.}$$

Находим сопротивление системы:

$$X_{G1} = \frac{U_{\text{ср. } G1}^2}{S_{\text{кз } A}};$$
$$X_{G1} = \frac{230^2}{1400} = 37,8 \text{ Ом.}$$

Находим сопротивление ВЛ 220 кВ:

$$X_w = 0,4 \cdot L_w;$$
$$X_w = 0,4 \cdot 60 = 24 \text{ Ом.}$$

Так как точка КЗ находится на другой ступени напряжения, необходимо привести сопротивление сети, ЭДС и сопротивление линии к напряжению места КЗ 10,5 кВ. Рассчитаем коэффициент трансформации:

$$K_T = \frac{U_{\text{НОМ.Т.ВН}}}{U_{\text{НОМ.Т.НН}}};$$

$$K_T = \frac{230}{11} = 20,909.$$

ЭДС системы, приведенное к стороне НН:

$$E_{G1(\text{НН})} = \frac{E_{G1}}{K_T};$$

$$E_{G1(\text{НН})} = \frac{230}{20,909} = 11,0 \text{ кВ.}$$

Сопротивление системы, приведенное к стороне НН:

$$X_{G1(\text{НН})} = \frac{X_{G1}}{K_T^2};$$

$$X_{G1(\text{НН})} = \frac{37,8}{20,909^2} = 0,086 \text{ Ом.}$$

Сопротивление ВЛ, приведенное к стороне НН:

$$X_{W(\text{НН})} = \frac{X_W}{K_T^2};$$

$$X_{W(\text{НН})} = \frac{24}{20,909^2} = 0,055 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора, приведенное к стороне НН.

Для трансформатора с расщепленной обмоткой :

$$X_{\text{Т.ВН}} = 0,125 \cdot \frac{u_K}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.Т.НН}}^2}{S_T};$$

$$X_{\text{Т.ВН}} = 0,125 \cdot \frac{11,5}{100} \cdot \frac{11^2}{40} = 0,043 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{Т.НН}} = 1,75 \cdot \frac{u_K}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.Т.НН}}^2}{S_T};$$

$$X_{\text{Т.НН}} = 1,75 \cdot \frac{11,5}{100} \cdot \frac{11^2}{40} = 0,609 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление трансформатора, приведенное к стороне НН:

$$X_{\text{Т}(\text{НН})} = X_{\text{Т.ВН}} + X_{\text{Т.НН}};$$

$$X_{\text{Т}(\text{НН})} = 0,043 + 0,609 = 0,652 \text{ Ом.}$$

Трехфазный ток КЗ на шинах НН ПС от системы:

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	Лист
						21
Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{кз } G1}^{(3)} = \frac{E_{G1(\text{НН})}}{\sqrt{3} \cdot (X_{T(\text{НН})} + X_{W(\text{НН})} + X_{G1(\text{НН})}};$$

$$I_{\text{кз } G1}^{(3)} = \frac{11}{\sqrt{3} \cdot (0,652 + 0,086 + 0,055)} = 8,003 \text{ кА.}$$

3.3 Расчет токов КЗ на компьютере

Для расчетов токов КЗ на компьютере будем использовать программу ТОКО. Для сравнения машинного и ручного расчетов определим в программе ТОКО токи КЗ из рассмотренного выше примера, учитывая те же допущения.

Результат расчетов приведен на рисунке 5 и полностью соответствует ручному.

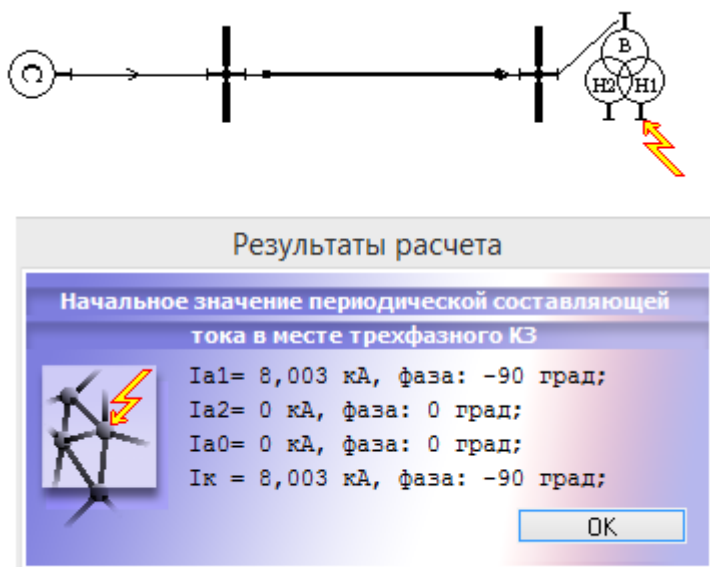


Рисунок 5 – Расчет в программе ТОКО

3.4 Расчет токов КЗ в максимальном и минимальном режиме

В максимальном режиме учитываем подпитку места КЗ от обеих систем G1 и G2. В точках КЗ1-КЗ3 кроме суммарного тока КЗ приводятся составляющие от каждой системы. При наличии РПН на главном трансформаторе токи КЗ на шине низкой стороны рассчитывается про крайних положениях отпаек РПН, за итоговые выбирается максимальные значения. Составленная схема в программе ТОКО представлена на рисунке 6 и полученные значения токов КЗ сведены в таблицу 3.4.

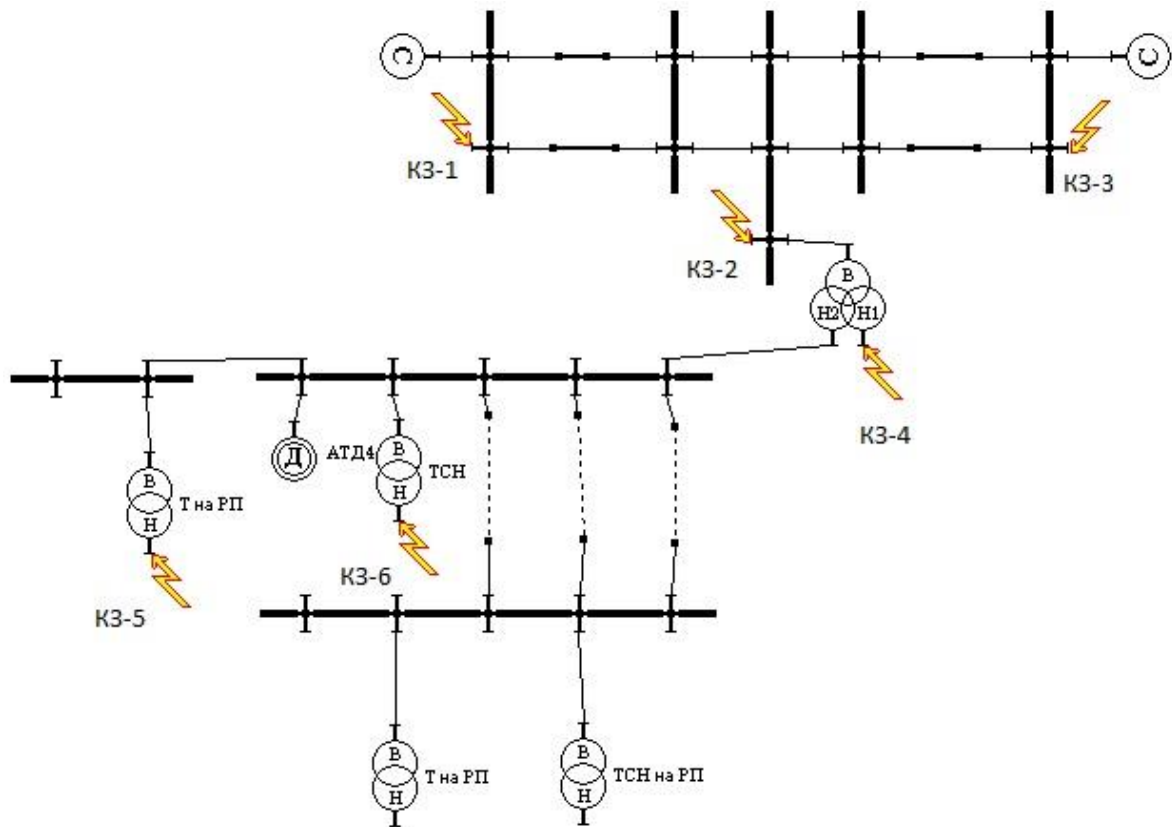


Рисунок 6 – КЗ в максимальном режиме

Таблица 3.4 – Значение токов КЗ в максимальном режиме.

Место КЗ	$I_{п.0}, \text{кА}$	$T_a, \text{с}$		$I_{уд}, \text{кА}$		K_y	
		G1	G2	G1	G2	G1	G2
КЗ-1	5,426	-	0,028	9,939	2,33	2	1,716
КЗ-2	5,257	0,027	-	2,414	9,229	1,705	2
КЗ-3	4,985	0,045	0,042	3,337	3,015	1,811	1,801
КЗ-4	9,046	0,01		17,511		1,398	
КЗ-5	26,488	0,018		59,881		1,599	
КЗ-6	17,8	0,013		37,426		1,487	

В минимальном режиме учитывается подпитка места КЗ только от одной системы G1. В минимальном режиме учитывается только одна линия, для увеличения сопротивления и следовательно для уменьшения ТКЗ. При наличии РПН на главном трансформаторе токи КЗ на шине низкой стороны рассчитываются про крайних положениях отпаек РПН. Составленная схема в программе ТОКО представлена на рисунке 7 и полученные значения токов КЗ сведены в таблицу 3.5.

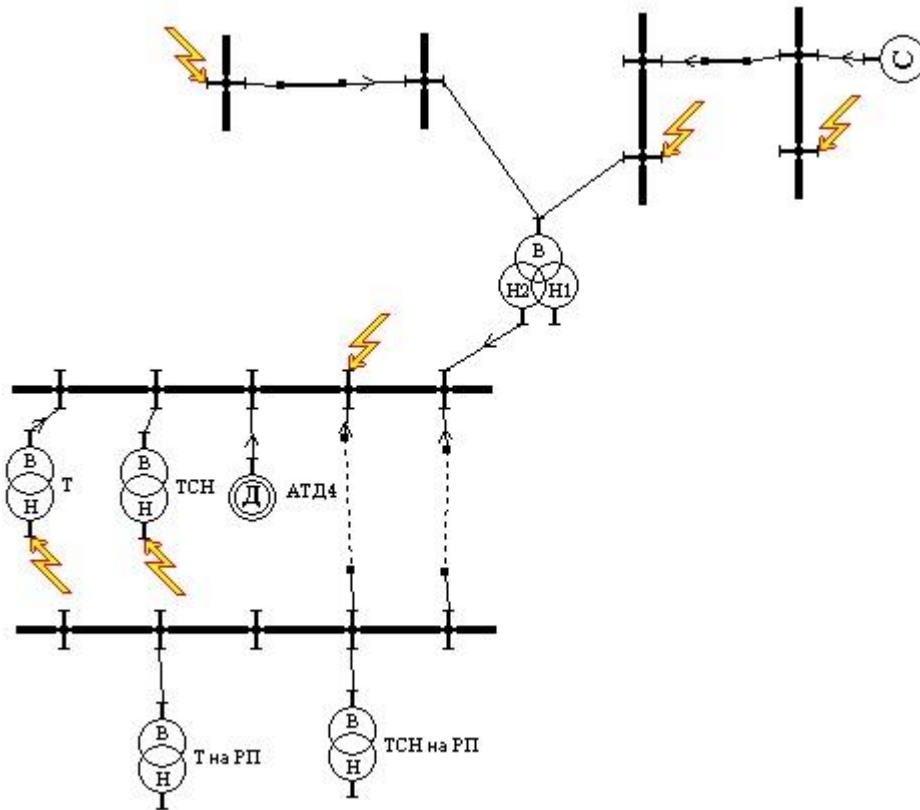


Рисунок 7 – КЗ в минимальном режиме

Таблица 3.5 – Значения токов КЗ в минимальном режиме

Место КЗ	$I_{п.0}$, кА	T_a , с	I_y , кА	K_y
КЗ-1	2,772	-	7,841	2
КЗ-2	1,691	0,03	4,111	1,729
КЗ-3	1,26	0,021	2,93	1,645
КЗ-4	7,474	0,01	14,456	1,403
КЗ-5	21,307	0,018	48,313	1,603
КЗ-6	14,968	0,013	31,488	1,488

Полученные выше значения будем использовать далее при выборе выключателей и расчете уставок РЗА.

4. ВЫБОР И ПРОВЕРКА АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НА ВН И НН ПС И РП, РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ И КРУ

4.1 Выбор и проверка силовых автоматических выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС

Нормативные требования.

Высоковольтный выключатель – коммутационный аппарат, предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме в нормальных или аварийных режимах при ручном, дистанционном или автоматическом управлении.

Необходимо выбрать выключатели, обеспечивающие требования, которые указаны в ПоТП [1] ФСК ЕЭС пункт 2.3.3.2:

- в сетях 110 кВ и выше применяют – элегазовые выключатели колонковые и баковые взрывобезопасные (с наличием клапанов сброса давления), с пружинными приводами;

- в распределительных устройствах 6-35 кВ следует применять вакуумные выключатели.

По НТП ПС [5]:

- по п. 4.12: « В ОРУ 110-750 кВ предусматриваются элегазовые выключатели, обеспечивающие работоспособность во всем диапазоне температур».

- по п. 4.23: «Разъединители 110 кВ и выше предусматриваются с электродвигательными приводами на главных и заземляющих ножах».

Следуя указаниям по выбору выключателей переменного тока на напряжение от 3 до 150 кВ, стандарт организации ОАО ФСК ЕЭС, необходимо рассчитать:

1. Для проходной ПС:

-на стороне ВН, ВВ КРУ ПС по $S_{ном.т}$;

-СВ КРУ ПС $\frac{1}{2}$ суммарной нагрузки;

-остальные присоединения КРУ ПС.

2. Начальное действующее периодической составляющей тока трехфазного КЗ $-I_{п.0}$ (по расчету токов КЗ в программе ТОКО для максимального режима);

3. Ударный ток КЗ - $i_{уд}$ (по расчету токов КЗ в программе ТОКО для максимального режима) или $i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к.п}$, где ударный коэффициент выбирается по ГОСТ 27514-87 [6];

4. Аперiodическую составляющую тока КЗ в момент времени t :

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{к.п} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}}$$

где T_a из таблицы ГОСТ;

$t_{откл} = 0,01 + t_{с.в}$ - собственное время отключения выключателя по каталогу или справочнику.

5. Тепловое воздействие тока КЗ:

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	Лист
Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата		25

$$W_k = I_{k.п}^2 \cdot (t_{откл} + T_a),$$

где $t_{откл} = t_{р.з.макс} + t_{о.в}$ - полное время выключателя.

$t_{р.з.макс}$ - максимальное время РЗ, на стороне ВН до 1 с, на стороне НН несколько секунд, примерно 3с.

Определение максимального тока КЗ через выключатель и разъединители сторона ВН.

Все выключатели и разъединители выбирается по току КЗ от системы. ВЛ работают в параллель. Мощность в системе в максимальном режиме. Схема замещения системы представлена на рисунке 4.1.

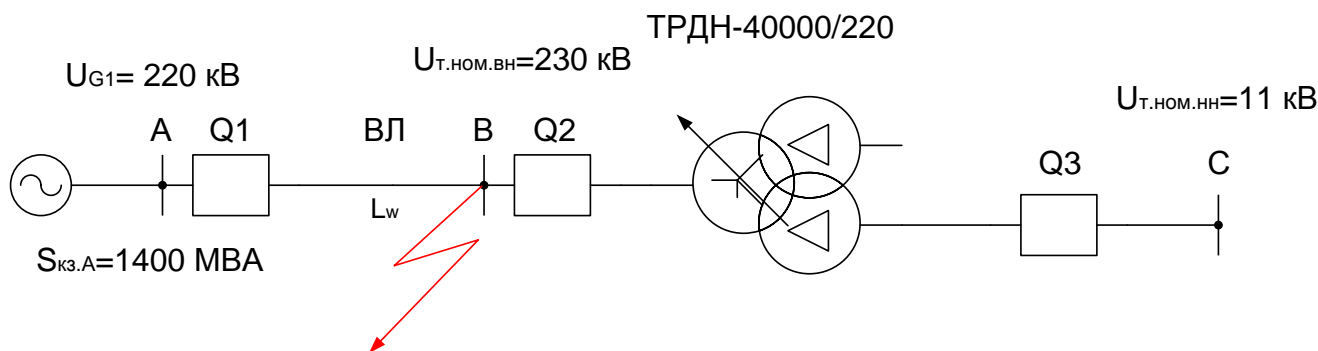


Рисунок 4.1 – Схема КЗ на стороне ВН подстанции

Трансформатор: ТРДН-40000/220 кВ.

Предположим, что на сторону ВН ПС установим выключатель элегазовый ВЭБ–220 производства ОАО «Уфимский трансформаторный завод».

1. Максимальный рабочий ток через выключатель равен максимальному рабочему току на стороне ВН трансформатора:

$$I_{в.раб.макс} = \frac{S_{т.ном.макс}}{\sqrt{3} \cdot U_{в.ном}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 220} = 420 \text{ А.}$$

2. Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС – $I_{п.0} = 5,426 \text{ кА}$ (по расчету ТОКО из предыдущего пункта);

3. Ударный ток КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС - $I_{уд} = 9,939 \text{ кА}$ (по расчету ТОКО из предыдущего пункта);

4. Аperiodическую составляющую тока КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС в момент времени t - $i_{a.t}$:

$$I_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,426 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 1,712 \text{ кА,}$$

где $T_a=0,03$;

$$t=0,01+t_{св}=0,01+0,035(\text{по тех. документам на выключатель})=0,045\text{с.}$$

5. Тепловое воздействие ТКЗ:

$$B_K = I_{п.0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 29,44 \cdot (1,06 + 0,03) = 32,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{откл}=t_{р.з.макс}+t_{о.в}$ - полное время отключения выключателя $=1+0,06=1,06\text{с}$;

$t_{р.з.макс}$ - максимальное действие релейной защиты, на стороне ВН до 1с, на стороне НН несколько секунд, ориентировочно 3;

$t_{о.в}=0,06$ - по тех. документации на выключатель.

Полученные значения сведем в таблицу 8.

Таблица 8 – Параметры выключателя на стороне ВН ПС

Параметр	Расчет	Тех. данные
1. $I_{раб.макс}$,кА	0,420	2,5
2. $I_{п.0}$,кА	5,426	50
3. $I_{уд}$,кА	9,939	125
4. $I_{a,t}$,кА	1,712	$\left(\frac{47\%}{100\%}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном.откл} = 33,23$
5. B_K , кА ² ·с	32,1	$50^2 \cdot 3 = 7500$

Выбор и проверка разъединителей на стороне ВН ПС.

Планируется к установке разъединитель серии РПД-УЭТМ-220 производства аналогичной фирмы, данные сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Параметры разъединителя на стороне ВН ПС

Параметр	Расчет	Тех. данные
1. $I_{раб.макс}$,кА	0,420	1,25
2. $I_{п.0}$,кА	5,426	-
3. $I_{уд}$,кА	9,939	64
4. $I_{a,t}$,кА	1,712	-
5. B_K , кА ² ·с	32,1	$25^2 \cdot 1 = 625$

Выбор и проверка выключателей 10 кВ на сторону НН ПС.

Вводной выключатель (ВВ).

На сторону НН ПС намечаем к установке КРУ серии КРУ СЭЩ-63 производства Электроштит Самара с вакуумным выключателем ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5. Данное оборудование будем проверять по критериям:

Максимальный рабочий ток через выключатель в данном случае равен максимальному рабочему току на стороне НН трансформатора:

$$I_{в.раб.макс} = \frac{1,4 \cdot S_{т.ном.}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{в.ном.}} = \frac{1,4 \cdot 40}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 1,617 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме на стороне НН ПС- $I_{п.0} = 9,046$ кА (по расчету ТОКО из предыдущего пункта);

Ударный ток КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС - $I_{уд} = 17,511$ кА (по расчету ТОКО из предыдущего пункта);

Апериодическую составляющую тока КЗ в максимальном режиме на стороне НН ПС в момент времени $t_{a.t}$:

$$I_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 9,046 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,01}} = 0,234 \text{ кА,}$$

где $T_a = 0,01$;

$$t = 0,01 + t_{св} = 0,01 + 0,03 \text{ (по тех. документам на выключатель)} = 0,04 \text{ с.}$$

Тепловое воздействие ТКЗ:

$$W_K = I_{п.0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 81,83 \cdot (1,06 + 0,01) = 87,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

где $t_{откл} = t_{р.з.макс} + t_{о.в}$ - полное время отключения выключателя = $1 + 0,06 = 1,06$ с;

$t_{р.з.макс}$ - максимальное действие релейной защиты, на стороне ВН до 1 с, на стороне НН несколько секунд, ориентировочно 3;

$t_{о.в} = 0,06$ - по тех. документации на выключатель.

Полученные значения сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – Параметры выключателя на стороне НН ПС

Параметр	Расчет	Тех. данные
1. $I_{раб.макс}$, кА	1,617	2
2. $I_{п.0}$, кА	9,046	31,5
3. $I_{уд}$, кА	17,511	79
4. $I_{a.t}$, кА	0,234	$\left(\frac{40\%}{100\%}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном.откл} = 17,8$
5. W_K , кА ² ·с	87,56	$31,5^2 \cdot 3 = 2977$

Проверка ячейки КРУ, данные представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Параметры КРУ на стороне НН ПС

Параметр	Расчет	Тех. данные
1. $I_{раб.макс}$, кА	1,617	2
2. $I_{п.0}$, кА	9,046	-
3. $I_{уд}$, кА	17,511	79

4. $I_{a.t}, \text{кА}$	0,234	–
5. $B_K, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	87,56	$31,5^2 \cdot 3 = 2977$

Секционный выключатель (СВ).

На место СВ на НН ПС устанавливается выключатель аналогичный вводу ВВУ-СЭЩ-Э-10-20 производства Электроцит Самара. Данный выключатель при нормальном режиме работы должен находиться отключенным.

Выключатель на трансформатор нагрузки.

Трансформатор Т: ТМ-10,5/0,4 кВ

Намечаем к установке КРУ серии КРУ СЭЩ-63 производства Электроцит Самара с вакуумным выключателем ВВУ-СЭЩ-Э-10-20.

1. Максимальный рабочий ток через выключатель в данном случае равен максимальному рабочему току на стороне ВН трансформатора:

$$I_{в.раб.макс} = \frac{S_{пс}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{в.ном}} = \frac{31,6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 0,912 \text{ кА},$$

2. Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС – $I_{п.0} = 9,046 \text{ кА}$ (по расчету ТОКО из предыдущего пункта);

3. Ударный ток КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС - $I_{уд} = 17,511 \text{ кА}$ (по расчету ТОКО из предыдущего пункта);

4. Аperiodическую составляющую тока КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС в момент времени $t_{i.a.t}$:

$$I_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 9,046 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,01}} = 0,142 \text{ кА},$$

где $T_a = 0,01$;

$$t = 0,01 + t_{св} = 0,01 + 0,035 \text{ (по тех. документам на выключатель)} = 0,045 \text{ с.}$$

Тепловое воздействие ТКЗ:

$$B_K = I_{п.0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 81,83 \cdot (3,06 + 0,01) = 251,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{откл} = t_{р.з.макс} + t_{о.в}$ - полное время отключения выключателя = $3 + 0,06 = 3,06 \text{ с}$,

$t_{р.з.макс}$ - максимальное действие релейной защиты, на стороне ВН до 1с, на стороне НН несколько секунд, ориентировочно 3,

$t_{о.в} = 0,06$ - по тех. документации на выключатель.

Полученные данные сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Параметры выключателя трансформатора нагрузки

Параметр	Расчет	Тех. данные
----------	--------	-------------

1. $I_{\text{раб. макс, кА}}$	0,912	1
2. $I_{\text{п.0, кА}}$	9,046	16
3. $I_{\text{уд, кА}}$	17,511	20
4. $I_{\text{а.т, кА}}$	0,142	$\left(\frac{40\%}{100\%}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном. откл}} = 9,05$
5. $B_{\text{к, кА}^2 \cdot \text{с}}$	251,2	$20^2 \cdot 3 = 1200$

Проверка ячейки КРУ, данные представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Параметры ячейки КРУ

Параметр	Расчет	Тех. данные
1. $I_{\text{раб. макс, кА}}$	0,912	2
2. $I_{\text{п.0, кА}}$	9,046	-
3. $I_{\text{уд, кА}}$	17,511	31,5
4. $I_{\text{а.т, кА}}$	0,142	-
5. $B_{\text{к, кА}^2 \cdot \text{с}}$	87,56	$31,5^2 \cdot 3 = 2977$

Выключатель на двигатель.

Асинхронный двигатель: АТД4.

Намечаем к установке КРУ СЭЩ-63 производства Электроцит Самара с вакуумным выключателем ВВУ-СЭЩ-Э-10-16.

1. Максимальный рабочий ток через выключатель в данном случае равен:

$$I_{\text{в. раб. макс}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \eta \cdot \cos \varphi} = \frac{8}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,95 \cdot 0,88} = 0,552 \text{ кА.}$$

2. Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС – $I_{\text{п.0}} = 9,046$ кА (по расчету ТОКО из предыдущего пункта);

3. Ударный ток КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС - $I_{\text{уд}} = 17,511$ кА (по расчету ТОКО из предыдущего пункта);

4. Аперiodическую составляющую тока КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС в момент времени $t - i_{\text{а.т}}$:

$$I_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.0}} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 9,046 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,01}} = 0,0317 \text{ кА,}$$

где $T_a = 0,01$;

$t = 0,01 + t_{\text{св}} = 0,01 + 0,05$ (по тех. документам на выключатель) = 0,06с;

Тепловое воздействие ТКЗ:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 81,83 \cdot (3,06 + 0,01) = 251,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

где $t_{откл} = t_{р.з.макс} + t_{о.в}$ - полное время отключения выключателя = $3 + 0,06 = 3,06$ с;

$t_{р.з.макс}$ - максимальное действие релейной защиты, на стороне ВН до 1с, на стороне НН несколько секунд, ориентировочно 3;

$t_{о.в} = 0,06$ - по тех. документации на выключатель.

Полученные данные сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Параметры выключателя асинхронного двигателя

Параметр	Расчет	Тех. данные
1. $I_{раб.макс}, кА$	0,552	1
2. $I_{п.0}, кА$	9,046	16
3. $I_{уд}, кА$	17,511	20
4. $I_{а.т}, кА$	0,0317	$\left(\frac{40\%}{100\%}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном.откл} = 9,05$
5. $B_K, кА^2 \cdot с$	251,2	$20^2 \cdot 3 = 1200$

Проверка ячейки КРУ, данные представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Параметры ячейки КРУ

Параметр	Расчет	Тех. данные
1. $I_{раб.макс}, кА$	0,552	1
2. $I_{п.0}, кА$	9,046	-
3. $I_{уд}, кА$	17,511	20
4. $I_{а.т}, кА$	0,0317	-
5. $B_K, кА^2 \cdot с$	251,2	$20^2 \cdot 3 = 1200$

Выключатель на кабельную линию.

Намечаем к установке КРУ СЭЩ-63 производства Элетроцит Самара с вакуумным выключателем ВВУ-СЭЩ-Э-10-16.

Данное оборудование будем проверять по критериям.

1. Максимальный рабочий ток через выключатель в данном случае равен:

$$I_{в.раб.макс} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{9}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,52 \text{ кА.}$$

2. Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС – $I_{п.0} = 9,046$ кА (по расчету ТОКО из предыдущего пункта);

3. Ударный ток КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС - $I_{уд} = 17,511$ кА (по расчету ТОКО из предыдущего пункта);

4. Аperiodическую составляющую тока КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС в момент времени $t_{a.t}$:

$$I_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 9,046 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,01}} = 0,0317 \text{ кА},$$

где $T_a=0,01$;

$$t=0,01+t_{св}=0,01+0,05(\text{по тех. документам на выключатель})=0,06\text{с.}$$

Тепловое воздействие ТКЗ:

$$B_K = I_{п.0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 81,83 \cdot (3,06 + 0,01) = 251,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{откл}=t_{р.з.макс}+t_{о.в}$ - полное время отключения выключателя = $3+0,06=3,06\text{с}$;

$t_{р.з.макс}$ - максимальное действие релейной защиты, на стороне ВН до 1с, на стороне НН несколько секунд, ориентировочно 3;

$t_{о.в}=0,06$ - по тех. документации на выключатель.

Полученные данные представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Параметры выключателя на стороне НН ПС

Параметр	Расчет	Тех. данные
1. $I_{раб.макс}$, кА	0,52	1
2. $I_{кз}^{(3)}$, кА	9,046	16
3. $I_{уд}$, кА	17,511	20
4. $I_{a.t}$, кА	0,142	$\left(\frac{40\%}{100\%}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном.откл} = 9,05$
5. B_K , кА ² ·с	251,2	$16^2 \cdot 3 = 1200$

Проверка ячейки КРУ, данные представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Параметры КРУ

Параметр	Расчет	Тех. данные
1. $I_{раб.макс}$, кА	4,042	1
2. $I_{кз}^{(3)}$, кА	9,046	-
3. $I_{уд}$, кА	17,511	20
4. $I_{a.t}$, кА	0,142	-
5. B_K , кА ² ·с	251,2	$20^2 \cdot 3 = 1200$

Проверка кабельной линии по термической стойкости при КЗ.

По каталожным данным фирмы-производителя допустимый ток односекундного КЗ кабеля сечением алюминиевой жилы 185 мм² составляет $I_{доп(1)} = 17,5$ кА.

Т.к. расчетная продолжительность КЗ отличается от каталожной, по рекомендации фирмы используем поправочный коэффициент:

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	Лист
Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата		32

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

в этом случае допустимый ток составит $I_{\text{доп}(3,05)} = I_{\text{доп}(1)} \cdot k = 17,5 \cdot 0,573 = 6,48 \text{ кА}$.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	Лист
Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата		33

5. ВЫБОР ВИДОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

5.1 Общие нормативные требования

1. По ПЕТП [п. 2.3.9]:

- надежная работа системы РЗА обеспечивает:
 - сохранение устойчивой работы ЕЭС;
 - снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии;
 - снижение ущерба при повреждении оборудования;
- надежность работы системы РЗА определяется:
 - техническими средствами;
 - идеологией построения;
 - системой эксплуатации.

Техническая политика по обеспечению надежной работы технических средств РЗА решает следующие задачи:

- поддерживает в работоспособном состоянии существующие системы РЗА;
- своевременно заменяет физически устаревших системы или отдельные устройств РЗА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна на новые, в основном микропроцессорные (МП) устройства;
- внедряет при новом строительстве и реконструкции системы РЗА, имеющие следующие свойства:
 - за счет повышения быстродействия устройств РЗ снижается время отключения КЗ;
 - повышение чувствительности и применения новых принципов РЗ вследствие чего, выявление повреждений на ранних стадиях их возникновения;
 - встроенная в устройство непрерывная диагностика повышает надежность его функционирования;
 - применение широкого ряда характеристик и алгоритмов;
 - повышения производительности труда путем применения программно-аппаратных средств и дистанционного управления устройствами РЗА за счет чего снижение затрат на эксплуатацию;
- выполнение необходимых расчетов параметров срабатывания устройств РЗА и ТКЗ в соответствии с требованиями ОАО «ФСК ЕЭС»;
- время принятия решений оперативным и диспетчерским персоналом в аварийных ситуациях сокращается, за счет полноты информации и оперативности ее предоставления, в т.ч. за счет автоматически получаемых сообщений от устройств РЗА (включая РАСП);

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

- повышение адаптивных свойств противоаварийного управления на основе интеллектуальных алгоритмов.

Выполнение перечисленных выше требований может быть обеспечено только путем внедрения современных устройств, выполненных на МП элементной базе, интегрированных в АСУ ТП ПС.

Техническая политика в области построения РЗА направлена на решение задач:

- обеспечение резервирования РЗА. Развитие ближнего резервирования вследствие ухудшения условий дальнего резервирования развитием сетей;
- обеспечение функции УРОВ, в том числе на напряжении 6-35 кВ.

Техническая политика в области эксплуатации РЗА направлена на решение задач:

- внедрение РЗА, следовательно и снижение эксплуатационных затрат;
- переход к техническому обслуживанию по состоянию;
- создание автоматизированных систем проверки и оценки состояния устройств РЗА;
- поддержание электромагнитной обстановки, для нормального функционирования МП РЗА;

- поддержание системы оперативного тока для устойчивой работы РЗА.

МП устройства РЗА должны:

- регистрировать события и процессы, для их полноценного анализа;
- рассчитывать место повреждения, включая режим однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в сети 6-35 кВ.

Дальнейшее развитие системы РЗА:

- внедрение высоковольтных цифровых ТТ и ТН;
- внедрение первичного и вторичного оборудования со встроенными портами цифрового коммуникационного интерфейса;
- внедрение РЗА с поддержкой международного стандарта МЭК 61850-9.2, регламентирующего протоколы цифрового обмена данными между МП интеллектуальными электронными устройствами;
- создание «цифровых ПС», у которых есть ряд преимуществ:
 - снижение затрат на кабельные вторичные цепи;
 - повышение помехозащищенности;
 - упрощение и удешевление МП устройств РЗА за счет отсутствия АЦП;
 - упрощение взаимозаменяемости устройств РЗА;
 - сокращение повреждений в сети оперативного тока;
 - упрощение эксплуатации и обслуживания;
 - унификация процессов проектирования, внедрения и эксплуатации.

2. По КРРЗА [п. 2.2]:

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

Требования к современным МП устройствам РЗА:

- применение МП УРЗА преимущественно российского производства;
- блочно-модульное исполнение устройств РЗА;
- встроенные средства самодиагностики;
- набор элементов свободно-программируемой логики;
- оптические и (или) электрические цифровые интерфейсы связи с АРМ и АСУ ТП;
- интеграция с АСУ ТП по стандартным протоколам;
- возможность дистанционного изменения уставок и конфигурации устройства РЗА;
- эргономичный, информативный и интуитивно понятный ЧМИ;
- оптимальный набор функций в одном устройстве;
- правильная совместная работв полукомплектов ДЗЛ ЛЭП разных производителей;
- срок службы, должен составлять не менее 20 лет;
- гарантийный срок эксплуатации устройства РЗА должен составлять не менее 3 лет.

5.2.Выбор элементной базы РЗА

Для выполнения всех перечисленных требований необходимо использовать только современные устройства, реализованные на МП элементной базе.

5.3.Выбор видов РЗА

5.3.1. Кабельная линия 10 кВ

Нормативные требования.

Для КЛ в сетях 10 кВ предусмотрены устройства РЗ от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю [по ПУЭ п. 3.2.91]. Защиту от КЗ предусматривают в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

На одиночных КЛ с односторонним питанием от КЗ должна устанавливаться двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая — в виде МТЗ с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени [ПУЭ п. 3.2.93]. Так как современные УРЗА сетей 6-35 кВ содержат не менее трех ступеней токовой защиты, то целесообразно выполнить РЗ КЛ 10 кВ трехступенчатой: 1 ступень — ТО; 2 ступень — токовая отсечка с выдержкой времени; 3 ступень — МТЗ. Для уменьшения времени

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

отключения КЗ в начале линии выбираем МТЗ с зависимой выдержкой времени. Защита от ОЗЗ по ПУЭ [п. 3.2.96] может быть выполнена в виде:

- селективной защиты с действием на сигнал;
- селективной защиты с действием на отключение, по требованиям безопасности;
- устройства контроля изоляции.

Исполнение селективной защиты от ОЗЗ с действием на сигнал зависит от режима работы нейтрали сети 10 кВ, выбранного при проектировании. В сети с компенсированной нейтралью для селективной защиты от ОЗЗ действующей на сигнал или на отключение применяются специальные устройства, определяющие поврежденное присоединение.

В настоящее время для селективной защиты от ОЗЗ в сетях с компенсированной нейтралью используется микропроцессорный централизованный токовые устройства относительного замера. К данному устройству подключаются ТТНП всех присоединений секции или системы шин. Сопоставляя уровни высших гармоник токов нулевой последовательности в начальный момент ОЗЗ, устройство выявляет поврежденное.

По ПУЭ [п. 3.3.2] установка АПВ на линии 10 кВ не предусматривается.

В соответствии с требованиями [НТП ПС п. 9.14.4] на отходящих линиях РУ 6-35 кВ предусматривается установка дуговой защиты и УРОВ.

Принятые к установке виды РЗА.

Виды и исполнения РЗА для КЛ к ТП представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Виды РЗА

Виды РЗА	Исполнение	Примечание
ТО	Двухфазное, трехрелейное	Без выдержки времени
ТО с выдержкой времени		Выдержка времени равна ступени селективности
МТЗ		С зависимой выдержкой времени
Защита от ОЗЗ Централизованная токовая	направленная	на сигнал
УРОВ	интегрировано в терминал РЗА	на откл. ВВ и СВ
ЗДЗ	датчики дуги	с контр тока ВВ

5.3.2 Электродвигатель 10 кВ

Нормативные требования.

По ПУЭ [п. 5.3.48] защита электродвигателя от ОЗЗ в сети с компенсированной нейтралью не предусматривается.

5.3.3 Трансформатор 10/0,4 кВ

Нормативные требования.

По ПУЭ п. 3.2.51 для трансформаторов 10/0,4 кВ должны быть защиты от:

- м/ф КЗ в обмотках и на выводах;
- о/ф КЗ в обмотке и на выводах 0,4 кВ;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, вызванных внешними КЗ;
- токов в обмотках, вызванных перегрузкой;
- понижением уровня масла.

Для масляных трансформаторов [по ПУЭ п. 3.2.53] от повреждений внутри кожуха и от понижения уровня масла предусматриваем газовую защиту, действующую на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Если масляный трансформатор заводом-производителем оснащен реле давления и реле уровня в расширителе трансформатора, то газовая защита может не устанавливаться.

В выбранных трансформаторах ТМГ-1000/10 У1 комплектуются газовой защитой.

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

Для защита от токов, вызванных внешними м/ф КЗ [по ПУЭ пп. 3.2.59- 3.2.61] предусматривается действующая на отключение максимальная токовая защита, установленная со стороны 10 кВ.

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

От токов, вызванных перегрузкой по ПУЭ [п. 3.2.69] используется МТЗ, с действием на сигнал. По ПУЭ [п. 3.3.26] АПВ на трансформаторе не устанавливается, так как при его отключении РЗ, предусматривается АВР питаемой им секции 0,4 кВ. В соответствие с требованиями [НТП ПС п. 9.14.4] в ячейке КРУ присоединения трансформатора 10/0,4 кВ предусматривается ЗДЗ и УРОВ.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	Лист
Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата		38

Принятые к установке виды РЗА.

Виды и исполнения РЗА для трансформаторов 10/0,4 кВ представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Виды РЗА

Виды РЗА	Исполнение	Примечание
Газовая защита	Газовое реле РГТ-50, установленное в трубопроводе к расширителю	2 ступени: на сигнал; на отключение.
ТО	Двухфазное, трехрелейное	$t_B=0$
МТЗ с пуском по напряжению, если потребуется для обеспечения чувствительности	Двухфазное, трехрелейное	$t_B=const$, пуск по напряжению от терминала в ячейки ТН
ЗП	Двухфазное, трехрелейное	На сигнал, $t_B=const$
Защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ	На измерении тока от ТТ в нейтрали трансформатора 0,4 кВ	На отключение выключателя со стороны ВН трансформатора
УРОВ	Интегрировано в терминал РЗА	На отключение рабочего и резервного вводов
ЗДЗ	3 датчика дуги	С контролем тока ввода

5.3.3 Вводной выключатель 10 кВ

Нормативные требования.

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

- МТЗ с минимальным пуском по напряжению;
- ЗДЗ;
- защиту минимального напряжения;
- УРОВ.

Принятые к установке виды РЗА.

Виды и исполнения РЗА для вводного выключателя представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Виды РЗА

Виды РЗА	Исполнение	Примечание
МТЗ с пуском по напряжению.	Двухфазное, трехрелейное.	$t_B=const$
ЗМН	ПО напряжению в терминале ТН	На отключение ВВ
УРОВ	Интегрировано в терминал РЗА	Передача сигнала на отключение выключателя

		линии к цеху
ЗДЗ	3 датчика дуги	С контролем тока ввода

5.3.4 Секционный выключатель 10 кВ

Нормативные требования.

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

- МТЗ;
- ЗДЗ;
- АВР;
- УРОВ.

Принятые к установке виды РЗА.

Виды и исполнения РЗА для секционного выключателя представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Виды РЗА

Виды РЗА	Исполнение	Примечание
МТЗ	Двухфазное, трехрелейное.	$t_b = Var$
ЗДЗ	3 датчика	С контролем тока ввода
АВР	Реализуется совместными действием вводных терминалов и терминалов ТН	
УРОВ	Интегрировано терминал РЗА	В На отключение ВВ

5.3.5 Шины 10 кВ

Нормативные требования.

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

- ЗДЗ;
- ЛЗШ;
- УКИ.

Принятые к установке виды РЗА.

Виды и исполнения РЗА для шин 10 кВ представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Виды РЗА

Виды РЗА	Исполнение	Примечание
ЗДЗ	3 датчика	С контролем тока ввода
ЛЗШ	Совместное действие терминалов НН	Наличие ТО с $t_b = 0,1$
ОЗЗ	УКИ	На ТН секции
Централизованная		По принципу

5.4. Выбор видов РЗА для объектов 220 кВ

Выбор видов РЗА для стороны ВН ПС осуществляется в соответствии с требованиями ПУЭ, НТП ПС и типовым требованиям.

5.4.1. Трансформатор ТРДН – 40000/220 кВ

Нормативные требования.

Выбираем РЗА для силового двухобмоточного трансформатора, мощностью 40 МВА, включенного через два выключателя на стороне ВН.

Исходя из ПУЭ п. 3.2.51 необходимы защиты от следующих видов повреждений:

- КЗ в обмотках и на выводах:
 - многофазных;
 - однофазных на стороне 220 кВ;
 - витковых;
- токов в обмотках:
 - из-за внешних КЗ;
 - из-за перегрузки;
- снижение масла.

По пункту 3.2.53 [ПУЭ] для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более от повреждений внутри кожуха и от понижения уровня масла предусматривается газовая защита.

Для защиты устройства РПН следует предусматривать отдельное газовое реле.

По п. 3.2.54 [ПУЭ] на рассматриваемом трансформаторе для защиты от повреждений на выводах и от внутренних повреждений необходима ДЗТ без выдержки времени, действующая на отключение всех выключателей трансформатора.

По п. 3.2.55 [ПУЭ] ДЗТ оснащается специальными реле тока, которые отстроены от бросков тока намагничивания, переходных и установившихся токов небаланса. ДЗТ выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами.

По п. 3.2.59 [ПУЭ] на рассматриваемом трансформаторе в качестве защиты от токов в обмотках, возникающих из-за внешних многофазных КЗ, используется МТЗ с комбинированным пуском напряжения или, если обеспечивается необходимая чувствительность, то без него.

Исходя из п. 3.2.60 [ПУЭ] МТЗ от внешних многофазных КЗ на двухобмоточных трансформаторах с расщепленной обмоткой устанавливаются со стороны основного питания.

В соответствии с п. 3.2.69 [ПУЭ] на рассматриваемом силовом трансформаторе предусматривают защиту от перегрузки, с действием на сигнал на ПС с постоянным дежурством персонала.

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

Исходя из п. 3.2.18 [ПУЭ] на выключателях 110 кВ и выше предусматриваются устройства УРОВ.

В соответствии с п. 9.7.1 [НТП ПС] на трансформаторе с расщепленной обмоткой устанавливаются защиты:

- один комплект ДЗТ;
- газовая защита;
- защита устройства РПН с использованием струйного реле;
- резервные защиты на сторонах высшего и низшего напряжения (НН1 и НН2);
- автоматика регулирования РПН;
- защита от перегрузки.

Устанавливаемые виды РЗА двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой НН и двумя выключателями на стороне ВН представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Виды РЗА

Виды РЗА	Исполнение	Примечание
ДЗТ	на отключение	Двухступенчатая
Газовая защита	газовое реле РГТ-80, установленное в трубопроводе расширителю	2 ступени: Первая на сигнал Вторая на отключение
Резервная защита ВН	трехфазное, трехрелейное	-
Защита от перегрузки	на сигнал	$t_B = \text{const}$
Резервная защита НН1 и НН2	Трехфазное, трехрелейное	—
Защита РПН	РСТ-25	на отключение
Автоматика регулирования РПН	—	—
УРОВ	интегрировано в терминал РЗА	—

АУВ	–	–
Дифференциальная защита ошиновки ВН	–	–
АПВ ошиновки ВН	–	–

5.4.2 ВЛ 220 кВ

Нормативные требования.

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

По ПУЭ [п. 3.2.107] УРЗ ВЛ должны быть устройствами, блокирующими действие РЗ при качаниях.

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

От о/ф КЗ предусматривается ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП). По ПУЭ [п. 3.3.10] на ВЛ 220 кВ применяется АПВ с улавливанием синхронизма.

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

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

По ПУЭ [п. 3.2.18] на выключателях ВЛ 220 кВ устанавливается УРОВ.

Рассмотрим выполнение РЗ ВЛ 220 кВ в соответствии с НТП ПС.

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

- ДЗ от м/ф КЗ;
- ТНЗНП от о/ф КЗ.

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

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

На ВЛ с односторонним питанием ТАПВ выполняется с двукратным действием.

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

Предусматривается возможность автоматического или оперативного ускорения некоторых ступеней ДЗ и ТНЗНП [НТП ПС п. 9.9.5].

Устанавливаемые виды РЗА на ВЛ с двухсторонним питанием представлена в таблице 24.

Таблица 24 – Виды РЗА

№	Вид РЗА	Примечание
2 комплекта КСЗ:		
3	Дистанционная защита	3 степени
4	ТНЗНП	4 степени
5	АУВ	На каждый выкл.
6	ТАПВ	Однократное, с контролем напряжения и синхронизма
7	УРОВ	На каждый выкл.

6. ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

6.1 Выбор исполнения УРЗА 10 кВ

Выбор исполнения УРЗА производится по информации, предоставляемой с сайтов изготовителей. УРЗА присоединений 6-10 кВ предназначены для встраивания в отсеки защиты КРУ и КСО. УРЗА 110-220 кВ размещаются в шкафах на ОПУ.

Выбираемые исполнения УРЗА должны соответствовать общим нормативным требованиям ОАО «ФСК ЕЭС» и вышеперечисленным требованиям ПУЭ и НТП ПС к видам РЗА.

Рассмотрим выбор исполнения терминалов РЗА производства фирмы ЗАО «Радиус Автоматика».

6.2. Кабельная линия 6-10 кВ

Рассмотрим выбор терминала РЗА для КЛ производства ЗАО «Радиус автоматика».

Ранее были выбраны следующие виды РЗА:

- трехступенчатая токовая защита;
- направленная защита от ОЗЗ с действием на сигнал;
- УРОВ.

УРЗА осуществляет местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ КЛ.

Фирма предлагает МП устройства серии Сириус – ДЗ – 35 на присоединение 6 – 35 кВ, на базе устройств Сириус.

Перечислим функции данного устройства:

- Трехступенчатая ДЗ
- ТО
- МТЗ
- ЗОФ
- АУВ
- Трехфазное АПВ выключателя.
- УРОВ
- АЧР и ЧАПВ
- ЗМН
- ЗПН
- Защита от ОЗЗ

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

Все требуемые виды защит для КЛ приведены выше и их более чем достаточно для реализации РЗА ячейки КРУ кабельной линии.

Для терминала Сириус–ДЗ–35 доступно 11 типоразмеров. Т.к. в данном случае защита ОЗЗ селективная направленная, то нужны аналоговые входы по напряжению. Выбираем типоразмер Сириус–ДЗ–35–5А–220В DC–И4–FX.

В дискретном блоке Сириус–ДЗ–35 расположено 37 входов и 12 выходов. В таблице 25 рассмотрено необходимое для защиты линии количество и назначение входов/выходов.

Таблица 25. Входы и выходы блока Сириус-ДЗ-35

Входы		Выходы	
№п/п	Назначение	№п/п	Назначение
1	от кл. включить	1	команда отключить
2	от кл. отключить	2	команда включить
3	наличие оперативного тока	3	реле фиксации команды 1
4	реле положения включено	4	реле фиксации команды 2
5	реле положения отключено	5	вызов в ячейку
6	отключение от ЗДЗ	6	Неисправность
7	отключение от АЧР	7	УРОВ 1 (ВВ)
8	местное/дистанционное	8	УРОВ 2 (СВ)
9	сброс состояния	9	Пуск МТЗ 1 (ЛЗШСВ)
10		10	Пуск МТЗ 2 (ЛЗШВВ)
11		11	сигнал об отключении

6.2 Электродвигатель 10 кВ

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

Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 6–35 кВ на базе терминалов серии Сириус–2–ДМ.

Указанный терминал выполняет функции РЗА для ЭД:

- двухступенчатая ДЗТ;
- трехступенчатая МТЗ;
- ЗОФ;
- защита от ОЗЗ;
- ЗМТ;

- ЗМН;
- защита от перегрева электродвигателя;
- ЗЗП;
- ЗБР;
- ЗОМ;
- УРОВ.
- АПВ после ЗМН.
- АЧР с ЧАПВ.

УРЗА осуществляет местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ ЭД.

Выберем типоразмер устройства с сайта производителя. Для данной подстанции выбираем типоразмер Сириус–2–ДМ–5А–220В DC–И4–FX.

6.3 Трансформатор 10/0,4 кВ

Рассмотрим выбор терминала РЗА для трансформатора 10/0,4 кВ производства ЗАО «Радиус автоматика»

Фирма ЗАО «Радиус автоматика» не предоставляет терминал для трансформаторов 10/0,4 кВ, поэтому целесообразно выбрать терминал, который подходит по функциям, например терминал для КЛ.

6.4 Вводной выключатель секции шин НН ПС

Рассмотрим выбор терминала РЗА для ВВ шин производства ЗАО «Радиус автоматика».

Данная фирма предлагает МП устройства РЗА на базе Сириус-2. Для ВВ используется терминал Сириус–2–ВБ.

Указанный терминал выполняет следующие функции:

- Трехступенчатая МТЗ с пуском на напряжению;
- ЗОФ;
- ЗМН;
- ЗПП;
- ЛЗШ;
- Сигнализация ОЗЗ;
- УРОВ;
- АПВ;
- АВР.

УРЗА осуществляет местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ ВВ.

Для данной подстанции выбираем типоразмер терминала:
Сириус–2–ВБ–5А–220В DC–И4–FX.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	Лист
						47
Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата		

6.5 Секционный выключатель секции шин НН ПС

Рассмотрим выбор терминала РЗА для СВ шин производства ЗАО «Радиус автоматика».

Данная фирма предлагает МП устройства РЗА на базе Сириус-2. Для ВВ используется терминал Сириус-2-С.

Указанный терминал выполняет следующие функции:

- Трехступенчатая МТЗ;
- ЗОФ;
- ЛЗШ;
- УРОВ;
- АВР.

УРЗА осуществляет местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ ВВ.

Для данной подстанции выбираем типополнение терминала:

Сириус-2-С-5А-220В DC-И4-FX.

Терминал оснащен 34 входами и 12 выходами. Необходимое их количество и функции представлены в таблице 36.

Таблица 36. Входы и выходы терминала.

Входы		Выходы	
№п/п	Назначение	№п/п	Назначение
1	от ключа включить	1	команда отключить
2	от ключа отключить	2	команда включить
3	наличие оперативного тока	3	реле фиксации команды 1
4	реле положения включено	4	реле фиксации команды 2
5	реле положения отключено	5	вызов в ячейку
6	отключение от ЗДЗ	6	Неисправность
7	Блокировка ЛЗШ	7	УРОВ ВВ 1
8	Внешнее отключение	8	УРОВ ВВ 2
9	местное/дистанционное	9	сигнал об отключении
10	сброс состояния	10	срабатывание АВР
11	ввод № 1 в работе		
12	ввод № 2 в работе		
13	включение СВ по АВР		

6.6 ЗДЗ ячейки КРУ НН ПС

Рассмотрим выбор терминала РЗА для ЗДЗ ячейки КРУ производства ЗАО «Радиус автоматика».

Для защиты от дуговых замыканий ЗАО «Радиус автоматика» предлагает МП устройство Орион–ДЗ, на базе устройств РЗА Орион.

Устройство имеет три датчика дуги – по числу возможных замкнутых объемов ячейки КРУ. Оптическая система позволяет фиксировать электрическую дугу и не реагировать на другие источники света. Датчики дуги выполнены в виде оптоволоконна с пластиковой прозрачной оболочкой и воспринимают излучение боковой поверхностью.

Типоисполнение данного УРЗА:

Орион–ДЗ–220В–В.

6.7 УРЗА в ячейке ТН секции НН ПС

Рассмотрим выбор терминала РЗА для ячейки ТН производства ЗАО «Радиус автоматика».

Для ячейки ТН фирма ЗАО «Радиус автоматика» предлагает терминал Сириус–2–ТН–К, на базе устройств Сириус–2.

Данный терминал выполняет функции:

- Трехступенчатая ЗМН;
- ЗПН;
- Защита от ОЗЗ;
- Защита от повышения частоты;
- АЧР и ЧАПВ;
- АВР.

Выберем типоисполнение: Сириус–2–ТН–К–220В–ИЗ.

6.8 Исполнение УРЗА трансформатора ТРДН-40000/220

Технические требования к УРЗА присоединений 110-220 кВ изложены в «Устройства РЗА присоединений 110-220 кВ. Типовые технические требования в составе закупочной документации. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС».

Требования к составу РЗА трансформатора 220 кВ:

- 1 комплект: Основные защиты трансформатора: ДЗТ;
- 2 комплект: Резервные защиты трансформатора: МТЗ;
- 3 комплект: Автоматика РПН ;
- 4 комплект: Автоматика и управление выключателем ВН;

Комплект резервных защит совмещает функции автоматики РПН и АУВ ВН.

Обязательные к наличию функции комплекта основных защит трансформатора 220 кВ:

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	Лист
Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата		49

- ДЗ;
- МТЗ с контролем напряжения НН;
- логика отключения от газовой защиты;
- логика отключения от газовой защиты РПН;
- УРОВ.

Обязательные к наличию функций комплекта резервных защит трансформатора 220 кВ:

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

На сайте ЗАО «Радиус Автоматика» выбираем соответствующее исполнение шкафов РЗА трансформатора:

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

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

Эти шкафы соответствуют вышеперечисленным нормативным требованиям.

6.9 Выбор типоразмера УРЗА транзитной линии 220 кВ

Выбраны следующие виды РЗА:

- КСЗ:
 - ДЗ;
 - ТНЗНП;
- АУВ для каждого выключателя;
- УРОВ;
- ТАПВ.

ОАО «ФСК ЕЭС» допущены к применению комплектные устройства РЗА присоединений 220 кВ типа «ШЭРА» производства «Радиус автоматика».

Состав РЗА ЛЭП с односторонним питанием 220 кВ:

- 1,2 комплект: КСЗ: ДЗ, ТНЗНП;
- 3, 4 комплект АУВ для каждого выключателя;

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

- продольная ДЗ;

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	Лист
						50
Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата		

- КСЗ;
- УРОВ.

По каталогу на сайте «Радиус автоматика» выбираем:

- 1) Шкаф продольной дифференциальной защиты с функцией КСЗ линий 110-220 кВ с двумя выключателями на присоединение – ШЭРА-ДЗЛ-2002;
- 2) Шкаф защит присоединений 110-220 кВ с функцией ДЗ и ТНЗНП с двумя выключателями на присоединение - ШЭРА-ДЗЛ-2002 с установкой в него терминала Сириус-3-ДФЗ-02;
- 3) Два шкафа (на каждый выключатель) автоматики управления выключателем с трехфазным приводом присоединений 110-220 кВ - ШЭРА-УВ-2002;

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

7. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

7.1. Устройства УРЗА присоединений 6-10 кВ

В расчетах уставок УРЗА руководствуемся:

1. ПУЭ;
2. МУ по расчету уставок данного УРЗА данной фирмы от ОАО «ФСК ЕЭС»;
3. МУ в РЭ на данное УРЗА от фирмы-производителя;

7.1.1. Электродвигатель 10 кВ

Производим выбор уставок для терминала Сириус-2-ДМ-5А-220В DC-И4-FX производства ЗАО «Радиус автоматика». Исходные данные представлены на рисунке 7.1.1.

Виды РЗА для которых необходимо рассчитать уставки:

- токовая отсечка от м/ф КЗ;
- защита от ОЗЗ;
- защита от технологической перегрузки с действием на сигнал;
- защита от затянутого пуска с действием на отключение;
- защита от блокировки ротора с действием на отключение;
- защита минимального напряжения с действием на отключение одного из ЭД;
- автоматический повторный пуск отключенного действием ЗМН ЭД после успешного запуска другого ЭД;
- УРОВ.

Данные представлены в руководстве по эксплуатации для данного терминала.

Токовая отсечка на ЭД.

ТО выполняется ненаправленной, без выдержки времени, без пуска по напряжению, без функции блокировки по дискретному входу и отсутствующим удвоением уставки по току. Расчетная схема представлена на рисунке 7.1.1.

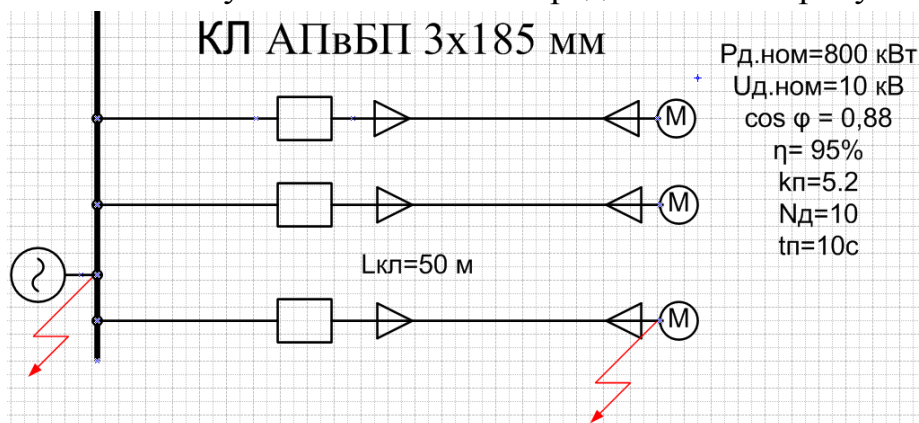


Рисунок 7.1.1 – Расчетная схема токовой отсечки

Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата

ТО реализуется по первой ступени МТЗ.

Ток срабатывания ТО отстраивается от пусковых токов электродвигателя:

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

где $k_{отс} = 1,5$ исходя из данных, выбираем рекомендованное значение [9];

$$k_{п} = 5,2;$$

$I_{д.ном}$ – номинальный ток ЭД.

Номинальный ток ЭД рассчитывается по формуле:

$$I_{д.ном} = \frac{P_{д.ном}}{\sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot \eta \cdot U_{д.ном}} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 0,88 \cdot 0,95 \cdot 10} = 55,25 \text{ А.}$$

Следовательно:

$$I_{о.д} = 1,5 \cdot 5,2 \cdot 55,25 = 430,95 \text{ А.}$$

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

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин}^{(3)}}{I_{о.д}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,474}{431} \cdot 1 = 15 > 1,5,$$

где $k_{от.ч.сх} = 1$ – коэффициент относительной чувствительности схемы к двухфазным КЗ.

В рассматриваемом УРЗА уставки по току срабатывания задаются в амперах вторичного тока.

Определим вторичный ток срабатывания ТО ЭД:

$$I_{о.д(2)} = \frac{I_{о.д}}{n_{т}} \cdot k_{сх} = \frac{431 \cdot 5}{75} \cdot 1 = 28,7 \text{ А,}$$

где $n_{т} = \frac{I_{1.ном.тТ}}{I_{2.ном.тТ}} = \frac{75}{5}$ – коэффициент трансформации.

Для ячейки КРУ ЭД выбран ТТ - ТОЛ-10-М изготовленный «ОАО Свердловский завод трансформаторов тока», который был выбран по данным из каталога с сайта производителя.

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ТО ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току первой ступени МТЗ от 2 до 200 А при номинальном вторичном токе ТТ равным 5 А. Далее приведена таблица уставок первой ступени МТЗ настроенной для выполнения ТО ЭД от м/ф КЗ (таблица 27):

Таблица 27 – Уставки первой ступени МТЗ

Ступень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-1	Функция	включено
	I, А	28,7
	T, с	0

	Направленность	отключено
	Удвоение	отключено
	Пуск по напряжению	отключено
	Блокировка	отключено

Защита от ОЗЗ.

По [ПУЭ] защита электродвигателей от ОЗЗ в сети с компенсированной нейтралью не предусматривается.

Защита от перегрузки.

Защита от технологической перегрузки выполняется на третьей ненаправленной ступени МТЗ с действием на сигнал, которая отстраивается от номинального тока ЭД и от времени пуска зависимой выдержкой времени.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{з.п.д.} = k_{отс.} \cdot I_{д.ном} = 1,1 \cdot 55,25 = 60,8 \text{ А,}$$

где $k_{отс.}=1,1$ по [9].

Отношение пускового тока к току срабатывания защиты от перегрузки:

$$\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д.}} = \frac{k_{п.} \cdot I_{д.ном}}{I_{з.п.д.}} = \frac{5,2 \cdot 55,25}{60,8} = 4,72.$$

При данной кратности тока, выдержка времени ЗП должна быть больше времени запуска ЭД, исходя из условий надежного несрабатывания защиты при пуске и самозапуске:

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

При выборе нормально инверсной характеристики выдержка времени МТЗ-3 определяется:

$$t_{з.п.д.} = \frac{0,14 \cdot T_{уст}}{\left(\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д.}}\right)^{0,02} - 1}, \text{ с.}$$

График нормально инверсной характеристики представлен на рисунке 7.1.2

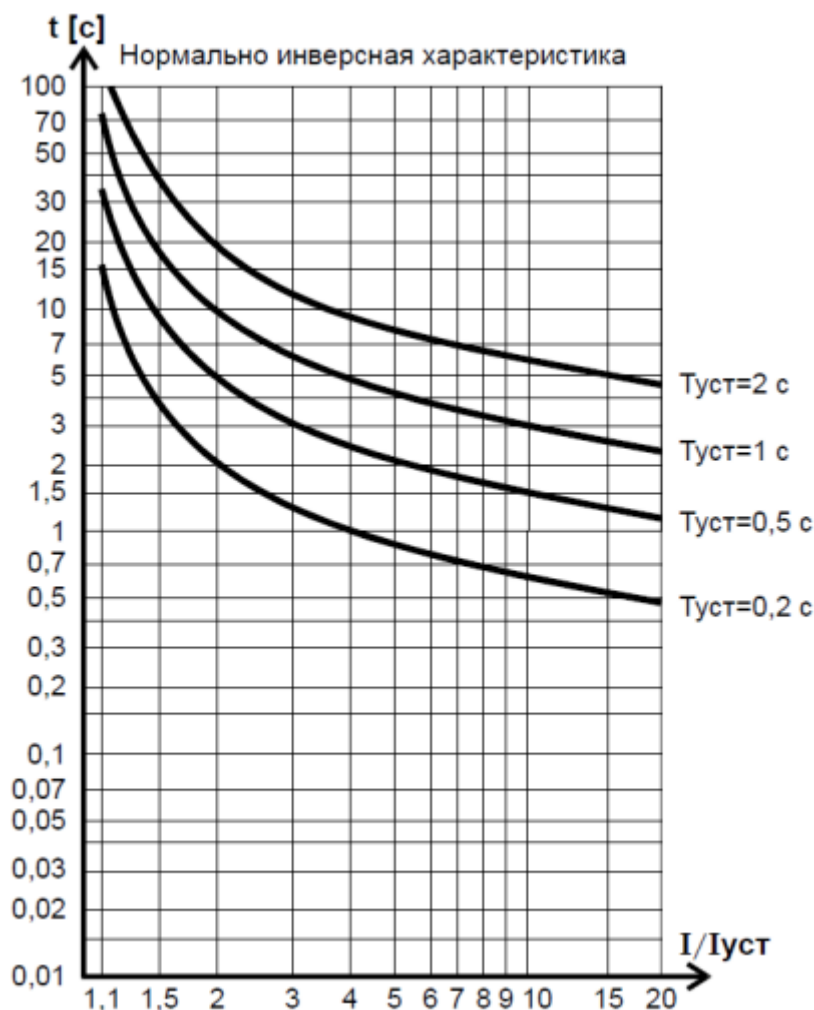


Рисунок 7.1.2 – График нормально инверсной характеристики

Рассчитаем уставку МТЗ-3:

$$T_{уст} = \frac{t_{з.п.д} \cdot \left(\left(\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д}} \right)^{0,02} - 1 \right)}{0,14} = \frac{15 \cdot (4,72^{0,02} - 1)}{0,14} = 3,38 \text{ с.}$$

Серийные двигатели мощностью более 0,55 кВт должны выдерживать ток, равный 1,5 номинального, в течении 2 мин. Определим выдержку при данной перегрузке:

$$t_{з.п.д} = \frac{0,14 \cdot 3,38}{1,5^{0,02} - 1} = 58,1 \text{ с.}$$

Полученное время в пределах допустимого.

Рассчитаем вторичный ток срабатывания ЗП ЭД:

$$I_{з.п.д(2)} = \frac{60,8 \cdot 5}{75} = 4,05 \text{ А.}$$

Расчетное время входит в диапазон уставок по току для третьей ступени МТЗ, при вторичном токе в 5 А. Составим таблицу уставок для этой ступени МТЗ:

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	Лист
Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата		55

Таблица 28 – Уставки МТЗ-3

Ступень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-3	Функция	включено
	Действие	сигнал
	I, А	4,05
	T, с	3,38
	Направленность	отключено
	Удвоение	отключено
	Пуск по напряжению	отключено
	Блокировка	отключено

Защита от затянутого пуска.

Затянувшийся пуск может привести к чрезвычайному перегреву двигателя. Защита ЭД от затянутого пуска работает только в режиме запуска. Рассмотрим вариант действия защиты по току и по времени. Выберем оптимальные уставки для тока и времени.

УРЗА определяет возрастание фазного тока от тока покоя до тока превышающего $1,5 I_{д.ном.}$ поэтому принимаем ток срабатывания защиты равным:

$$I_{з.з.п.д} = 1,5 \cdot I_{д.ном} = 1,5 \cdot 55,25 = 82,9 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты примем больше нормального времени пуска и меньше допустимого времени протекания пускового тока по условию нагрева. Примем время равное 15 с.

Определим вторичный ток срабатывания:

$$I_{з.з.п.д(2)} = \frac{I_{з.з.п.д}}{n_T} \cdot k_{сх} = \frac{82,9 \cdot 5}{75} \cdot 1 = 5,53 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания входит в допустимый диапазон значений при номинальном вторичном токе равным 5 А.

Составим таблицу уставок:

Таблица 29 – Уставки ЗЗП

Ступень защиты	Уставка	Значение
Защита от затянутого пуска	Функция	включено
	Действие	I&t

	I, А	5,53
	T, с	15
	Блокировка	отключено

Защита от блокировки ротора.

При блокировке ротора возникает огромная перегрузка, когда ток ЭД достигает значений пускового. Для своевременного обнаружения данного режима ток защиты выбирается с учетом обеспечения коэффициента чувствительности равного 2 в режиме пуска:

$$I_{з.б.р.д} = \frac{K_{п}}{2} \cdot I_{д.ном} = \frac{5,2}{2} \cdot 55,25 = 144 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты принимается меньше допустимого времени по условию нагрева и равно 15 с.

Вычислим вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{з.б.р.д(2)} = \frac{I_{з.б.р.д}}{n_{т}} \cdot k_{сх} = \frac{144 \cdot 5}{75} \cdot 1 = 9,6 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания входит в допустимый диапазон значений при номинальном вторичном токе равным 5 А.

Составим таблицу уставок (таблица 29):

Таблица 29 – Уставки защиты от блокировки ротора

Ступень защиты	Уставка	Значение
Защита от блокировки ротора	Функция	включено
	I, А	9,6
	T, с	15
	Блокировка	отключено

Защита минимального напряжения.

Для снижения затрат используем групповую ЗМН, которая устанавливается в ячейке ТН секции.

По [4] выдержку времени выбираем равной 0,5 с, а уставка по напряжению должна быть не выше 70% от номинального, т.е. равное 70 В.

После срабатывания ЗМН и отключение двигателя запускается реле времени, контролирующее время перерыва питания, если за заданное время напряжение восстановится и превысит 90% от номинального, то разрешается АПВ. Выбор уставки производим по [9].

Время восстановления питания равно:

$$t_{\text{макс.паузы}} = t_{\text{макс.рз}} + t_{\text{сам.зап.}} = 3 + 15 = 18 \text{ с.}$$

Время уставки АПВ в данном случае равно 1с.

Составим таблицу уставок(таблица 30):

Таблица 30 – Уставки ЗМН

Степень защиты	Уставка	Значение
ЗМН	Функция	включено
	$U_{ЗМН}, В$	70
	$T, с$	0,5
	АПВ	Включено
	$U_{АПВ}, В$	90
	$T_{АПВ}, с$	1
	$T_{\text{макс.паузы}}, с$	18
	Блокировка	Отключено

УРОВ.

УРОВ запускается при подаче команды на отключение выключателя от срабатывания токовых защит после выдержки времени $t_{\text{УРОВ}}$, если через выключатель проходит ток больше уставки $I_{\text{УРОВ}}$.

Рекомендованное ОАО «ФСК ЕЭС» значение тока срабатывания УРОВ равно 0,05 от номинального значения:

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,05 \cdot I_{\text{д.ном}} = 0,05 \cdot 55,25 = 2,76 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ}(2)} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_T} \cdot k_T = \frac{2,76 \cdot 5}{75} \cdot 1 = 0,184 \text{ А.}$$

Так как в нашем случае получилось значение меньше допустимого, то принимаем значение равное 0,2 А.

Выдержка времени принимается:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{откл.в.}} + t_{\text{возв.уров}} + t_{1\text{погр.уров}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,23,$$

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

$t_{\text{возв.уров}}$ – время возврата реле тока;

$t_{\text{погр.уров}}$ – погрешность реле тока времени УРОВ;

$t_{\text{зап}}$ – время запаса.

Составим таблицу уставок (таблица 31):

Таблица 31 – Уставки УРОВ

Степень защиты	Уставка	Значение
УРОВ	Функция	включено

	T, с	0,23
	I, А	0,2

7.1.1. Трансформатор 10/0,4 кВ

Необходимо рассчитать уставки следующих УРЗА:

- токовая отсечка;
- МТЗ;
- ТЗНП от о/ф КЗ на стороне НН;
- защита перегрузки с действием на сигнал;
- УРОВ.

Токовая отсечка.

Для выполнения ТО трансформатора используем 1 ступень МТЗ, зона действия охватывает: выводы обмоток ВН, часть первичных обмоток и кабель, соединяющий трансформатор с выключателем 10 кВ. Ток срабатывания ТО выбирается с помощью 2 условий:

1. Ток срабатывания отстраиваем от макс. тока КЗ на стороне НН:

$$I_{0.т.1} = k_{отс.1} \cdot I_{к.макс.нн} = 1,15 \cdot 964 = 1108 \text{ А,}$$

где $k_{отс.1} = 1,15$ по [9].

2. Ток срабатывания отстраивается от броска намагничивающего тока.

$$I_{0.т.2} = k_{отс.2} \cdot k_{БНТ} \cdot I_{т.ном.вн.},$$

где $k_{отс.2} = 1,2$ – коэффициент отстройки по [9];

$k_{БНТ} = 6$ – максимальное значение коэффициента броска намагничивающего тока по [9];

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

Рассчитаем номинальный ток стороны ВН:

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

$$I_{0.т.2} = 1,2 \cdot 6 \cdot 57,7 = 415,5 \text{ А.}$$

Окончательно выбираем наибольший ток: 1108 А.

Оценим чувствительность ТО при двухфазном КЗ на стороне ВН:

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к.мин.вн.}}{I_{0.т.}} \cdot k_{от.ч.сх.} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7281}{1108} = 5,69 > 2.$$

Определяем вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{т.раб.макс} = \frac{K_{п} \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.вн.}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,8 \text{ А.}$$

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	Лист
Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата		59

Для ячейки КРУ трансформатора выбран ТТ-ТОЛ-10-М производства «ОАО Свердловский завод трансформаторов тока.» По каталогу с сайта производителя выбираем номинальный ток первичной обмотки равным 100А, а вторично 5А.

$$I_{0.т.2} = \frac{I_{0.т.1}}{n_T} \cdot k_{сх} = \frac{1108 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 55,4 \text{ А.}$$

Полученное значение входит в допустимый диапазон уставки.

ТО действует без выдержки времени.

Составим таблицу уставок (таблица 32):

Таблица 32 – Уставки МТЗ-1

Уставка	Значение
МТЗ-1	Включено
$I_{ср., \text{ А}}$	55,4
$T_{ср., \text{ с}}$	0

МТЗ.

Ток срабатывания МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки и тока самозапуска ЭД:

$$I_{\text{МТЗ.т}} = k_{н.с} \cdot \frac{k_H \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{\text{т.раб.макс}} = 1,1 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 80,8 = 123,5 \text{ А,}$$

где $k_{н.с} = 1,1$ - коэффициент надежности согласования с МТЗ цифрового расцепителя автомата на стороне НН, по [9];

$k_H = 1,1$ - коэффициент надежности, по [9];

$k_C = 1,2$ по исходным данным;

$k_B = 0,95$ - коэффициент возврата ПО тока УРЗА, по[9].

Оценим чувствительность МТЗ при КЗ на стороне 0,4 кВ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин.нн}}}{I_{\text{МТЗ.т}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх.}} = \frac{815}{123,5} \cdot 0,5 = 3,3 > 1,5.$$

Рассчитываем вторичное значение тока:

$$I_{\text{МТЗ.т.2}} = \frac{I_{\text{МТЗ.т.1}}}{n_T} \cdot k_{сх} = \frac{123,5 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 6,175 \text{ А.}$$

Найденное значение входит в допустимый диапазон.

Выдержка времени МТЗ трансформатора отстраивается от выдержки времени МТЗ цифрового расцепителя автомата ввода НН:

$$t_{\text{МТЗ.т}} = t_{\text{МТЗ.ав.в.нн}} + \Delta t.$$

Рабочий максимальный ток ввода НН:

$$I_{\text{в.нн.раб.макс}} = \frac{k_{\Pi} \cdot S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.нн}}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2021 \text{ А.}$$

Рабочий максимальный ток секционного автомата НН:

$$I_{с.нн.раб.макс} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.нн}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443 \text{ А.}$$

Максимальное значение тока КЗ на стороне 0,4 кВ: $I_{к.макс.нн(0,4)} = 21,4 \text{ кВ.}$

Ударный ток:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{к.макс.нн(0,4)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 21,4 = 48,43 \text{ кВ,}$$

где $k_y = 1,6$ по [6];

Выбираем к установке НКУ 0,4 кВ «НКУ-СЭЩ-НВ 2500/0,4» производства «Электрощит» Самара.

Термическое воздействие ТКЗ:

$$B_k = (I_{к.макс.нн(0,4)}^2) \cdot t_{откл} = 21,4^2 \cdot 1 = 457,96 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Каталожные данные:

$$B_k = 65^2 \cdot 1 = 4225 \text{ кА}^2\text{с.}$$

$$i_{дин} = 143 \text{ кА.}$$

Определим степень селективности между МТЗ стороны ВН трансформатора и МТЗ расцепителя автоматического выключателя ввода НН трансформатора:

$$\begin{aligned} \Delta t &= t_{откл.ав.в.нн} + t_{погр.мтз.ав.в.нн} + t_{погр.мтз.т} + t_{возвр.мтз.т} + t_{зап} \\ &= 0,04 + 0,03 + 0,012 + 0,06 + 0,1 = 0,242 \text{ с,} \end{aligned}$$

где $t_{откл.ав.в.нн} = 0,04 \text{ с}$ - время отключения автомата ввода НН;

$t_{погреш.мтз.ав.в.нн} = 10\% \cdot 0,3 = 0,03 \text{ с}$ - погрешность выдержки времени МТЗ расцепителя автомата ввода НН Т. 10 % от уставки;

$t_{погреш.мтз.т} = 2\% \cdot 0,6 = 0,012 \text{ с}$ - погрешность выдержки времени МТЗ Т;

$t_{возвр.мтз.т} = 0,06$ - время возврата МТЗ Т;

$t_{зап} = 0,1$ - время запаса по МУ ОАО «ФСК ЕЭС».

Выдержка времени МТЗ Т:

$$t_{мтз.т} = t_{мтз.ав.в.нн} + \Delta t = 0,3 + 0,242 = 0,542 \text{ с.}$$

Принимаем значение равное 0,6 с и занесем его в таблицу 33.

Таблица 33 – Уставки МТЗ-2

Уставка	Значение
МТЗ-2	Включено
$I_{ср.}, \text{ А}$	6,175
$T_{ср.}, \text{ с}$	0,6

Защита от перегрузки.

Защита от перегрузки, действующая на сигнал, выполнена на ступени МТЗ-3.

Ток срабатывания ЗП Т:

$$I_{зп.т} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{т.ном.вн} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 57,7 = 63,8 \text{ А.}$$

где $k_{отс} = 1,05$ - коэффициент отстройки (по [9]);

$k_B = 0,95$ - коэффициент возврата (по [9]).

Выдержка времени $t_{зп.т} = 9 \text{ с}$ - по рекомендации [9].

Рассчитываем вторичное значение тока срабатывания ЗП Т:

$$I_{зп.т.2} = \frac{I_{зп.т.}}{n_T} \cdot k_{сх} = \frac{63,8 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 3,19 \text{ А.}$$

Полученное значение входит в допустимый диапазон.

Составим таблицу уставок (таблица 34):

Таблица 34 – Уставки МТЗ-3

Уставка	Значение
МТЗ-3	Независимое
МТЗ на откл	действие на сигнал
$I_{ср., \text{ А}}$	3,19
$T_{ср., \text{ с}}$	9

Ток однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ.

Используем методику расчета тока однофазного КЗ изложенную в [13].

$$I_{к.мин.нн(1)} = \frac{I_{к.мин.нн(3)}}{\sqrt{3}} = \frac{815}{\sqrt{3}} = 471 \text{ А.}$$

Чувствительность МТЗ на стороне ВН:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин.нн(1)}}{I_{МТЗ.т}} = \frac{471}{123,5} = 3,8 > 1,5.$$

Следовательно чувствительность достаточна.

$$I_{к.нн(0,4)} = \frac{U_{ф.ср.ном(0,4)}}{\frac{1}{3} \cdot Z_T} = \frac{230}{0,027} = 8520 \text{ А.}$$

Ток однофазного КЗ приведенный к стороне ВН:

$$I_{к.нн(10)} = \frac{I_{к.нн(0,4)} \cdot U_{ср.ном.нн}}{U_{ср.ном.вн}} = \frac{8520 \cdot 10,5}{0,4} = 325 \text{ А.}$$

Чувствительность МТЗ на стороне ВН:

$$k_{ч} = k_{тр} \frac{I_{к.нн(10)}}{I_{МТЗ.т}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{325}{123,5} = 0,88 < 1,5.$$

Нормативная чувствительность не обеспечивается, поэтому требуется специальная защита.

ТЗНП от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ Т.

Ток срабатывания ТЗНП выбирается по условию отстройки от максимального тока небаланса в нейтрали обмотки 0,4 кВ трансформатора в нормальном режиме.

$$I_{\text{ТЗНП.т.}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб.макс.}}$$

где $k_{\text{н}}$ - коэффициент надежности, принят 2;

$I_{\text{нб.макс}}$ - максимальный ток небаланса в нейтрали обмотки 0,4 кВ Т в нормальном режиме составляет 25% рабочего максимального тока обмотки НН.

Рабочий максимальный ток обмотки НН трансформатора:

$$I_{\text{Т.нн.раб.макс}} = \frac{k_{\text{п}} \cdot S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.нн}}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 2130 \text{ А.}$$

Максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{нб.макс}} = 0,25 \cdot 2130 = 532 \text{ А.}$$

Ток срабатывания ТЗНП:

$$I_{\text{ТЗНП.т.}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб.макс}} = 2 \cdot 532 = 1064 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.нн(0,4)}}}{I_{\text{ТЗНП.т}}} = \frac{8520}{1064} = 8 > 1,5.$$

Выберем ТТ типа ТШП-0,66-IV для установки в нейтрали обмотки 0,4 кВ трансформатора производства «ОАО Свердловский завод трансформаторов тока.», номинальный ток первичной обмотки 600А, а вторичной - 1А.

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{ТЗНП.т.2}} = \frac{I_{\text{ТЗНП.т.}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}} = \frac{1064 \cdot 1}{600} \cdot 1 = 1,77 \text{ А.}$$

Рассчитанное значение входит в допустимый диапазон уставки.

Выдержка времени ТЗНП должна быть отстроена от действия защиты:

$$t_{\text{ТЗНП.т.}} = t_{\text{зо.фкз.ав.в.нн}} + \Delta t = 0,3 + 0,242 = 0,542 \text{ с.}$$

Принимаем значение равное 0,6 с.

Составляем таблицу уставок (таблица 35):

Таблица 35 – Уставки ТЗНП

Уставка	Значение
$T_{\text{ср.уров, с}}$	0,2
ЗОЗЗ	Осн. гарм.
$I_{\text{ср., А}}$	1,77
ЗОЗЗ на откл	Включено

УРОВ.

По МУ выдержка времени УРОВ рассчитывается как:

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.выкл}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 0,2 = 0,25 \text{ с,}$$

где $t_{откл.выкл} = 0,05$ с по [9];

$t_{зап} = 0,2$ - время с учетом времени возврата реле тока и погрешности реле времени УРОВ.

Составим таблицу уставок (таблица 36):

Таблица 36 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение
$I_{ср.}, A$	1,77
МТЗ-3	Отключено
Вн.откл	Включено
Ввод УРОВ	Включено

7.1.2. Защита на КЛ 10 кВ

Необходимо задать уставки следующих видов РЗА:

- токовая отсечка;
- токовая отсечка с выдержкой времени;
- максимальная токовая защита с зависимой выдержкой времени;
- направленная защита от ОЗЗ с действием на сигнал;
- УРОВ.

Схема замещения системы представлена на рисунке 7.1.2.

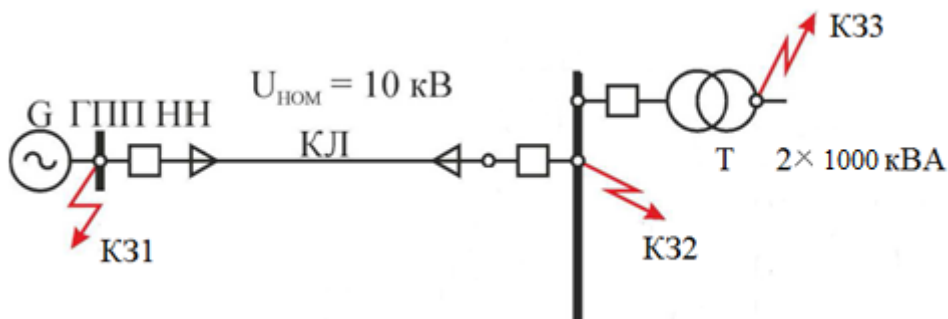


Рисунок 7.1.2 – Схема замещения.

Значения токов КЗ приведены в таблице 37:

Таблица 37 – Значение ТКЗ

Режим работы энергосистемы	$I_{кз1-3}, kA$		
	КЗ1	КЗ2	КЗ3
Максимальный режим	9046	8287	1050
Минимальный режим	7474	6610	894

					<i>ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

Токовая отсечка

ТО выполняется на первой ступени МТЗ и работает в соответствии, с алгоритмом описанном на рисунке 7.3.1

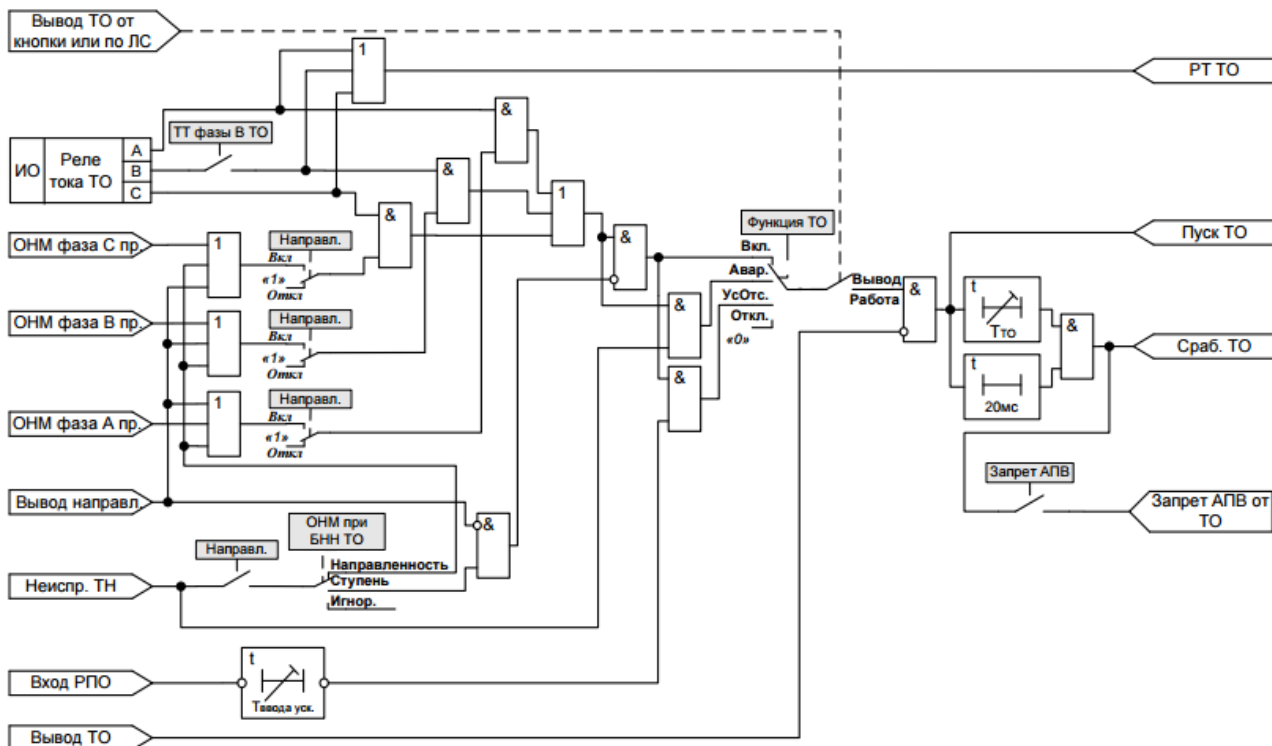


Рисунок 7.3.1 – Функционально-логическая схема ТО

Ток срабатывания выбирается по 2 условиям:

1. Отстраивается от максимального тока трехфазного КЗ в конце линии:

$$I_{\text{ТО.кл}} \geq k_n \cdot I_{\text{кз2.макс}}$$

где k_n – коэффициент надежности для ТО без выдержки времени, принимается равен 1,15 [11];

$I_{\text{кз2.макс}}$ – ток трехфазного КЗ в конце КЛ.

$$I_{\text{ТО.кл}} \geq 1,15 \cdot 8,287 = 9,53 \text{ кА,}$$

так как ток срабатывания отсечки больше тока трехфазного КЗ в максимальном режиме, то токовая отсечка не используется.

Токовая отсечка с выдержкой времени.

Токовую отсечку с выдержкой времени реализуем на МТЗ-2. МТЗ-2 выполнена с зависимой выдержкой времени.

Ток срабатывания ТОВВ отстраивается от токов срабатывания ТО предыдущих элементов:

$$I_{\text{ТОВВ.кл}(1)} \geq k_n \cdot \max\{I_{\text{ТО.эд}}; I_{\text{ТО.т}}\} = 1,1 \cdot \max\{431; 1108\} = 1219 \text{ А,}$$

где k_n – коэффициент надежности согласования = 1,1 [9].

Так же ТОВВ отстраивается от максимально-допустимого пускового тока:

Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата

$$I_{\text{ТОВВ.кЛ(2)}} \geq k_{\text{н}} \cdot \left(\sum I_{\text{д.пуск}} + \sum I_{\text{д.ном}} + \sum I_{\text{т.ном}} \right) =$$

$$= 1,1 \cdot (2 \cdot 287,3 + 55,25 + 3 \cdot 57,7) = 883 \text{ А,}$$

где $\sum I_{\text{д.пуск}}$ – суммарный пусковой ток ЭД, которые запускаются в первую очередь;

$\sum I_{\text{д.ном}}$ – суммарный номинальный ток уже запущенных ЭД;

$\sum I_{\text{т.ном}}$ – суммарный ток нагрузки, в данном случае трансформаторов.

Определяющим является 1 условие: $I_{\text{ТОВВ.кЛ}} = 1219 \text{ А}$.

Рассчитаем чувствительность ТОВВ при двухфазном КЗ в минимальном режиме:

$$I_{\text{кз.мин.}(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.мин.}(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6610 = 5724 \text{ А;}$$

$$k_{\text{ч.ТОВВ.кЛ}} = \frac{I_{\text{кз.мин.}(2)}}{I_{\text{ТОВВ.кЛ}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}} = \frac{5724}{883} \cdot 1 = 6,5.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного, значит, в рассматриваемом случае ТОВВ является основной защитой КЛ от всех видов КЗ.

Вторичный ток срабатывания ТОВВ:

$$I_{\text{тзмп.т.2}} = \frac{I_{\text{тзмп.т.}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}} = \frac{883 \cdot 5}{600} \cdot 1 = 7,36 \text{ А.}$$

Полученное значение входит в диапазон уставки данного МТЗ.

Выдержка времени ТОВВ отстраивается от времени действия ТО электродвигателя и трансформатора. Время действия ТО ЭД и Т РП определяется собственным временем срабатывания ИО не превышающем 0,04 с, так же должна обеспечиваться селективность при КЗ на шина РП и работе ЛЗШ, следовательно:

$$t_{\text{ТОВВ.кЛ}} = t_{\text{ЛЗШ}} + \Delta t = 0,1 + \Delta t.$$

Определим значение Δt :

$$\Delta t = t_{\text{отк.вв}} + 2 \cdot t_{\text{погрешн.ио.т}} + t_{\text{возвр.ио.т}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 2 \cdot 0,025 + 0,05 + 0,1$$

$$= 0,25 \text{ с.}$$

Время срабатывания ТОВВ:

$$t_{\text{ТОВВ.кЛ}} = t_{\text{ЛЗШ}} + \Delta t = 0,1 + 0,25 = 0,35 \text{ с.}$$

Составим таблицу уставок (таблица 38):

Таблица 38 – Уставки МТЗ-2

Уставка	Значение
МТЗ-2	Включено
$I_{\text{ср.}}$, А	7,36
$T_{\text{ср.}}$, с	0,35

МТЗ.

Функционально-логическая схема МТЗ представлена на рисунке 7.3.3.

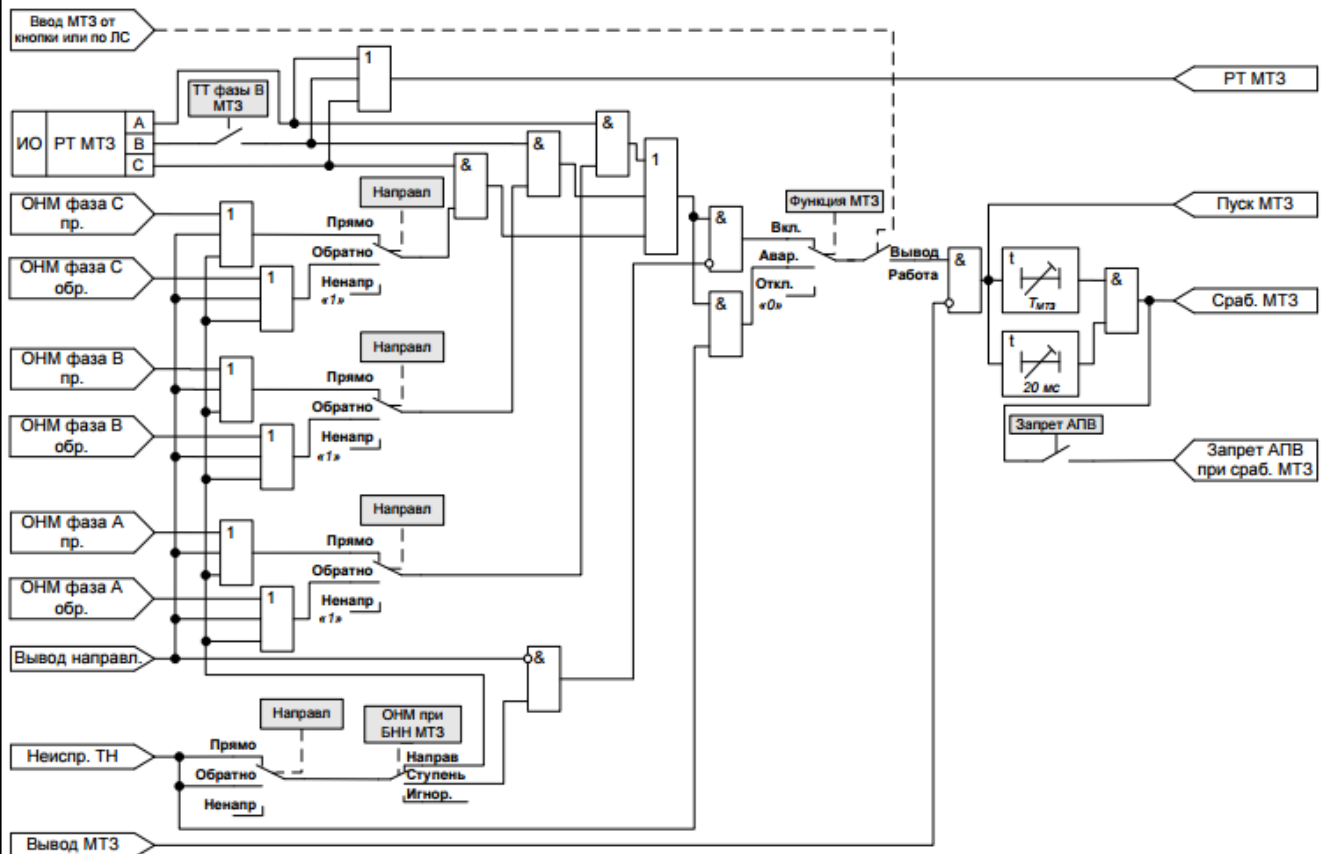


Рисунок 7.3.3 – Функционально-логическая схема МТЗ

МТЗ выполним на третьей ступени МТЗ.

Рассчитаем ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ}} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.ВВ}} = 1,1 \cdot 2021 = 2223 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность МТЗ КЛ:

$$k_{\text{ч.МТЗ.КЛ}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.}(2)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} \cdot k_{\text{от.ч.СХ}} = \frac{5724}{2223} \cdot 1 = 2,58.$$

Полученное значение больше нормативного.

Найдем чувствительность за трансформатором 10/0,4 кВ:

$$k_{\text{ч.МТЗ.КЛ}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.}(3)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} \cdot k_{\text{от.ч.СХ}} = \frac{894}{2223} \cdot 1 = 0,402.$$

Коэффициент чувствительности меньше нормативного, следовательно, зона защиты на трансформатор 10/0,4 кВ РП не распространяется.

Выберем выдержку времени МТЗ.

Для обеспечения селективности с предыдущими защитами выдержка времени МТЗ КЛ должна быть согласована с МТЗ ВВ РУ РП и предохранителем на стороне 10 кВ ТСН РП.

Так как допускает 20% разброс по току время-токовых характеристик предохранителей выше 1 кВ, уменьшим ток на 20%:

$$I_{\text{кз.расч}} = 0,8 \cdot I_{\text{кз.мин.}(2)} = 0,8 \cdot 5724 = 4580 \text{ А.}$$

По время-токовым характеристикам, время срабатывания предохранителя менее 0,01 с, значит, отстройка по времени производится от МТЗ ВВ РП.

Отстройка выдержки времени МТЗ ВВ от выдержки времени МТЗ трансформатора 10/0,4 кВ:

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t = 0,6 + 0,25 = 0,85 \text{ с.}$$

Расчетная выдержка времени МТЗ КЛ:

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = t_{\text{МТЗ.ВВ}} + \Delta t = 0,85 + 0,25 = 1,1 \text{ с.}$$

Кратность МТЗ КЛ равна:

$$K_{\text{МТЗ.КЛ}} = \frac{I_{\text{кз.макс.}(3)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} = \frac{8286}{2223} = 3,73.$$

Время срабатывания УРЗА настроенного на чрезвычайно инверсную характеристику:

$$t_{\text{ВС}} = \frac{k \cdot 80}{(K^2_{\text{МТЗ.КЛ}}) - 1},$$

где k – уставка по времени.

Определим уставку, используя расчетные выдержку времени и кратность:

$$k_{\text{расч}} = \frac{t_{\text{ВС}}}{80} \cdot [(K^2_{\text{МТЗ.КЛ}}) - 1] = \frac{1,1}{80} \cdot 12,9 = 0,18 \text{ с.}$$

Округляем уставку до 0,2 с.

Используя полученное значение:

$$t_{\text{ВС}} = \frac{k \cdot 80}{(K^2_{\text{МТЗ.КЛ}}) - 1} = \frac{0,2 \cdot 80}{12,9} = 1,24 \text{ с.}$$

Определим выдержку времени УРЗА в начале КЛ:

$$K_{\text{МТЗ.КЛ.К1}} = \frac{I_{\text{кз.макс.}(3)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} = \frac{9046}{2223} = 4,07,$$

$$t_{\text{МТЗ.КЛ.К1}} = \frac{k \cdot 80}{(K^2_{\text{МТЗ.КЛ.К1}}) - 1} = \frac{0,2 \cdot 80}{15,56} = 1,03 \text{ с.}$$

Ускорение МТЗ.

Функционально-логическая схема представлена на рисунке 7.3.4.

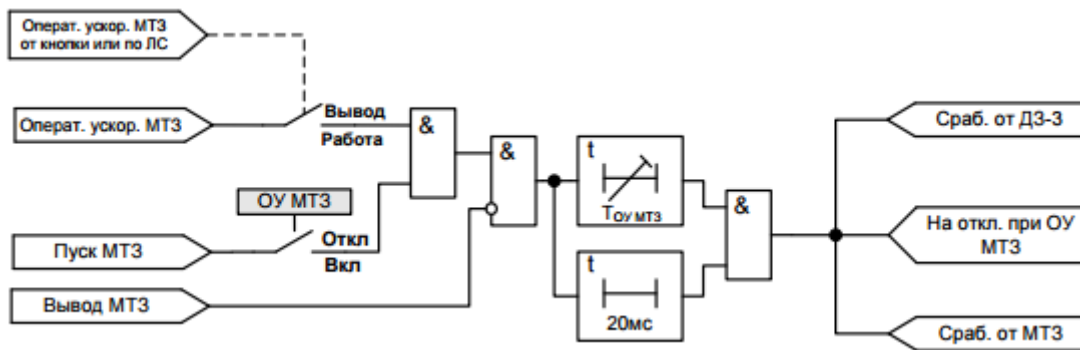


Рисунок 7.3.4 Функционально-логическая схема ускорения МТЗ

Чтобы избежать ложного срабатывания из-за протекания больших переходных токов при включении и по условию отстройки от одновременности включения фаз выключателя устанавливают для ускоряемой ступени временную задержку:

$$t_{\text{уск.}} = t_{\text{в.разн}} + t_3 = 0,0017 + 0,1 \approx 0,1 \text{ с.}$$

где $t_{\text{в.разн}}$ – время разновременности включения фаз выключателем.

Время ввода ускорения принимается 1,0 с и сводим полученные данные в таблицу 39.

Таблица 39 – Уставка МТЗ-3

Уставка	Значение
Ускорение МТЗ-3	Включено
$T_{\text{ср.уск.}}$, с	0,1
$T_{\text{ввода уск.}}$, с	1,0

УРОВ

Функционально-логическая схема УРОВ представлена на рисунке 7.3.5.

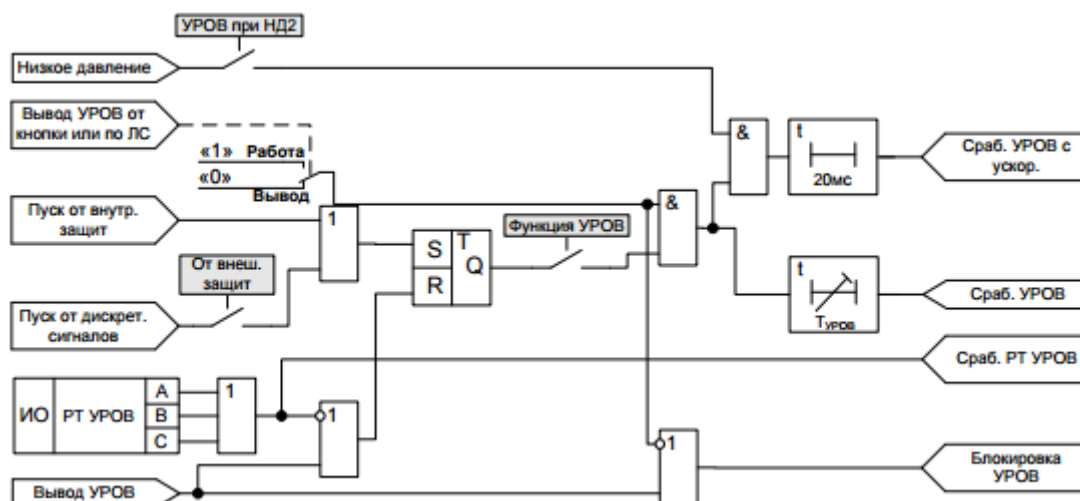


Рисунок 7.3.5 – Функционально-логическая схема УРОВ

Сигнал УРОВ формируется при срабатывании защит, действующих на отключение. Контроль выключателя контролируется токовым органом с порогом срабатывания. Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{уров}} = 0,05 + 0,2 = 0,25 \text{ с.}$$

Составим таблицу уставок (таблица 40):

Таблица 40 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение
МТЗ-3	Включено
$T_{\text{ср}}, \text{ с}$	0,25
Вн.откл	Включено
Ввод УРОВ	Включено

7.1.3. Секционный выключатель 10 кВ

Необходимо рассчитать уставки следующих УРЗА:

- максимальная токовая защита с зависимой выдержкой времени;
- ЛЗШ;
- АВР;
- УРОВ.

МТЗ

Функционально-логическая схема МТЗ представлена на рисунке 7.4.1.

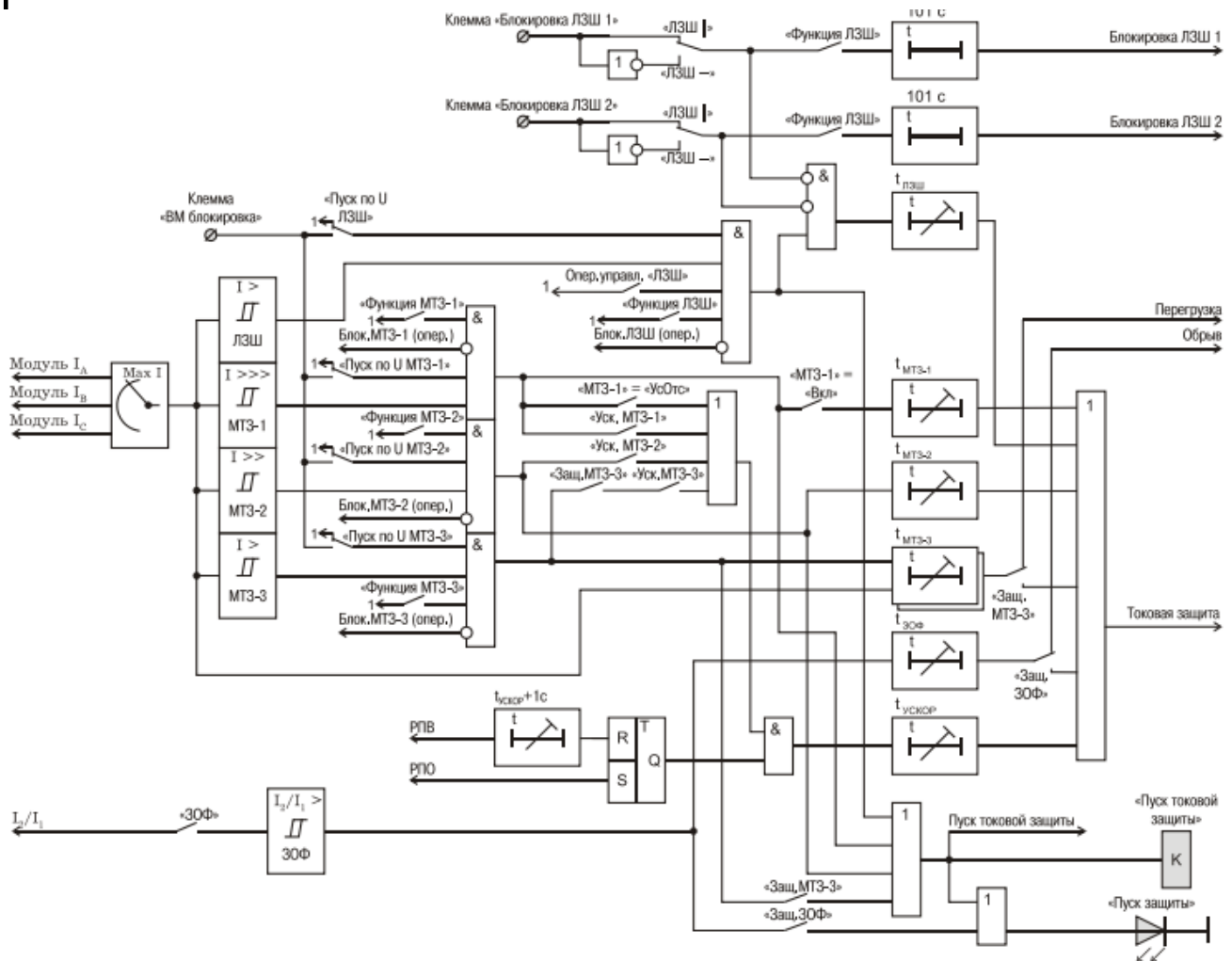


Рисунок 7.4.1 – Функционально-логическая схема МТЗ

Выполним МТЗ на 2 ступени МТЗ с зависимой выдержкой времени. Выбираем ток срабатывания МТЗ СВ исходя из условий:

1. Отстройка от суммарного максимального тока РП.

$$I_{\text{МТЗ.СВ}} \geq \frac{k_H \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_B} \cdot I_{\text{раб.макс.св}} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 912 = 1267 \text{ А,}$$

где $k_H = 1,1$ – коэффициент надежности защиты;

$k_B = 0,95$ – коэффициент возврата ИО по току;

$k_{\text{СЗ}}$ – коэффициент самозапуска нагрузки секции.

2. Согласованность с током срабатывания МТЗ отходящих присоединений.

$$I_{\text{МТЗ.СВ}} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.КЛ}} = 1,1 \cdot 2223 = 2445 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность МТЗ СВ:

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.мин.нн.пс}}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} \cdot k_{\text{СХ}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7474}{2445} \cdot 1 = 2,64.$$

Полученное значение входит в диапазон уставок УРЗА.

В ячейке СВ выбран ТТ ТОЛ – 10 – М.

$$I_{\text{МТЗ.СВ.2}} = \frac{2445 \cdot 5}{3000} = 4,08 \text{ А.}$$

Выбор выдержки времени МТЗ.

Так как выдержка времени МТЗ КЛ зависима, МТЗ СВ так же выполняется с зависимой выдержкой времени, причем вид характеристики должен быть такой же (чрезвычайно зависима МЭК).

Кратность МТЗ СВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$K_{\text{МТЗ.СВ.НН.ПС}} = \frac{I_{\text{КЗ.МАКС.НН.ПС(3)}}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} = \frac{9046}{2445} = 3,7.$$

Расчетное время срабатывания МТЗ СВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$t_{\text{МТЗ.СВ}} = t_{\text{МТЗ.КЛ}} + \Delta t = 1,03 + 0,25 = 1,28 \text{ с.}$$

Рассчитываем уставку по времени:

$$k_{\text{расч}} = \frac{t_{\text{МТЗ.СВ}}}{80} \cdot [(K_{\text{МТЗ.СВ}})^2 - 1] = \frac{1,28}{80} \cdot 12,69 = 0,204.$$

Зависимость времени срабатывания представлена на рисунке 7.4.2

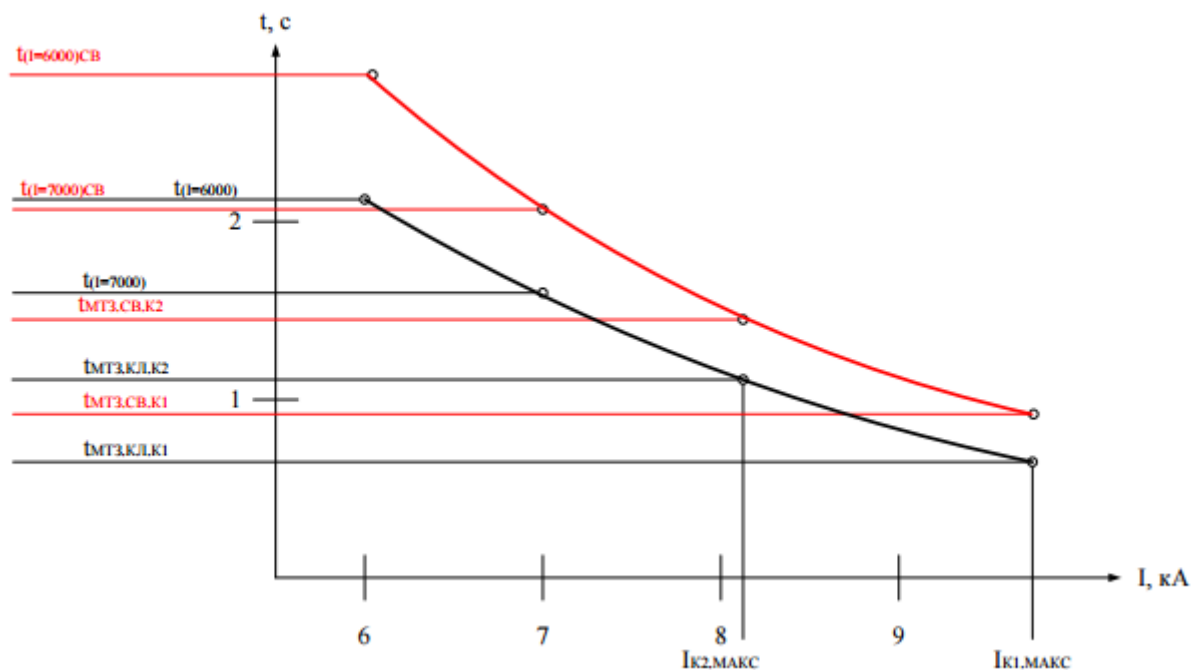


Рисунок 7.4.2 Зависимость времени срабатывания МТЗ КЛ и МТЗ СВ.

Полученные значения сведены в таблицу 41.

Таблица 41 – Уставки МТЗ.

Уставка	Значение
МТЗ-3	Чрез.инв.
$T_{\text{ср}}$, с	1,28
$I_{\text{ср}}$, А	4,08

ЛЗШ

Съема ЛЗШ представлена на рисунке 7.4.3

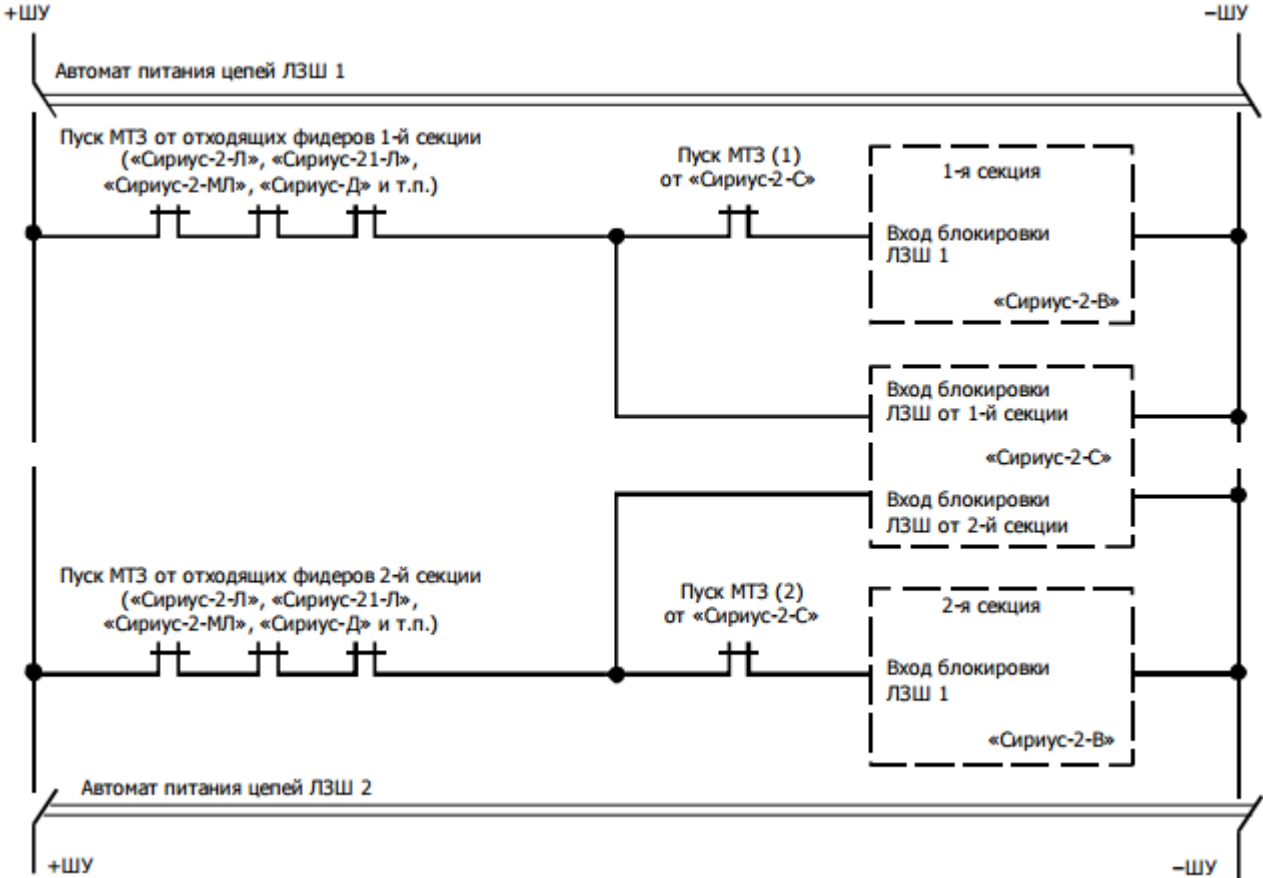


Рисунок 7.4.3 – Схема ЛЗШ

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

$$I_{\text{ЛЗШ}} \leq \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.мин.нн.пс}}}{k_{\text{ч.н}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7474}{1,5} \cdot 1 = 4,3 \text{ кА.}$$

Т.к. ток срабатывания превышает допустимый для уставки ток, примем ток ЛЗШ равный 3 кА.

Значение тока срабатывания токовой отсечки ЛЗШ СВ больше тока МТЗ СВ, следовательно ложных срабатывания от максимальных токов нагрузки не будет.

Произведем выбор выдержки времени ЛЗШ:

$$t_{\text{лзш}} \geq t_{\text{сраб.ио.т}} + t_{\text{погреш.ов}} + t_{\text{возвр.ио.т}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 0,05 + 0,04 + 0,1 = 0,24 \text{ с.}$$

где $t_{\text{сраб.ио.т}}$ - время срабатывания измерительного органа тока;

$t_{\text{погреш.ов}}$ – погрешность органа времени;

$t_{\text{возвр.ио.т}}$ – время возврата ИО трансформатора.

Составим таблицу уставок (таблица 42):

Таблица 42 – Уставки ЛЗШ

Уставка	Значение
МТЗ-3	Включено
T_{cp}, c	0,24
I_{cp}, A	3000 А.
Блок.таймер	Включено

АВР.

Схема АВР представлена на рисунке 7.4.4.

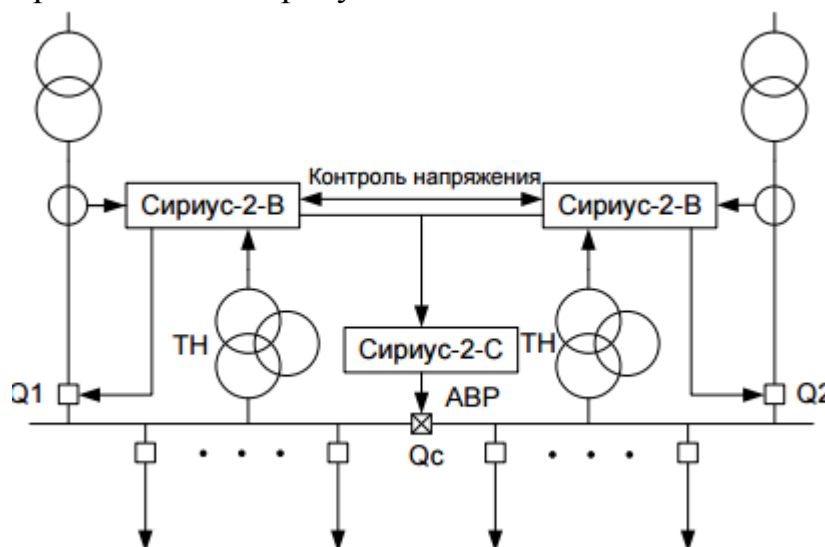


Рисунок 7.4.4 – Схема исполнения АВР

Условиями срабатывания АВР и включения выключателя резервного питания являются: потеря напряжения на шине, резервирование питания которой выполняет АВР; отключение вводного выключателя, через который подавалось питание на обесточенную шину наличие напряжения на шине, от которой АВР восстанавливает питание; отсутствие сигнала блокировки АВР. Выполнение приведенных условий контролируется путем организации взаимодействия терминалов, включенных на питающих присоединениях и присоединении, от которого восстанавливается питание действием АВР. Терминалы, имеющие функцию АВР, снабжены блоком контроля напряжения.

Срабатывание АВР может быть заблокировано по условию срабатывания защит своего терминала или при поступлении внешнего сигнала блокировки. Сигнал блокировки АВР вырабатывается при срабатывании максимальной токовой защиты, логической защиты шин, защиты от обрыва фазы, дуговой защиты шин, отключении по цепям УРОВ, внешнего отключения с запретом АВР, срабатывания защиты шин.

УРОВ

Схема УРОВ представлена на рисунке 7.4.5

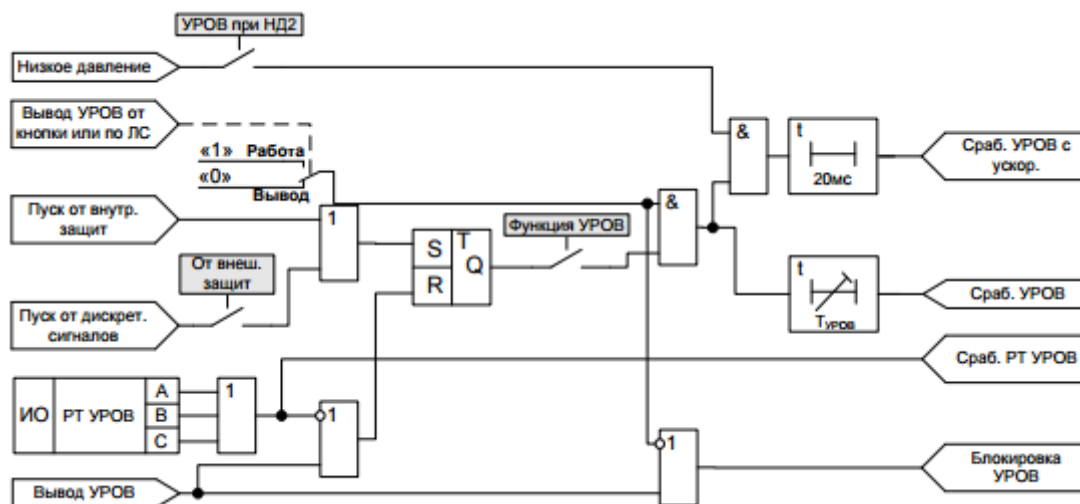


Рисунок 7.4.5 – Функциональная схема УРОВ

Расчет тока срабатывания и выдержки времени УРОВ.

Ток срабатывания УРОВ:

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{раб.макс.св} = 0,05 \cdot 912 = 45,6 \text{ А.}$$

Время срабатывания УРОВ:

$$t_{уров} = t_{откл.в} + t_{возр.уров} + t_{погрешн.уров} + t_{зап} = 0,05 + 0,035 + 0,05 + 0,1 = 0,235 \text{ с.}$$

где $t_{откл.в} = 0,05 \text{ с}$ - полное время;

$t_{возр.уров} = 0,035 \text{ с}$ - время возврата реле тока УРОВ;

$t_{погрешн.уров} = 0,05 \text{ с}$ - погрешность реле времени УРОВ;

$t_{зап}$ - время запаса.

Округляем время срабатывания УРОВ до 0,24 с и заносим это значение в таблицу 42.

Таблица 42 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение
УРОВ	Включено
$T_{ср}, \text{ с}$	0,24
$I_{ср}, \text{ А}$	45,6 А.
Внешн.защ.	Только по току

Вводной выключатель 10 кВ.

Необходимо рассчитать уставки следующих видов РЗА:

- МТЗ;
- ЛЗШ;
- УРОВ.

МТЗ.

Схема МТЗ представлена на рисунке 7.5.1.

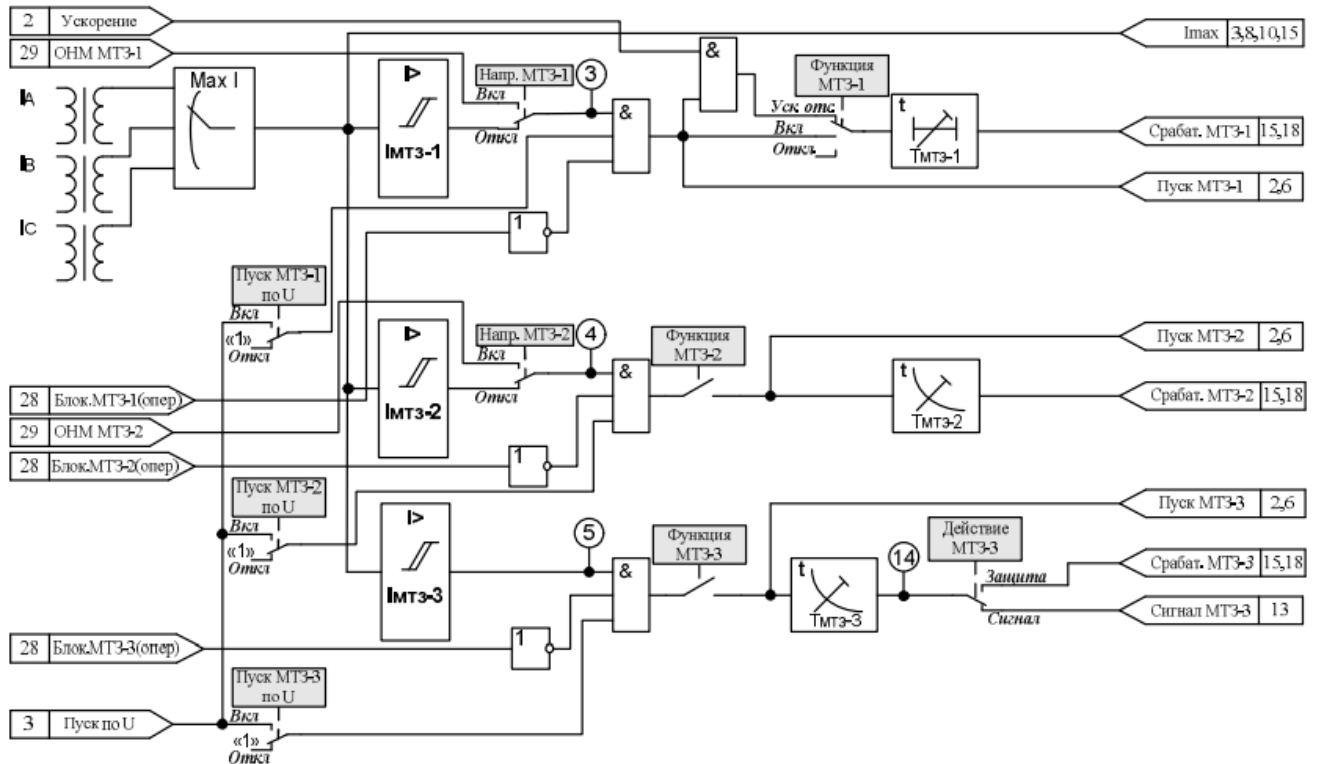


Рисунок 7.5.1 – Функционально-логическая схема МТЗ

Выполним МТЗ с зависимой выдержкой времени на 3 ступени МТЗ.

Ток срабатывания МТЗ ВВ отстраивается от тока срабатывания МТЗ СВ:

$$I_{\text{МТЗ.ВВ}} = k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.СВ}} = 1,1 \cdot 2445 = 2690 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность МТЗ ВВ:

$$k_{\text{ч.МТЗ.ВВ}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}}{I_{\text{МТЗ.ВВ}}} \cdot k_{\text{СХ}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7474}{2690} \cdot 1 = 2,4.$$

Полученное значение входит в диапазон уставки УРЗА.

Оценим чувствительность МТЗ ВВ на шинах РП:

$$k_{\text{ч.МТЗ.ВВ.РП}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.РП}}}{I_{\text{МТЗ.ВВ}}} \cdot k_{\text{СХ}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6610}{2690} \cdot 1 = 2,13.$$

Для ячейку КРУ ВВ секции шин НН ПС выбран ТТ ТОЛ – 10 – М.

Вторичный ток срабатывания :

$$I_{\text{МТЗ.ВВ(2)}} = \frac{I_{\text{МТЗ.ВВ}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{СХ}} = \frac{2690 \cdot 5}{1000} \cdot 1 = 13,45 \text{ А.}$$

Кратность МТЗ ВВ при трехфазном КЗ на НН ПС:

$$K_{\text{МТЗ.ВВ.НН.ПС}} = \frac{I_{\text{КЗ.МАКС.НН.ПС(3)}}}{I_{\text{МТЗ.ВВ}}} = \frac{9046}{2690} = 3,36.$$

Рассчитаем время срабатывания МТЗ ВВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$t_{\text{MT3.BB}} = t_{\text{MT3.CB}} + \Delta t = 1,28 + 0,25 = 1,53 \text{ с.}$$

Уставка по времени МТЗ ВВ:

$$k_{\text{расч}} = \frac{t_{\text{MT3.BB}}}{80} \cdot [(K^2_{\text{MT3.CB}}) - 1] = \frac{1,53}{80} \cdot 12,69 = 0,2 \text{ с.}$$

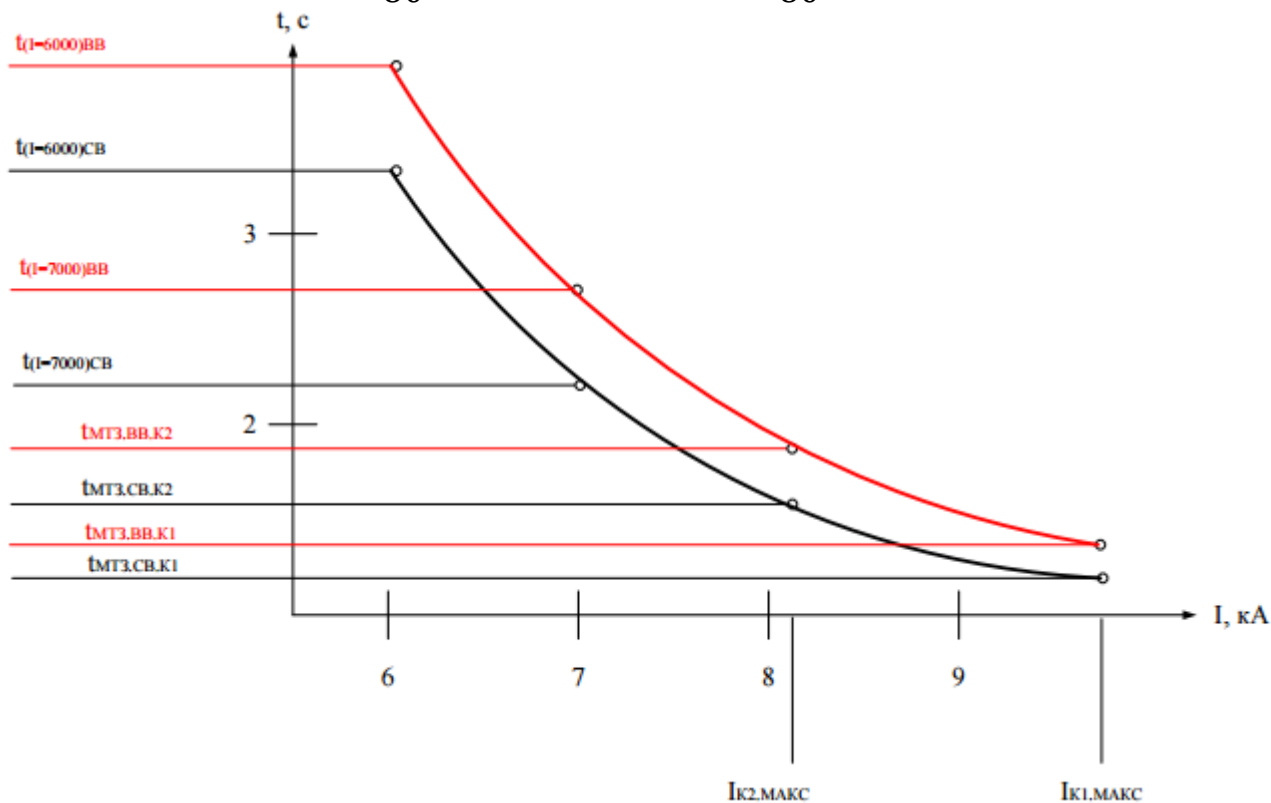


Рисунок 7.1.5.2 – Зависимость времени срабатывания МТЗ СВ и МТЗ ВВ. Полученные данные сведем в таблицу 43.

Таблица 43 – Уставки МТЗ

Уставка	Значение
МТЗ	Независ.
$T_{\text{ср}}$, с	1,53
$I_{\text{ср}}$, А	13,45
К	0,2

Ускорение МТЗ.

Схема ускорения МТЗ представлена на рисунке 7.5.3.

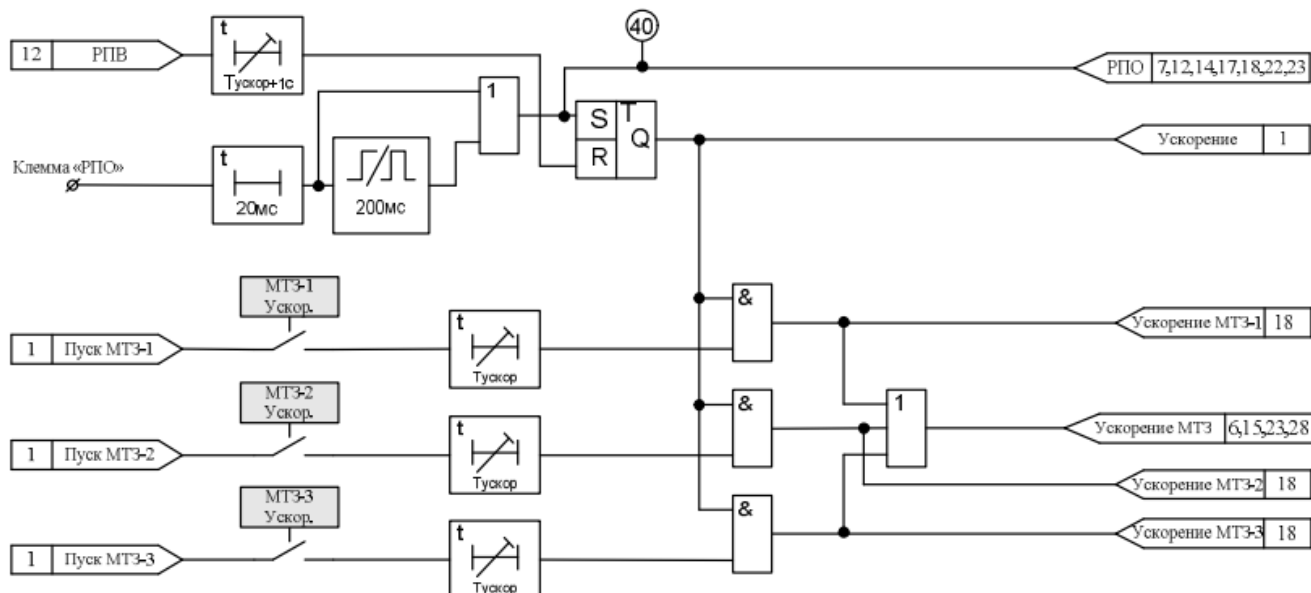


Рисунок 7.5.3 – Функционально – логическая схема ускорения МТЗ.

Временная задержка:

$$t_{\text{ср.ускр}} = 0,0017 + 0,1 \approx 0,1 \text{ с.}$$

Принимаем время ввода ускорения равное 1 с.

Полученные значения сведем в таблицу 44.

Таблица 44 – Уставки МТЗ

Уставка	Значение
МТЗ – 3	Вкл.
$T_{\text{ср.ускр}}$, с	1

ЛЗШ.

Схема ЛЗШ представлена на рисунке 7.5.4.

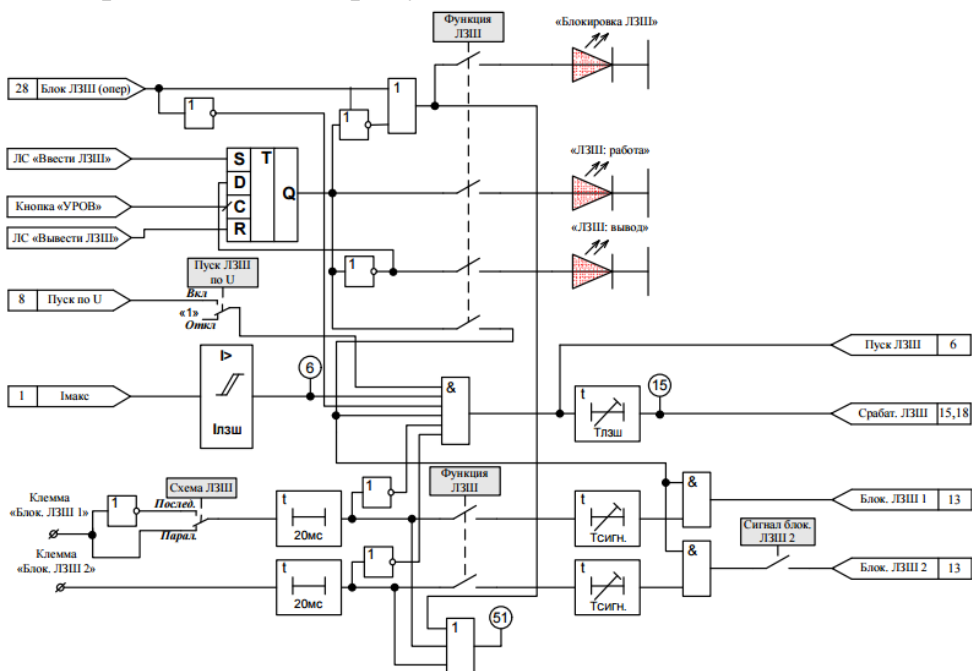


Рисунок 7.5.4 – Функционально-логическая схема ЛЗШ

Уставки ЛЗШ полностью совпадают с расчетными значениями уставок для ЛЗШ СВ.

УРОВ.

Схема УРОВ представлена на рисунке 7.5.5.

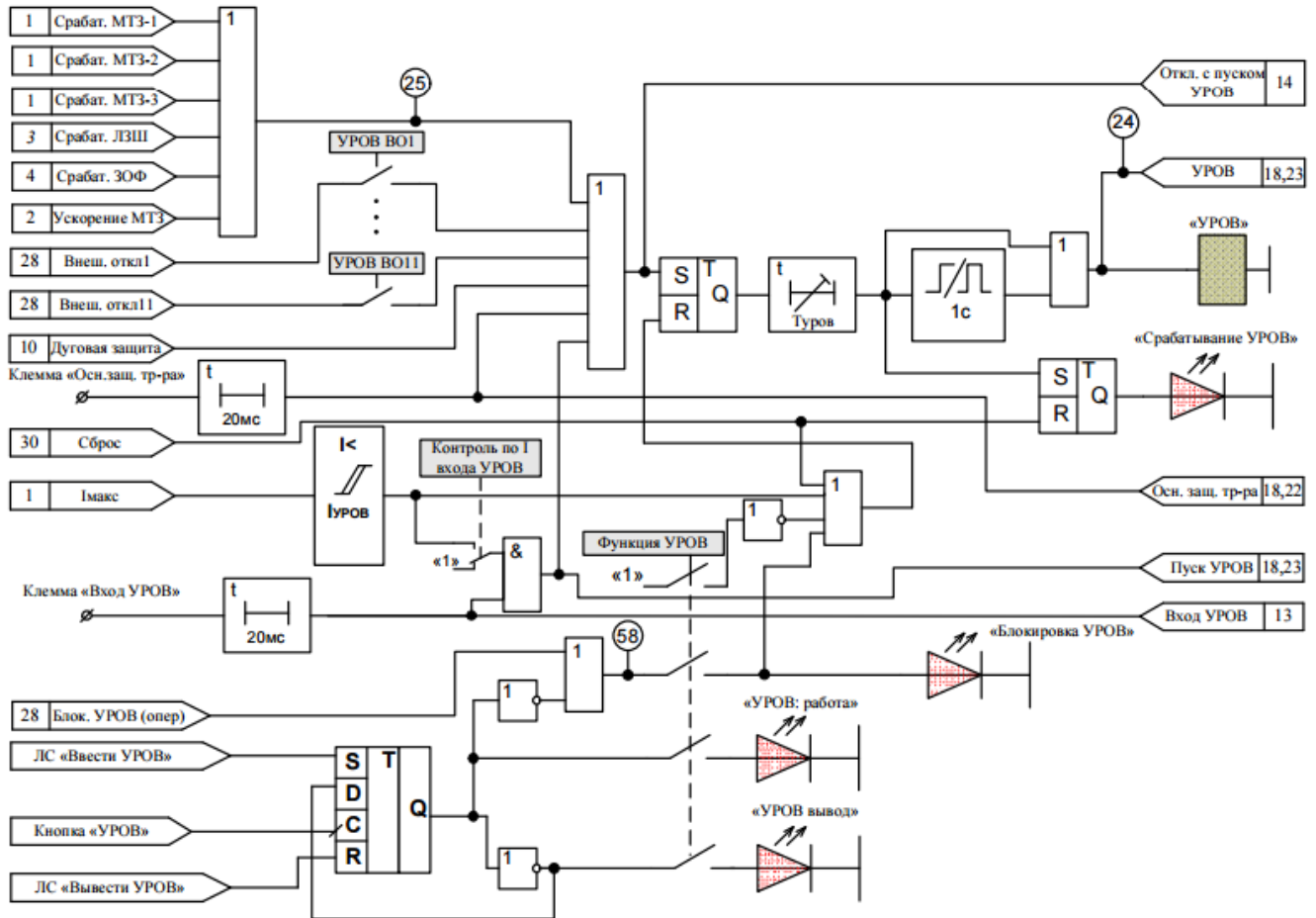


Рисунок 7.5.5 – Функционально-логическая схема УРОВ

Рассчитаем ток срабатывания УРОВ:

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{раб.макс.вв} = 0,05 \cdot 1617 = 80,85 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания УРОВ:

$$I_{уров(2)} = \frac{I_{уров}}{n_T} \cdot k_{сх} = \frac{80,85 \cdot 5}{1000} \cdot 1 = 0,4 \text{ А.}$$

Время срабатывания УРОВ:

$$t_{уров} = 0,065 + 0,25 = 0,315 \text{ с.}$$

Полученные значения представлены в таблице 45.

Таблица 45 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение
$T_{ср.уров}, \text{ с}$	0,32

$T_{\text{ср.уров.вх}}, \text{ с}$	0,32
МТЗ -3	ВКЛ
Вн. откл.	ВКЛ
ВО с АПВ	ВКЛ
ВО с АВР	ВКЛ
Ввод УРОВ	ВКЛ

7.1.5. ВВ РП

МТЗ

Выполним МТЗ ВВ РП на первой ступени МТЗ с независимой выдержкой времени.

Рассчитаем ток срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ.ВВ.РП}} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 912 = 1267 \text{ А.}$$

Найдем чувствительность МТЗ ВВ в основной зоне действия:

$$k_{\text{ч.МТЗ.ВВ.РП}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.мин.рп}}}{I_{\text{МТЗ.ВВ}}} \cdot k_{\text{сх}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6610}{1267} \cdot 1 = 4,52.$$

Полученная чувствительность больше нормативной.

Выберем ТТ — ТОЛ-10-М с коэффициентом трансформации 1000/5.

Вторичный ток срабатывания МТЗ ВВ РП:

$$I_{\text{МТЗ.ВВ(2)}} = \frac{I_{\text{МТЗ.ВВ}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{сх}} = \frac{1267 \cdot 5}{1000} \cdot 1 = 6,34 \text{ А.}$$

Отстройка выдержки времени МТЗ ВВ от выдержки времени МТЗ трансформатора 10/0,4 кВ:

$$t_{\text{МТЗ.ВВ.РП}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t = 0,542 + 0,25 = 0,792 \text{ с.}$$

Полученные данные сведем в таблицу 46.

Таблица 46 – Уставки МТЗ

Уставка	Значение
МТЗ – 3	Независ.
$I_{\text{ср}}, \text{ с}$	6,34
$T_{\text{ср}}, \text{ с}$	0,8

Ускорение МТЗ.

Временная задержка:

$$t_{\text{ср.ускр}} = 0,0017 + 0,1 \approx 0,1 \text{ с.}$$

Принимаем время ввода ускорения равное 1 с и заносим его в таблицу 47.

Таблица 47 – Уставки ускорения МТЗ

Уставка	Значение
МТЗ – 1	Вкл.
$T_{\text{ср.уск}}, \text{ с}$	1

ЛЗШ

Уставки ЛЗШ полностью совпадают с расчетными значениями уставок для ЛЗШ СВ.

УРОВ

Время срабатывания УРОВ:

$$t_{\text{уров}} = 0,065 + 0,25 = 0,315 \text{ с.}$$

Полученные значения вносим в таблицу 48.

Таблица 48 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение
$T_{\text{ср.уров}}, \text{ с}$	0,32
$T_{\text{ср.уров.вх}}, \text{ с}$	0,32
МТЗ -1	ВКЛ
Вн. откл.	ВКЛ
ВО с АПВ	ВКЛ
ВО с АВР	ВКЛ
Ввод УРОВ	ВКЛ

7.1.6. ТН 10 кВ

Для ТН 10 кВ необходимо рассчитать:

–ЗМН;

–УКИ;

–пуск по напряжению МТЗ;

Пуск по напряжению МТЗ

Пуск по напряжению предусматривается для увеличения чувствительности срабатывания МТЗ, путем блокирования при отсутствии снижения напряжения. При использовании пуска по напряжению ток срабатывания МТЗ рассчитывается без коэффициента самозапуска. Схема представлена на рисунке 7.7.1.

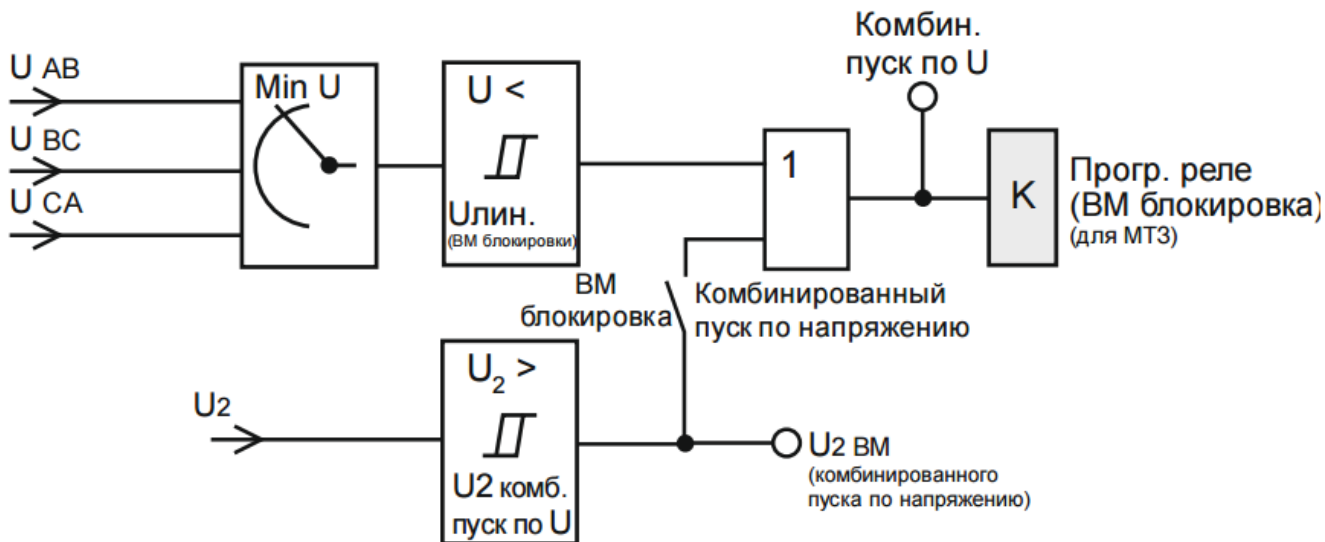


Рисунок 7.7.1 – Схема пуска по напряжению

Напряжение срабатывания защиты:

$$U_{с.з} = \frac{U_{р.мин}}{k_B \cdot k_{отс}}$$

где $U_{р.мин}$ – минимальное рабочее напряжение, допустимо снижение только на 5%;

$k_B=1,05$ – коэффициент возврата;

$k_{отс}=1,3$ – коэффициент отстройки.

$$U_{с.з} = \frac{95}{1,05 \cdot 1,3} = 69,6 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания по обратной последовательности примем равным 80 В.

Полное удельное сопротивление кабеля:

$$Z_{каб.уд} = \sqrt{R_{кл.уд}^2 + X_{кл.уд}^2} = \sqrt{0,164^2 + 0,1^2} = 0,192 \frac{\text{Ом}}{\text{км}},$$

где $R_{кл.уд}$ – удельное активное сопротивление кабеля;

$X_{кл.уд}$ – удельное реактивное сопротивление кабеля.

Сопротивление кабеля в минимальном режиме:

$$Z_{кл.мин} = \frac{Z_{кл.уд} \cdot L_{кл}}{N_{кл} - 1} = \frac{0,192 \cdot 1,5}{3} = 0,096 \text{ Ом.}$$

Остаточное напряжение на шинах НН ПС:

$$U_{л.ост} = \sqrt{3} \cdot Z_{кл.мин} \cdot I_{кз.мин.рп} = \sqrt{3} \cdot 0,096 \cdot 6610 = 1,1 \text{ кВ.}$$

Вторичное напряжение равно: 11 В.

Рассчитаем коэффициент чувствительности:

$$k_{ч.} = \frac{U_{с.з}}{U_{л.ост}} = \frac{69,6}{1,1} = 6,33.$$

Полученное значение больше нормативного, следовательно занесем его в таблицу 49.

Таблица 49 – Уставки пуска по напряжению МТЗ

Уставка	Значение
$U_{\text{ср}}$, В	69,6
Комб.пуск	ВКЛ
U_2 , В	80
Инверсия	НЗ

Неселективная сигнализация от ОЗЗ.

Схема представлена на рисунке 7.7.2.

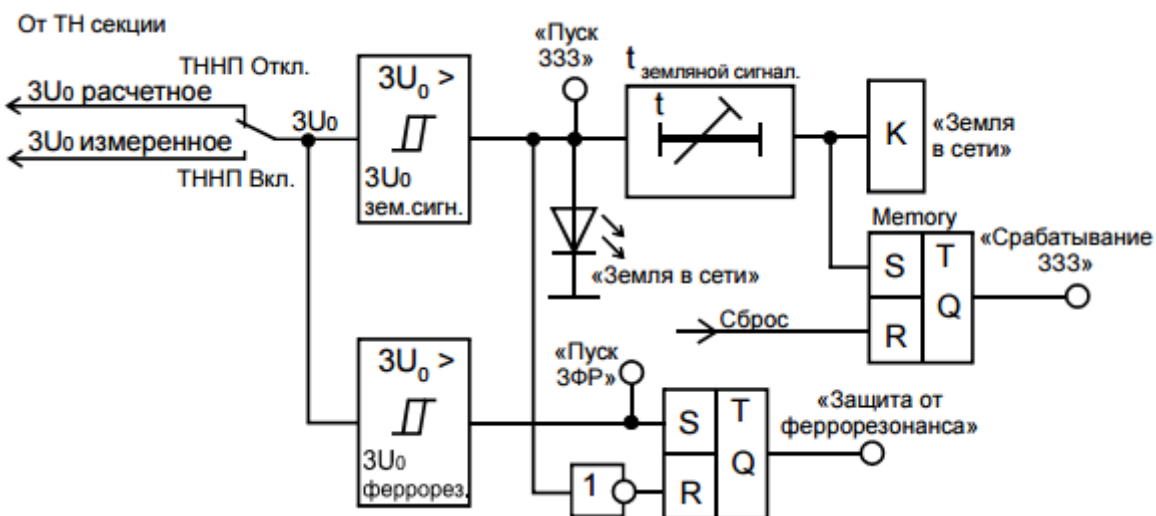


Рисунок 7.7.2 – Схема защиты от ОЗЗ

Защита от замыканий на землю выполнена одноступенчатой, реагирующей на повышение напряжения нулевой последовательности основной гармоники.

ЗОЗЗ осуществляет функцию определения поврежденной фазы при ОЗЗ. Поврежденной фазой принимается та, напряжение на которой при замыкании на землю снижается ниже 10 В во вторичных значениях.

Напряжение срабатывания принимается равным 30 В, что обеспечивает надежное несрабатывание при просадке напряжения из-за самозапуска нагрузки.

Время срабатывания принимаем равным 3 с и занесем в таблицу 50.

Таблица 50 – Уставки ЗОЗЗ

Уставка	Значение
ЗОЗЗ	ВКЛ
$3U_{0\text{ср}}$, В	30
$T_{\text{ср}}$, с	3

ЗМН

Схема ЗМН представлена на рисунке 7.7.3.

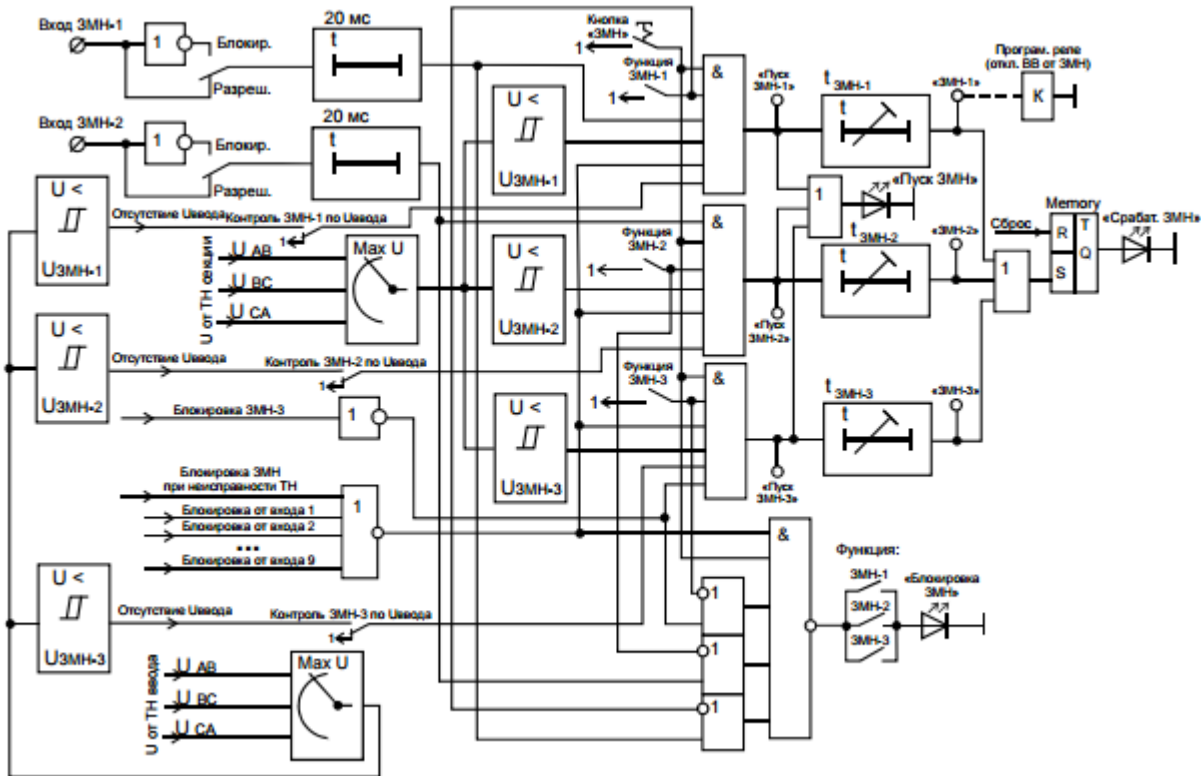


Рисунок 7.7.3 – Функционально-логическая схема ЗМН

В данном терминале реализована трехступенчатая ЗМН. Первая ступень ЗМН предназначена для облегчения самозапуска ответственных электродвигателей, отключающая ЭД неответственных механизмов. Выдержка времени ЗМН должна быть на ступень больше времени действия быстродействующих защит:

$$t_{\text{ЗМН}} = 1,53 + 0,25 = 1,78 \text{ с.}$$

Уставка по напряжению – не выше 70% от номинального: $U_{\text{ЗМН}} = 70 \text{ В.}$

Вторая ступень защиты отключает часть электродвигателей ответственных механизмов, самозапуск которых недопустим по условиям техники безопасности или из-за особенностей технологического процесса. Напряжение срабатывания второй ступени не превышает 50% номинального, а выдержка времени принимается 10...15 с. Полученные значения внесем в таблицу 51.

Таблица 51 – Уставки ЗМН

Уставка	Значение
Ввод ЗМН	Внешн.
ЗМН – 1	ВКЛ
$U_{\text{ср}}, \text{ В}$	70

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

T_{cp}, c	1,78
ЗМН – 2	ВКЛ
U_{cp}, B	50
T_{cp}, c	15
Контроль РПВ	ОТКЛ

7.2. Устройства РЗА присоединений 220 кВ

7.2.1. Трансформатор 220/10 кВ

ДЗТ

Схема ДЗТ представлена на рисунке 7.8.1.

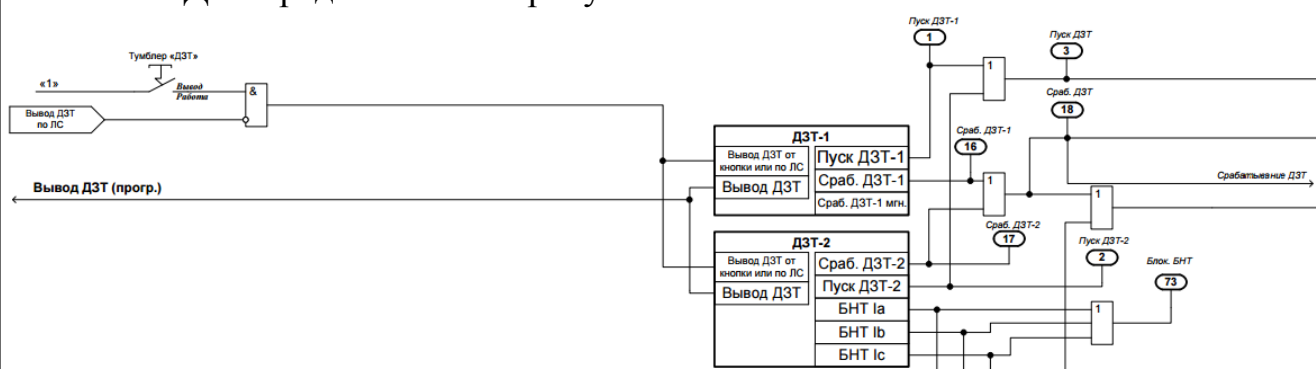


Рисунок 7.8.1 – Функционально-логическая схема ДЗТ.

Найдем номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{НОМ.Т.ВН}} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100,4 \text{ A};$$

$$I_{\text{НОМ.Т.НН1}} = I_{\text{НОМ.Т.НН2}} = \frac{40000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 1155 \text{ A}.$$

Ток на входе ДЗТ в номинальном режиме защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ВХ.НОМ}} = \frac{I_{\text{НОМ.Т.ВН}}}{n_T} \cdot k_{\text{СХ}} = \frac{100,4 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 1,67 \text{ A};$$

где $n_T = \frac{300}{5}$ - коэффициент трансформации ТТ ТВ – 220 – I – 1;

$$I_{\text{ВХ.Т.НН.1}} = I_{\text{ВХ.Т.НН.2}} = \frac{I_{\text{НОМ.Т.НН}}}{n_{T2}} \cdot k_{\text{СХ}} = \frac{1155 \cdot 5}{2000} \cdot 1 = 2,89 \text{ A};$$

где $n_T = \frac{2000}{5}$ – коэффициент трансформации ТТ ТОЛ – 10 – М.

Коэффициент цифрового выравнивания:

$$K_{\text{Ц.В}} = \frac{I_{\text{НОМ.У}}}{k_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{ВХ.НОМ}}},$$

где $I_{\text{НОМ.У}}$ – номинальный ток входных ПТТ устройства ДЗТ;

Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата

$k_{сх}=\sqrt{3}$ – для стороны ВН.

$$K_{ц.в} = \frac{5}{\sqrt{3} \cdot 1,67} = 1,73;$$

$$K_{ц.в} = \frac{5}{1 \cdot 2,89} = 1,73.$$

Начальный ток:

$$I_{д.нач} = K_{отс} \cdot I_{т1} \cdot (K'_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр}) = 1,1 \cdot 0,8 \cdot (1,3 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,04) = 0,26,$$

где $K_{отс} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$I_{т1} = 0,8$ – ток начала торможения;

$K'_{пер} = 1,3$ – коэффициент, учитывающий переходный режим и рост кратности сквозного тока;

$\varepsilon = 0,1$ – относительная погрешность ТТ;

$\Delta U_{рег} = 0,12$ – относительная погрешность трансформатора;

$\Delta f_{выр} = 0,04$ – относительная погрешность выравнивания токов сторон.

Рассчитаем ток небаланса:

$$I_{нб} = K''_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр} = 2 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,04 = 0,36,$$

где $K''_{пер} = 2$;

Коэффициент торможения на втором участке тормозной характеристики:

$$k_{т,2} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб} \cdot I_{скв} - I_{д.нач}}{I_{скв} - I_{т1}} = \frac{1,1 \cdot 0,36 \cdot 2 - 0,26}{2 - 0,8} = 0,44.$$

Тормозная характеристика представлена на рисунке 7.2.1.

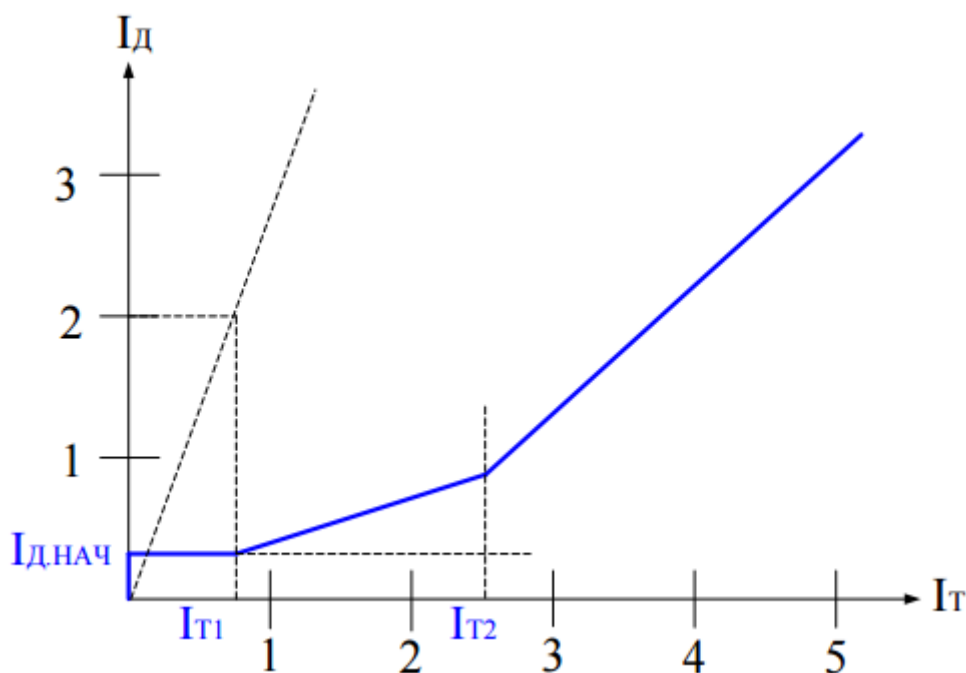


Рисунок 7.2.1 – Тормозная характеристика ДЗТ

Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата

Коэффициент торможения на третьем участке характеристики принимается равным 0,75.

При одностороннем питании КЗ в защищаемой зоне выполняется условие $I_T = 0,5 \cdot I_d$. Так как $k_T \leq 1$ на всем участке тормозной характеристики, то в специальной проверке нет нужды. Полученные значения сведем в таблицу 52.

Таблица 52 – Уставки ДЗТ

Уставка	Значение
Операция цифровой треугольник со стороны ВН	Вкл.
Операция цифровой треугольник со сторон НН1 и НН2	Откл
Коэффициент выравнивания со стороны ВН $K_{ц.вн}$	1,73
Коэффициент выравнивания со стороны НН1 и НН2 $K_{ц.нн}$	1,73
Минимальный дифференциальный ток срабатывания	0,26
Первая точка излома	0,8
Коэффициент торможения на втором участке	0,44
Вторая точка излома	2,5
Коэффициент торможения на третьем участке	0,75

Дифференциальная токовая отсечка.

Отстройка производится от максимального сквозного тока, равного максимальному значению тока при внешнем трехфазном КЗ со стороны НН, равному 863 А.

Приведем к номинальному базисному току:

$$I_{скв.макс.} = \frac{863}{100,4} = 8,6.$$

Ток срабатывания дифференциальной токовой отсечки:

$$I_{дто} = K_{отн} \cdot k_{нб} \cdot I_{скв.макс} = 1,15 \cdot 0,8 \cdot 8,6 = 7,912,$$

где $K_{отн}=1,15$ – коэффициент отстройки;

$k_{нб}=0,8$ – коэффициент тока небаланса по первой гармонике.

Полученные значения сведем в таблицу 54.

Таблица 54 – Уставки ДТО

Уставка	Значение
Ввод ДТО	Вкл.
Ток срабатывания ДТО	7,912 А.
Время срабатывания ДТО	0

МТЗ

Схема МТЗ представлена на рисунке 7.8.3.

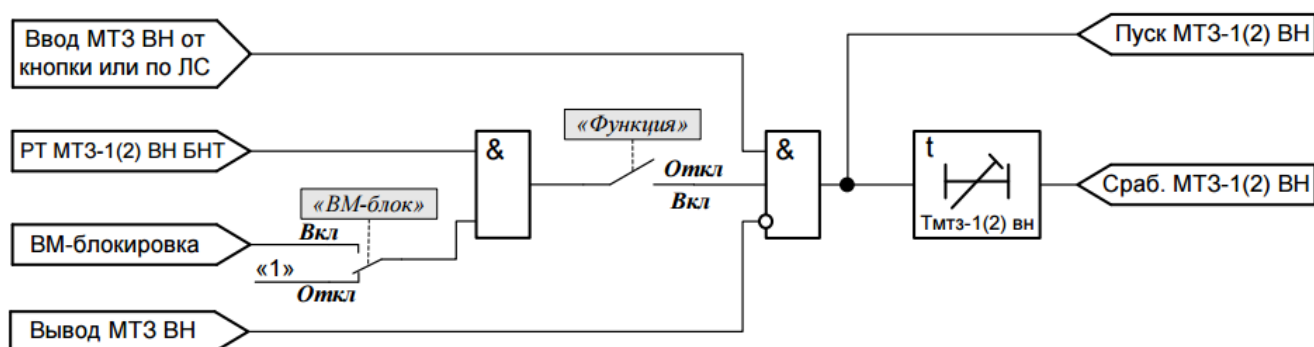


Рисунок 7.8.3 – Функциональная схема МТЗ

Ток срабатывания МТЗ трансформатора отстраивается максимального рабочего тока:

$$I_{\text{МТЗ.Т}} = \frac{1,1 \cdot 1,03}{0,95} \cdot 123,5 = 147,3 \text{ А.}$$

Чувствительность МТЗ трансформатора на выводах 10 кВ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1050}{147,3} \cdot 1 = 6,2.$$

Рассчитанное значение удовлетворяет требованию.

Выдержка времени МТЗ трансформатора больше выдержки времени МТЗ ВВ:

$$t_{\text{МТЗ.Т}} = 1,53 + 0,25 = 1,78 \text{ с.}$$

Полученные значения сведем в таблицу 55.

Таблица 55 – Уставки МТЗ-1

Уставка	Значение
Ввод МТЗ-1	Вкл.
$I_{\text{ср, о.е}}$	$1,19 I_{\text{НОМ.ВН}}$
$T_{\text{ср, с}}$	1,78
ВМБ МТЗ-1	ВКЛ
Пуск от вывода МТЗ НН1	ВКЛ
Пуск от вывода МТЗ НН2	ВКЛ
Блокировка при БНТ	ВКЛ

Защита от перегрузки.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{ЗП.Т.ВН}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 100,4 = 111 \text{ А;}$$

$$I_{зп.т.нн1} = I_{зп.т.нн2} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 1155 = 1277 \text{ А.}$$

Полученные значения сведем в таблицу 56.

Таблица 56 – Уставки защиты от перегрузки

Уставка	Значение
ВН на перегр.	Вкл.
$I_{перегр.вн}, \text{ о.е}$	$0,74 \cdot I_{НОМ.ВН}$
НН1 на перегр.	ВКЛ
$I_{перегр.нн1}, \text{ о.е}$	$0,46 \cdot I_{НОМ.ВН}$
НН2 на перегр.	ВКЛ
$I_{перегр.нн2}, \text{ о.е}$	$0,46 \cdot I_{НОМ.ВН}$

УРОВ

Схема УРОВ представлена на рисунке 7.8.4.

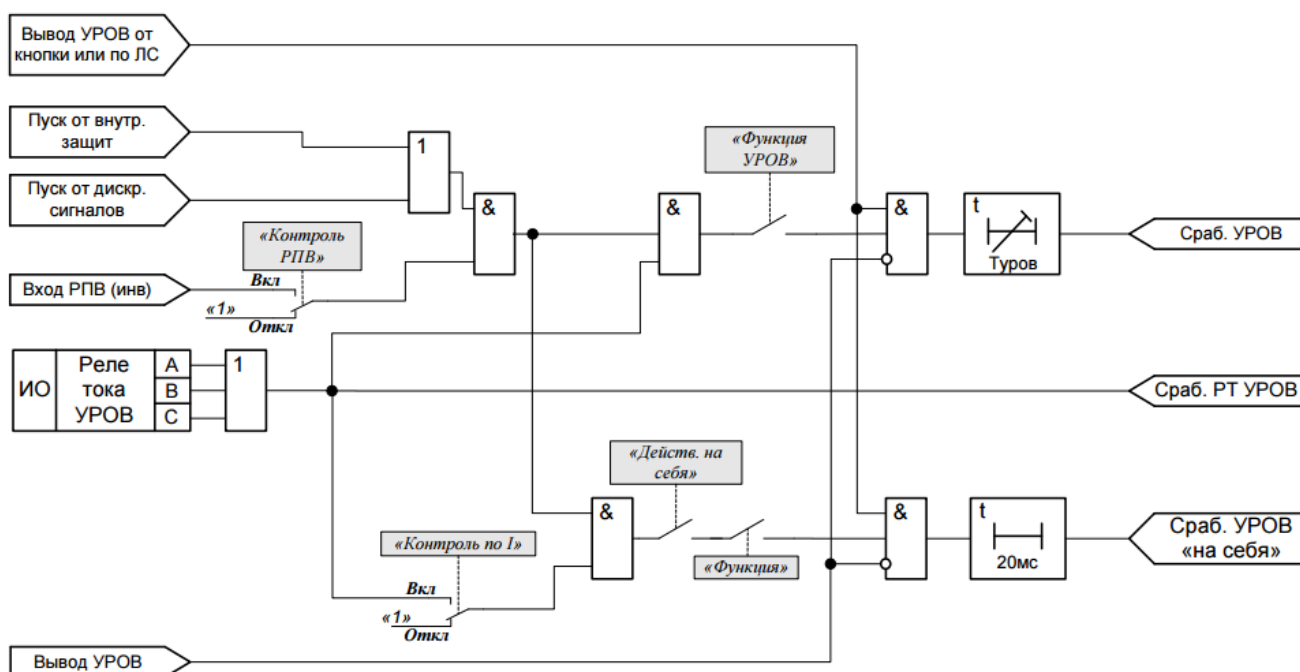


Рисунок 7.8.4 – Функциональная схема УРОВ

Выдача сигнала на отключение резервируемого выключателя осуществляется при введенной уставке «УРОВ на себя» с выдержкой времени 0,02 с.

Время срабатывания УРОВ принимается равным 0,4 с и вносим это значение в таблицу 57.

Таблица 57 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение
Ввод УРОВ ВН	Вкл.

$I_{cp}, \text{о.е}$	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ.ВН}}$
$T_{cp}, \text{с}$	0,4
Контр. РПВ	ВКЛ
УРОВ ВН на себя	ВКЛ

7.2.2. ВЛ 220 кВ

МТЗ

Схема МТЗ представлена на рисунке 7.9.1.

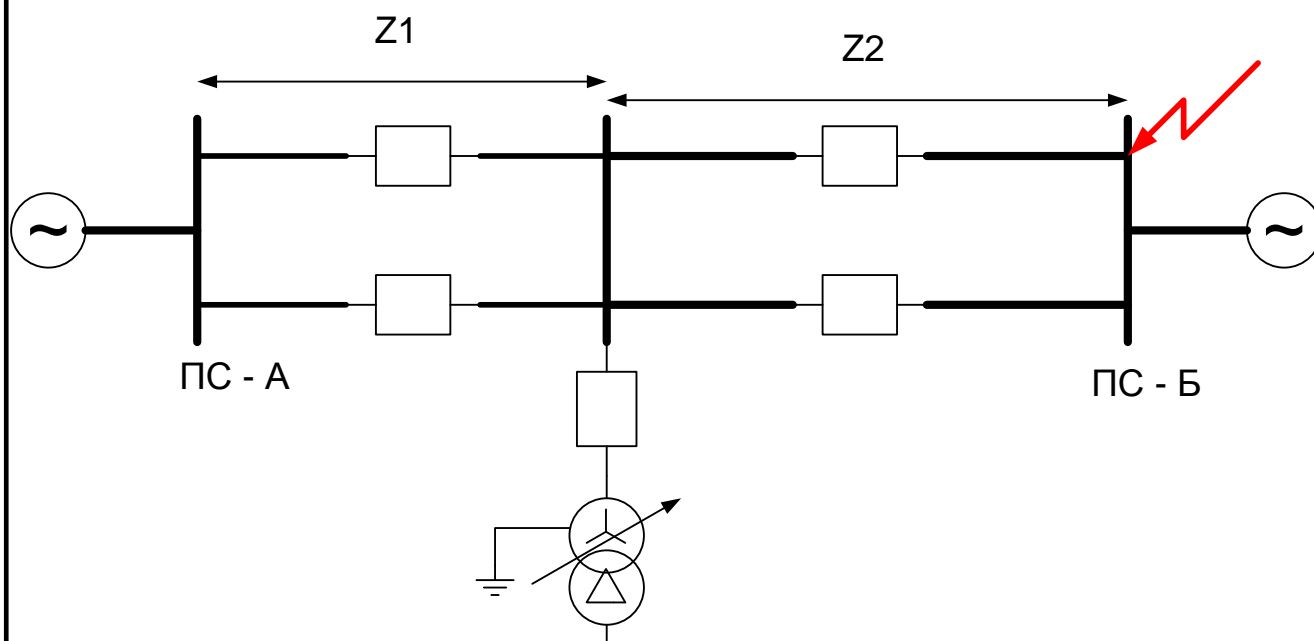


Рисунок 7.9.1 – Схема для коэффициентов токораспределения и сопротивления участков линий.

Сопротивление срабатывания первой ступени ДЗ из условия отстройки от коротких замыканий на шинах противоположного конца линии:

$$Z_{с.з.11} \leq 0,85 \cdot \left(Z_1 + \frac{Z_2}{k_{T2}} \right),$$

где Z_1 – сопротивление отдельного участка защищаемой линии;

k_{T2} – коэффициент токораспределения.

Определим активные сопротивления участков:

$$R = r_0 \cdot L_w,$$

где $r_0 = 0,118 \text{ Ом/км}$ – удельное сопротивление линии;

L_w – длина линии.

$$R_1 = 0,118 \cdot 60 = 7,08 \text{ Ом};$$

$$R_2 = 0,118 \cdot 70 = 8,26 \text{ Ом}.$$

Определим индуктивные сопротивления:

$$X = x_0 \cdot L_w,$$

где $x_0 = 0,435$ Ом/км – удельное сопротивление линии.

$$X_1 = 0,435 \cdot 60 = 26,1 \text{ Ом};$$

$$X_2 = 0,435 \cdot 70 = 30,45 \text{ Ом}.$$

Полные сопротивления участков:

$$Z = R + jX;$$

$$Z_1 = 7,08 + j26,1 = 27,04 \cdot e^{j74,82^\circ};$$

$$Z_2 = 8,26 + j30,45 = 31,55 \cdot e^{j74,82^\circ}.$$

Коэффициент токораспределения равен 1, т.к. $I_1=I_2$.

Тогда получаем:

$$Z_{с.з.11} \leq 0,85 \cdot \left(7,08 + j21,6 + \frac{8,26 + j30,45}{1} \right) = 13,04 + j52,05 = 53,66 \cdot e^{j75,94}.$$

Второе условие для отстройки:

$$Z_{с.з.11} \leq 0,85 \cdot \left(Z_1 + \frac{Z_{тр}}{k_{тр}} \right),$$

где $Z_{тр}$ – минимальное сопротивление параллельно работающих трансформаторов;

$k_{тр}$ – коэффициент токораспределения трансформатора.

Минимальное сопротивление параллельно работающих трансформаторов:

$$Z_{тр} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{(U_{ном.вн})^2}{S_{т.ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{230^2}{40} = 139 \text{ Ом}.$$

Активное сопротивление трансформаторов:

$$r_{тр} = \frac{P_k \cdot U_{ном.вн}^2}{S_{ном}^2} = \frac{0,55 \cdot 230^2}{40^2} = 17,5 \text{ Ом}.$$

Индуктивное сопротивление:

$$x_{тр} = \sqrt{(Z_{тр}^2 - r_{тр}^2)} = \sqrt{(193^2 - 17,5^2)} = 192,2 \text{ Ом}.$$

Угол φ трансформатора:

$$\varphi = \arctg \frac{x_{тр}}{r_{тр}} = \arctg \frac{192,2}{17,5} = 84,8^\circ.$$

Коэффициент токораспределения:

$$k_{т.тр} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{0,997}{1,001} = 0,996.$$

Найдем значение:

$$Z_{с.з.11} \leq 0,85 \cdot \left(7,08 + j21,6 + \frac{17,5 + j192,2}{0,996} \right) = 20,9 + j213,8 = 214,82 \cdot e^{j84,42^\circ}.$$

Выбираем минимальное сопротивление из 2 условий, оно равно 53,66 Ом.

Для определения вторичного сопротивления срабатывания определяем коэффициенты трансформации ТТ и ТН:

Для ТН НАМИ-220 коэффициенты трансформации:

$$n_T = \frac{U_{1\text{НОМ}}}{U_{2\text{НОМ}}} = \frac{220}{0,1}.$$

Находим максимальный рабочий ток, исходя из максимальной мощности линии:

$$I_{\text{раб.макс.вл.}} = \frac{S_{\text{макс.вл.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{160000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 420 \text{ А.}$$

Коэффициент трансформации ТТ – ТВ -200-I-1:

$$n_T = \frac{300}{5}.$$

Вторичное значение сопротивление срабатывания 1 ступени ДЗ:

$$Z_{\text{с.з.втор1}} = Z_{\text{с.з.1}} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 53,66 \cdot \frac{300 \cdot 100}{5 \cdot 220000} = 1,46.$$

Оценим чувствительность к повреждениям в конце линии, через возможное переходное сопротивление дуги:

$$r_{\text{д.макс}} = \frac{\Delta U_{\text{д}}}{I_{\text{к.мин}}},$$

где $\Delta U_{\text{д}}$ – падение напряжения на дуге;

$I_{\text{к.мин}}$ – ток двухфазного КЗ в конце линии в минимальном режиме.

Определим падение напряжение на дуге:

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

где $l = 5$ м, т.к. первая ступень ДЗ – быстродействующая, то длина дуги не превышает междуфазного расстояния.

Тогда сопротивление дуги:

$$r_{\text{д.макс}} = \frac{12,5}{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1691} = 8,53 \text{ Ом.}$$

Точка на комплексной плоскости сопротивлений при двухфазном КЗ через дугу в конце линии в минимальном режиме расположена внутри области срабатывания первой ступени. Чувствительность дистанционной защиты при данном виде повреждений обеспечена. Характеристика ДЗ рассмотрена на рисунке 7.9.4.

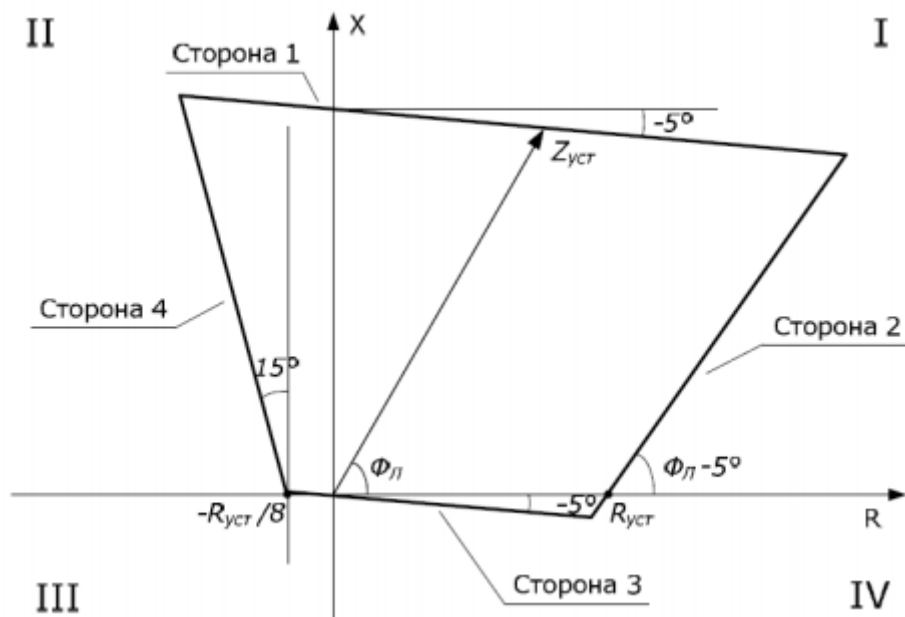


Рисунок 7.9.4 Четырехугольная характеристика ДЗ для 1 ступени.

Вторая ступень ДЗ предназначена для:

1. резервирования первой ступени защиты;
2. защиты участка линии, оставшегося незащищённым первой ступенью ДЗ.

Как правило, это от 10 до 15% от длины линии. В зону, защищаемую второй ступенью ДЗ, входят шины на противоположном конце защищаемой линии, рассмотрим на рисунке 7.9.5.

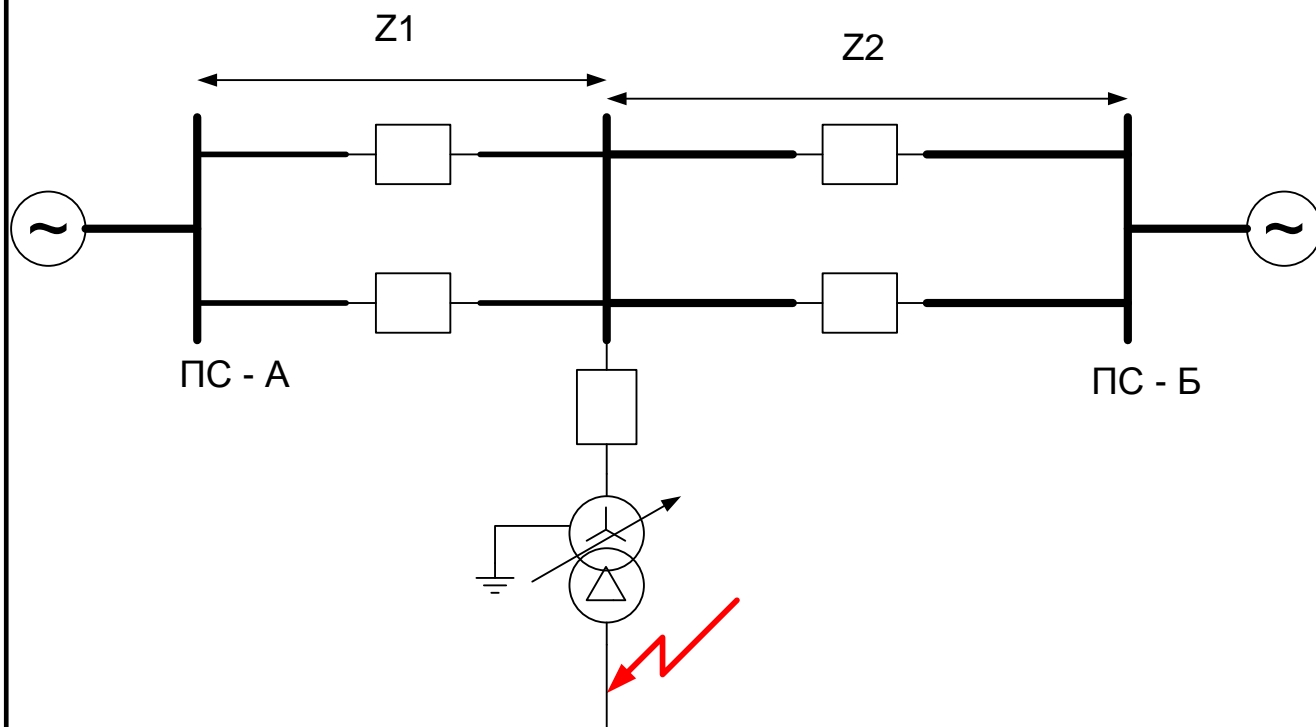


Рисунок 7.9.5 – Схема для определения коэффициентов токораспределения и сопротивления участков линии.

По первому условию идет отстройка от КЗ на шинах НН подстанции:

$$Z_{с.з.21} \leq 0,85 \cdot \left(7,08 + j21,6 + \frac{17,5 + j192,2}{0,996} \right) = 20,9 + j213,8 = 214,82 \cdot e^{j84,42^\circ};$$

Второе условие отстройка идет от коротких замыканий на шинах НН п/ст Б:

$$Z_{с.з.12} \leq 0,85 \cdot \left(Z_1 + \frac{Z_2}{k_2} + \frac{Z_{тр.3}}{k_{тр.3}} \right);$$

Рассмотрим схему для определения 2 ступени на рисунке 7.9.6.

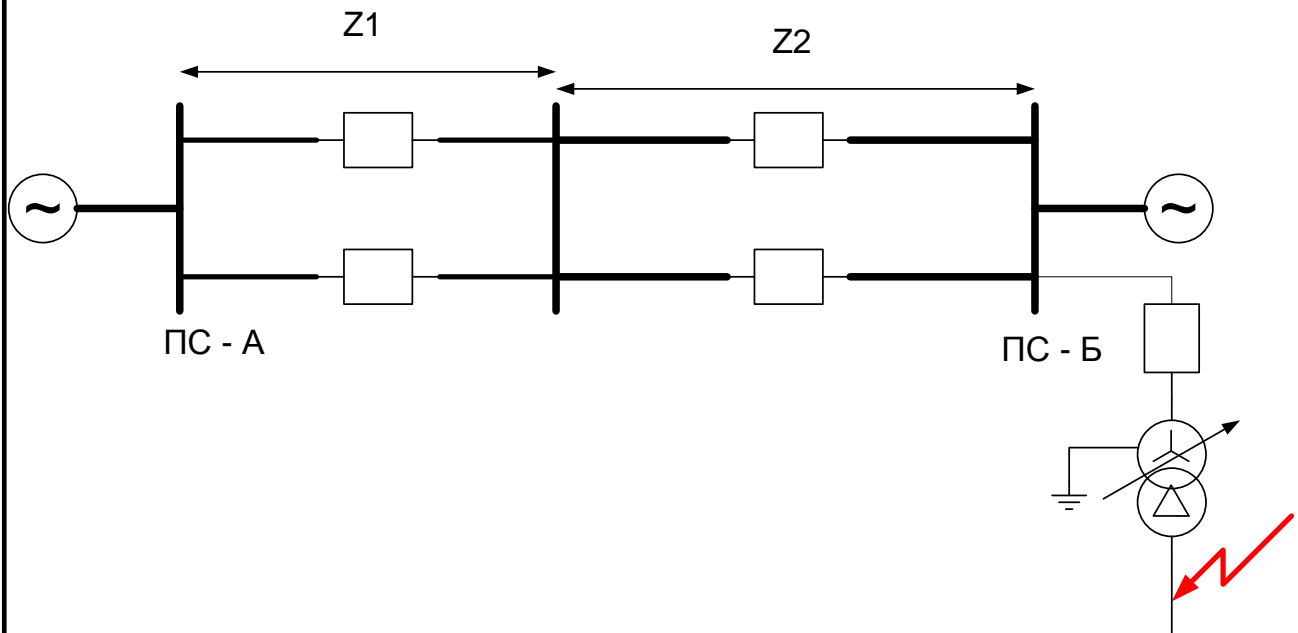


Рисунок 7.9.6 – Схема для определения срабатывания 2 ступени.

$$k_{тр.3} = \frac{I_2}{I_{тр}} = \frac{0,093}{0,489} = 0,19;$$

$$Z_{с.з.22} \leq 0,85 \cdot \left(7,08 + j21,6 + \frac{8,26 + j30,45}{1} + \frac{17,5 + j192,2}{0,19} \right) = 91,33 + j904,1 = 908,7 \cdot e^{j84,23^\circ}.$$

Выбираем минимальное сопротивление из 2 условий: оно равно 214,82 Ом.

Вторичное значение сопротивление срабатывание 2 ступени ДЗ:

$$Z_{с.з.втор2} = Z_{с.з.2} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 214,82 \cdot \frac{300 \cdot 100}{5 \cdot 220000} = 5,86 \text{ Ом}.$$

Выдержка времени второй ступени ДЗ принимается на ступень больше выдержки времени быстродействующей защиты противоположной подстанции и участка, с которым производится согласование. Следовательно $t_{ц} = 0,25 \text{ с}$.
Характеристику ДЗ рассмотрим на рисунке 7.9.7.

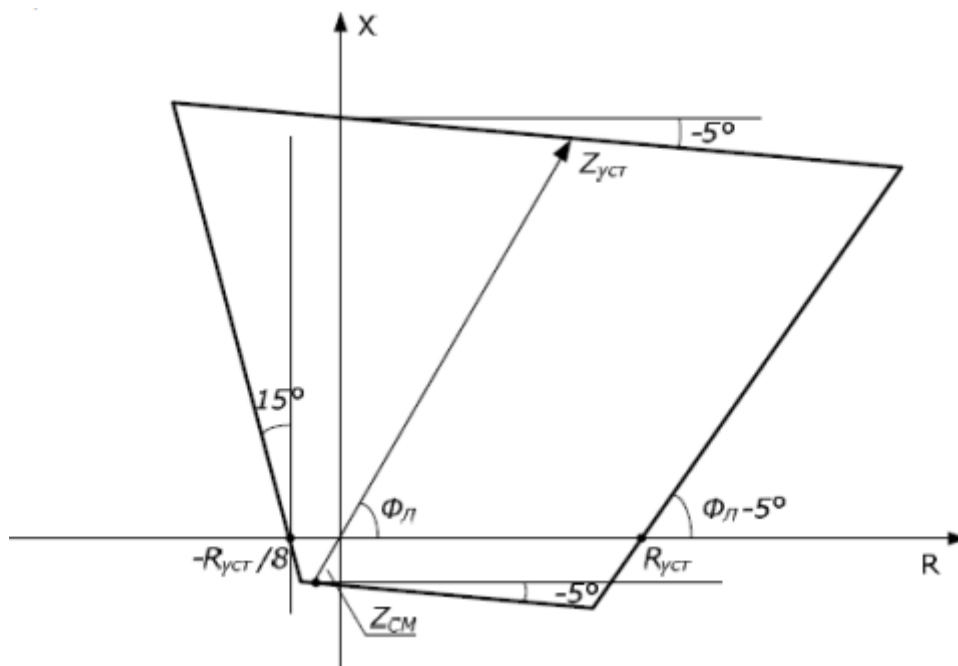


Рисунок 7.9.7 – Четырехугольная характеристика ДЗ для II ступени.

Третья ступень ДЗ предназначена для резервирования защит присоединений, отходящих от шин противоположной подстанции.

Сопротивление срабатывания третьей ступени:

$$Z_{c.з.3.1} = \frac{Z_{\text{самозап}}}{k_H \cdot k_B \cdot \cos(\varphi - \varphi_{\text{раб}})}$$

где $Z_{\text{самозап}}$ - минимальное значение первичного сопротивления в месте установки защиты в условиях самозапуска ЭД;

φ – угол полного сопротивления линии;

$k_H=1,2$ – коэффициент надежности;

$k_B=1,03$ – коэффициент возврата реле.

$$Z_{\text{самозап}} = \frac{U_{\text{мин}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{самозап}} \cdot I_{\text{раб.макс}}}$$

где $U_{\text{мин}}$ — минимальное значение первичного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска ЭД;

$k_{\text{самозап}}$ – коэффициент самозапуска;

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

Определим коэффициент самозапуска:

$$k_{c.з.} = \frac{(S_{\text{транз.}} - S_{\text{н.пс}}) + S_{\text{н.пс}} \cdot k_{c3.н}}{S_{\text{транз.}}} = \frac{(160 - 31,6) + 31,6 \cdot 1,2}{160} = 1,04,$$

Минимальное напряжение в месте установки:

$$U_{\text{мин}} = 0,8 \cdot U_{\text{ном}} = 0,8 \cdot 220 = 176 \text{ кВ.}$$

Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата

Рассчитываем сопротивление:

$$Z_{\text{самозап}} = \frac{176}{\sqrt{3} \cdot 1,04 \cdot 420} = 232,6 \text{ Ом.}$$

Так как $\cos\varphi=0,88$, то в нормальном режиме угол равен $28,36^\circ$.

Исходя из рассчитанных данных:

$$Z_{\text{с.з.з.1}} = \frac{232,6}{1,2 \cdot 1,03 \cdot \cos(84,4 - 28,4)} = 336,5 \text{ Ом.}$$

Находим вторичное значение сопротивления:

$$Z_{\text{с.з.вторз}} = Z_{\text{с.з.2}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 336,5 \cdot \frac{300 \cdot 100}{5 \cdot 220000} = 9,18 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени третьей ступени ДЗ отстраивается от выдержки времени МТЗ трансформатора РП.

$$t_{\text{с.з.з}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t = 0,542 + 0,25 = 0,792 \text{ с.}$$

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	Лист
						97
Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата		

8. ПРОВЕРКА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Необходимо произвести проверку измерительных трансформаторов тока на допустимую погрешность на стороне НН силового трансформатора:

Сопротивление нагрузки на ТТ:

$$Z_{н.ТТ} = Z_p + 2 \cdot Z_{п} + Z_k,$$

где Z_p - сопротивление терминала;

$Z_{п}$ - сопротивление соединительного провода;

$Z_k = 0,05$ Ом – сопротивление переходных контактов.

Сопротивление МП терминала:

$$Z_p = \frac{S_{пот}}{I_{ном.ВТ}^2},$$

где $S_{пот} = 0,5$ ВА – потребляемая мощность терминала от ТТ.

$$Z_p = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Сопротивление соединительного провода:

$$Z_{п} = \frac{\rho}{q} \cdot l,$$

где $\rho = 0,0175$ Ом·мм²/м - удельное сопротивление многожильного проводника;

$q = 2,5$ мм² – сечение жилы проводника по условию механической прочности;

l – длина соединительного проводника и установленного в шкафу в ОПУ.

$$Z_{п.10P(1)} = \frac{0,0175}{2,5} \cdot 6 = 0,042 \text{ Ом,}$$

$$Z_{п.10P(2)} = \frac{0,0175}{2,5} \cdot 100 = 0,7 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_{н.ТТ.10P(1)} = 0,008 + 2 \cdot 0,042 + 0,05 = 0,142 \text{ Ом;}$$

$$Z_{н.ТТ.10P(2)} = 0,02 + 2 \cdot 0,7 + 0,05 = 1,47 \text{ Ом.}$$

Допустимая кратность:

$$k_{10,доп} = k_{10,ном} \cdot \frac{Z_{10,ном}}{Z_{н.ТТ}} = 10 \cdot \frac{0,8}{1,47} = 5,44.$$

Расчетная кратность:

$$k_{расч} = \frac{I_{к.макс.}}{I_{1,ном}} = \frac{9046}{4000} = 2,26.$$

$k_{расч} < k_{10,доп}$, значит, ТТ будет работать в заявленном классе точности.

									Лист
									98
Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата	ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190				

9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ

Для определения места повреждения линии 220 кВ установим на нее устройство Сириус–2–ОМП – 5А–220В–И4–FX.

Устройство обеспечивает следующие эксплуатационные возможности:

- ввод и хранение уставок в энергонезависимой памяти;
- непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;
- гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;
- высокое сопротивление и прочность изоляции входов и выходов относительно корпуса и между собой для повышения устойчивости устройства к перенапряжениям, возникающим во вторичных цепях подстанций.

Функции, выполняемые устройством.

–ОМП :

- выдача результата в километрах;
- определение вида повреждения;
- пусковые органы по токам симметричных составляющих;
- пусковые органы по приращению токов симметричных составляющих;
- селективность при фиксации КЗ;
- функционирование на проходных подстанциях в прямом и обратном направлениях;
- пересчет результата после уточнения уставок;
- формирование данных для двухстороннего расчета;
- оценка качества данных для двухстороннего расчета;
- учет неоднородности обслуживаемой и параллельной линий (9 участков);
- учет режима работы нейтрали энергосистемы.

–Сигнализация:

- выявление нового КЗ;
- появление новой осциллограммы;
- появление сигнала РПО;
- срабатывание при пусковых органов функции ОМП;
- пусковые органы по I0, I1, I2, I2/I1, I0/I1, U0, U1, U0;
- потеря связи по интерфейсам Ethernet 1 и Ethernet 2.

									Лист
									99
Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата	ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190				

Устройство непрерывно производит измерение электрических параметров входных аналоговых сигналов токов и напряжений $I_A, I_B, I_C, 3I_0, U_A, U_B, U_C, U_{доп}$.

На основании измеренных параметров токов и напряжений производится расчет следующих величин:

- линейных напряжений U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} ;
- полной мощности S ;
- активной мощности P ;
- реактивной мощности Q ;
- симметричных составляющих:
 - тока прямой последовательности;
 - тока обратной последовательности ;
 - тока нулевой последовательности;
 - напряжения прямой последовательности;
 - напряжения обратной последовательности;
 - напряжения нулевой последовательности.

Каждые 5 мс устройство рассчитывает действующие значения первой гармоники всех аналоговых сигналов и считывает состояние дискретных сигналов. Полученные значения сразу же используются в ФЛС устройства. Аварийный режим на линии определяется наличием на ней повреждения. Факт наличия повреждения выявляется устройством с помощью использования пусковых органов функции ОМП. Срабатывание этих органов инициирует запуск осциллографа устройства. Загораются соответствующие светодиоды группы «Пуск». После завершения процесса записи осциллограммы загорается светодиод «Новая осциллограмма». При необходимости, проверяется наличие подтверждения отключения линии от выключателя или релейной защиты. Далее устройство начинает процесс расчета параметров аварийного режима. После чего фиксируется одно или несколько срабатываний типа «Новое КЗ».

В устройстве реализован односторонний метод ОМП по параметрам аварийного режима. Методологически, односторонние методы уступают в точности двухсторонним. Поэтому устройство формирует необходимые данные для использования в двухсторонних методах.

Так как у устройства есть такой параметр как направленность, оно может применяться на проходных подстанциях. Одна линия приходит на подстанцию, другая – отходит. Повреждение может случиться на любой из этих линий. Повреждения на одной линии считаются повреждениями в прямом направлении (относительно места подключения устройства к измерительным трансформаторам),

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		100

на другой – в обратном направлении. Разграничение по направлению между этими линиями определяется фазировкой подключения клемм устройства к измерительным трансформаторам.

Определение вида повреждения происходит по параметрам аварийного режима, исходя из полученных осциллограмм, устройство различает следующие виды повреждений:

- Трехфазное КЗ;
- Двухфазное КЗ;
- Двухфазное КЗ на землю между фазами;
- Однофазное КЗ;
- Двойные замыкания на землю с участием фаз обслуживаемой линии.

Каждая осциллограмма может включать в себя до трех составляющих: доаварийной, аварийной и послеаварийной.

Устройство может выполнять двухсторонний расчет, он оправдан только тогда, когда устройства ОМП с обеих сторон линии формируют данные с привязкой к одной и той же метке времени. Для этого требуется точная синхронизация часов устройства. Она может быть осуществлена как непосредственной синхронизацией часов обоих устройств, так и отстройкой от метки времени начала аварийного режима.

Устройство имеет механизм косвенной оценки характера фронта аварийного режима. Оценка производится на основе сравнения значений I_0 и I_2 с уставками «Пуск.условия ОМП»→ I_0 » и «Пуск.условия ОМП»→ I_2 » соответственно. Если одновременно оба эти значения превышают обозначенные уставки на 30%, то фронт аварийного режима считается достаточно резким. В срабатывании присутствует фраза «Двухсторонний расчет выполнять можно». Оценка фронта аварийного режима как плавно-нарастающего приводит к присутствию в срабатывании фразы «Двухсторонний расчет выполнять нельзя».

В устройстве предусмотрен механизм самодиагностики. Этот механизм позволяет устройству диагностировать свои программно-доступные узлы. К ним относятся: центральный процессор (ARM), процессор цифровой обработки сигналов (DSP), ПЗУ, ОЗУ, энергонезависимая память уставок и АЦП. Самодиагностика производится постоянно в течение всего времени работы устройства.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработка релейной защиты и автоматики для данной подстанции была произведена согласно действующим нормативным техническим документам и неоднократно проверенным методикам расчета. На этом основании можно утверждать, что релейная защита и автоматика подстанции будет верно функционировать в течение запланированного срока службы при выполнении требований по монтажу и эксплуатации цепей и оборудования подстанции.

На подстанции приняты к установке 2 трансформатора ТРДН – 40000/220/10, выключатели на высоком напряжении ВЭБ-220, разъединители РПД-УЭТМ-220, выключатели на низком напряжении ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5, терминалы РЗА производства «Радиус Автоматика». Для кабельной линии и для трансформатора 10/0,4 был выбран терминал Сириус-ДЗ-35-5А-220В DC-И4-FX, для электродвигателя выбран терминал Сириус-2-ДМ-5А-220В DC-И4-FX, для вводного выключателя низкого напряжения подстанции используется терминал Сириус-2-ВБ-5А-220В DC-И4-FX, для секционного выключателя низкого напряжения подстанции выбираем терминал Сириус-2-С-5А-220В DC-И4-FX, для защиты от дуговых замыканий применяется терминал Орион-ДЗ-220В-В, для трансформатора напряжения применяем терминал Сириус-2-ТН-К-220В-ИЗ, для силового трансформатора выбраны шкафы защит ШЭРА-ДЗТТ-РН-2002 и ШЭРА-РЗТ-1004, для воздушной линии 220 кВ применяем шкафы защит ШЭРА-ДЗЛ-2002 и ШЭРА-УВ-2002. Для всех терминалов был выполнен расчет уставок РЗА и проверка чувствительности.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		102

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Положение о единой технической политике ОАО "ФСК ЕЭС" – http://www.fskees/about/standards_organization.html
2. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. — http://www.fskees/about/standards_organization.html
3. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. - http://www.fskees/about/standards_organization.html
4. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, 15-е изд. — Москва, 2003 — 256 с.
5. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. — http://www.fskees/about/standards_organization.html
6. ГОСТ 27514–87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Изд-во стандартов, 1989, – 41 с.
7. ТИ 34-70-070-87. Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ. – Москва, 1988 – 56 с.
8. ЗАО «РАДИУС Автоматика». Микропроцессорные устройства защиты электродвигателя «Сириус-Д», «Сириус-21-Д». Руководство по эксплуатации. БПВА.656122.046 РЭ. Москва;
9. ЗАО «РАДИУС Автоматика». Выбор уставок срабатывания микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики серии «Сириус» для распределительных сетей 6-35 кВ. Ю.А. Барабанов. Редакция от 08 мая 2013 г;
10. А.М. Александров. Выбор уставок срабатывания защит асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ. Методические указания с примерами. Издание ПЭИПК. Санкт-Петербург. 2000 г
11. Шабад М.А. Защита трансформаторов 10 кВ., - М. Энергоатомиздат, 1989. - 144 с.: ил. (Биб-ка электромонтера; Вып. 623);
12. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Моно-графия / М.А. Шабад. СПб.: ПЭИПК, 2003. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 с.: ил;
13. Небрат И.Л., Полесицкая Т.П. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты: учебное пособие. - СПб.: ПЭИПК, 2009. - 48 с. - Ч2.
14. ГОСТ 2213-79. Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие технические условия. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2003, – 35 с.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		103

15. Шуин В. А., Гусенков А. В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6 – 10 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс» 104 с.; ил. [Библиотечка электротехника; Вып. 11(35)].
16. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, 15-е изд. — Москва, 2003 — 256 с.
17. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, 15-е изд. — Москва, 2003 — 256 с.
18. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. — http://www.fskees/about/standards_organization.html
19. ТУ 3414-016-05755766-2007. Предохранители плавкие высоковольтные серии ПКТ-VK, ПKN-VK. Технические условия. - ОАО «НВА», 2008, - 198 с.
20. ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91). Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 82 с.
21. ГОСТ 17544-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500, 750 кВ. Технические условия – М.: Изд-во стандартов, 2016. – 224 с.
22. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. — М.: НИЦ ЭНАС, 2002, — 151 с.
23. Типовые технические требования к трансформаторам, автотрансформаторам (распределительным, силовым) классов напряжения 110-750 кВ. – http://www.fsk-ees.ru/about/certification_of_equipment/
24. ЗАО «Группа компаний «Электрощит»-ТМ-Самара». ТОЛ-СЭЩ-10. Руководство по эксплуатации. — <https://electroshield.ru/catalog/transformatoryizmeritelnie/tol-seshch-10-20-35>
25. ОАО «Электrozавод». Каталог продукции реакторов. — http://www.elektrozavod.ru/production/8_1
26. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 7. Дистанционная защита линий 35-330 кВ. — М.: «Энергия», 1966, — 172 с.
27. 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.
28. ОАО «СЗТТ». Встроенные трансформаторы тока. Краткий каталог. – <http://www.cztt.ru/tv.html>

ПРИЛОЖЕНИЕ

1. Графическая часть на 5 листах формата А1

					<i>ЮУрГУ – 13.03.02.2017.190</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		105